

Opprettelse av stegvis  
aggregeringsheuristikk og  
aggregeringsmodeller for  
vannkraftsystemer

**Martin Berg-Leirvåg**

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2017

Hovedveileder: Magnus Korpås, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Summary

Norway has in the recent decades utilised hydro as an energy resource, and the EMPS model has long been used as a simulation tool of the power prices in the Nordic energy market. The great number of hydro power plants and reservoirs in the Nordic power system contributes to an increased complexity in the model, and therefore an aggregated representation of the hydro system is used. The Nordic energy market expects a closer connection to the European power market which consists of a larger quantity of non-regulated renewable energy. The present aggregation- and disaggregation methods used in today's EMPS model are not adapted to these new challenges.

The hydropower system in this project has been created in Vansimtap and then simulated in ProdBRisk for the production planning of the local hydropower systems Røldalsvatn (RSK) and Leirfossen (TEV). The data set and the software have been provided by SINTEF Energy and represent the current hydropower system.

This task consists of a step-by-step aggregation heuristic that has been used on a serial system (TEV) and a parallel system (RSK). The method was developed after creating two stepwise aggregation methods based on the degree of regulation. Step-by-step aggregation method 1 showed satisfactory results for the RSK system, but led to large flooding losses in the TEV system. Step-by-step aggregation method 2 was more flexible with regard to the parameters of energy equivalent, production capacity and station discharge. This method showed better results for both systems and the developed heuristics are based primarily on this method.

Furthermore, a comparison has been made between different aggregation models based on the degree of regulation and reservoir size. These consist of single-, two- and three-reservoir models with the intention of comparing reservoir curves, station discharge curves and flood losses on the various models, for assessing which models yielded the best results.

The results in the RSK system showed small differences between the magazine models with respect to the degree of regulation. The magazine models partitioning with respect to reservoir size led to generally major discrepancies between the models and the detailed system. For the TEV system, there were greater discrepancies between the magazine models, but the partitioning based on the degree of regulation also showed the best method in this case.

In summary, the heuristics of a step-by-step aggregation method show satisfactory results for two different watercourse systems, and the results in the aggregation models show that aggregation by degree of regulation gives the best results for the waterways associated with this task.



## Sammendrag

Norge har i flere tiår benyttet seg av vannkraft som en energiressurs, og Samkjøringsmodellen har lenge blitt brukt for simulering av kraftpriser i det nordiske kraftmarkedet. Det store antall vannkraftverk og vannreservoarer i det nordiske kraftsystemet fører til en økt kompleksitet i modellen, slik at en aggregert representasjon av vannsystemet benyttes. Det nordiske energimarkedet venter i fremtiden en større kobling til det europeiske kraftmarkedet som består av stor mengde uregulerbart fornybar kraft. Nåværende aggregering- og disaggregeringsmetoder brukt i dagens simuleringsmodeller er ikke tilpasset de nye utfordringene dette fører med seg. Denne oppgaven tar for seg ulike aggregeringsmodeller.

Vannkraftsystemet i dette prosjektet har blitt opprettet i Vansimtap for deretter simulert i ProdRisk for produksjonsplanleggelsen av de lokale vannkraftsystemene Røldalsvatn (RSK) og Leirfossen (TEV). Datasettet og programvaren har blitt levert av SINTEF Energi og representerer det aktuelle vannkraftsystemet.

Denne oppgaven består av en stegvis aggregeringsheuristikk som har blitt benyttet på et serielt system (TEV) og et parallelt system (RSK). Metoden ble utviklet etter å ha opprettet to stegvise aggregeringsmetoder basert på reguleringsgrad. Stegvis aggregeringsmetode 1 viste tilfredsstillende resultater for RSK-systemet, men førte til stort flømtap i TEV-systemet. Stegvis aggregeringsmetode 2 var mer fleksibel med hensyn til parametrene energiekvivalent, produksjonskapasitet og stasjonsvannføring. Denne metoden viste til bedre resultater for begge systemer og den utviklede heuristikken baseres hovedsakelig på denne metoden.

Videre har det blitt utført en sammenligning mellom ulike aggregeringsmodeller basert på reguleringsgrad og reservoarstørrelse. Disse består av en-, to- og tremagasinmodeller med hensikt å sammenligne reservoarkurver, stasjonsvannføringkurver og flømtapet ved de ulike modellene, for vurdering av hvilke modeller som ga best resultat.

Resultatene i RSK-systemet viste små forskjeller mellom magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad. Oppdelingen etter reservoarstørrelse førte til generelt større avvik mellom modellene og det detaljerte systemet. For TEV-systemet var det større avvik mellom magasinmodellene, men oppdelingen basert på reguleringsgrad viste også i dette tilfellet å være den beste metoden.

Oppsummert viser heuristikken for en stegvis aggregeringsmetode å gi tilfredsstillende resultater for to ulike vassdragssystemer, og resultatene i aggregeringsmodellene viser at aggregering etter reguleringsgrad gir de beste resultatene for vassdragene tilknyttet denne oppgaven.



## Forord

Denne rapporten er skrevet ved institutt for elkraftteknikk ved Norges teknisk-vitenskapelige universitet (NTNU) i løpet av våren 2017, i forbindelse med faget *TET4905 Energibruk og energiplanlegging, masteroppgave*. Jeg skrev prosjektoppgave om samme tema i løpet av høsten 2016, som fungerte som et forarbeid til denne masteroppgaven. Arbeidet er en del av prosjektet “Modeller for aggregering og disaggregering” (MAD) som er et samarbeidsprosjekt mellom SINTEF og flere norske energiselskaper.

Jeg har i løpet av dette året brukt mange timer i Vansimtap og simulert utallige modeller i ProdRisk, og ser på meg selv som en mester i bruk av programmet. Dette har vært smertefullt til tider, men jeg sitter igjen med mye kunnskap, og ikke minst har det vært en glede å se kvaliteten på resultatene som modellene etter hvert har oppnådd.

Til slutt vil jeg rette en stor takk til mine veiledere Magnus Korpås og Markus Løschenbrand ved NTNU, i tillegg til Birger Mo ved SINTEF Energi, som alltid har vært tilgjengelige for mine spørsmål og kommet med konstruktiv tilbakemelding gjennom hele året.

Trondheim, 11.juni 2017

Martin Berg-Leirvåg





# Innhold

<b>1</b>	<b>Bakgrunn og motivasjon</b>	<b>1</b>
1.1	Magasindisponering- og simulering i Norden . . . . .	1
1.2	Utviklingen til kraftsystemet fremover og utfordringer . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Simuleringsmodeller utviklet av SINTEF</b>	<b>5</b>
2.1	MAD . . . . .	5
2.2	SOVN . . . . .	5
2.3	ProdMarket . . . . .	5
<b>3</b>	<b>ProdRisk</b>	<b>7</b>
3.1	Introduksjon til modellen . . . . .	7
3.2	Beskrivelse av SDP-modellen . . . . .	8
3.2.1	SDP rekursjon . . . . .	9
3.2.2	Utfordringer med metoden . . . . .	10
3.3	Beskrivelse av SDDP-modellen . . . . .	10
3.3.1	Målfunksjon . . . . .	11
3.3.2	Restriksjoner . . . . .	12
3.3.3	Beregning av driftsinntekt for en resultatperiode . . . . .	13
3.3.4	Prismodell . . . . .	13
3.3.5	Tilsgsserier . . . . .	15
<b>4</b>	<b>Samkjøringsmodellen</b>	<b>17</b>
4.1	Strategifasen . . . . .	17
4.1.1	Den matematiske utledningen . . . . .	18
4.1.2	Håndtering av topp og bunn av reservoaret . . . . .	21
4.1.3	Optimal produksjon i det aggregerte området . . . . .	21
4.1.4	Kalibrering . . . . .	22
4.2	Simuleringsfasen . . . . .	22
4.2.1	Steg 1. Områdeoptimalisering . . . . .	22
4.2.2	Steg 2. Tappefordelingsmodellen . . . . .	22
4.2.3	Sammenhengen mellom områdeoptimalisering og tappefordelings- modellen . . . . .	23
<b>5</b>	<b>Beskrivelse av datasett</b>	<b>25</b>
5.1	Resultatfiler i Vansimtap . . . . .	28
5.2	Produksjonskapasitet . . . . .	28
5.3	Reservoarkapasitet . . . . .	28
5.4	Gjennomsnittlig tilsig . . . . .	28

5.5	Reguleringsgrad . . . . .	29
5.6	Restriksjoner . . . . .	30
5.7	Magasintype . . . . .	31
5.8	Stasjonsinformasjon . . . . .	32
5.9	Ekstern prisrekke . . . . .	34
<b>6</b>	<b>Aggregeringsprinsipper</b>	<b>35</b>
6.1	Reservoarkapasitet . . . . .	35
6.2	Tilslig . . . . .	35
6.3	Produksjonskapasitet . . . . .	36
6.4	Reguleringsgrad . . . . .	36
6.5	Magasinstørrelse . . . . .	37
6.6	Serie- eller parallellkoblede modeller . . . . .	37
6.7	Magasinrestriksjoner . . . . .	37
6.8	Litteratur tilknyttet andre aggregeringsmetoder . . . . .	38
<b>7</b>	<b>Stegvise aggregeringsmetoder</b>	<b>41</b>
7.1	Stegvis aggregeringsmetode 1 . . . . .	42
7.1.1	Modulparametere omregnet i steg 0 . . . . .	42
7.2	Stegvis aggregeringsmetode 2 . . . . .	43
7.2.1	Benyttelse av .EMAR-filen for aggregering . . . . .	43
7.2.2	Modulparametere . . . . .	43
7.2.3	Restriksjoner . . . . .	45
7.2.4	Eliminering av styrekurver . . . . .	45
<b>8</b>	<b>Stegvise aggregeringsresultater</b>	<b>47</b>
8.1	Metode 1: RSK-systemet . . . . .	47
8.1.1	Oversikt over modulparametere ved samtlige aggregeringssteg . . . . .	47
8.1.2	Sammenligning av stegvise resultater . . . . .	52
8.2	Metode 1: TEV-systemet . . . . .	56
8.2.1	Oversikt over modulparametere ved samtlige aggregeringssteg . . . . .	56
8.2.2	Sammenligning av stegvise resultater . . . . .	58
8.3	Metode 2: RSK-systemet . . . . .	62
8.3.1	Stegvise parameterresultater . . . . .	62
8.3.2	Sammenligning av stegvise resultater . . . . .	66
8.4	Metode 2: TEV-systemet . . . . .	70
8.4.1	Stegvise parameterresultater . . . . .	70
8.4.2	Sammenligning av stegvise resultater . . . . .	77
8.4.3	Justering av steg . . . . .	79
8.5	Sammenligning av bunnreservoar for hvert aggregeringssteg for metode 1 og metode 2 . . . . .	80
<b>9</b>	<b>Heuristikk utviklet for stegvis aggregering</b>	<b>85</b>
<b>10</b>	<b>Tomagasin- og tremagasinmodeller</b>	<b>87</b>
10.1	Sammenligning av to- og tremagasinmodeller: RSK-systemet . . . . .	88
10.1.1	Modulparametere for de ulike modellene . . . . .	88
10.1.2	Reservoarnivå . . . . .	90
10.1.3	Stasjonsvannføring . . . . .	91

10.1.4	Flom . . . . .	92
10.1.5	RMSE-verdier for reservoarnivå . . . . .	93
10.1.6	Inntjening . . . . .	93
10.2	Sammenligning av to- og tremagasinmodeller: TEV-systemet . . . . .	94
10.2.1	Modulparametere for de ulike modellene . . . . .	94
10.2.2	Reservoarnivå . . . . .	96
10.2.3	Stasjonsvannføring . . . . .	97
10.2.4	Flom . . . . .	98
10.2.5	RMSE-verdier for reservoarnivå . . . . .	99
10.2.6	Inntjening . . . . .	99
10.3	Simuleringstid . . . . .	100
<b>11</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>101</b>
11.1	Stegvis aggregeringsmetode 1 . . . . .	101
11.1.1	RSK-systemet . . . . .	102
11.1.2	TEV-systemet . . . . .	102
11.2	Stegvis aggregeringsmetode 2 . . . . .	103
11.2.1	RSK-systemet . . . . .	103
11.2.2	TEV-systemet . . . . .	103
11.3	Tomagasin- og tremagasinmodeller . . . . .	104
11.3.1	RSK-systemet . . . . .	104
11.3.2	TEV-systemet . . . . .	105
11.4	Tiltak for reduksjon av fleksibilitet . . . . .	105
11.5	Eventuelle feilkilder . . . . .	105
<b>12</b>	<b>Konklusjon og videre arbeid</b>	<b>107</b>
	<b>Bibliografi</b>	<b>108</b>
<b>A</b>	<b>Vassdragsskjemaer</b>	<b>A.1-1</b>
A.1	Skjemaer for RSK-vassdraget . . . . .	A.1-1
A.2	Skjemaer for TEV-vassdraget . . . . .	A.2-9
<b>B</b>	<b>Oppsummering av stegvis aggregering</b>	<b>B.0-21</b>
<b>C</b>	<b>.EMAR-filer</b>	<b>C.0-23</b>
<b>D</b>	<b>Tillegg resultater</b>	<b>D.1-25</b>
D.1	Reservoarkurver . . . . .	D.1-25
D.2	Stasjonsvannføringskurver . . . . .	D.2-27
D.3	Flomkurver . . . . .	D.3-29



# Tabeller

3.1	Eksponentiell utvikling av tilstander ved økning av magasiner i et SDP-problem . . . . .	10
5.1	Data knyttet til produksjon i delområdene som inngår i datasettet. . . . .	28
5.2	Aggregerte reservoarkapasiteter som inngår i datasettet. . . . .	28
5.3	Gjennomsnittlig tilsig i delområdene. . . . .	29
5.4	Reguleringsgrad for modulene i RSK. . . . .	29
5.5	Reguleringsgrad for modulene i TEV. . . . .	29
5.6	Restriksjoner for modul 16612 i system RSK. . . . .	30
5.7	Restriksjoner for moduler knyttet til forbitapping i TEV. . . . .	30
5.8	Restriksjoner for moduler knyttet til reservoarnivå i TEV. . . . .	31
5.9	Definisjon av tappestrategi for modulene i RSK . . . . .	31
5.10	Definisjon av tappestrategi for modulene i TEV. . . . .	32
5.11	Stasjonsparametere for RSK-vassdraget. . . . .	32
5.12	Stasjonsparametere for TEV-vassdraget. . . . .	33
5.13	Lokal stasjonsproduksjon og forbitapping for 153 ukers periode for RSK. . .	33
5.14	Lokal stasjonsproduksjon og forbitapping for 153 ukers periode TEV. . . .	34
7.1	Opprinnelige parametere for modul 16621. . . . .	42
7.2	Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	43
7.3	Knekkpunkt i Vansimtap for modul 16612. . . . .	45
8.1	Omdefineringen av modulparameterne i steg 0 RSK-systemet ved bruk av metode 1, del 1. . . . .	48
8.2	Omdefineringen av modulparameterne i steg 0 RSK-systemet ved bruk av metode 1, del 2. . . . .	48
8.3	Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	48
8.4	Parameterverdier for å oppnå steg 2 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	49
8.5	Parameterverdier for å oppnå steg 3 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	49
8.6	Parameterverdier for å oppnå steg 4 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	49
8.7	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i metode 1 for modul 16613.3. . .	50
8.8	Parameterverdier for å oppnå steg 5 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	50

8.9	Parameterverdier for å oppnå steg 6 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	50
8.10	Parameterverdier for å oppnå steg 7 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	50
8.11	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 7 i metode 1 for modul 16613.3. . . . .	51
8.12	Parameterverdier for å oppnå steg 8 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	51
8.13	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 8 i metode 1 for modul 16613.3. . . . .	51
8.14	Parameterverdier for å oppnå steg 9 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1. . . . .	51
8.15	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 9 i metode 1 for modul 16613.3. . . . .	52
8.16	RMSE for stegvis aggregering for reservoarnivå ved bruk av metode 1. . . . .	55
8.17	Flom, produksjon og inntjening for utvalgte steg for RSK-systemet etter stegvis aggregeringsmetode 1. . . . .	55
8.18	Omdefineringen av modulparameterne i steg 0 TEV-systemet ved bruk av metode 1, del 1. . . . .	56
8.19	Omdefineringen av modulparameterne i steg 0 TEV-systemet ved bruk av metode 1, del 2. . . . .	56
8.20	Nye stasjonsvannføringsverdier $Q_m$ for TEV-systemet ved bruk av metode 1. . . . .	57
8.21	Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 1. . . . .	57
8.22	Parameterverdier for å oppnå steg 2 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 1. . . . .	57
8.23	Parameterverdier for å oppnå steg 3 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 1. . . . .	58
8.24	Kapasitetsfaktorer for modulene i systemet TEV for detaljert modell og steg 0 i aggregeringsmodellen. . . . .	61
8.25	Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	62
8.26	Parameterverdier for å oppnå steg 2 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	62
8.27	Parameterverdier for å oppnå steg 3 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	62
8.28	Parameterverdier for å oppnå steg 4 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	63
8.29	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i modul 16613.3 . . . . .	63
8.30	Parameterverdier for å oppnå steg 5 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	63
8.31	Parameterverdier for å oppnå steg 6 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	63
8.32	Parameterverdier for å oppnå steg 7 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	64
8.33	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i modul 16613.4 . . . . .	64
8.34	Parameterverdier for å oppnå steg 8 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	64
8.35	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i modul 16613.5 . . . . .	64

8.36	Parameterverdier for å oppnå steg 9 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2. . . . .	65
8.37	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i modul 16613.6 . . . . .	65
8.38	RMSE for stegvis aggregering for reservoarnivå ved bruk av metode 2. . . . .	68
8.39	Flom, produksjon og inntjening for utvalgte steg for RSK-systemet etter stegaggregering metode 1 for tre år. . . . .	69
8.40	Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	70
8.41	Parameterverdier for å oppnå steg 2 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	70
8.42	Parameterverdier for å oppnå steg 3 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	71
8.43	Parameterverdier for å oppnå steg 4 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	71
8.44	Parameterverdier for å oppnå steg 5 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	71
8.45	Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 5 i metode 2 for modul 49904.4. . . . .	71
8.46	Parameterverdier for å oppnå steg 6 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	72
8.47	Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 6 i metode 2 for modul 49904.5. . . . .	72
8.48	Parameterverdier for å oppnå steg 7 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	72
8.49	Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 7 i metode 2 for modul 49904.6. . . . .	72
8.50	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 7 i metode 2 for modul 49911. . . . .	73
8.51	Parameterverdier for å oppnå steg 8 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	73
8.52	Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 8 i metode 2 for modul 49904.7. . . . .	73
8.53	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 8 i metode 2 for modul 49911. . . . .	74
8.54	Parameterverdier for å oppnå steg 9 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	74
8.55	Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 9 i metode 2 for modul 49904.8. . . . .	74
8.56	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 9 i metode 2 for modul 49904.8. . . . .	75
8.57	Parameterverdier for å oppnå steg 10 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2. . . . .	75
8.58	Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 10 i metode 2 for modul 49904.9. . . . .	75
8.59	Minimum reservoarrestriksjoner for steg 10 i metode 2 for modul 49904.9. . . . .	76
8.60	Stegvise RMSE-verdier for TEV-systemet etter stegvis aggregering med metode 2. Endringer knyttet til forrige steg og nåværende steg. . . . .	79
8.61	Flom, produksjon og inntjening for utvalgte steg for TEV-systemet etter stegvis aggregeringsmetode 2. . . . .	79
10.1	Oppdeling av tomagasinmodellen etter reguleringsgrad for RSK-systemet. . . . .	88
10.2	Oppdeling av tremagasinmodellen etter reguleringsgrad for RSK-systemet. . . . .	88
10.3	Oppdeling av tomagasinmodellen etter reservoarstørrelse for RSK-systemet. . . . .	88
10.4	Oppdeling av tremagasinmodellen etter reservoarstørrelse for RSK-systemet. . . . .	88
10.5	Modulparametere for RSK aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tomagasinssystem. . . . .	88

10.6	Modulparametere for RSK aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tomagasinsystem. . . . .	88
10.7	Modulparametere for RSK aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tremagasinsystem. . . . .	89
10.8	Modulparametere for RSK aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tremagasinsystem. . . . .	89
10.9	RMSE for reservoarnivå for magasinmodellene i RSK-systemet aggregert etter reguleringsgrad. . . . .	93
10.10	RMSE for reservoarnivå for magasinmodellene i RSK-systemet aggregert etter reservoarstørrelse. . . . .	93
10.11	Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tomagasinsystem. . . . .	94
10.12	Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tomagasinsystem. . . . .	94
10.13	Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tremagasinsystem. . . . .	94
10.14	Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter på reservoarstørrelse for tremagasinsystem. . . . .	94
10.15	Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tomagasinsystem. . . . .	94
10.16	Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tomagasinsystem. . . . .	95
10.17	Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tremagasinsystem. . . . .	95
10.18	Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tremagasinsystem. . . . .	95
10.19	RMSE for reservoarnivå for magasinmodellene i TEV-systemet aggregert etter reguleringsgrad. . . . .	99
10.20	RMSE for reservoarnivå for magasinmodellene i TEV-systemet aggregert etter reservoarstørrelse. . . . .	99
10.21	Simuleringstid for et vilkårlig vassdragssystem. . . . .	100
B.1	Oppsummering av steg for stegvis aggregering av RSK-systemet med metode 1. . . . .	B.0-21
B.2	Oppsummering av steg for stegvis aggregering av RSK-systemet med metode 2. . . . .	B.0-21
B.3	Samlet tabell over aggregeringsverdier for TEV-systemet med metode 2. . . . .	B.0-22



# Figurer

3.1	Hendelsestre. . . . .	8
3.2	Umiddelbare- og fremtidig kostnader versus sluttreservoarnivå. . . . .	9
3.3	Definsjon av systemtilstander. . . . .	9
3.4	Kalkuleringer av operasjonskostnader for forskjellige steg. . . . .	10
3.5	Kalkuleringer av operasjonskostnader for forskjellige steg. . . . .	11
3.6	Prismodellstruktur. . . . .	13
3.7	Hendelsestre for nivåskift i spotpriser med for prismodellen. . . . .	14
4.1	Overgangen mellom et fysisk system til venstre og et aggregert system til høyre. . . . .	18
4.2	Planleggingsperioden ved vannverdier. . . . .	19
4.3	Grunnprinsippet bak beregning av vannverdi $\kappa_0$ . . . . .	20
4.4	Eksempel på tilbuds- og etterspørselskurve. . . . .	21
4.5	Ukentlige beslutningsprosessen i Samkjøringsmodellen. [4] . . . . .	24
5.1	Vassdragsskjema for RSK i det detaljerte systemet. . . . .	26
5.2	Vassdragsskjema for TEV i det detaljerte systemet. . . . .	27
5.3	Prisrekke for delområdene. . . . .	34
8.1	Total reserovarnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for RSK-systemet. . . . .	52
8.2	Total stasjonsvannføring for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for RSK-systemet. . . . .	53
8.3	Total flom for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for RSK-systemet. . . . .	53
8.4	Sammenligning i produksjon for steg 0 i RSK. . . . .	54
8.5	Sammenligning i forbitapping for steg 0 i RSK. . . . .	54
8.6	Total reserovarnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for TEV-systemet. . . . .	58
8.7	Total stasjonvannføring for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for TEV-systemet. . . . .	59
8.8	Total flomnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for TEV-systemet. . . . .	59
8.9	Sammenligning i produksjon for steg 0 i TEV. . . . .	60
8.10	Sammenligning i forbitapping for steg 0 i TEV. . . . .	60
8.11	Total reserovarnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for RSK-systemet. . . . .	66
8.12	Total stasjonvannføring for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for RSK-systemet. . . . .	67
8.13	Total flomnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for RSK-systemet. . . . .	67

8.14	Sammenligning i produksjon for steg 0 i RSK. . . . .	68
8.15	Sammenligning i forbitapping for steg 0 i RSK. . . . .	68
8.16	Total reserovarnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for TEV-systemet. . . . .	77
8.17	Total stasjonvannføring for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for TEV-systemet. . . . .	78
8.18	Total flomnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for TEV-systemet.	78
8.19	Punktvis forskjell mellom lokal- og absolutt restriksjon for steg 9. . . . .	79
8.20	Punktvis forskjell mellom lokal- og absolutt restriksjon for steg 10. . . . .	80
8.21	Bunnivå for RSK-systemet ved metode 1. Vist for hvert år i systemet. . . . .	81
8.22	Bunnivå for RSK-systemet ved metode 2. Vist for hvert år i systemet. . . . .	81
8.23	Bunnivå for TEV-systemet ved metode 1. Vist for hvert år i systemet. . . . .	82
8.24	Bunnivå for TEV-systemet ved metode 2. Vist for hvert år i systemet. . . . .	83
9.1	Flytskjema av utviklet heuristikk for stegvis aggregeringsmetode. . . . .	86
10.1	Reservoarnivå for modellene oppdelt etter reguleringsgrad for RSK-systemet.	90
10.2	Reservoarnivå for modellene oppdelt etter reservoarstørrelse for RSK-systemet.	90
10.3	Stasjonsvannføring for magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad. . . . .	91
10.4	Stasjonsvannføring for magasinmodellene oppdelt etter magasininstørrelse. . . . .	91
10.5	Flom for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad. . . . .	92
10.6	Flom for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse. . . . .	92
10.7	Flom, produksjon og inntjening for samtlige aggregeringsmodeller for RSK-systemet. . . . .	93
10.8	Reservoarnivå for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad.	96
10.9	Reservoarnivå for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse for TEV-systemet. . . . .	96
10.10	Stasjonsvannføring for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad for TEV-systemet. . . . .	97
10.11	Stasjonsvannføring for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse for TEV-systemet. . . . .	97
10.12	Flom for magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse for TEV-systemet.	98
10.13	Flom for magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse for TEV-systemet.	98
10.14	Flom, produksjon og inntjening for samtlige aggregeringsmodeller for TEV-systemet. . . . .	99
A.1	Detaljert skjema for RSK når energiekvivalenten har blitt satt lik 1 i produksjonsmodulene. . . . .	A.1-1
A.2	Detaljert skjema for RSK i opprinnelig system. . . . .	A.1-2
A.3	Vassdragsskjema etter steg 1 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.1-3
A.4	Vassdragsskjema etter steg 2 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.1-4
A.5	Vassdragsskjema etter steg 3 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.1-5
A.6	Vassdragsskjema etter steg 4 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.1-6
A.7	Vassdragsskjema etter steg 5 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.1-7
A.8	Vassdragsskjema etter steg 6 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.1-7
A.9	Vassdragsskjema etter steg 7 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.2-8
A.10	Vassdragsskjema etter steg 8 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.2-8
A.11	Vassdragsskjema etter steg 9 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet. . . . .	A.2-8
A.12	Detaljert skjema for TEV når e satt lik 1. . . . .	A.2-9

A.13	Detaljert skjema for TEV for opprinnelig system. . . . .	A.2-10
A.14	Vassdragsskjema etter steg 1 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-11
A.15	Vassdragsskjema etter steg 2 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-12
A.16	Vassdragsskjema etter steg 3 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-13
A.17	Vassdragsskjema etter steg 4 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-14
A.18	Vassdragsskjema etter steg 5 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-15
A.19	Vassdragsskjema etter steg 6 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-16
A.20	Vassdragsskjema etter steg 7 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-17
A.21	Vassdragsskjema etter steg 8 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-18
A.22	Vassdragsskjema etter steg 9 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . . .	A.2-18
A.23	Vassdragsskjema etter steg 10 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet. . .	A.2-19
C.1	.EMAR-filen for RSK i det detaljerte systemet. Repeterer samme forløp for uke 53-104 og uke 105-156. . . . .	C.0-23
C.2	.EMAR-filen for TEV i det detaljerte systemet. Repeterer samme forløp for uke 53-104 og uke 105-156. . . . .	C.0-24
D.1	Reservoarkurve for stegvis aggregeringmetode 1 på RSK-systemet. . . . .	D.1-25
D.2	Reservoarkurve for stegvis aggregeringmetode 2 på RSK-systemet. . . . .	D.2-26
D.3	Reservoarkurve for stegvis aggregeringmetode 2 på TEV-systemet. . . . .	D.2-26
D.4	Stasjonsvannføringskurve for stegvis aggregeringmetode 1 på RSK-systemet.	D.2-27
D.5	Stasjonsvannføringskurve for stegvis aggregeringmetode 2 på RSK-systemet.	D.3-28
D.6	Stasjonsvannføringskurve for stegvis aggregeringmetode 2 på TEV-systemet.	D.3-28
D.7	Flomkurve for stegvis aggregering metode 1 på RSK-systemet. . . . .	D.3-29
D.8	Flomkurve for stegvis aggregering metode 2 på RSK-systemet. . . . .	D.3-29
D.9	Flomkurve for stegvis aggregering metode 2 på TEV-systemet. . . . .	D.3-30



# Kapittel 1

## Bakgrunn og motivasjon

Denne masteroppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven *Modeller for aggregering av vannkraftverk i kraftmarkedssimulator*, skrevet av samme forfatter, som bestod av sammenligninger mellom en- og tomagasinmodeller opp mot det detaljerte systemet for Sira-Kvina-vassdraget. Simuleringen foregikk i ProdRisk og resultatet var variasjoner mellom de aggregerte modellene og det detaljerte systemet. Aggregeringsprosessen var basert på reguleringsgrad slik at modellene ble delt opp etter høy-/lav reguleringsgrad.

Aggregeringsprosessen har blitt videreført i masteroppgaven for opprettelse av aggregerte modeller og ved utvikling av en stegvis aggregeringsmetode. Stegvis aggregering betyr at det detaljerte systemet reduseres med én modul for hvert steg samtidig som den totale produksjonen, tilsiget og reservoarkapasiteten i systemet opprettholdes.

Bakgrunnen for utførelsen av masteroppgaven var å implementere en aggregeringsmetode på to ulike vassdrag for å vurdere utnyttelsen av energien i systemet. Med utgangspunkt i denne metoden var det ønskelig å identifisere parameterendringer etter hvert aggregeringssteg for å utvikle en heuristikk som kunne benyttes ved aggregering av et vilkårlig vassdrag. Parameterendringer som fremstilles i oppgaven er endringer knyttet til reservoarnivå, stasjonvannføring, flomtap, produksjon og inntjening. Samtidig har det blitt opprettet tomagasin- og tremagasinmodeller for å redusere simuleringstiden, for deretter å vurdere hvilke modeller som representerte det detaljerte systemet best.

Fordelen med aggregeringsmodeller er reduksjonen av simuleringstid grunnet at nåværende simuleringmetode er basert på en SDDP-modell som fører til økt simuleringstid ved økning av antall tilstander i systemet. Informasjonstap knyttet til det detaljerte systemet er den største ulempen med en slik aggregeringsmodell, som forklarer viktigheten av opprettelsen av en god aggregeringsmodell. Masteroppgaven er en del av MAD-prosjektet (Modelling of Aggregation and Disaggregation) som er en samarbeidsprosjekt med Sintef og flere norske kraftaktører.

### 1.1 Magasindisponering- og simulering i Norden

For å utnytte energien i vassdragene på en best mulig måte brukes vannmagasiner for å lagre vannet. Dette resulterer i flytting av produksjon fra perioder der prisene er lave til perioder der etterspørselen er større slik at prisnivået stiger. I fyllingssesongen, som starter

om våren når snøen smelter, fylles magasinene opp, men dersom magasinene fylles helt opp før inngangen til vinteren, kan det risikeres at vann går tapt ved flom hvis høsttilsiget er større enn forventet. Magasindisponering er dermed en balansegang mellom å lagre vannet til bruk ved høye prisperioder for samtidig å unngå flom slik at vannet renner over reservoargrensene. [23]

Optimering- og simuleringsmodeller er derfor viktige støtteverktøy for å ta avgjørelser innen prisprognoser, operasjonsplanlegging og investeringsanalyser. Dette gjelder spesielt for det nordiske systemet som består av energi som kommer fra termisk kraft og vannkraft. Det store antallet vannkraftverk og vannreservoarer i det nordiske kraftsystemet gjør at disse modellene blir komplekse, slik at alle modellene som representerer det nordiske markedet benytter seg av en aggregert representasjon av vannsystemet.

Metodene som brukes for å aggregere/disaggregere i dagens Samkjøringsmodell er ikke tilpasset fremtidens sterkere kobling med det europeiske kraftmarkedet som består av mer ikke-fornybar kraft. For eksempel, ved å bruke pumpekraft når det er mye vind, eller daglige prisvariasjoner, håndteres ikke i dagens modell, kun sesongpumping. Dette kan bidra til å gi et bedre verktøy for vannkraftprodusentene til å utnytte energien mer optimalt i magasinene, som resulterer i økt profitt. For TSO'en vil dette gi en bedre analyse av framtidige utvidelser på overføringslinjene som kan føre til mer fornuftige sosioøkonomiske investeringer.

## 1.2 Utviklingen til kraftsystemet fremover og utfordringer

Det nordiske kraftsystemet er i endring. Inntreden av fornybare energikilder av spesielt uforutsigbar vindkraft, nye lagringssystemer og en sterkere sammenkobling med det europeiske kraftmarkedet er faktorer som får store innvirkninger på fremtidens energibruk og energiplanlegging. Nye kraftledninger som sammenkobler det nordiske systemer med europeiske systemer er forventet å ha en økning på 50 % i 2025, og det er forventet en tredobling av den installerte vindkraftkapasiteten i perioden 2010-2025. Samtidig er det antatt færre termiske kraftverk i drift og at en mindre andel kapasitet kommer fra kull og gass. Det er forventet en økning på 50 TWh fra i dag til 2040, der el-biler står for 25 TWh. Økning av fornybar produksjon fører til viktigheten av å håndtere ubalanser og svingninger i systemet som fører til høy fleksibilitet i systemet, og siden vindkraft er sesongbasert kan dette føre til et større overskudd av kraft om vinteren.

Introduksjonen av smarte målere, avanserte energistyresystemer og mikronettverk er tilhørende årsaker på hvorfor denne restruktureringen foregår nå. Dette fører til at forbrukerne har større påvirkning på lastflyten og gir hodebry for netteiere som skal planlegge investeringer. Kombinert med lave strømpriser og muligheter for selvforsynte smånettverk gjør det vanskelig å forutse utviklingen til kraftsystemet fremover. Tre hovedpunkter kan representere disse utfordringene nettselskapene står ovenfor [19]:

1. Møte etterspørsel for fleksibilitet.
2. Etterkomme overføring- og produksjonskapasitet for å garantere leveringssikkerhet samt møte etterspørselen av markedet.

3. Oppretteholde en god frekvenskvalitet og tilstrekkelig tregghet i systemet for å sikre operasjonssikkerhet.

Norge med sin unike natur har hele 50 % av Europas totale energilagringsskapasitet i eksisterende vannkraftmagasin.[5] Ved bedre utnyttelse av vannressursene kan produsentene øke profitten og mer lønnsomme investeringer bestemmes for fremtidige prosjekter. Dette vil være mulig med bedre simuleringsmodeller som vil være mer nøyaktige i fordeling av vannressursene i landet slik at vi kan leve opp til å bli Europas batteri.





# Kapittel 2

## Simuleringsmodeller utviklet av SINTEF

Parallelt med MAD-prosjektet utvikles andre prosjekter med mål å forbedre fremtidens energisystem ved utvikling av både ny og eksisterende programvare.

### 2.1 MAD

Hovedformålet med MAD var å utvikle nye metoder for aggregering og disaggregering av vannkraft i Samkjøringsmodellen, med et tidsperspektiv for 2015-2018. Det var ønskelig å finne en passende struktur for aggregeringsmodellen for utvikling og implementering. Modellene settes opp i Vansimtap og simuleres i ProdRisk for optimal produksjonsplanlegging. [17]

### 2.2 SOVN

SOVN-prosjektet foregikk i tidsrommet 2013-2016, og var en helt ny algoritme for simulering av kraftsystemet på en ny måte som kunne håndtere store uforutsigbare variasjoner av uregulert kraft. Modellen bestod av en to-steps stokastisk simulator og inneholdt en detaljert optimaliseringsheruistikk. Testene viste at prototypen ga gode resultater, men ulempen var for lang simuleringstid. [17] [16]

### 2.3 ProdMarket

ProdMarket hadde et tidsperspektiv for 2014-2017 og var en ny storskala markedsmodell der målet var å bruke en detaljert optimeringsmetode for å beregne individuelle vannverdier. Simuleringsmodellen bruker ProdRisk og ulempen var også her en lang simuleringstid. [6] [17]



# Kapittel 3

## ProdRisk

### 3.1 Introduksjon til modellen

Liberaliseringen av kraftmarkedet i Norden på starten av 1990-tallet førte til at etterspørselen etter risikostyrte metoder var et faktum. Risikostyring er betydelig mer komplisert for aktører som er utsatt for usikkerhet i både pris og vanntilsig. Hensikten med risikostyring er å bevisst justere risikoen til enhver tid i en markedssituasjon, basert på dagens status og forventninger knyttet til fremtidig profitt, og sannsynlighetsfordelingen knyttet til dette.

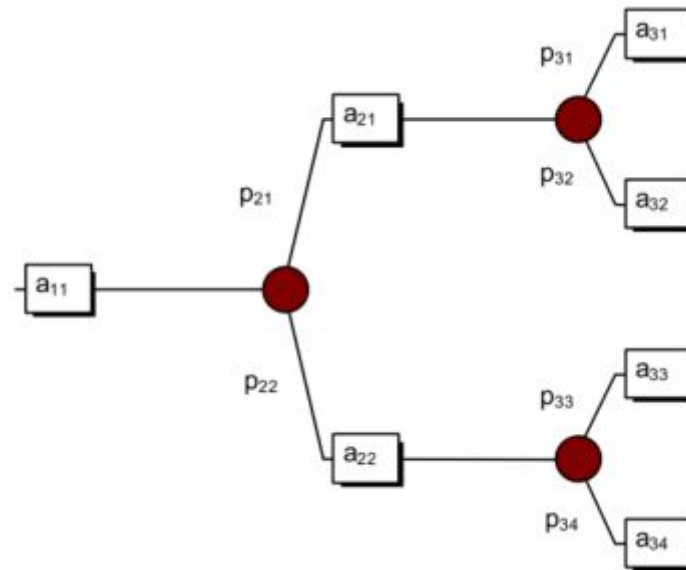
For å møte denne etterspørselen har det blitt utviklet en kraftmarkedssimulator kalt ProdBRisk, som består av en kombinasjon av stokastisk dynamisk programmering (SDP) og stokastisk dual dynamisk programmering (SDDP). Modellen er en kuttbeskrivelse for koblingen til den kortsiktige produksjonsplanleggingen, og er spesielt egnet for kompliserte serievassdrag. ProdBRisk inneholder funksjonalitet for integrert risikostyring og løser det samme produksjonsplanleggingsproblemet som i Vansimtap. I praksis kan vannverdimetoden kun anvendes på systemet med et lite antall reservoarer. Det er derfor ofte brukt aggregerte enmagasinmodeller av mer komplekse vannsystemer og supplementert med heruristikker for simulering.

Hovedforskjellen mellom Vansimtap og ProdBRisk er at førstnevnte simuleres som en enmagasinmodell med SDP, mens ProdBRisk baseres på en hybrid SDDP/SDP metode. På grunn av det er mulig å representere vannkraftsystemet med flere tilstandsvariabler ved bruk av SDDP sammenlignet med vannverdimetoden (SDP), oppnås det en bedre representativ modell av systemet, og erfaringer viser at ProdBRisk gir et bedre resultat. [10] [1]

Ved simulering i ProdBRisk må det først beregnes vannverdier i Vansimtap. Vansimtap vil da ha gjort all nødvendig forarbeid og etablert alle nødvendige inndatafiler til simulering. Deretter kan en velge om systemet skal kjøres i ProdBRisk. Beskrivelse av modellene i underkapitlene er hentet fra [8] og [11]

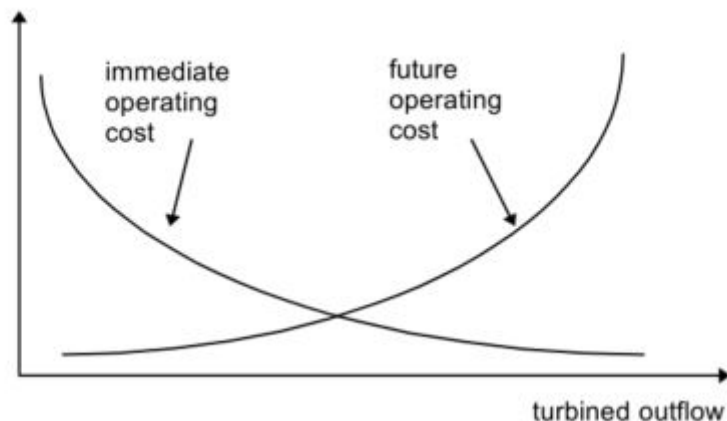
## 3.2 Beskrivelse av SDP-modellen

Målet for hydrotermisk planlegging er å bestemme sekvensen av tappingen av vannet som vil redusere den forventede driftskostnadene for en tidsperiode. Ved hvert tidssteg er spørsmålet om operatøren skal bruke vannet i dag og dermed unngår oppstart av termiske enheter, eller lagre vannet for bruk i neste periode. Et slikt problem illustreres i figur 3.1, som beskriver et hendelsestre med overgangssannsynligheter, der tilsiget ved hvert steg  $\alpha_{ts}$  er tilsiget i steg  $t$  for scenario  $s$ , og  $p_{ts}$  er overgangssannsynligheten for scenario  $t_s$ .



Figur 3.1: Hendelsestre.

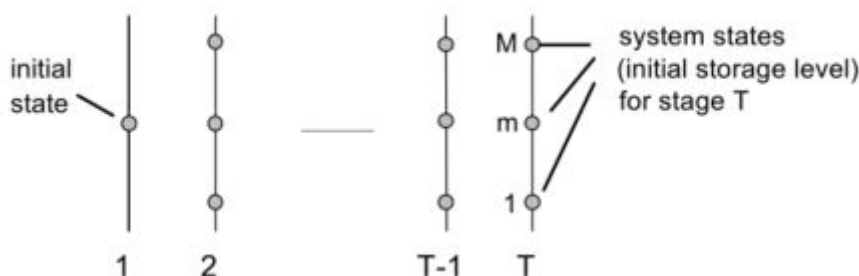
Som figur 3.2 viser er planleggingsproblemet delt opp i flere underproblemer der objektfunksjonen er å minimere umiddelbare- og fremtidige kostnader. Ved økt stasjonsvannføring reduseres termisk produksjon som umiddelbart fører til kostnadsreduksjon. Den fremtidige kostnadsfunksjonen reflekterer de *forventede* termiske utgiftene ved produksjon fra steg  $t + 1$  til slutten av planleggingsperioden. Dette fører til at den fremtidige kostnadsfunksjonen øker ved økt stasjonsvannføring, der mindre vann blir tilgjengelig i fremtiden for å erstatte termisk produksjon. For å løse operasjonsplanleggingsproblemet benyttes SDP.



Figur 3.2: Umiddelbare- og fremtidig kostnader versus sluttreservoarnivå.

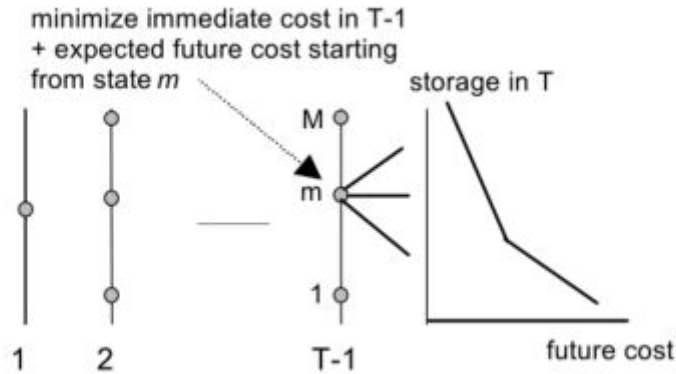
### 3.2.1 SDP rekursjon

Steg 1 i SDP er rekursjon. For hvert steg  $t$ , oftest definert som en uke, defineres et sett med *systemtilstander* fra  $m = 1, \dots, M$ , for reservoarnivåer fra 100% til 0. Reservoarnivået er antatt å være kjent ved start. Dette er vist i figur 3.3.



Figur 3.3: Definsjon av systemtilstander.

Ved beregning av alle tilstandene, start deretter med det siste steget,  $T$ , og løs problemet baklengs forutsatt at startreservoaret samsvarer med nivået valgt i steg 1, f.eks., 100%. Siden vi nå er ved det siste steget, anta at den fremtidige kostnadsfunksjoen er null. I tillegg til usikkerhet i tilsig er produksjonsplanleggelsen etterfulgt med  $K$  forskjellige *tilsigsscenarioer*. Deretter beregn de forventede operasjonskostnader tilknyttet reservoarnivå 100% for gjennomsnittet av  $K$  for sub-stegene ved hvert tidssteg, fra  $T$  til  $T-1$  osv., og interpoler mellom punktene. I løpet av denne prosedyren finnes produksjonsplanleggelsen ved hjelp av SDP. Dette er illustrert i figur 3.4



Figur 3.4: Kalkuleringer av operasjonskostnader for forskjellige steg.

### 3.2.2 Utfordringer med metoden

SDP-metoden er enkel å implementere og har blitt brukt i flere år av de fleste vannkraftdominerte land. Imidlertid krever rekursjonen opplisting av alle kombinasjoner av startverdier som fører til en eksponentiell økning av antall tilstander. Dette kalles “the curse of dimensionality” i dynamisk programmering. Tabellen 3.1 nedenfor viser antall tilstander ved økning av reservoarer, der hver tilstandsvariabel er delt inn i 20 diskretiseringer.

Tabell 3.1: Eksponentiell utvikling av tilstander ved økning av magasiner i et SDP-problem

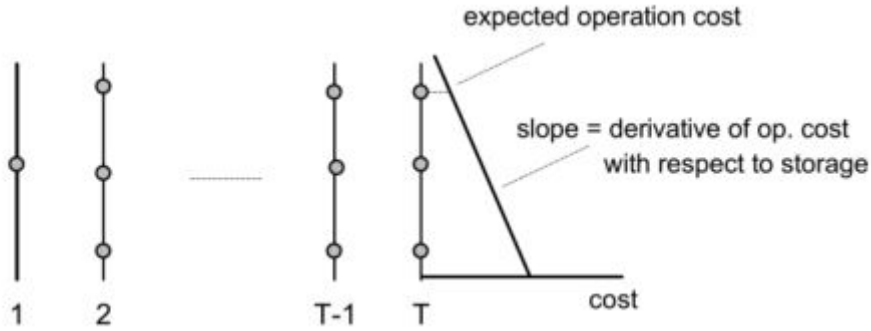
Antall reservoarer	Antall tilstander
1	$20^{1 \cdot 2} = 400$
2	$20^{2 \cdot 2} = 160\,000$
3	$20^6 = 64$ mill
4	$20^8 = 25$ mrd
5	$20^{10} = 10$ brn

Av grunnen nevnt ovenfor har det blitt nødvendig å utvikle en løsbart ordning for slike systemer som ikke trenger uendelig stor datakraft. En måte å gjøre dette på er aggregering av tilsig og reservoarer for å oppnå færre tilstander, men i nyere tid har en utviklet en metode basert på en analytisk representasjon av den fremtidige kostnadsfunksjonen, som kalles SDDP. Denne metoden trenger ikke diskretiseringer av “state space” og dermed reduseres datakraften for å løse den stokastiske rekursjonen.

## 3.3 Beskrivelse av SDDP-modellen

Dual DP prosedyren er basert på observasjonen at FCF (“Future Cost Function”) kan bli representert som en stegvis lineær funksjon, dvs. at det ikke er behov for å skape en interpolert tabell. Dessuten er det vist at helningen rundt et gitt punkt kan oppnås analytisk fra en-stegsmetoden. Mer om denne metoden kan leses i [11]. Figur 3.5 illustrerer

kalkuleringen av forventede operasjonskostnader og FCF-helningen for det siste steget, ved starttilstand lik 100 % som tradisjonelt finnes ved DP.



Figur 3.5: Kalkuleringer av operasjonskostnader for forskjellige steg.

Målfunksjonen  $z_t = \text{Min } c_T(u_T)$

når:

$$v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T v_{T+1} \leq \bar{v} u_T \leq \bar{u} \quad (3.1)$$

hvor

$v$ : reservoarnivå.

$s$ : flom.

$u$ : avgjørelsesparameter.

$a$ : tilsig.

### 3.3.1 Målfunksjon

De viktigste ut-parameterne fra denne modellen gir 1) Produksjonsplan og vannverdier for hvert reservoar 2) Inntektsprognoser som inkluderer et realistisk mål for fremtidig usikkerhet. Målfunksjonen er å maksimere følgende:

$$\text{Max } E_{p,v} \sum_{k=1}^N S_p(k) p(k) + \text{Salg} - \text{Kjøp} + \sum_{J=1}^{N_{prof}} \text{Pen}(I(P_{sl}(J), J)) + R(x(N)) \quad (3.2)$$

der

$$\text{Salg} = \sum_{k=1}^{N-1} \sum_{t=k+1}^N S(k, t) \cdot (pf(k, t) - \delta p) \quad (3.3)$$

$$\text{Kjøp} = \sum_{k=1}^{N-1} \sum_{t=k+1}^N K(k, t) \cdot (pf(k, t) + \delta p). \quad (3.4)$$

Variabler:

$k$ : uker i planleggingsperioden

- $t$ : antall uker i kontraktsmarkedet,  $t \leq k$   
 $N$ : antall uker i planleggingsperioden  
 $E_{p,v}$ : forventningsverdi med hensyn på pris og tilsig.  
 $S_p(k)$ : netto spotutveksling i MWh i uke  $k$ .  
 $p(k)$ : markedsprisen .  
 $N_{prof}$ : antall profittperioder.  
 $P_{st}(J)$ : første uke i profittperiode  $J$ .  
 $P_{sl}(J)$ : siste uke i profittperiode  $J$ .  
 $I(k,J)$ : akkumulert profitt for profittperiode  $J$  i uke  $k$ .  
 $Pen()$ : straffefunksjon for ikke oppnådde profittkrav.  
 $R(x(N))$ : risikojustert verdi av sluttmagasin i uke  $N$ .  
 $S(k,t)$ : salg utført i uke  $k$  for uke  $t$ .  
 $K(k,t)$ : kjøp utført i uke  $k$  for uke  $t$ .  
 $B(k,t)$ : akkumulert kontraktbalanse i uke  $k$ . for uke  $t$ .  
 $G(u(k))$ : vannkraftproduksjon i uke  $k$ .  
 $pf(k,t)$ : kontraktpris i uke  $k$  for levering i uke  $t$ .  
 $\delta p$ : transaksjonskonstnader.

Dermed er objektfunksjonen netto inntekt fra handel i fremtidig marked pluss salg i spotmarkedet minus straff for ikke å oppfylle profittrestriksjoner pluss verdien av vannet i slutten av planleggingsperioden.

### 3.3.2 Restriksjoner

Magasinligningen i denne modellen kan skrives som:

$$x(k+1) = x(k) - Cu(k) + v(k) \quad (3.5)$$

$$x_{min}(k) \leq x(k) \leq x_{max}(k) \quad (3.6)$$

$$u_{min}(k) \leq u(k) \leq u_{max}(k). \quad (3.7)$$

der  $C$  og  $D$  er nettverksmatriser som beskriver topologien i vannkraftsystemet,  $u(k)$  er stasjonsvannføringen i  $Mm^3$  i uke  $k$ ,  $v(k)$  er tilsigsvektor i  $Mm^3$  i uke  $k$ , og  $x(k)$  er magasinutfyllingsvektor i uke  $k$  i  $Mm^3$  gitt grensebetingelser.



### 3.3.3 Beregning av driftsinntekt for en resultatperiode

Driftsinntekten i en resultatperiode er avhengig av startverdien, inntekt fra spotmarkedet og inntekt som låses ved terminhandel.

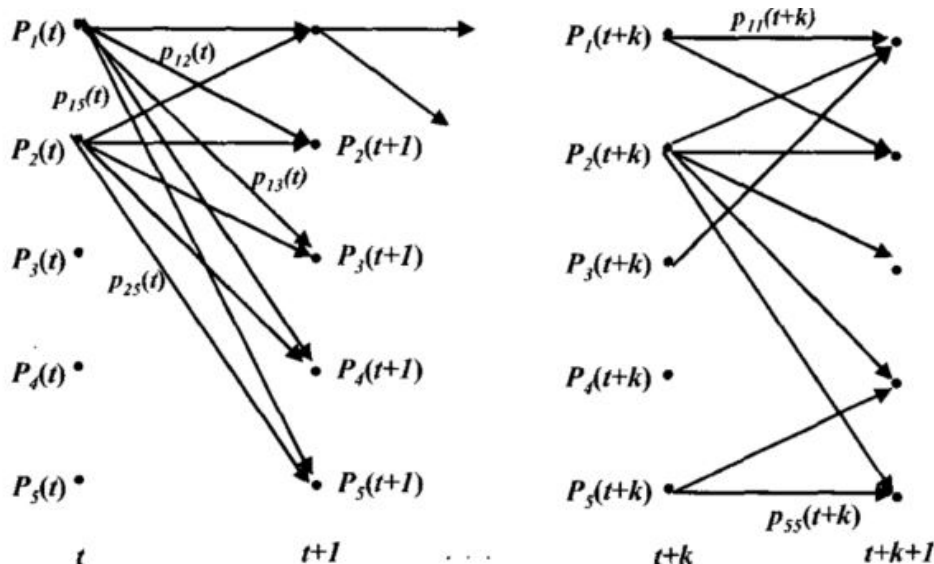
$$I(k+1, J) = I(k, J) + \sum_{t=Max(P_{st}(J), k+1)}^{P_{sl}(J)} S(k, t) \cdot (pf(k, t) - \Delta p) - K(k, t) \cdot (pf(k, t) + \Delta p) \quad (3.8)$$

$$I(k, J) = I(k, J) + S_p(k)p(k) \text{ hvis } P_{st}(J) \leq k \leq P_{sl}(J). \quad (3.9)$$

Den initielle kontraktporteføljen gir  $B(0, t)$  og  $I(0, J)$  for alle  $t$  og  $J$ .

### 3.3.4 Prismodell

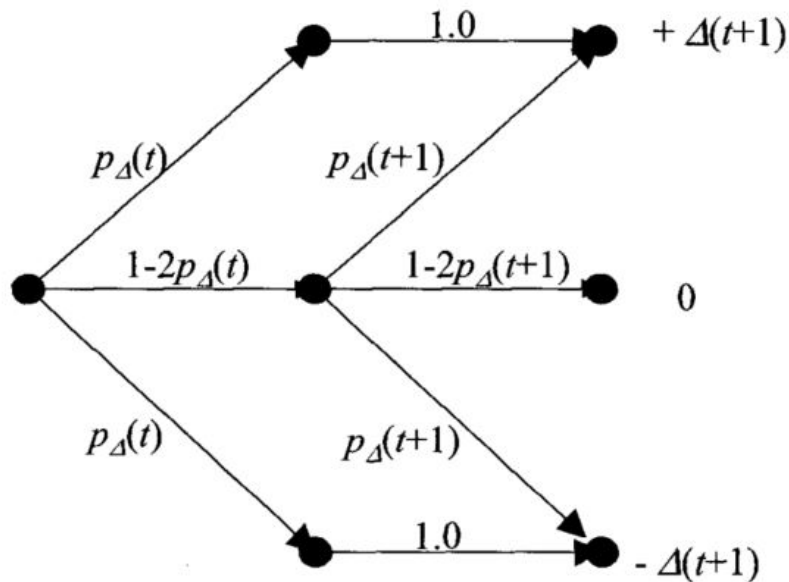
Den generelle prismodellen er en Markov-modell med et diskret prispunkt i hver tidsperiode, der hver node(punkt) har en sannsynlighet  $P_i(t)$ . Det betyr at for hvert tidssteg  $t$  er det en overgangssannsynlighet  $p_{i,j}(t)$ , der  $p_{i,j}(t)$  er sannsynligheten for prisen  $P_j(t+1)$  ved tidssteg  $t+1$ . Hvert punkt og hver overgang har en gitt sannsynlighet. For å utføre SDDP er ukesprisen benyttet ved å benytte seg av gjennomsnittsprisen fra hvert intervall. For å estimere overgangssannsynlighetene fra  $t$  til  $t+1$  følges prisscenarier og et register på hvordan prisen endres fra et uke til uke. Dette illustreres i figur 3.6.



Figur 3.6: Prismodellstruktur.

Hovedprinsippet for nodestrukturen er enkel. For en gitt  $N_{min}$ , den laveste nodeverdien for et gitt tidssteg er gitt ved gjennomsnittet av de  $N_{min}$  laveste scenarier ( $p_{min}$ ) og tilsvarende for den høyeste nodeverdien ( $p_{max}$ ), der  $N_{min}$  er minste antall scenarier nødvendig for å definere en node. Prisintervallet mellom  $p_{max}$  og  $p_{min}$  er delt inn i  $N-2$  intervaller av lik lengde og verdien av nodene er gitt av gjennomsnittet av alle scenareier innenfor hvert prisintervall.

I modellen var terminprisen konstant langt frem i tid (ett eller flere år fremover) siden Markov modellen har en tendens til å glemme sin opprinnelige tilstand ved eksponensiell rate, som resulterer i at modellen ikke inkluderer prisusikkerhet langt frem i tid. Som en ad hoc løsning til dette problemet ble prismodellen utvidet med nye noder og overgangssannsynligheter for et tilhørende nivåskift, vist i figur 3.7. Dette resulterer i først at modellen tar hensyn til prisusikkerhet for alle terminkontrakter, og skiftmodellen er en forholdsvis enkel metode for å modellere usikkerhet for fremtidige i en langtidsmoell. Likevel er denne metoden svært tidkrevende og ønsker så lite antall noder som mulig ettersom beregningstiden er proporsjonal med antall prisnoder. [9]



Figur 3.7: Hendelsestre for nivåskift i spotpriser med for prismodellen.

### 3.3.5 Tilsigsserier

For å representere seriekorrelasjonen i SDDP, modelleres tilsiget kontinuerlig som en Markov-prosess, som er en lineær autoregressiv modell, som betyr at tilsiget i neste tidspunkt kun er avhengig av tilsiget i nåtidspunktet, som følgende:[11]

$$\frac{\alpha_t - \mu_t}{\sigma_t} = \phi_1 \frac{\alpha_{t-1} - \mu_{t-1}}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \cdot \zeta_t \quad (3.10)$$

hvor:

$\mu_t$ : Gjennomsnittlig tilsig.

$\sigma_t$ : Standardavvik.

$\phi_1$  og  $\phi_2$ : Parametre.

$\zeta_t$ : Uavhengig tilfeldig variabel



# Kapittel 4

## Samkjøringsmodellen

Vannkraftproduksjon har en lang historie i Norge, fra småskalaprosjekter til store produksjonssystemer koblet sammen og integrert inn i det nordiske kraftsystemet. I løpet av 1960-tallet gjorde datidens datamaskinene det mulig å finne nye løsninger for å utnytte vannmagasinene best mulig. Uten en slik strategi var det vanskelig å beregne fremtidig produksjon for å hindre både rasjonering eller flom i reservoarene.

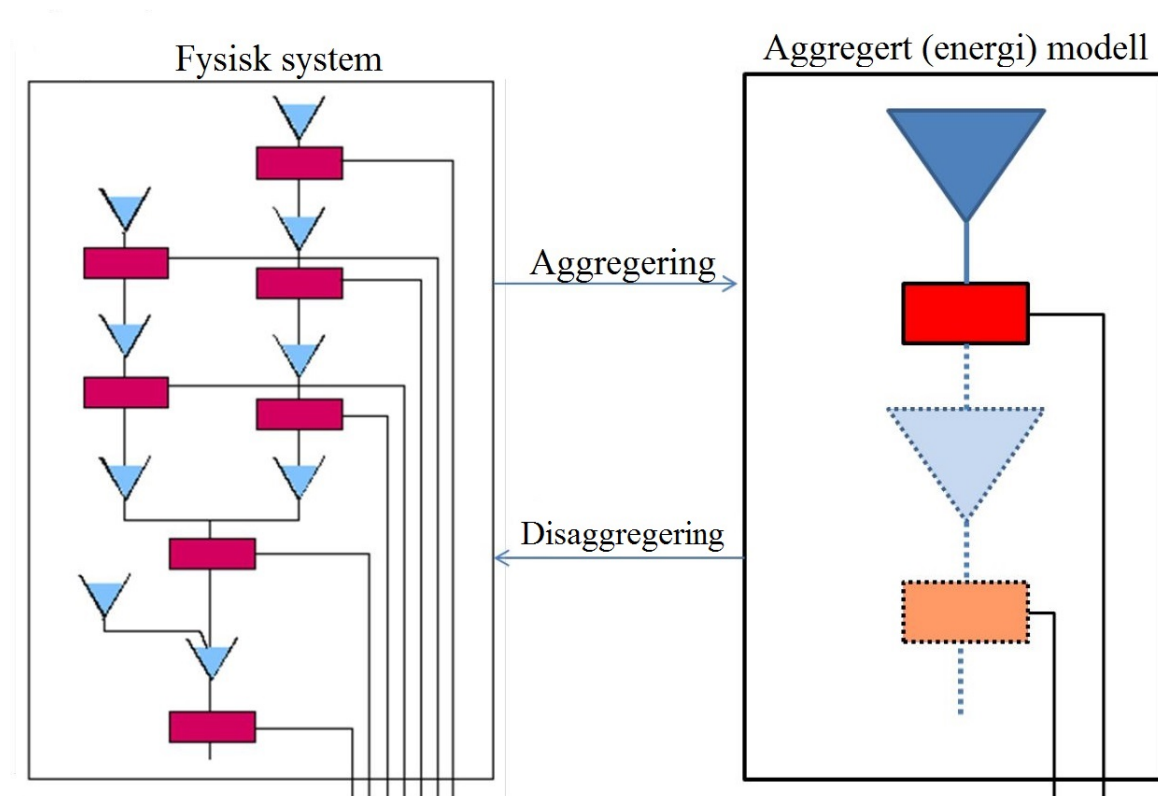
Samkjøringsmodellen er betegnelsen på en kraftmarkedsmodell med hensikt i å maksimere det forventede samfunnsøkonomiske overskuddet under forutsetningen av et perfekt fungerende modell. Modellen består av over 500 magasiner og 250 vannkraftverk i tillegg til termiske verk og vindkraft. Samkjøringsmodellen er en detaljert markedsmodell med en tidshorisont på typisk tre til fem år som gjør modellen godt egnet til analyser av framtidige scenarier for kraftprodusenter og netteiere. Kraftprodusenter kan analysere potensiell endring i fremtidig produksjonskapasitet, som kan benyttes for investeringsbeslutninger, og netteiere kan simulere markedets reaksjon på utbygging og hvordan dette påvirker overføringskapasiteten mellom de geografiske områdene. For å kalibrere modellen for å oppnå høyest mulig nøyaktighet benyttes tilbakekoblingsfaktor, formfaktor og elastisitetsfaktor, i tillegg til kalibrering av sluttbruker. Modellen er delt inn i to faser; fase 1 består av en strategi på hvordan beregne vannverdiene og i fase 2 simuleres systemet med vannverdier som inputdata. [12]

Beskrivelsen av som følger er basert på kapittel 5 og 7 fra kompendiumet som er pensum i fordypningsemnet *ELK-15 Hydro Power Scheduling* [3] som er et mastersemne ved NTNU, i tillegg til manualen for Samkjøringsmodellen.[12] Den samme beskrivelsen ble brukt forfatterens i prosjektoppgave.

### 4.1 Strategifasen

Beskrivelsen av vannverdimetoden er forbinde til en aggregert modell av et vannkraftsystem som er vist i figur 4.1. All vannkraft i delområdet aggregeres til en ekvivalent magasin og en ekvivalent stasjon som til sammen danner en modul. Deretter lages det en optimal strategi for hvert enkelt delområde. Energien i et enkelt magasin beregnes ved å multiplisere magasinvolumet med summen av de underliggende energiekvivalentene mot havet. Ved å legge sammen alle maksimum produksjonsenheter i systemet finnes sum installert

effekt. Energitilsiget må også multipliseres med de underliggende energiekvivalentene mot havet for å finne sum energitilsig. Fastkraftproduksjonen er spesifisert uke til uke, det samme er prisen, tillatte enheter av kjøpt eller solgt kraft, eller termisk kraftproduksjon i systemet. Overføringsnettet er representert med en samleskinne. Tilsiget er representert av serier som beskriver det regulerbare og ikke-regulerbare *energitilsiget*. En enkel måte å finne vannproduksjonen er å summere tilsiget pluss reservoarendring fra start til slutt, samt å ta høyde for flomtap.



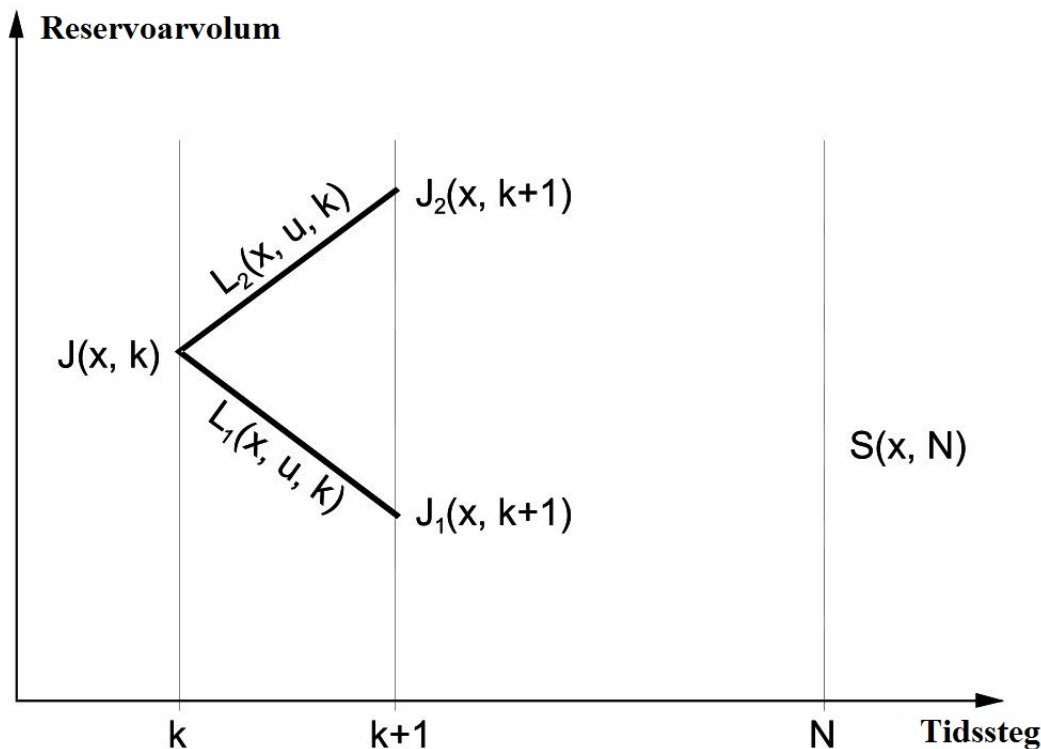
Figur 4.1: Overgangen mellom et fysisk system til venstre og et aggregert system til høyre.

Verdien av vann er i realiteten en funksjon av framtidig lastbehov, markedspriser og vann-tilsig. Derfor er ikke vannverdien deterministisk, men det benyttes en blanding av sannsynlighet basert på historiske data og prognoser for framtidig utvikling, som resulterer i at vannverdien er stokastisk avhengig. Dette er hva som blir kalt *vannverdi* som representerer den forventede verdien av den neste produserte kilowattimen som er lagret i reservoaret.

#### 4.1.1 Den matematiske utledningen

Planleggingsperioden deles inn i  $N$  steg i hver uke. Tidsstegene er vist på x-aksen og y-aksen viser magasinnivået og illustreres i figur 4.2. Forventet total driftsavhengig kostnad,  $J(x, k)$  er en funksjon av reservoarnivået  $x$  og tiden  $k$ , er gitt som

$$J(x, k) = S(x, N) + \sum_{i=k}^N L(x, u, i) = L(x, u, k) + J(x, k + 1) \quad (4.1)$$



Figur 4.2: Planleggingsperioden ved vannverdier.

der  $S(x, N)$  er verdien av sluttreservoaret som funksjon av reservoarnivå ved slutten av planleggingsperioden og  $L(x, u, i)$  er driftsavhengige kostnader knyttet til overgang fra periode  $i$  til  $i+1$ . Dette inkluderer kostnader av kjøp av kraft, egen termisk produksjon og rasjonering av faste kontrakter, i tillegg til inntekt fra salg av kraft.  $u(p)$  er energi hentet ut fra eget magasin for å produsere en mengde kraft,  $p$ .

Den totale forventede driftskostnaden ved tidssteg  $k$  er lik summen av alle variable kostnader  $L(x, u, i)$  over hele perioden addert kostnader knyttet til endring av reservoaret,  $S(x, N)$ , som igjen er lik driftskostnadene i den første uken,  $L(x, u, k)$ , addert de totale forventede driftskostnadene  $J(x, k+1)$  fra tidssteg  $k+1$  til slutten av planleggingsperioden.

Den optimale driftsløsningen av magasinet oppnås når de totale driftskostnadene  $J(x, k)$  er minimert med hensyn på hvilken mengde energi,  $u$ , ved hvert tidssteg  $k$ , som blir hentet fra magasinet. Dette kan uttrykkes matematisk ved hjelp av ligning

$$\min J(u) = \min L(x, u, k) + J(x, k+1)$$

$$\rightarrow \frac{dJ}{du} = 0. \quad (4.2)$$

Derivasjon av ligning 4.2 fører til

$$\frac{dJ}{du} = \frac{\partial L}{\partial u_k} + \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \cdot \frac{\partial x_{k+1}}{\partial u_k} = \frac{\partial L}{\partial u_k} + \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \cdot (-1) = 0 \quad (4.3)$$

der den deriverte av reservoarnivået med hensyn på energien hentet ut er lik -1. Dette gir betingelsen for optimal strategi for periode  $k$  som er gitt ved

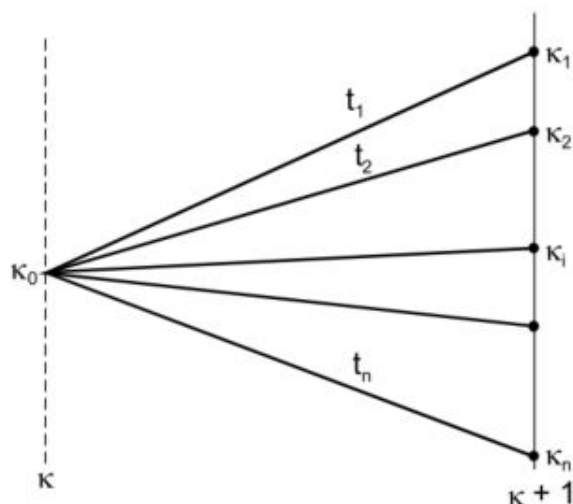
$$\frac{\partial L}{\partial u_k} = \frac{\partial L}{\partial x_{k+1}} \quad (4.4)$$

der  $\frac{\partial L}{\partial u_k}$  =marginal driftsavhengig kostnad knyttet til kjøp, salg, rasjonering osv.,  $\frac{\partial L}{\partial x_{k+1}}$  = den deriverte av forventede total fremtidig driftskostnad med hensyn på magasinnivå. Denne er definert som (marginal) vannverdi ved tidspunkt  $k+1$ .

I denne modellen er tilsiget antatt kjent, men i virkeligheten er tilsiget en stokastisk parameter. Tilsiget kan beskrives som  $n$  diskrete tilsigsverdier med en tilhørende sannsynlighet  $p_i$ , slik at

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (4.5)$$

Optimal drift hver uke bestemmes for hver av  $n$  tilsigsverdier, og vannverdien for hvert reservoarpunkt,  $\kappa_i$  blir beregnet. Dette illustreres i figur 4.3.



Figur 4.3: Grunnprinsippet bak beregning av vannverdi  $\kappa_0$ .

Den optimale driften for hver enkelt uke blir bestemt for hvert tilsigsalternativ,  $i$ , og tilhørende vannverdier for hver magasinpunkt,  $\kappa_0$ , blir regnet ut ved

$$\kappa_0 = \sum_{i=1}^n \kappa_i p_i \quad (4.6)$$



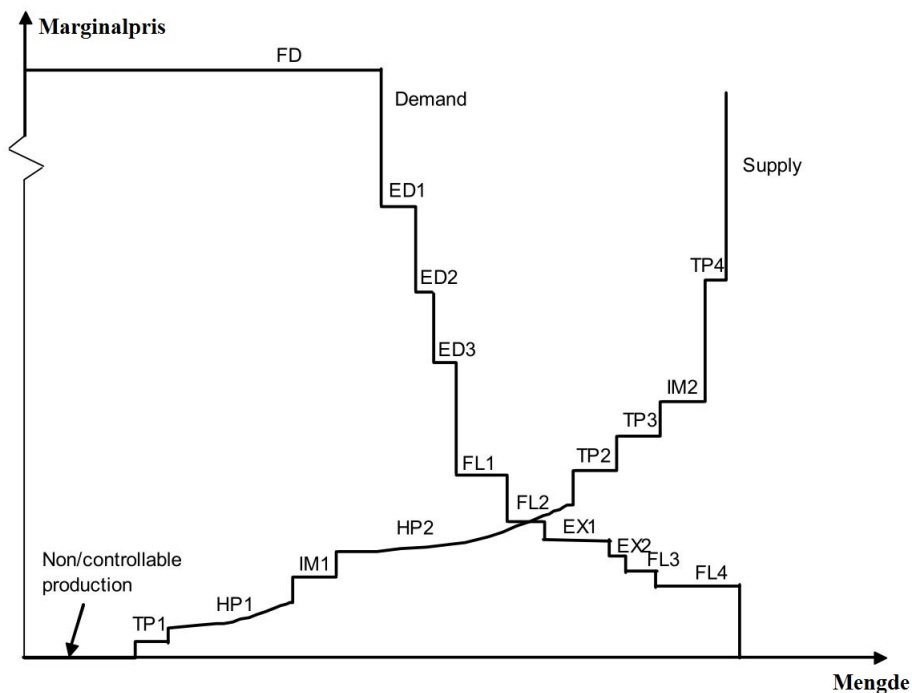
### 4.1.2 Håndtering av topp og bunn av reservoaret

Situasjonen når reservoaret er fullt eller tomt har stor påvirkning for beregninger av vannverdier. Hvis reservoaret er tilnærmet fullt, og det oppstår flom i området, vil det oppstå flomtap selv ved full produksjon. Verdien av vannet som blir lagret i denne perioden er verdiløs og vannverdien er lik 0. Flom kan unngås ved å produsere mer energi enn det vannverdien tilsier i slutten av uken. Energien blir dermed solgt til en lavere marginalpris enn vannverdien ved slutten av uken for et fullt reservoar. Vannverdien ved starten av uken er dermed lik prisen av den siste solgte kWh, som er markedsprisen.

Mangel på energi kan oppstå når reservoaret nærmer seg tomt i perioder med høy last og lavt tilsig. Vannverdien er da lik prisen av den siste kjøpte/rasjonerte kWh når denne er høyere enn vannverdien ved slutten av uken for et tomt reservoar.

### 4.1.3 Optimal produksjon i det aggregerte området

Figur 4.4 viser et eksempel på en tilbuds- og etterspørselskurve for en gitt uke. Den optimale produksjonsmengden i dette eksempelet er når de to kurvene treffes som fører til optimal kraftpris. Grunnprinsippet er at en stor del av etterspørselen er fastkraft som er mer eller mindre prisinelastisk. Denne etterspørselen kan bli redusert kun ved bruk av rasjonering, men som fører til store sosioøkonomiske tap. Fastkraften har en høyere marginalpris enn rasjoneringsprisen for å sikre at fastkraften alltid blir levert. Figuren viser også at prisen for uregulerbar produksjon og flomkraft er 0. HP1 og HP2 representerer vannverdifunksjonen, altså vannverdien som funksjon av produksjonsmengde. ED1-3 er fastkraft som i utgangspunktet har vært inelastisk, men som pga. markedsstyrt system blir mindre og mindre.



Figur 4.4: Eksempel på tilbuds- og etterspørselskurve.

#### 4.1.4 Kalibrering

Som nevnt tidligere kalkuleres vannverdiene for hvert delområde hver for seg, men i virkeligheten er vannverdien i ett reservoar avhengig av vannverdien i alle andre reservoarene siden noen områder har underskudd av kraft mens andre har overskudd. Dette er årsaken til at modellen kalibreres. Brukeren av modellen må dermed justere kalibreringsfaktorer som fører til at man kommer tilnærmet lik den optimale løsningen som gir det største forventede samfunnsøkonomiske overskuddet. De viktigste kalibreringsfaktorene er følgende [4]

1. Tilbakekoblingsfaktor: Tar hensyn til faste kontrakter i hvert område.
2. Formfaktor: Tar hensyn til variasjon i etterspørsel over året.
3. Elastisitesfaktoren: Tar hensyn til størrelsen på det priselastiske området.

## 4.2 Simuleringsfasen

Etter at strategifasen er fastsatt må systemet simuleres for å sjekke hvordan systemet påvirkes av de forskjellige tilsigsseriene. Vannverdiene i strategifasen gir som kjent ikke en optimal løsning for et bestemt tilsigsscenario, siden tilsiget ikke er kjent på forhånd. Vannverdiene regnes ut slik at å bruke de som et beslutningskriterie vil i det lange løp føre til tilnærmet optimal utnyttelse. Simuleringen består av to steg; områdeoptimalisering og tappefordelingsmodellen.

### 4.2.1 Steg 1. Områdeoptimalisering

Områdeoptimalisering tar for seg å finne en optimal produksjonsstrategi for systemet som helhet. Modellen består også av informasjon om kostnader og produksjonskapasitet knyttet til produksjon fra andre kilder enn vannkraft, og optimeringen er basert på resultatene funnet i strategifasen. Siden tilsiget er antatt å være kjent kan problemet løses deterministisk og formålet er å minimere totalt kostnad gitt restriksjonene knyttet til reservoar- og kraftbalansen.

### 4.2.2 Steg 2. Tappefordelingsmodellen

I Tappefordelingsmodellen beregnes hvordan magasinene skal disponeres for å oppnå produksjonen beregnet i strategifasen. Dette innebærer tapping, produksjon og reservoarnivå for hvert enkelt reservoar. Tappingen og fyllingen av de respektive magasinene er ikke basert på formell optimalisering, men følger en heuristisk prosedyre, altså en regelbasert logikk som har blitt utviklet og forbedret gjennom årene. Forskjellige regler følges avhengig av om magasinet er et reguleringsmagasin eller buffermagasin. Et magasin er som regel definert som et buffer- eller reguleringsmagasin som er definert som forholdet mellom magasinets størrelse,  $R_{max}$  og gjennomsnittlig årstilsig  $Q_a$ , og er gitt ved

$$\alpha = \frac{R_{max}}{Q_a} \quad (4.7)$$

Fra ligning 4.7 ser en at reguleringsgraden er lavere ved desto større forhold det er mellom tilsiget og reservoarstørrelse. Reguleringsgraden avgjør hvor langt fram i tid det er nødvendig å starte vannverdiberegningene. Ved flom klarer ikke systemet å lagre all tilgjengelig energi som fører til at vannverdien er lik 0. I et vassdrag med lav reguleringsgrad vil det dermed være slike perioder ofte og som fører til kort planleggingshorisont.

Tappefordelingsmodellen skiller mellom følgende strategi:

Fyllingssesongen (uke 18-39): Hovedfunksjonen er å unngå flomtap. Dette løses ved at alle reservoarene har lik sannsynlighet for flom, altså lik relativ damping,  $D$ , der  $D$  er

$$D = \frac{R_{max} - R}{R_{max}} \cdot \alpha \quad (4.8)$$

Ved å sette ligning 4.7 inn i ligning 4.8 får man følgende uttrykk

$$D = \frac{R_{max} - R}{Q_a} \quad (4.9)$$

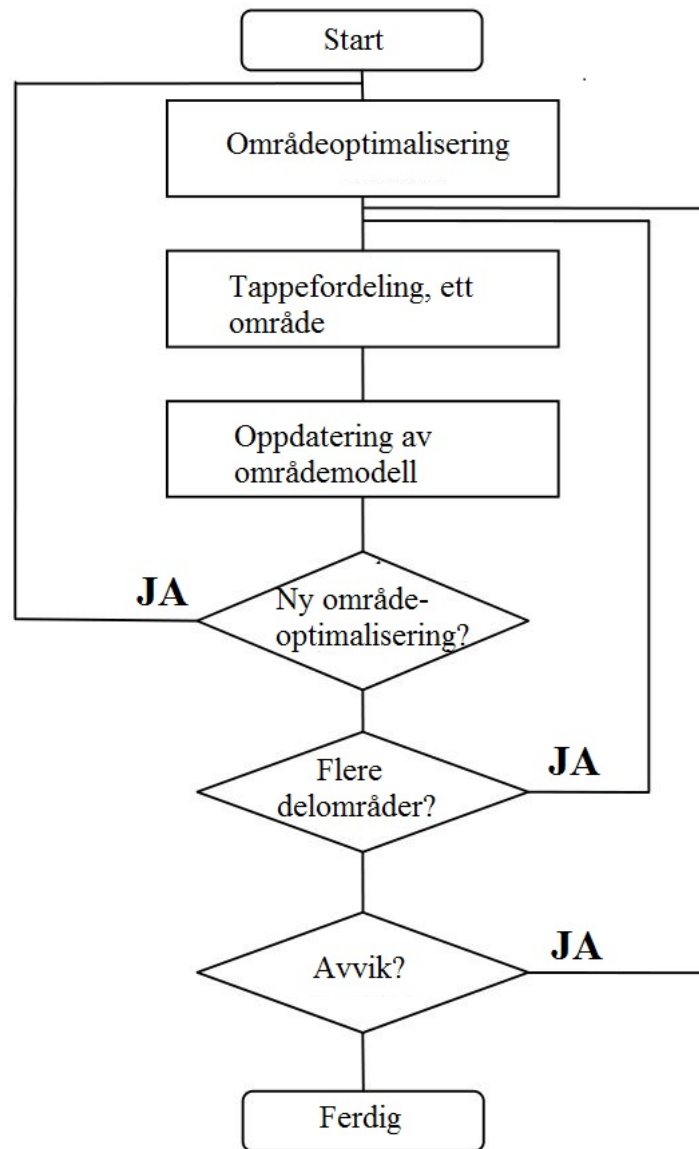
Tappes reguleringsmagasinet for lite ned kan dette motvirkes ved å redusere reguleringsgraden manuelt. Derimot hvis magasinet tappes for mye ned kan dette endres ved å øke reguleringsgraden. [15]

Tappesesongen (uke 40-17): Todelt strategi.

1. Installert kapasitet skal holdes tilgjengelig så lenge som mulig for å unngå tømming av noen av reservoarene for tidlig slik at det oppstår underskudd på kapasitet.
2. Den relative dampingen i alle reservoarene bør være like for alle reservoarene for å minimere sannsynligheten for flom i tilsigsperioden.

### 4.2.3 Sammenhengen mellom områdeoptimalisering og tappefordelingsmodellen

Figur 4.5 illustrerer beslutningsstegene i Samkjøringsmodellen. Områdeoptimaliseringen gjennomføres først og tappefordelingen i henhold til beskrivelsen ovenfor. Deretter kan det legges til flere delområder og sjekke om det er avvik fra aggregeringsmodellen og den detaljerte modellen. Hvis det forekommer avvik gjøres det nye optimaliseringer helt til avviket er minimert som tilfredsstillende avvikskriteriet. Slike optimaliseringer består av kalibrering av tilsiget og restriksjoner knyttet til maksimum og minimum vannføring.



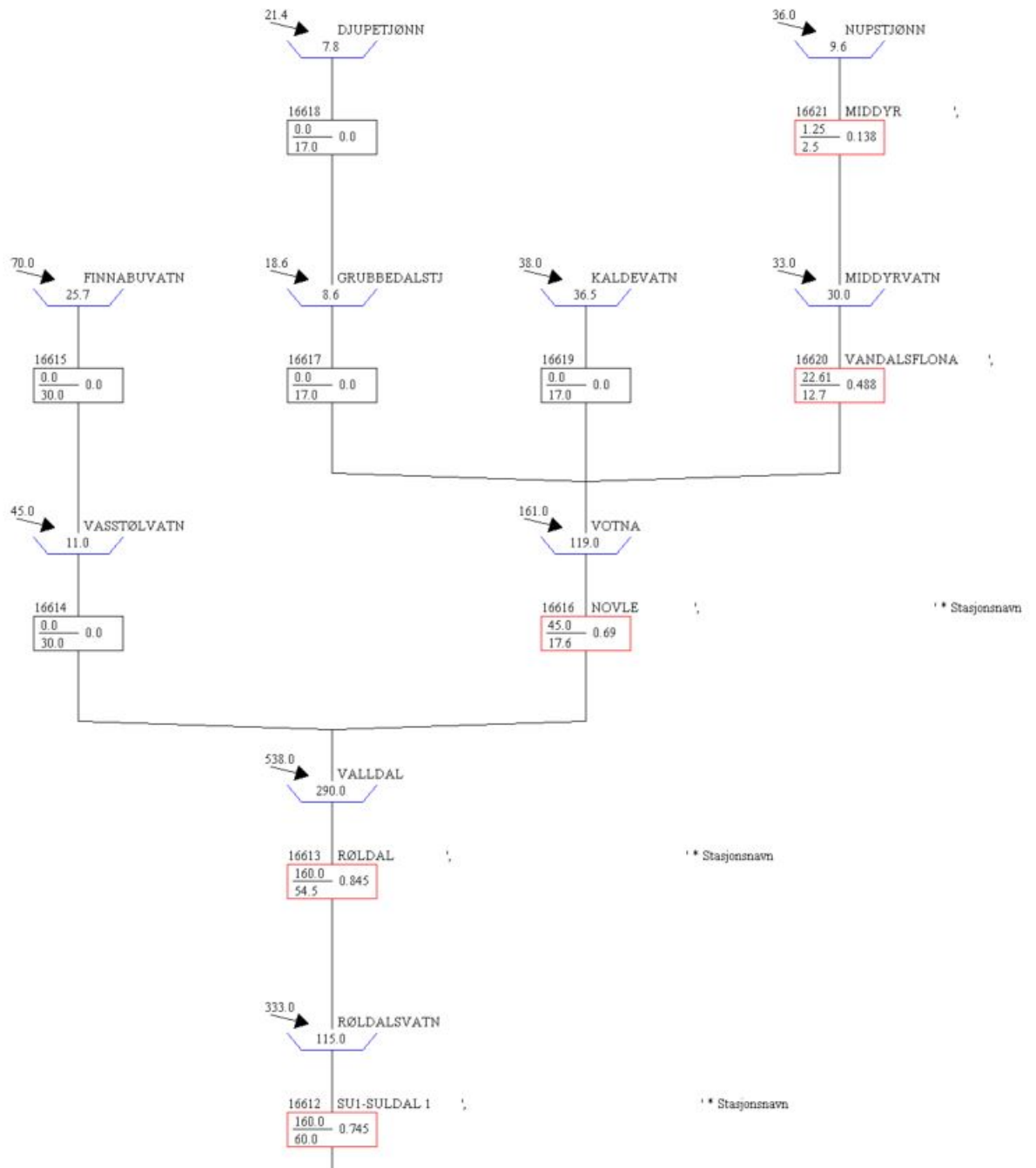
Figur 4.5: Ukentlige beslutningsprosessen i Samkjøringsmodellen. [4]

# Kapittel 5

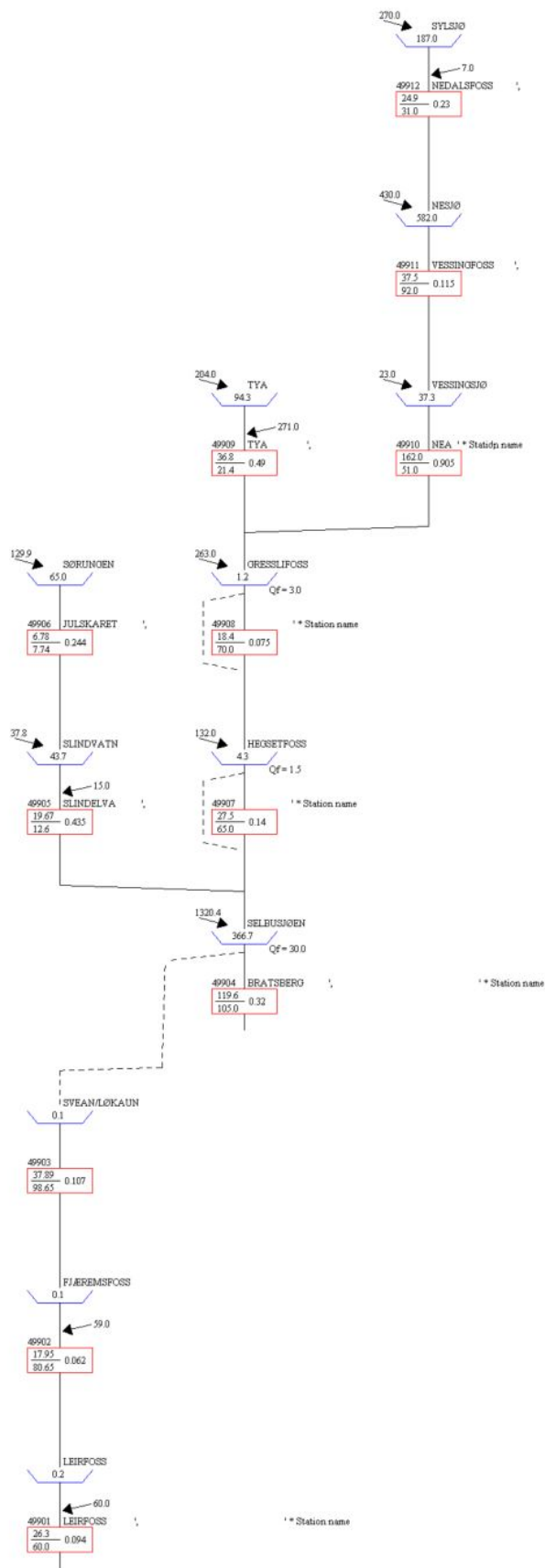
## Beskrivelse av datasett

Datasettet brukt i denne oppgaven er skaffet til veie av SINTEF Energi bestående av to områder; Røldalsvatn (RSK), Leirfoss (TEV). De respektive områdene illustreres detaljert i hhv. figur 5.1 og 5.2, og er delområder av det nordiske kraftsystemet. I lys av problemstillingen er vannkraftsystemene representativt for de forskjellige vannkraftsystemene som eksisterer i Norge. Dette gir et bredt grunnlag for sammenligning av resultater og synliggjør utfordringene med å lage en heuristikk som genererer tilfredsstillende resultater på bakgrunn av ulike vannkraftsystemer.

Datasettet inkluderer blant annet produksjonskapasitet, reservoarkapasitet, tilsigsserier, reguleringsgrad og restriksjoner knyttet til magasiner og vannføringsveier. Parameterne legges inn i Vansimtap før systemet simuleres i ProdRisk.



Figur 5.1: Vassdragsskjema for RSK i det detaljerte systemet.



Figur 5.2: Vassdragskjema for TEV i det detaljerte systemet.

## 5.1 Resultatfiler i Vansimtap

I katalogen bestående av simuleringsfiler, finnes det to filer som opprettes etter simulering i Vansimtap. I filen systemnavn.EMAR opprettes det en tabell som viser maksimal reservoarnivå (GWh), minimum reservoarnivå (GWh), maksimum produksjon (MW) og minimum produksjon (MW). Filen systemnavn.ENMIN består kun av minimum/maksimum reservoarnivå og kan legges inn manuelt av bruker for gitte behov. En må være obs på at denne filen kan endre simuleringsresultatene hvis ikke denne filen fjernes før simulering. .EMAR-filen kan brukes i den forstand at brukeren til en hver tid ved produksjonskapasiteten og energien som kan lagres i systemet før og etter simulering. Filen er resultatet av enmagasinmodellen som Vansimtap oppretter som en representasjon av det detaljerte systemet. .EMAR-filene for RSK- og TEV-systemet finnes henholdsvis i figur C.1 og C.2 i Vedlegg C.

## 5.2 Produksjonskapasitet

I tabell 5.1 vises parameter knyttet til produksjonskapasiteten for vannkraftsystemene.

Tabell 5.1: Data knyttet til produksjon i delområdene som inngår i datasettet.

	<b>RSK</b>	<b>TEV</b>
Antall vannmagasiner	10	12
Antall kraftstasjoner	5	12
Produksjonskapasitet [MW]	1108	1607
Gj. Årlig produksjon [GWh]	2111	2390

## 5.3 Reservoarkapasitet

Den totale reservoarkapasiteten som regnes ut manuelt eller som beskrives i .EMAR-filen, vises i tabell 5.2.

Tabell 5.2: Aggregerte reservoarkapasiteter som inngår i datasettet.

	<b>RSK</b>	<b>TEV</b>
Aggregert reservoarkapasitet [GWh]	1108	1718

## 5.4 Gjennomsnittlig tilsig

I delområdene TEV består vassdragsystemene av forskjellige tilsigsserier basert på historiske årstilsig. Dataserier som beskriver tilsiget i årene 1930 til 1981 er tilgjengelige for disse datasettene. Modellene ble simulert for alle de 51 tilsigsårene. Gjennomsnittlig tilsig i GWh er gitt i tabell 5.3, der de tørre og våte årene avviker med ca. 20-25 %. I de aggregerte modellene benyttes en tilsigsserie for at tilsiget i modellene skal være like.



Tilsigsserier i RSK-systemet er kun 592-A. TEV-systemet består av tilsigsserier 1413-D, 666-C og 408-A. I simuleringmodellene brukes hhv. tilsigsserie 592-A og 408-A.

Tabell 5.3: Gjennomsnittlig tilsig i delområdene.

	<b>RSK</b>	<b>TEV</b>
Gjennomsnittlig årlig tilsig [GWh]	2027	2468

## 5.5 Reguleringsgrad

Tabell 5.4 og 5.5 viser reguleringsgraden til modulene i hhv. systemene RSK og TEV. TEV-systemet består av flere svært små magasiner som eksisterer ofte i vassdragssystemet kun for opprettholdelse av fallhøyde og utnytte produksjonen i et langtstrakt vassdrag. Slike magasiner føre ofte til flaskehalsen som resulterer i flom, noe som betyr at når disse magasinene aggregeres bort, mistes en stor mengde informasjon knyttet til det detaljerte systemet. *DoR* er forkortelse for *Degree of Regulation* og er vanlig terminologi for beskrivelse av reguleringsgrad

Tabell 5.4: Reguleringsgrad for modulene i RSK.

<b>Modul nr.</b>	<b>Modul type</b>
16612	0,345
16613	0,540
16614	0,244
16615	0,367
16616	0,739
16617	0,462
16618	0,361
16619	0,961
16620	0,910
16621	0,267

Tabell 5.5: Reguleringsgrad for modulene i TEV.

<b>Modul nr.</b>	<b>Type</b>
49901	0,000
49902	0,000
49903	0,000
49904	0,278
49905	1,156
49906	0,500
49907	0,033
49908	0,005
49909	0,462
49910	1,622
49911	1,353
49912	0,693

## 5.6 Restriksjoner

Restriksjoner knyttet til vannkraftmoduler angis som stykkevis lineære kurver. Dersom det er lagt inn restriksjoner i det detaljerte systemet, bør disse overføres til ekvivalentmodellen om mulig. Restriksjoner benyttes ofte til å modellere pålagte/juridiske konsesjonskrav. Dette gjør at vassdrag med mange restriksjoner kan være utfordrende å modellere korrekt. En minimum vannføringsrestriksjon har f.eks. høyere prioritet enn en magasinrestriksjon. For krav til vannføring er restriksjoner knyttet til *LOKAL*, som betyr at restriksjonen er knyttet til en stykkvis lineær linje.

For minimumsmagasinrestriksjoner er disse knyttet til *LOKAL*, som vil si at all tapping fra magasinet stoppes inntil kravet er oppfylt. Det er dermed ikke noe krav til etterfylling fra ovenforliggende magasin. For maksimalmagasinrestriksjon benyttes også *LOKAL*, som er et betinget krav, dvs. at kun tapping av hovedvannvei benyttes til å oppfylle krav til maksimalmagasin. Hvis minimumsmagasinrestriksjonen settes som *ABSOLUTT* er det krav til at minimumsmagasin må oppfylles i kravperioden. Dette kan oppfylles ved etterfylling fra ovenforliggende magasin. [15]. Tabell 5.6, 5.7 og 5.8 viser restriksjonene i begge systemene for det opprinnelige systemet.

Tabell 5.6: Restriksjoner for modul 16612 i system RSK.

Uke	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	86,96
39	86,96
52	0,00

Tabell 5.7: Restriksjoner for moduler knyttet til forbitapping i TEV.

Modul	Uke	Forbitapping [ $\frac{m^3}{s}$ ]
49904	1	30,00
	52	30,00
49907	1	0,00
	17	0,00
	18	1,50
	39	1,50
	40	0,00
	52	0,00
49908	1	0,00
	19	0,00
	20	3,00
	42	3,00
	42	0,00
	52	0,00

Tabell 5.8: Restriksjoner for moduler knyttet til reservoarnivå i TEV.

Modul	Uke	Minimum reservoar [%]	Maksimum reservoar [%]
49909	1		100
	17		100
	18		91,00
	35		91,00
	36		100
	52		100
49911	19	0,00	
	20	89,35	
	39	89,35	
	52	0,00	

## 5.7 Magasintype

Magasiner defineres som buffer- eller reguleringsmagasin. Disse typene har ulike tappestrategier slik at endringer av magasintyper har stor påvirkning på systemet. Tabellene 5.9 og 5.10 viser fordelingen mellom magasintypene for hhv. RSK- og TEV-systemene. Reguleringsmagasin defineres som  $R$  og buffermagasin defineres som  $B$ . Magasiner med svært lav reguleringsgrad tilknyttet en stasjon defineres ofte som et rent inntaksmagasin.

Tabell 5.9: Definisjon av tappestrategi for modulene i RSK

Modul	Type
16612	B
16613	R
16614	B
16615	B
16616	R
16617	R
16618	B
16619	R
16620	R
16621	B

Tabell 5.10: Definisjon av tappestrategi for modulene i TEV.

Modul	Type
49901	B
49902	B
49903	B
49904	R
49905	R
49906	R
49907	B
49908	B
49909	R
49910	R
49911	R
49912	R

## 5.8 Stasjonsinformasjon

Figur 5.11 og 5.12 viser stasjonsinformasjon for henholdsvis RSK- og TEV-systemet.

Tabell 5.11: Stasjonsparametere for RSK-vassdraget.

Modul	Reservoarkapasitet [MM <sup>3</sup> ]	Tilsig [Mm <sup>3</sup> ]	e [ $\frac{\text{GWh}}{\text{Mm}^3}$ ]	P[MW]
16612	115,0	333,0	0,745	160,0
16613	290,0	538,0	0,845	160,0
16614	11,0	45,0	0,000	0,0
16615	25,7	70,0	0,000	0,0
16616	119,0	161,0	0,690	45,0
16617	8,6	18,6	0,000	0,0
16618	7,8	21,4	0,000	0,0
16619	36,5	38	0,000	0,0
16620	30,0	33	0,488	22,61
16621	9,6	36,0	0,139	1,25

Tabell 5.12: Stasjonsparametere for TEV-vassdraget.

Modul	Res. kap [MM <sup>3</sup> ]	Reg. tilsig [Mm <sup>3</sup> ]	Ureg. tilsig [Mm <sup>3</sup> ]	e [ $\frac{\text{GWh}}{\text{Mm}^3}$ ]	P[MW]
49901	0,2	0,0	60,0	0,095	26,3
49902	0,1	0,0	59,0	0,062	18,0
49903	0,1	0,0	0,0	0,107	37,9
49904	366,7	1320,4	0,0	0,320	119,6
49905	43,7	37,8	15,0	0,435	19,7
49906	65,0	129,9	0,0	0,244	6,8
49907	4,3	132,0	0,0	0,140	27,5
49908	1,2	263,0	0,0	0,075	18,4
49909	94,3	204,0	271,0	0,490	36,8
49910	37,3	23,0	0,0	0,905	162,0
49911	582,0	430,0	0,0	0,115	37,5
49912	187,0	270,0	7,0	0,230	24,9

Lokal gjennomsnittlig stasjonsproduksjon og forbitapping for henholdsvis RSK og TEV vises i tabell 5.13 og 5.14.

Tabell 5.13: Lokal stasjonsproduksjon og forbitapping for 153 ukers periode for RSK.

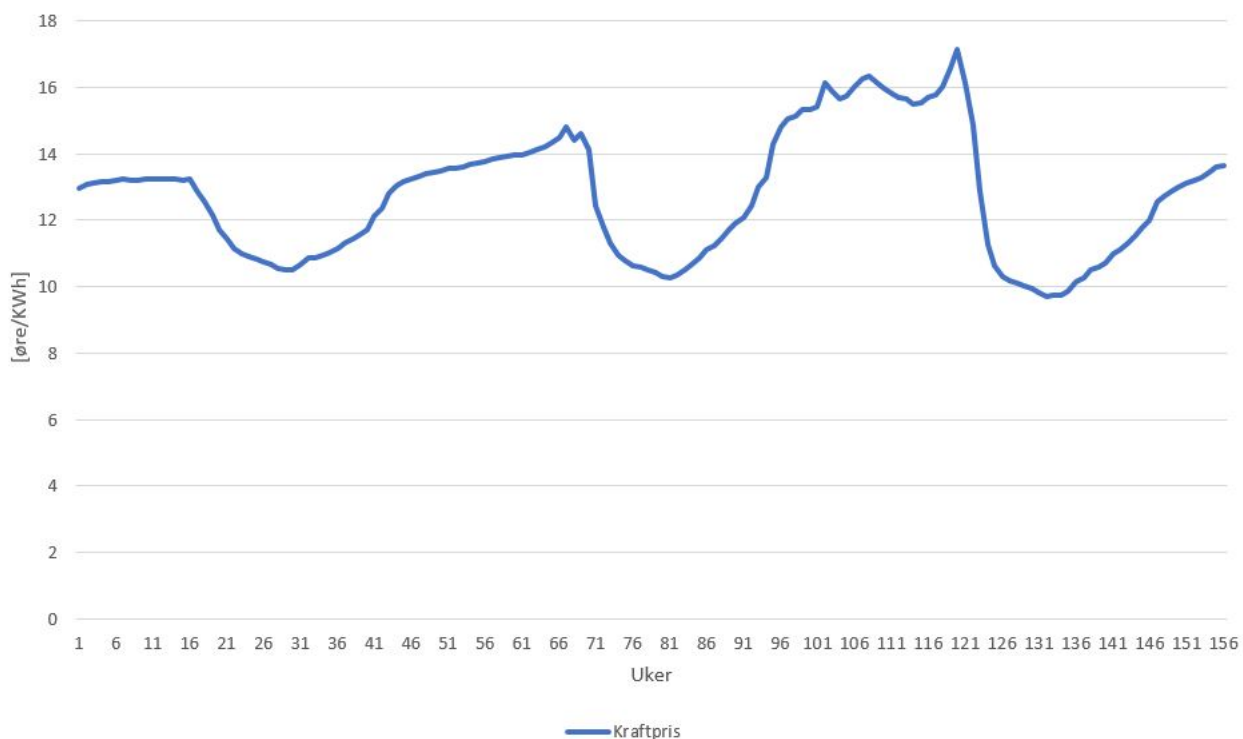
Modul	Produksjon [GWh]	Forbitapping [GWh]
16612	2916,4	134,5
16613	2560,1	47,9
16614	0	32
16615	0	2,1
16616	653,7	9,3
16617	0	12,7
16618	0	0,1
16619	0	55,4
16620	13,5	16,3
16621	110	0
Total	6253,7	310,3

Tabell 5.14: Lokal stasjonsproduksjon og forbitapping for 153 ukers periode TEV.

Modulnr.	Lokal produksjon [GWh]	Lokal forbitapping [GWh]
49901	469,6	106,5
49902	214,8	56,4
49903	355,2	30,8
49904	1938,0	3351,2
49905	243,0	2,5
49906	97,0	4,2
49907	601,4	346,8
49908	302,5	296,5
49909	600,6	161,1
49910	1896,4	7,9
49911	256,4	1,0
49912	193,5	1,2
Total	7168,4	4366,1

## 5.9 Ekstern prisrekke

Delområdene RSK og TEV er modellert av samme eksterne prisrekke i datasettet. Middelverdiene av prisene for de 51 historiske årene i de tre områdene er illustrert i figur 5.3, som viser utviklingen til kraftprisen i tre års analyseperiode.



Figur 5.3: Prisrekke for delområdene.

# Kapittel 6

## Aggregeringsprinsipper

*Aggregere* betyr i teorien som om produksjonsplanlegging å *redusere antall tilstander* i SDDP-modellen, nærmere sagt tilsig og reserovar. Sammenhengen er beskrevet utfyllende i kapittel 3. Hensikten med tilstandsreduksjonen vises i tabell 3.1, som illustrer viktigheten i reduksjon av antall tilstander i systemet. Det er flere metoder å håndtere vannkraftsystemer som består av titalls magasiner. Litteraturen som omhandler metoder for å modellere vannkraftsystemer blir presentert i dette kapittelet.

### 6.1 Reservoarkapasitet

Reservoarkapasiteten aggregeres ved å konvertere vann lagret i reservoar  $i$  og den genererende kapasiteten i nedstrøms reservoarer. Dette gjøres for hvert reservoar ned til siste reservoar på nedstrøms side og legges sammen til  $N$ -antall aggregerte reserovarer.

Først,  $s_{i,k}$ , er mengden potensiell energi lagret i aggregert reservoar  $i$  ved starten av tidsperioden (måned,uke...),

$$S_{i,1} = \sum_j \sum_{nY_j} h_{i,n}^{ave} \cdot x_{i,j,1} \quad (6.1)$$

der  $x_{i,j,1}$  er mengden vann lagret i reservoar  $j$  i vassdrag  $i$  ved starten av tidsperioden,  $h_{i,n}^{ave}$  er gjennomsnittlig konverteringsfaktor  $\frac{GWh}{Mm^3}$  i kraftverk  $n$ , og  $Y_j$  er antall kraftverk nedstrøms reservoar  $j$ . [21]

### 6.2 Tilsig

Prosedyren for å beregne tilsiget utføres på samme måte for som for magasinkapasiteten. Det er vanlig at energitilsiget og magasinkapasiteten er på energibasis i stedet for  $Mm^3$  siden kraftproduksjon er både en funksjon av tapping og fallhøyde.[3] Dersom tilsiget/magasinet summeres oppover eller energiekvivalenter nedover fører dette til samme totalenergi. Formelene utledes som følgende:

For tilsiget,  $y_{j,k}$ , er tilsiget av potensiell energi, i GWh, til det aggregerte reservoaret  $i$  i tidsperioden  $k$ ,

$$y_{i,k} = \sum_j \sum_{nY_j} h_{i,n}^{ave} \cdot a_{i,j,k} \quad (6.2)$$

der  $a_{i,j,k}$  er tilsiget i  $Mm^3$  til reservoar  $j$  i tidsperiode  $k$ . [21]

### 6.3 Produksjonskapasitet

For å representere det fysiske systemet bør produksjonskapasiteten i aggregeringsmodellene tilsvare det fysiske systemet. Sammenhengen mellom produksjonskapasitet og stasjonsvannføring finnes ved hjelp av formelene 6.3 og 6.4

$$P_{maks} = \frac{Q_{max}}{3,6} \quad (6.3)$$

$$P_{maks} = e \cdot Q_{max} \cdot 3,6 \quad (6.4)$$

der 3,6 er omregningsfaktoren fra GWh til MW.

### 6.4 Reguleringsgrad

Reguleringsgraden til en modul beskriver modulens evnen til å lagre energi over en gitt periode. Hvis kapasiteten til magasinet er akkurat tilstrekkelig til å lagre det årlige tilsiget, er reguleringsgraden lik 1. Aggregere med hensyn på reguleringsgraden er en av flere fremgangsmåter for å representere det detaljerte systemet. Moduler med lav reguleringsgrad har ofte større flomfare som resulterer i en kortere planleggingsperiode. Dette beskrives nærmere i kapittel 3.

Ved å aggregere med hensyn på reguleringsgrad er målet å oppnå en realistisk representasjon av det detaljerte systemet. Bakgrunnen for at hvorfor det er ønskelig å aggregere med tanke på denne parameteren beskrives som følgende: Strategien til modul A med reguleringsgrad lik 0,1 vil ha et jevnt produksjonsmønster som følge av lav fleksibilitet til å lagre vannet. Modul B i systemet med reguleringsgrad lik 1 kan i prinsippet velge å produsere energi all energi om vinteren. Hvis disse to modulene aggregeres til modul C, overskygges modul A sin begrensede fleksibilitet sammenlignet med modul B. Dette vil resultere i økt fleksibilitet som fører til et mer feilaktiv produksjonsmønster. Derimot, når moduler med lik oppførsel aggregeres gir dette en mer realistisk representasjon.

En stegvis aggregeringsprosess kan utføres ved å starte med modulen med lavest reguleringsgrad, for deretter å fortsette prosessen i stigende rekkefølge. Utgangspunktet for strategien er som følgende: Et magasin med lav reguleringsgrad - uendelig liten - består kun av èn magasinfullingsgrad representert både topp- og bunnivå. Dette magasinet har èn beslutning som er å kjøre kraftverket kontinuerlig. Magasinet har dermed kun èn beslutningsmulighet. I motsetning til et uendelig stort magasin med høy reguleringsgrad, har



dette magasinet uendelige muligheter for enten lagring eller produksjon. Ved å aggregere fra lavest til høyest reguleringsgrad, elimineres antall muligheter i stigende rekkefølge, slik at det oppnås en systematisk stegvis analyse av vassdragssystemet. Ved å utføre metoden på ulike systemer, kan det om mulig avdekkes hvilke parametere som påvirker systemet i størst grad, og hvordan dette eventuelt håndteres.

Som et resultat av denne metoden får modellene ofte en økt fleksibilitet. Med sikte på å redusere fleksibiliteten i modellen, viser ligning 4.7 at reguleringsgraden kan reguleres ved å endre reserovarkapasiteten. Senere i rapporten diskuteres dette nærmere.

## 6.5 Magasinstørrelse

Et vassdrag består ofte av små-, middels-, og store magasiner. Store magasiner er som regel geografisk plassert øverst og nederst i vassdraget, mens de små magasinene sin hovedoppgave er å utnytte vassdragets fulle lengde, samtidig å opprettholde fallhøyde. Magasinstørrelse kan være en parameter for å aggregere et vassdragssystem. Fordelen vil være å adskille små- og store reservoarer. Samtidig kan dette føre til store flomtap hvis enkelte mindre magasiner har stort tilsig.

## 6.6 Serie- eller parallellkoblede modeller

Aggregerte vannkraftmoduler kan kobles enten i parallell, serie eller i en kombinasjon av disse. Seriekobling gjør systemet mer komplekst ved at produksjonsmønsteret i den ovenforliggende modulen påvirker det nedenforliggende. I parallellkobling er disse uavhengige av hverandre. En slik oppdeling er mindre komplisert regneteknisk og kan også gi tilfredsstillende resultater ved korrekt oppdeling.

## 6.7 Magasinrestriksjoner

Restriksjoner i systemet kan håndteres i en aggregeringsprosess. I Vansimtap er restriksjonene lagt inn som prosentandeler av maks/min reservoarkapasitet, slik at restriksjonsligninger for reservoarkapasiteter kan beregnes ved å holde energiinnholdet konstant i de gitte ukene. Enkelte magasiner har forbitappingrestriksjoner. I en enmagasinmodell vil det være ugunstig med konstant forbitapping siden det ikke er noen underforliggende magasiner å tappe til. I flermagasinmodeller kan denne restriksjonen tas med, men kan føre til utfordringer knyttet til flomtap og arte seg til et unødvendig problem å forholde seg til.

## 6.8 Litteratur tilknyttet andre aggregeringsmetoder

Metodene som litteraturen beskriver for å forenkle vannkraftsystemer kan bli delt inn i tre kategorier.

- **Aggregering**, der vannkraftmodulene i det opprinnelige systemet blir aggregert til en ekvivalent modul, som representerer tilsig, reservoarkapasitet og produksjon. Fordelen med denne teknikken er den store reduksjonen av simuleringstid og kompleksitet. Ulempen er derimot informasjonstap knyttet direkte til tilstandsreduksjonen. [7] [18] [2]
- **Optimering/Heuristikk**, der optimering og heuristiske metoder, som dynamisk programmering, fuzzy-teknikker, og genetiske algoritmer, brukes til å endre problemformuleringen eller søketeknikken knyttet til problemet. Fordelen med metodene er at den detaljerte representasjonen opprettholdes. Derimot garanterer mesteparten av disse løsningene kun det lokale optimum og ikke globalt optimum, noe som svekker metodenes resultater. I tillegg, som nevnt tidligere, bruk av dynamisk programmering for systemer med flere reservoarer leder til utfordringer knyttet til dimensjoner. [24] [20] [2]
- **Aggregering-Dekomponering**, der optimeringen av vannkraftsystemer med  $N$  reservoarer er dekomponert til  $N$  del-problemer. I hver av disse  $N$  del-problemene, en av reservoarene i det opprinnelige systemet er modellert i detalj og optimalisert forutsatt at energiinnholdet i de andre  $N-1$  reservoarene er kjent. Fordelen med denne metoden over aggregeringsmetoden er at de lokale restriksjonene for hver kraftstasjon kan representeres. Imidlertid, slik som de heuristiske metodene, globalt optimum kan ikke garanteres. En annen ulempe er begrensningen knyttet til simuleringstiden som øker lineært med  $N$  som ikke gjør denne metoden effektiv å bruke med lange kjeder med vannkraftsystemer. [2] [24]

En ny aggregeringsmetode ble foreslått i [13] der et ekvivalent vannkraftsystem ble vurdert og parameterne ble justert for å etterligne produksjonsplanleggingen i det opprinnelige systemet. For å modellere restriksjonene ble en av de originale vannkraftstasjonene beholdt og en opprettelse av en ekvivalentstasjon for de resterende. Fordelen denne metoden er, på samme måte som den tradisjonelle aggregeringsmetoden, har tomagasinekvivalensen fordelen av en reduksjon i kompleksitet samtidig som den representerer noen av de lokale restriksjonene, for eksempel flaskehals. Metoden holdt således enkelheten samtidig som den ga en mer detaljert tilnærming. En annen viktig fordel var at denne metoden, i motsetning til optimering/heuristikk- og aggregering-dekomponering-metodene, tomagasimodellen har ingen begrensning for tilnærming til store vannkraftsystemer. Samtidig vil det alltid være tap av informasjon selv med en tomagasinrepresentasjon, slik at en representasjon av flere magasiner minsker informasjonstapet, men samtidig øker kompleksiteten og simuleringstiden.

En rapport [14] fra november 2016 har tatt for seg en ny metode for å lage ekvivalentstasjoner i et svensk vannkraftsystem. Deres metode var å identifisere multi-stasjonsekvivalenter av store vannkraftsystemer ved å bruke bilevel optimalisering. Denne metoden har en rekke fordeler. For det første justeres ekvivalenten i forhold til flere prisscenarier. For det andre er det tatt hensyn til tidsforsinkelse og restriksjoner for reservoarene i det opprinnelige systemet. For det tredje brukes bileveloptimeringsmodellen til å utlede parameterne til det

ekvivalente systemet slik at forskjellen mellom simuleringsresultatene for det opprinnelige systemet og det ekvivalente systemet minimeres. Derfor, i motsetning til de tomagasin-ekvivalentene i [13], oppnås de ekvivalente vannkraftstasjonene ikke ved å slå sammen kraftverkene i det opprinnelige systemet. I stedet blir de optimalt bestemt ved bruk av den foreslåtte bilevel optimeringsmodellen.

Metoden [14] ble brukt for vannkraftplanlegging i korttidsplanlegging. Systemet bestod av 37 vannkraftverk, og ble representert av seks forskjellige cases. Ekvivalentene ble koblet i en V-formet system og et kaskade-system, bestående opp til fire ekvivalentmoduler. Resultatet viser små feilmargin for de forskjellige ekvivalentene, og det V-formede systemet bestående av fire ekvivalenter viste seg å gi best resultater.

I 1992 skrev Juan B. Valdés [22] en rapport om Nedre Caroni systemet i Venezuela bestående av fire reservoarer. Denne metoden var basert på aggregeringsmetoden utviklet av Turgeon [21] i 1980, som utførte metoden på et vannsystem i Quebec bestående av 26 reservoarer. Som nevnt i kapittel 3 er problemet med SDP/SDDP at antall komputeringer øker proporsjonalt med antall tilstandsvariabler. Dermed har både Valdés og Turgeon brukt enkle aggregeringsprinsipper for opprettelse av enmagasinmodeller. Selv om datamaskinene har blitt sterkere siden 80-tallet, er problemet like reelt i dag som den gang med utallig antall komputeringer som må til for å utføre SDDP på mange magasiner.



# Kapittel 7

## Stegvise aggregeringsmetoder

Dette kapittelet tar for seg utviklingen av to aggregeringsmetoder som senere har blitt testet og vurdert. Begge metodene baseres på reguleringsgrad, men der stegvis aggregeringsmetode 1 (heretter kalt metode 1) starter ved å endre energiekvivalentene i systemet som første steg, tar stegvis aggregeringsmetode 2 (heretter kalt metode 2) for seg en mer generell tilnærming til aggregeringen. Erfaringene fra metode 1 har bidratt til å utforme fremgangsmåten i metode 2, som resulterte i at resultatene for begge metodene inkluderes i rapporten.

Bakgrunnen for å gjennomføre en stegvis aggregering var å kartlegge endringen i produksjonsmønsteret for hvert aggregeringssteg. En analyse av avvik mellom magasinkurver, stasjonsvannføringskurver, flom og produksjon for hvert steg kan lokalisere de største avvikene i prosessen. Dette kan gi en økt forståelse av hvilke reservoarer som påvirker systemet i størst mulig grad, og hvordan en oppdeling av magasiner kan utføres for å opprette gode magasinmodeller. Ved hvert aggregeringssteg forsvinner informasjon om systemet slik at strategien er å redusere informasjonstapet.

Som nevnt i forrige kapittel starter de stegvise aggregeringsmetodene med å aggregere bort modulen med lavest reguleringsgrad i stigende rekkefølge. For hvert steg ble den respektive modulen aggregert med en geografisk nærliggende modul. Aggregeringen med modulen nærmest geografisk plassert var på bakgrunn av at modulene deler samme vannvei ned mot hav, og tilsiget vil i utgangspunktet dermed renne gjennom de opprinnelige nedstrøms kraftverkene. Om modulen slås sammen med oven- eller underforliggende moduler er avhengig i hvor stor grad prosessen påvirker disse. I tillegg, dersom ett reguleringsmagasin og ett buffermagasin skulle aggregeres, var det alltid buffermagasinet som ble aggregert bort. Et buffermagasin styres etter andre styrekurver enn reguleringsmagasin, slik at hvis dette ikke ble tilfredsstillt ble resultatet svært forskjellig.

Etter endt aggregering bestod systemet av én modul som representerte det detaljerte systemet. Metodene har vært utført på to vassdragssystemer, hhv. RSK og TEV.

## 7.1 Stegvis aggregeringsmetode 1

Denne metoden starter med å endre alle energiekvivalentene i produksjonsmodulene til 1. Moduler uten produksjon fikk beholde energiekvivalenten som var lik null. Bakgrunnen for å endre energiekvivalentene var at i prosjektoppgaven skrevet av undertegnede ble en- og tomagasinmodeller opprettet med energiekvivalent lik 1, som en forenkling ved utarbeidelse av modulparameterne. På grunn av et ønsket om en større oversikt om hvordan den stegvise aggregeringen skulle utføres, ble dette konseptet innført, og stasjonsvannføring, tilsig og reservoarkapasitet ble omregnet i henhold til endringen av energiekvivalentene. Steget for denne parameterendringen kalles *steg 0*, og førte til at totalproduksjon, totaltilsig og total reservoarkapasitet i systemet forble dermed uendret før den stegvise aggregeringen begynte. Nye PQ-kurver og reservoarkurver ble automatisk opprettet i Vansimtap som følge av denne prosessen.

### 7.1.1 Modulparametere omregnet i steg 0

En stegvis aggregeringsmetode var relativt komplekst å iverksette når det måtte tas høyde for oven- og underliggende moduler ved de fleste stegene. Beregningen av de aggregerte tilsigene ( $I_{agg}$ ) og reservoarstørrelsene ( $R_{agg}$ ) ble dette utført ved bruk av ligningene 6.1 og 6.2. Denne metoden førte til at sum energi reservoarkapasitet og sum tilsig samsvarer med opprinnelig modell, og den stegvise aggregeringen kan utføres ved hjelp av hoderegning når energiekvivalentene i systemet enten er 0 eller 1. Tabell 7.1 viser de opprinnelige parameterne for modul 16621 i RSK-vassdraget.

Tabell 7.1: Opprinnelige parametere for modul 16621.

Modulnr.	$R_i$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_i$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_i$ [GWh/Mm <sup>3</sup> ]	$R_{agg}$ [GWh]	$I_{agg}$ [GWh]
16621	9,6	36,0	0,139	27,9	104,6

For å beregne de nye modulparameterne ble følgende prosedyre utført: Modul 16621 er geografisk plassert lengst fra hav (se figur A.1 i Vedlegg B) og tilsiget renner gjennom fem moduler på vei til hav, som resulterte i at tilsiget i modulen,  $I_{16621}$  ble

$$I_m = \frac{I_{agg}}{\sum e_{underliggende}} \quad (7.1)$$

$$I_{16621} = \frac{104,6}{1 + 1 + 1 + 1 + 1} = 20,9GWh$$

der  $I_{16621}$  er tilsigsverdien som legges inn i Vansimtap. Samme prosedyre ble utført for å beregne reservoarkapasiteten. For å beregne  $Q_m$  ble ligninger 6.3 og 6.4 benyttet. Vassdragsskjema for RSK før og etter endringen av energiekvivalentene finnes i vedlegg B.

Et eksempel på en stegvisaggregering for RSK-systemet er som følgende: Modulen med lavest reguleringsgrad er modul 16614 med reguleringsgrad (DoR) lik 0,24. Ved å aggregere modulen med modul 16615, opprettes det en ny modul som kalles 16615.2. Energitsiget til denne modulen ble funnet ved å summere  $I_m$  for begge modulene, fordi ingen av modulene

produserer energi. Reservoarkapasiteten ble funnet på samme måte. Modulparameterne til den aggregerte modulen 16615.2 vises i tabell 7.2. Det har ingen betydning om modulen heter 16615.2 eller 16614.2, og valget ble tatt med hensyn på at modul 16615 er geografisk plassert øverst i vassdraget og dermed mest hensiktsmessig å eliminere i Vansimtap.

Tabell 7.2: Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{\text{GWh}}{\text{Mm}^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16614	8,7	0,000	0,0	30,0	35,8	0,24
16615	20,4	0,000	0,0	30,0	55,7	0,37
16615.2	29,2	0,000	0,0	30,0	91,4	0,32

## 7.2 Stegvis aggregeringsmetode 2

Denne metoden tar også utgangspunkt i reguleringsgraden. Modellen skiller seg fra den forrige ved at det tas hensyn på sammenhengen mellom energiekvivalent, produksjonskapasitet og stasjonsvannføring for hvert aggregeringssteg. Dermed kan slukeevnen til det aggregerte kraftverket økes eller reduseres ut ifra behov. Samtidig benyttes fortløpende .EMAR-filen og resultatet i Vansimtap-programmet for å finne eksakte tilsigs- og reservoarverdier for de aggregerte modulene. Målet med denne metoden er å bruke fornuftige antagelser for opprettelse av de stegvise aggregeringsmodulene slik at modellene samsvarer med det detaljerte systemet.

### 7.2.1 Benyttelse av .EMAR-filen for aggregering

I .EMAR-filen ligger informasjon knyttet til systemets totale reservoarkapasitet, produksjon og maksimum- og minimumsrestriksjoner. I Vansimtap inneholder modulene i systemet allerede verdier for reservoarkapasitet, energiekvivalent, effekt osv. Metoden som blir beskrevet består av før- og etter-parametre for den ønskede steg-aggregeringen. Disse parametrene er reservoarkapasitet, (u)regulert tilsig, reservoarrestriksjoner, og stasjonsvannføring som en funksjon av installert effekt. Metoden kan tas i bruk ved å finne parameterne for hvert aggregeringssteg.

### 7.2.2 Modulparametere

Reservoarkapasiteten i den aggregerte modulen finnes ved bruk av ligning 7.2

$$R_{ny} = \frac{R_{1,tot} - R_{2,tot}}{\sum e_{underliggende}} + (R_i \cdot e_i) \quad (7.2)$$

hvor:

$R_{ny}$ : Reservoarkapasiteten i aggregert modul  $i$ . [Mm<sup>3</sup>]

$R_{1,tot}$ : Total reservoarkapsitet i systemet før endringen. [GWh]

$R_{2,tot}$ : Total reservoarkapasitet i systemet etter endringen. [GWh]

$R_i$ : Reservoarkapasiteten for modulen som skal aggregeres. [ $Mm^3$ ]

$e_i$ : Energiekvivalenten til den modulen som skal aggregeres. [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]

$e_{underliggende}$ : Bestemmes av bruker og beskrives nærmere senere. [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]

$R_{1,tot}$  og  $R_{2,tot}$  finnes direkte i .EMAR-filen. Det totale energitilsiget i modellene skal opprettholdes, og tilsiget forekommer enten som regulert eller uregulert. I aggregerte modeller kan det argumenteres for om hvorvidt all tilsig skal være regulerbart, eller om dette har noe betydning for systemet i det hele tatt.

For å finne tilsiget benyttes ligning 7.3 med samme subparametereskrivelse, men der  $R$  erstattes av  $I$ .

$$I_{ny} = \frac{I_{1,tot} - I_{2,tot}}{\sum e_{underliggende}} + (I_i \cdot e_i) \quad (7.3)$$

$I_{1,tot}$  og  $I_{2,tot}$  finnes direkte i Vansimtap for ett år.  $(I_i \cdot e_i)$  og  $(R_i \cdot e_i)$  er 0 hvis tilsiget/reservoarkapasiteten elimineres i modulen i Vansimtap før endringen tar sted.

$P$ ,  $Q$ , og  $e$  er parametere som korrelerer med hverandre og danner PQ-kurven for de respektive modulene. Ligning 6.1 og 6.2 tilsier at de andelen av modulens totalenergi gitt til systemet, påvirkes både av under- og ovenforliggende moduler, avhengig av hvordan de aggregerte verdiene beregnes. Dette betyr at ved aggregering av moduler med under- og overforliggende kraftverk, og dersom energiekvivalenten av den resulterende aggregeringsmodulen ikke er summen av energiekvivalentene for de to respektive modulene, endres energien i det totale systemet. Dette er viktig moment å ta hensyn til ved endring av energiekvivalentene.

Dersom  $P$  og  $e$  holdes konstant kan  $Q$  reguleres. I et serievassdrag kan det resultere i stort flomtap hvis stasjonsvannføringen i en aggregert modul reduseres atskillig slik at modulen ikke evner å produsere nok ved flomperioder eller ved høyt kraftbehov. Dermed kan det være hensiktsmessig å regulere  $Q$  uten at dette forandrer produksjonsmønsteret nevneverdig for å holde  $e$  og  $P$  konstant.  $e$  vil dermed være en variabel som settes av bruker ut i fra ønsket  $P$  og  $Q$  i systemet.



### 7.2.3 Restriksjoner

Minimum- og maksimumsreservoarkapasiteter er lagt inn i Vansimtap som [%]. Et eksempel på en minimumsrestriksjon vises i tabell 7.3, som tar utgangspunkt i modul 16612 i TEV-systemet.

Tabell 7.3: Knekkpunkt i Vansimtap for modul 16612.

Knekkpunkt	Uke	Minimum reservoarkapasitet [%]
1	1	0,00
2	17	0,00
3	26	89,35
4	39	89,35
5	52	0,00

I.EMAR-filen oppgis kun energien for restriksjonene ved de enkelte ukene, slik at brukeren vet energirestriksjonene i slutten av hver uke gjennom simuleringsperioden. Minimumsreservoaret for modul 16612 er 89,35 % som i dette tilfellet tilsvarte 811,3 GWh. Dette ble utregnet ved å summere energiekvivalentene fra modul 16612 og ned til hav, for deretter å multiplisere med reservoarkapasiteten. Dette viser ligning 7.4.

$$R_{agg} = R_i \cdot e_{underliggende} \quad (7.4)$$

$$R_{agg} = (0,115 + 0,905 + 0,075 + 0,14 + 0,32) \frac{GWh}{Mm^3} \cdot 582Mm^3 = 811,3GWh$$

Dermed kan knekkpunktene replikeres i en aggregert modell ved hjelp av ligning 7.5

$$R[\%] = \frac{R_{agg}}{e_i \cdot R_i} \cdot 100\% \quad (7.5)$$

der  $i$  er modulen med reservoarrestriksjon. I denne metoden brukes .EMAR-filen for å simplificere beregningene. Det er flere måter å regne aggregerte verdier på, og denne metoden har allerede en fasit som benyttes. For å opprette en- og tomagasinmodeller er det enklere å benytte et Excel-dokument for å beregne aggregerte verdier for hver modul, og deretter fordele energien mellom modulene etter ønsket oppdeling.

### 7.2.4 Eliminering av styrekurver

Et problem som stadig dukket opp ved beregning av de aggregerte tilsigene i TEV-systemet, forekom da moduler med kraftverk som bestod av forhåndsinnstilte styrekurver og PQ-kurver. For å beregne tilsiget ved hjelp av ligning 7.3 og .EMAR-filene var det nødvendig å iterere seg frem til de korrekte tilsigene. Dette var både tungvint og merkelig, men årsaken kan ligge i at styrekurvene som var lagt inn *frigjorde* ekstra tilsig til systemet, og dette gjorde beregningen av tilsiget i alle stegene vanskelig og uforutsigbart.

I og med at stegvis aggregeringsmetode 2 først ble utført på TEV-systemet, ble det innført et nytt steg da metoden skulle utføres på RSK-systemet. Dette steget ble kalt *steg A* i

fravær av et bedre navn, og samtlige *punkt 4* (gjennomsnittlig høyde) og *punkt 5* (ut-taksnivå) i Vansimtap ble eliminert i et eget steg før den stegvise aggregeringen skulle starte. Slikt var det mulig å oppnå en forutsigbar utregning av parameterne ved hvert aggregeringssteg uten at sum tilsig ble forandret. Dette førte til automatisk opprettelse av magasinkurver og PQ-kurve i Vansimtap for start- og sluttparametere. Det var antydninger på at styrekurven som lå inne *frigjorde* ekstra tilsig til systemet, og dette gjorde beregningen av tilsiget i alle stegene vanskelig og uforutsigbart.

# Kapittel 8

## Stegvise aggregeringsresultater

Denne delen av masteroppgaven tar for seg resultater knyttet til den stegvise aggregeringen av vannkraftsystemene RSK og TEV etter å ha benyttet stegvis aggregeringsmetode 1. Parameterverdier fra *steg 0* til *steg 9* har blitt fremstilt fortløpende i tabeller med forklaring av prosessen. *Steg 0* viste seg å være steget med den største stegvise forandringen. Dette menes med at forandringen er størst mellom detaljert modell og *steg 0*. *Steg 1* var dermed det første steget der det forekom en reduksjon av antall moduler, redusert fra ti til ni. I det siste steget består systemet av en enmagasinmodell som representerer det opprinnelige systemet. Formuleringen som brukes for å beskrive aggregeringsmodulene er som følger: Hvis modul 16614 og 16615 aggregeres får den aggregerte modulen navnet enten 16615.2 eller 16614.2, avhengig av hvilke modul som elimineres i aggregeringssteget. Dette er en trend som har blitt brukt videre i rapporten. I figur A.2-A.11 og A.13-A.23 i vedlegg A, finnes vassdragsskjema for hvert aggregeringssteg for henholdsvis RSK-systemet og TEV-systemet.

### 8.1 Metode 1: RSK-systemet

#### 8.1.1 Oversikt over modulparametere ved samtlige aggregeringssteg

**Steg 0:** Før den stegvise aggregeringen startet ble energiekvivalentene i kraftverkene satt lik 1, som beskrevet i kapittel 7. Dette førte til at PQ-kurver og magasinstrykurver automatisk ble oppdatert i Vansimtap. Tabell 8.1 og 8.2 viser omdefineringen av modulparametere for reservoarkapasitet, tilsig og stasjonsvannføring. Reguleringsgraden forble uforandret.

Tabell 8.1: Omdefineringen av modulparameterne i steg 0 RSK-systemet ved bruk av metode 1, del 1.

Modul	$R_i$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_i$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$R_{agg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]
16612	115,0	0,745	85,7	85,7
16613	290,0	0,845	461,1	230,6
16614	11,0	0,000	17,5	8,7
16615	25,7	0,000	40,9	20,4
16616	119,0	0,690	271,3	90,4
16617	8,6	0,000	19,6	6,5
16618	7,8	0,000	17,8	5,9
16619	36,5	0,000	83,2	27,7
16620	30,0	0,488	83,0	20,8
16621	9,6	0,139	27,9	5,6

Tabell 8.2: Omdefineringen av modulparameterne i steg 0 RSK-systemet ved bruk av metode 1, del 2.

Modul	$I_i$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{agg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	DoR
16612	333,0	248,1	248,1	44,4	0,35
16613	538,0	855,4	427,7	44,4	0,54
16614	45,0	71,6	35,8	0,0	0,24
16615	70,0	111,3	55,7	0,0	0,37
16616	161,0	367,1	122,4	12,5	0,74
16617	18,6	42,4	14,1	0,0	0,46
16618	21,4	48,8	16,3	0,0	0,36
16619	38,0	86,6	28,9	0,0	0,96
16620	33,0	91,3	22,8	6,3	0,91
16621	36,0	104,6	20,9	0,4	0,27

**Steg 1:** Modul 16615 aggregert med modul 16614. Dette er to bufferreservoarer uten produksjon plassert geografisk øverst til venstre i vassdraget. Modul 16614 har lavest reguleringsgrad i systemet, og i dette steget var det kun nødvendig å summere parameterne grunnet ingen energiekvivalent i modulene. Stasjonsvannføringen ble uforandret siden det ikke var nødvendig å øke fra  $30 \frac{Mm^3}{s}$ . Verdiene er vist i tabell 8.3.

Tabell 8.3: Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16614	8,7	0,000	0,0	30,0	35,8	0,24
16615	20,4	0,000	0,0	30,0	55,7	0,37
16615.2	29,2	0,000	0,0	30,0	91,4	0,32

**Steg 2:** Modul 16621 aggregert med modul 16620. Lignende situasjon som i steg 1, med to bufferreservoarer øverst til høyre i vassdraget. Forskjellen var at disse modulene har energiekvivalent, slik at tilsiget og reservoarkapasitet fra modul 16621 multipliseres med 5/4. Tilsiget renner gjennom fem kraftstasjoner ned til hav men i det aggregerte systemet kun renner gjennom fire. Verdiene er vist i tabell 8.4

Tabell 8.4: Parameterverdier for å oppnå steg 2 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16621	5,6	1,000	1,3	0,4	20,9	0,3
16620	20,8	1,000	22,6	6,3	22,8	0,91
16620.2	27,7	1,000	23,9	6,6	49,0	0,57

**Steg 3:** Modul 16615.2 aggregert med modul 16613. 16613 er et stort kraftverk og er geografisk plassert som et knutepunkt for alle ovenforliggende vassdrag. I dette steget ble det *aggregert det bort* en arm av det opprinnelige vassdraget. Verdiene er vist i tabell 8.5.

Tabell 8.5: Parameterverdier for å oppnå steg 3 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16615.2	29,2	0,000	0,0	30,0	91,4	0,32
16613	230,6	1,000	160	44,4	427,7	0,54
16613.2	259,7	1,000	160	44,4	519,1	0,50

**Steg 4:** Modul 16612 aggregert med modul 16613.2. 16612 er et bufferreservoar bestående av minimumreservoarrestriksjoner og er geografisk plassert nærmest hav. Bakgrunnen for at modul 16612 aggregeres bort, og 16613.2 oppdateres til 16613.3 er at et bufferreservoar har andre styreregler enn et reguleringsreserovar, og i betraktning av at denne modulen er en vesentlig bidragsyter i systemet anbefales det at bufferreservoaret elimineres, slik at den aggregerte modulen består av et reguleringsmagasin. Produksjonsmønsteret ble svært ulikt for et bufferreservoar da dette ble forsøkt. Verdiene er vist i tabell 8.6. De nye reservoarrestriksjonene vises i tabell 8.7.

Tabell 8.6: Parameterverdier for å oppnå steg 4 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16612	85,7	1,000	160,0	44,4	248,1	0,35
16613.2	259,7	1,000	160,0	44,4	519,1	0,50
16613.3	763,5	1,000	320,0	88,9	1517,0	0,50

Tabell 8.7: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i metode 1 for modul 16613.3.

Uke nr.	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	9,76
39	9,76
52	0,00

**Steg 5:** Modul 16618 aggregert med 16617. Samme tilfelle som i steg 1, og utført etter samme prinsipper. Verdiene er vist i tabell 8.8.

Tabell 8.8: Parameterverdier for å oppnå steg 5 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16618	5,9	0,000	0,0	17,0	16,3	0,36
16617	6,5	0,000	0,0	17,0	14,1	0,46
16617.2	12,5	0,000	0,0	17,0	30,4	0,41

**Steg 6:** Modul 16617.2 aggregert med 16616. Verdiene er vist i tabell 8.9.

Tabell 8.9: Parameterverdier for å oppnå steg 6 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16617.2	12,5	0,000	0,0	17,0	30,4	0,41
16616	90,4	1,000	45,0	12,5	122,4	0,74
16616.2	102,9	1,000	45,0	12,5	152,8	0,67

**Steg 7:** Modul 16616.2 aggregert med modul 16613.3. Disse modulene produserer størsteparten av energien i systemet men har til gjengjeld relativt lik reguleringsgrad. Systemet består nå av tre moduler der to moduler produserer energi, altå er et vannkraftverk. Verdiene er vist i tabell 8.10. De nye reservoarrestriksjonene vises i tabell 8.11.

Tabell 8.10: Parameterverdier for å oppnå steg 7 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16616.2	102,9	1,000	45,0	12,5	152,8	0,67
16613.3	763,5	1,000	320,0	88,9	1517,0	0,50
16613.4	1024,8	1,000	365,0	101,4	1900,4	0,54

Tabell 8.11: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 7 i metode 1 for modul 16613.3.

Uke nr.	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	7,27
39	7,27
52	0,00

**Steg 8:** Modul 16620.2 aggregert med modul 16613.4. Verdiene er vist i tabell 8.12. De nye reservoarrestriksjonene vises i tabell 8.13.

Tabell 8.12: Parameterverdier for å oppnå steg 8 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16620.2	27,7	1,000	23,9	6,6	49,0	0,57
16613.4	1024,8	1,000	365,0	101,4	1900,4	0,54
16613.5	1080,3	1,000	388,9	108,0	1998,4	0,54

Tabell 8.13: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 8 i metode 1 for modul 16613.3.

Uke nr.	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	6,91
39	6,91
52	0,00

**Steg 9:** Modul 16619 aggregert med modul 16613.4. Dette var det siste aggregeringssteget som betyr at systemet har utviklet seg til en enmagasinmodell som skal representere det detaljerte systemet. Verdiene er vist i tabell 8.14 og de nye reservoarrestriksjonene vises i tabell 8.13.

Tabell 8.14: Parameterverdier for å oppnå steg 9 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16619	27,7	0,000	0	17,0	22,8	0,91
16613.5	1080,3	1,000	388,9	108,0	1998,4	0,54
16613.6	1108,0	1,000	388,9	108,0	2027,3	0,55

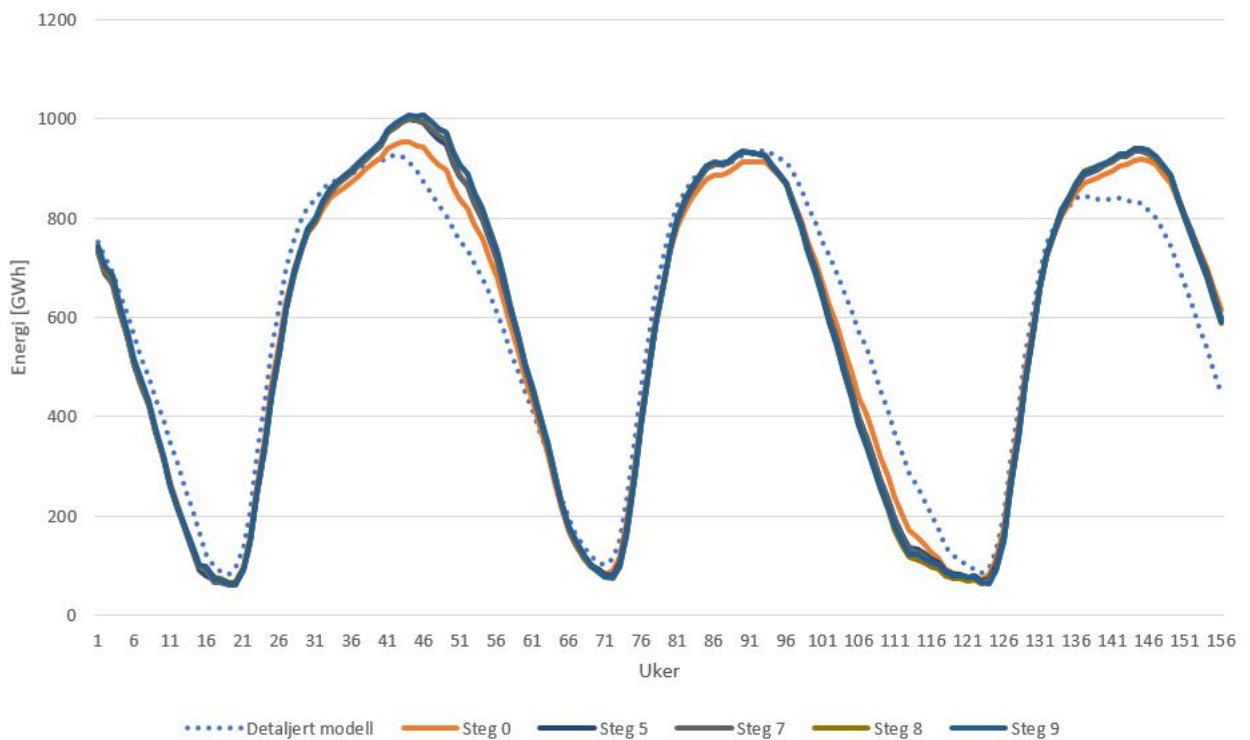
Tabell 8.15: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 9 i metode 1 for modul 16613.3.

Uke nr.	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	6,72
39	6,72
52	0,00

En oversikt over parameterverdiene for samtlige aggregeringssteg finnes i tabell B.1 i Vedlegg B.

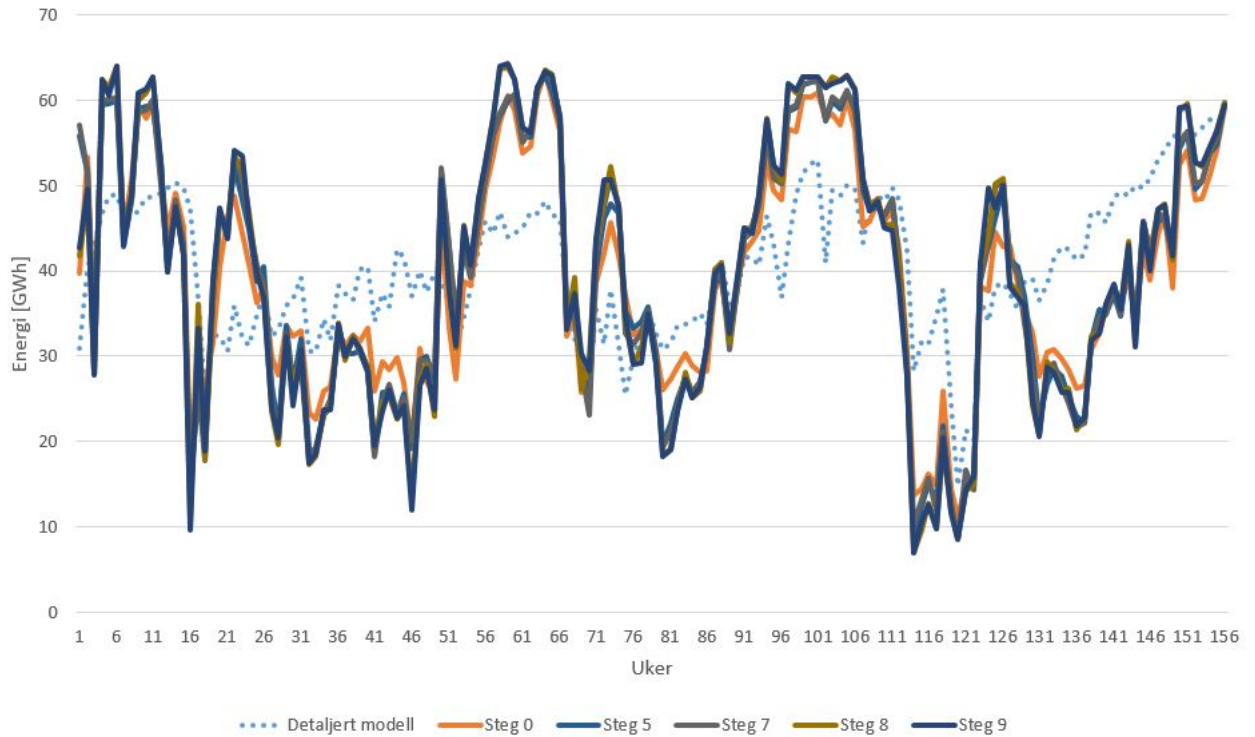
### 8.1.2 Sammenligning av stegvise resultater

Figur 8.1 viser reservoarkurvene for de utvalgte stegene i den stegvise aggregeringen. Den stiplede blå kurven representerer den detaljerte modellen. Figuren antyder at magasin-nivået i den detaljerte modellen er lavere i starten av den første tappesesongen (uke 40). Det samme mønsteret forekommer i siste året av simuleringsprosessen. Figur 8.2 viser stasjonsvannføringen, og figur 8.3 viser flomtapet. Det er i utgangspunktet lite flomtap i systemet. Kurver for samtlige steg vises i figur D.1, D.4 og D.7 i Vedlegg D.

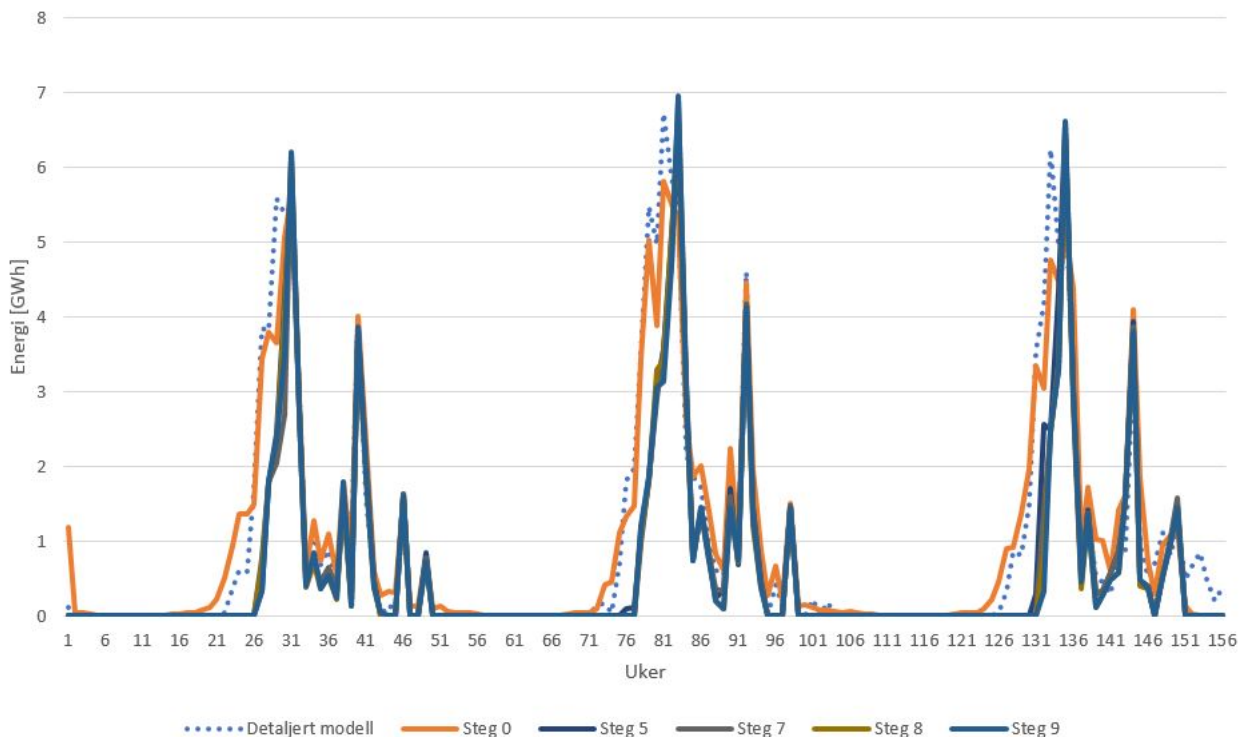


Figur 8.1: Total reserovarnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for RSK-systemet.





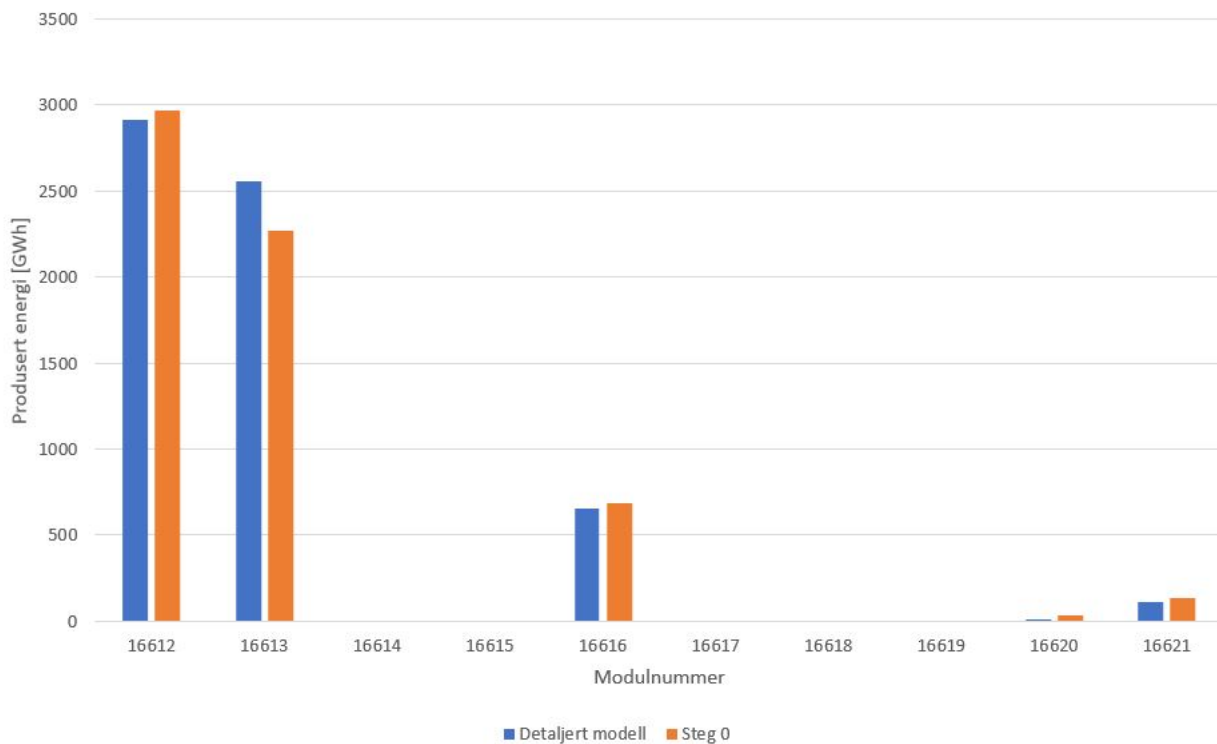
Figur 8.2: Total stasjonsvannføring for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for RSK-systemet.



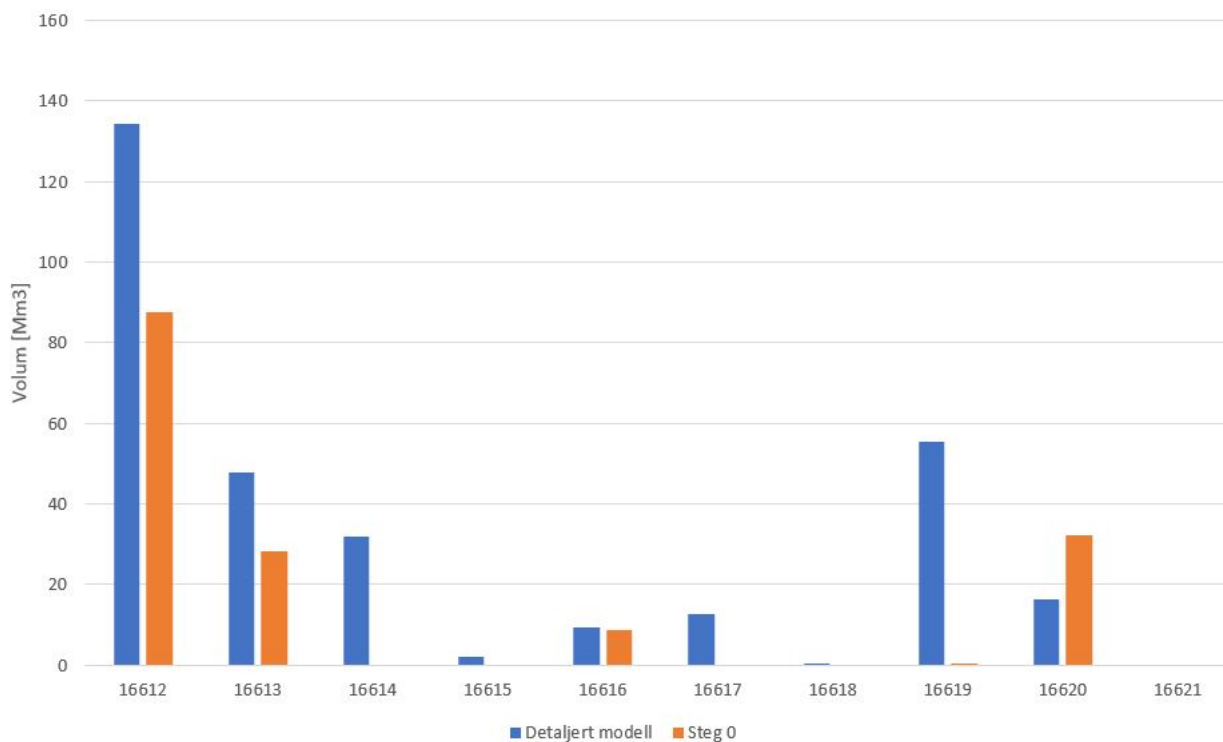
Figur 8.3: Total flom for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for RSK-systemet.

Fra tabell 8.16 identifiseres *steg 0* der det største avviket forekommer. På grunn av denne betydelige steg-endringen har det blitt sammenlignet gjennomsnittlig produksjon og

forbitapping av detaljert modell og *steg 0* på stasjonsnivå. Dette vises henholdsvis i figur 8.4 og 8.5.



Figur 8.4: Sammenligning i produksjon for steg 0 i RSK.



Figur 8.5: Sammenligning i forbitapping for steg 0 i RSK.

I betraktning av figurene ovenfor er det små forandringer ved å endre energiekvivalentene for kraftverkene til 1.

*Steg 0, steg 4 og steg 8* ga de største utslagene vedrørende reservoarnivå, vist i en RMSE analyse i tabell 8.16. På grunn av at reservoarnivå og stasjonsvannføring korrelerer vises det kun RMSE-verdier for reservoarnivå.

Tabell 8.16: RMSE for stegvis aggregering for reservoarnivå ved bruk av metode 1.

<b>Steg</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
RMSE	68,0	2,3	3,0	5,9	18,0	1,7	2,2	3,1	8,1	2,7

Tabell 8.17 viser flom, produksjon og inntjening for utvalgte steg for tre års simuleringsperiode. For inntjeningen har dette blitt justert for sluttverdi av reservoarnivået.

Tabell 8.17: Flom, produksjon og inntjening for utvalgte steg for RSK-systemet etter stegvis aggregeringsmetode 1.

<b>Steg</b>	<b>Flom [GWh]</b>	<b>Produksjon [GWh]</b>	<b>Inntjening [NOK]</b>
Detaljert	149,6	6332,2	709,1
0	157,0	6085,7	713,6
5	100,8	6156,8	719,9
7	97,2	6163,6	719,4
8	95,2	6173,5	719,8
9	94,5	6172,7	719,9

## 8.2 Metode 1: TEV-systemet

### 8.2.1 Oversikt over modulparametere ved samtlige aggregeringssteg

**Steg 0:** Tabell 8.18 og 8.19 viser omdefineringen av modulparametere for reservoarkapasitet og tilsig. For moduler med forbitapping ble den nye forbitappingen beregnet ved å multiplisere den opprinnelige forbitappingen med stasjonens energiekvivalent, vist i figur 8.20. På grunn av at energiekvivalenten 1 er det ingen forskjell om  $R_m$  oppgis i  $Mm^3$  eller  $GWh$

Tabell 8.18: Omdefineringen av modulparametere i steg 0 TEV-systemet ved bruk av metode 1, del 1.

Modul	$R_i [Mm^3]$	$e_i [\frac{GWh}{Mm^3}]$	$R_{agg} [GWh]$	$R_m [Mm^3]$	DoR
49901	0,2	0,095	0,0	0,0	0,00
49902	0,1	0,062	0,0	0,0	0,00
49903	0,1	0,107	0,0	0,0	0,00
49904	366,7	0,320	117,3	117,3	0,28
49905	43,7	0,435	33,0	16,5	1,16
49906	65,0	0,244	64,9	21,6	0,50
49907	4,3	0,140	2,0	1,0	0,03
49908	1,2	0,075	0,6	0,2	0,00
49909	94,3	0,490	96,7	24,2	0,46
49910	37,3	0,905	53,7	13,4	1,62
49911	582,0	0,115	905,0	181,0	1,35
49912	187,0	0,230	333,8	55,6	0,69

Tabell 8.19: Omdefineringen av modulparametere i steg 0 TEV-systemet ved bruk av metode 1, del 2.

Modul	$I_{i,reg} [Mm^3]$	$I_{i,ureg} [Mm^3]$	$e_i [\frac{GWh}{Mm^3}]$	$I_{agg,reg} [GWh]$	$I_{agg,ureg} [GWh]$	$I_{m,reg}$	$I_{m,ureg}$
49901	0,0	60,0	0,095	0,0	5,7	0,0	5,7
49902	0,0	59,0	0,062	0,0	9,2	0,0	4,6
49903	0,0	0,0	0,107	0,0	0,0	0,0	0,0
49904	1320,4	0,0	0,320	422,5	0,0	422,5	0,0
49905	37,8	15,0	0,435	28,5	11,3	14,3	5,7
49906	129,9	0,0	0,244	129,8	0,0	43,3	0,0
49907	132,0	0,0	0,140	60,7	0,0	30,4	0,0
49908	263,0	0,0	0,075	140,7	0,0	46,9	0,0
49909	204,0	271,0	0,490	209,1	277,8	52,3	69,4
49910	23,0	0,0	0,905	33,1	0,0	8,3	0,0
49911	430,0	0,0	0,115	668,7	0,0	133,7	0,0
49912	270,0	7,0	0,230	482,0	12,5	80,3	2,1

Tabell 8.20: Nye stasjonsvannføringsverdier  $Q_m$  for TEV-systemet ved bruk av metode 1.

Modul	$Q_i[\frac{m^3}{s}]$	$P_i[MW]$	$Q_m[\frac{m^3}{s}]$
49901	60,0	26,3	7,3
49902	80,7	19,0	5,0
49903	98,7	37,9	10,5
49904	105,0	119,6	33,2
49905	12,6	19,7	5,5
49906	7,7	6,8	1,9
49907	65,0	27,5	7,6
49908	70,0	18,4	5,1
49909	21,4	36,8	10,2
49910	51,0	162,0	45,0
49911	92,0	37,5	10,4
49912	31,0	24,9	6,9

**Steg 1:** 49901, 49902 og 49903 aggregert sammen 49901.1. Disse tre modulene ligger i serie i et sidevassdrag som forsynes med vann kun fra forbitapping fra modul 49904, som impliserer at dette har blitt utført på bakgrunn av miljømessige hensyn. På grunn av at denne forbitappingen opprinnelig var på  $30 \frac{m^3}{s}$ , og maksimal stasjonsvannføring på de underliggende modulene ligger på  $7,31$ ,  $4,99$ , og  $10,53 \frac{m^3}{s}$  ble også forbitappingen i modul 49904 multiplisert med energiekvivalenten  $0,32$ . Dette for å ta høyde for endringene i energiekvivalentene i systemet. Dermed ble det nye forbitappingen satt til  $10 \frac{m^3}{s}$ . Verdiene vises i tabell 8.21.

Tabell 8.21: Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 1.

Modul	$R_m[Mm^3]$	$e_m[\frac{GWh}{Mm^3}]$	$P_m[MW]$	$Q_m[\frac{m^3}{s}]$	$I_{m,reg}[Mm^3]$	$I_{m,ureg}[Mm^3]$	DoR
49903	0,01	1,000	37,9	10,5	0,0	0,0	0,00
49902	0,01	1,000	18,0	5,0	0,0	4,6	0,00
49902.2	0,02	1,000	55,8	15,5	0,0	4,6	0,00

**Steg 2:** Modul 49902.2 aggregert med modul 49901. Verdiene vises i tabell 8.22.

Tabell 8.22: Parameterverdier for å oppnå steg 2 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 1.

Modul	$R_m[Mm^3]$	$e_m[\frac{GWh}{Mm^3}]$	$P_m[MW]$	$Q_m[\frac{m^3}{s}]$	$I_{m,reg}[Mm^3]$	$I_{m,ureg}[Mm^3]$	DoR
49902.2	0,02	1,000	55,8	15,5	0,0	4,6	0,00
49901	0,02	1,000	26,3	7,3	0,0	5,7	0,00
49901.2	0,06	1,000	82,2	22,8	0,0	13,9	0,00

**Steg 3:** Modul 49901.2 aggregert med modul 49904. Verdiene vises i tabell 8.23.

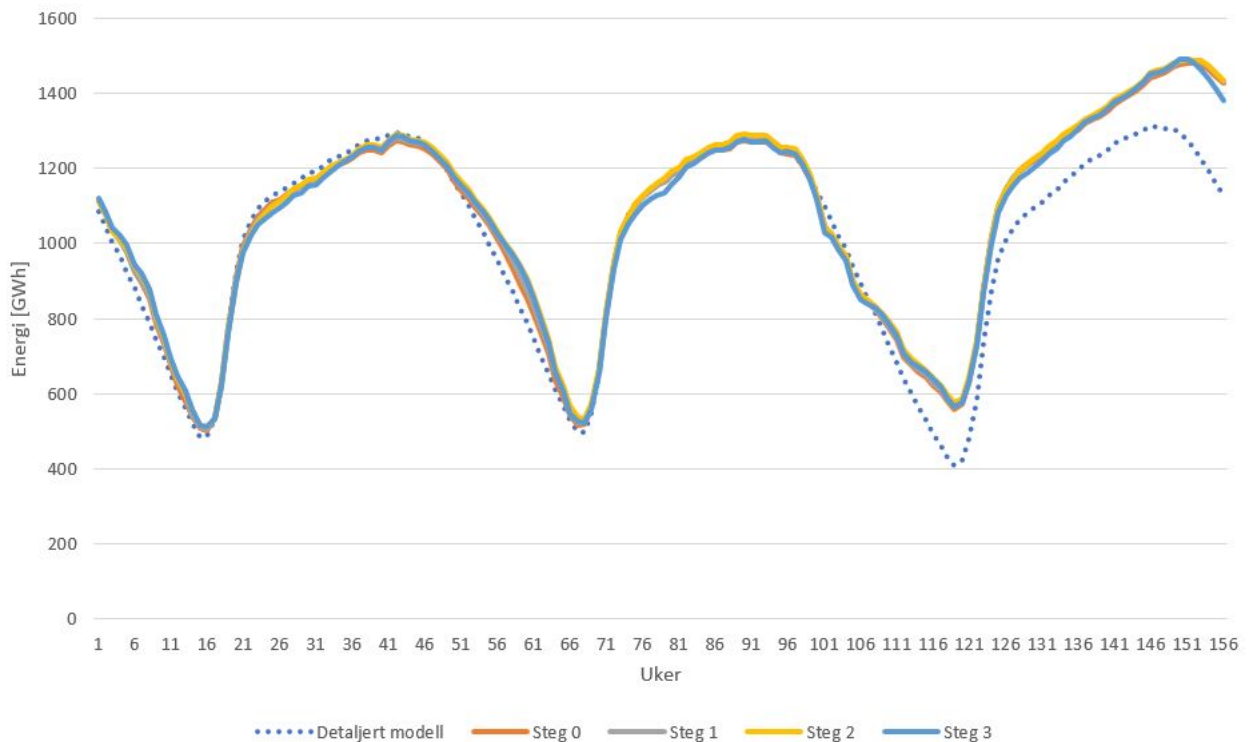
Tabell 8.23: Parameterverdier for å oppnå steg 3 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 1.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49901.2	0,06	1,000	82,1	22,8	0,0	13,9	0,00
49904	117,3	1,000	119,6	33,2	422,5	0	0,28
49904.2	117,4	1,000	201,7	56	422,5	13,9	0,28

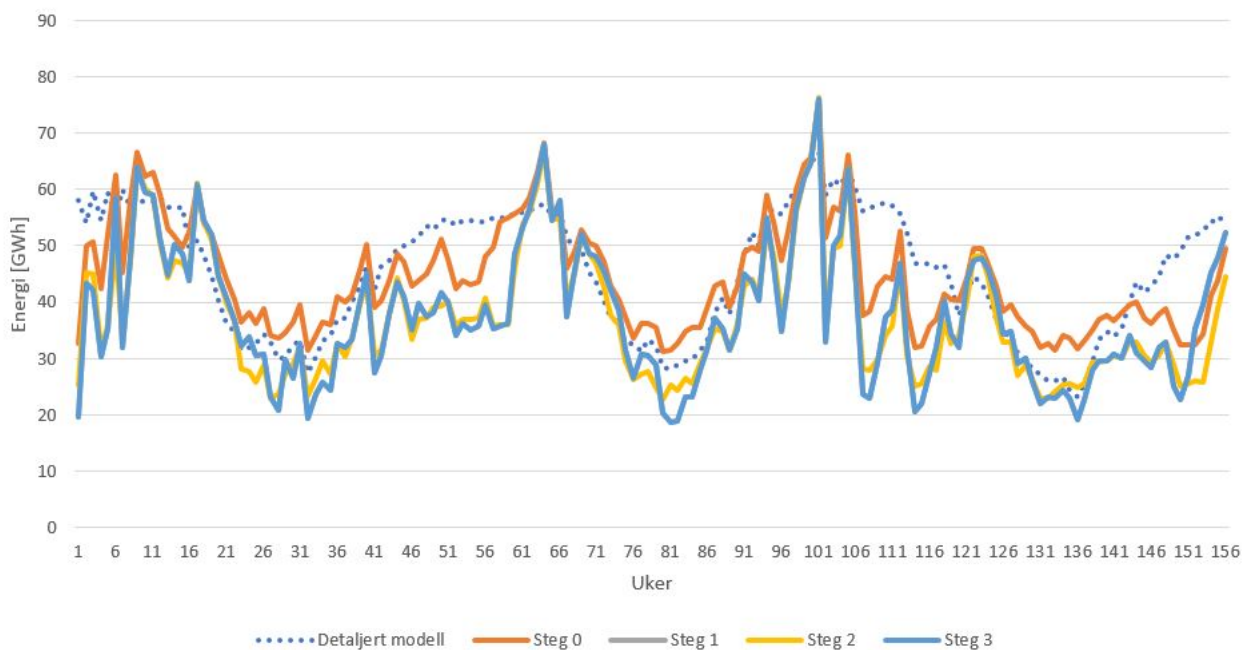
Etter dette steget ble prosessen avsluttet.

## 8.2.2 Sammenligning av stegvise resultater

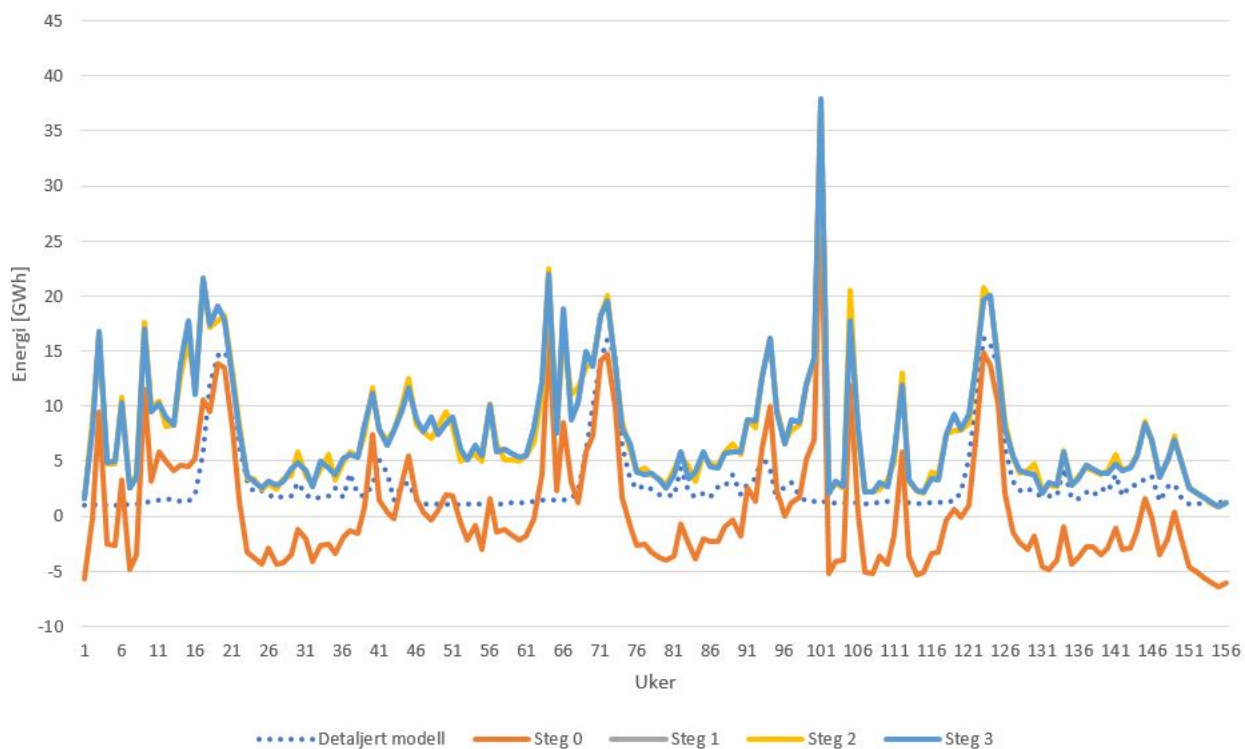
Figur 8.6 og 8.7 viser hhv. reservoarkurven og stasjonsvannføringen for den stegvise aggregeringsprosessen. Figur 8.8 viser den totale flommen for det detaljerte systemet og de ulike stegene. I *steg 0* forekommer det negativt flom, som viser at systemet får problemer ved omdefineringen av modulparameterne. Figuren viser i tillegg at det er stor forskjell i flomtaket for de stegvise aggregeringsmodellene.



Figur 8.6: Total reservoarnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for TEV-systemet.

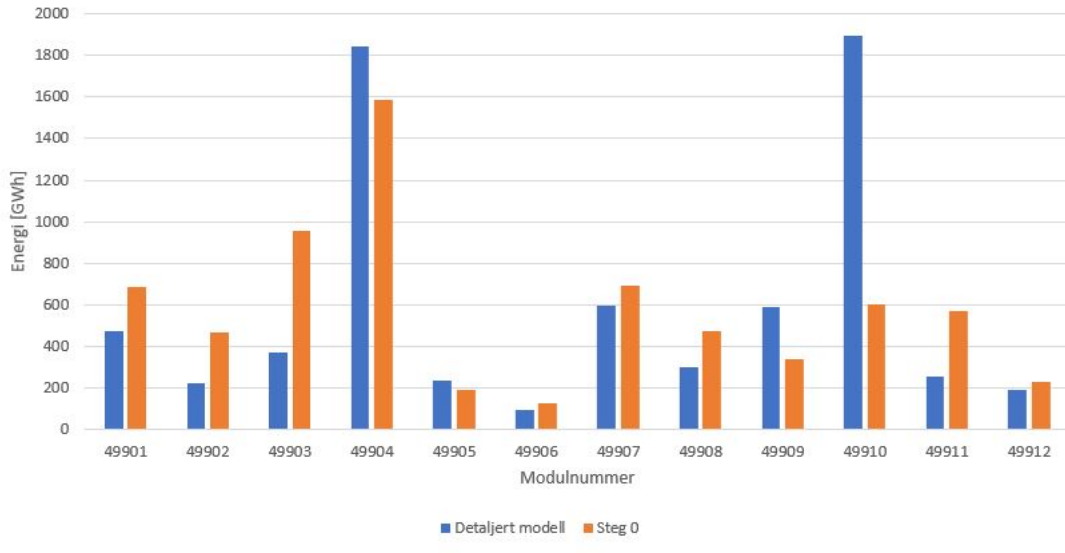


Figur 8.7: Total stasjonvannføring for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for TEV-systemet.

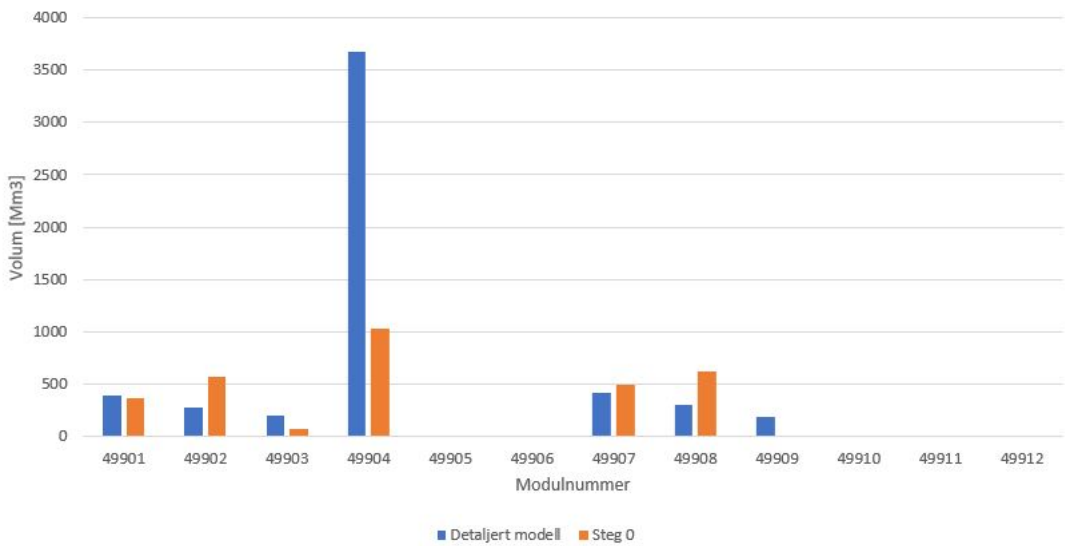


Figur 8.8: Total flomnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 1 for TEV-systemet.

Figur 8.9 og 8.10 illustrerer årsaken til at metoden ble avsluttet etter *steg 3*, som viser store variasjoner i både produksjon og forbitapping på stasjonsnivå. Spesielt stasjon 49910 har kun en tredjedel av produksjonen i opprinnelig modell, som utgjør en stor del av systemets totalproduksjon. Forbitappingen har blitt sterkt redusert i modul 49904 som tilfører mesteparten av tilsiget til modulene 49901, 49902 og 49903. Tabell 8.24 viser sammenligningen av kapasitetsfaktorene for stasjonene for detaljert modell og *steg 0*.



Figur 8.9: Sammenligning i produksjon for steg 0 i TEV.



Figur 8.10: Sammenligning i forbitapping for steg 0 i TEV.



Tabell 8.24: Kapasitetsfaktorer for modulene i systemet TEV for detaljert modell og steg 0 i aggregeringsmodellen.

<b>Modul</b>	<b>Kapasitetsfaktor i detaljert modell [%]</b>	<b>Kapasitetsfaktor i steg 0 [%]</b>
49901	68,1	100
49902	45,7	100
49903	35,8	96,3
49904	61,8	50,5
49905	47,1	37,3
49906	54,6	71,5
49907	83,4	96,0
49908	62,7	98,4
49909	62,3	34,9
49910	44,7	14,2
49911	26,1	58,2
49912	29,7	35,5

## 8.3 Metode 2: RSK-systemet

Rekkefølgen på den stegvise aggregeringen for metode 1 og metode 2 er identisk. Dette skyldes at reguleringsgraden i hvert av stegene for de aggregererte modulene er like, uavhengig om energiekvivalentene ble satt lik 1. På bakgrunn av dette følger det en kortere beskrivelse av hvert aggregeringssteg.

### 8.3.1 Stegvise parameterresultater

**Steg A:** *Punkt 4* og *Punkt 5* i Vansimtap ble satt til 0 for samtlige moduler, slik at nye styrekurver automatisk ble opprettet av Vansimtap.

**Steg 1:** Modul 16614 aggregerert med modul 16615. Verdier vises i tabell 8.25.

Tabell 8.25: Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16614	11,0	0,000	0,0	30,0	45,0	0,24
16615	25,7	0,000	0,0	30,0	70,0	0,37
16615.2	36,7	0,000	0,0	30,0	115,0	0,32

**Steg 2:** Modul 16621 aggregerert med modul 16620. Verdierne er vist i tabell 8.26. Velger å beholde  $Q_{16620}$  som har tilstrekkelig slukeevne til å håndtere det aggregererte tilsiget.

Tabell 8.26: Parameterverdier for å oppnå steg 2 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16621	9,6	0,14	1,25	2,5	36	0,27
16620	30	0,49	22,61	12,7	33	0,91
16620.2	39,6	0,52	23,86	12,7	70	0,57

**Steg 3:** Modul 16615.2 aggregerert med 16613. Verdierne er vist i tabell 8.27.

Tabell 8.27: Parameterverdier for å oppnå steg 3 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16615.2	36,7	0,000	0,0	30,0	115,0	0,32
16613	290,0	0,845	160,0	54,5	538,0	0,54
16613.2	326,7	0,845	23,9	54,5	653,0	0,50

**Steg 4:** Modul 16612 aggregerert med modul 16613.2. Dersom modulen dimensjoneres etter laveste  $Q$  blir den nye  $e$  summen av de to energiekvivalentene, lik 1,6. Dette er særdeles høyt, at dersom ved å bruke gjennomsnittet av energiekvivalentene for de to respektive modulene, fører dette til at  $e = 0,795$ . Dette resulterer i  $Q = 111,81 \frac{m^3}{s}$ . Dersom det velges

feil  $Q$  for dette steget kan det påvirke produksjonsmønsteret betraktelig. Hvis stasjonsvannføringen settes for lav kan det oppstå økt flomtap i systemet på grunn av at modulen er geografisk plassert nederst i vassdraget. Settes stasjonsvannføringen for høyt kan modulen produsere mer energi enn i virkeligheten og produksjonsmønsteret vil dermed avvike. Verdiene er vist i tabell 8.28. Modul 16612 består av minimums reservoarrestriksjoner og vises i tabell 8.29.

Tabell 8.28: Parameterverdier for å oppnå steg 4 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16612	115,0	0,745	160,0	60,0	333,0	0,35
16613.2	326,7	0,845	160,0	54,5	653,0	0,50
16613.3	972,7	0,795	320,0	111,8	1927,0	0,50

Tabell 8.29: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i modul 16613.3

Uke	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	9,63
39	9,63
52	0,00

**Steg 5:** Modul 16618 aggregert med modul 16617. Samme tilfelle som *steg 1*, og utført etter samme prosedyre. Verdiene er vist i tabell 8.30.

Tabell 8.30: Parameterverdier for å oppnå steg 5 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16618	7,8	0,000	0,0	17,0	21,4	0,36
16617	8,6	0,000	0,0	17,0	18,6	0,46
16617.2	16,4	0,000	0,0	17,0	40,0	0,41

**Steg 6:** Modul 16617.2 aggregert med modul 16616. Verdiene er vist i tabell 8.31.

Tabell 8.31: Parameterverdier for å oppnå steg 6 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16617.2	16,4	0,000	0,0	17,0	40,0	0,41
16616	119,0	0,690	45,0	17,6	161,0	0,74
16616.2	135,4	0,690	45,0	17,6	201,0	0,67

**Steg 7:** Modul 16616.2 aggregert med 16613.3. Verdiene er vist i tabell 8.32. De nye minimum reservoarrestriksjonene vises i tabell 8.33.

Tabell 8.32: Parameterverdier for å oppnå steg 7 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16616.2	135,2	0,690	45,0	17,6	201,0	0,67
16613.3	972,7	0,795	320,0	111,8	1927,0	0,50
16613.4	1388,3	0,743	365,0	136,6	2573,0	0,54

Tabell 8.33: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i modul 16613.4

Uke	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	7,23
39	7,23
52	0,00

**Steg 8:** Endrer ikke energiekvivalenten sett på bakgrunn av at modul 16220.2 har så liten betydning for systemet i form av lagring og produksjon av energi. Verdiene er vist i tabell 8.34 og minimumsrestriksjonene i tabell 8.35

Tabell 8.34: Parameterverdier for å oppnå steg 8 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16620.2	39,6	0,522	23,9	12,7	70,0	0,57
16613.4	1388,3	0,743	365,0	136,6	2573,0	0,54
16613.5	1455,8	0,743	388,9	145,5	2692,3	0,54

Tabell 8.35: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i modul 16613.5

Uke	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	6,89
39	6,89
52	0,00

**Steg 9:** Det siste steget i den stegvise aggregeringen var modul 16619 aggregert med modul 16613.4. Systemet har utviklet seg til en enmagasinmodell som skal representere den detaljerte modellen. Verdiene er vist i tabell 8.36 sammen med minimumsrestriksjonene i tabell 8.37.

Tabell 8.36: Parameterverdier for å oppnå steg 9 av stegvis aggregering i RSK-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
16619	36,5	0,000	0,0	17,0	38,0	0,91
16613.5	1455,8	0,743	388,9	145,5	2692,3	0,54
16613.6	1492,3	0,743	388,9	145,5	2730,3	0,55

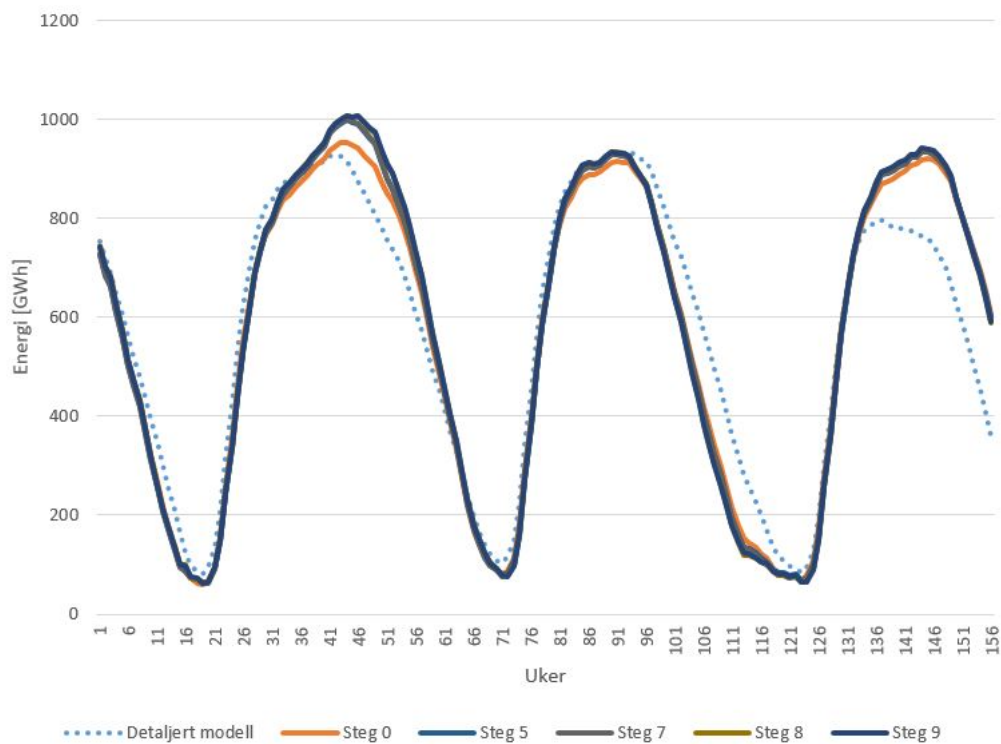
Tabell 8.37: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 4 i modul 16613.6

Uke	Minimum reservoar [%]
1	0,00
17	0,00
26	6,72
39	6,72
52	0,00

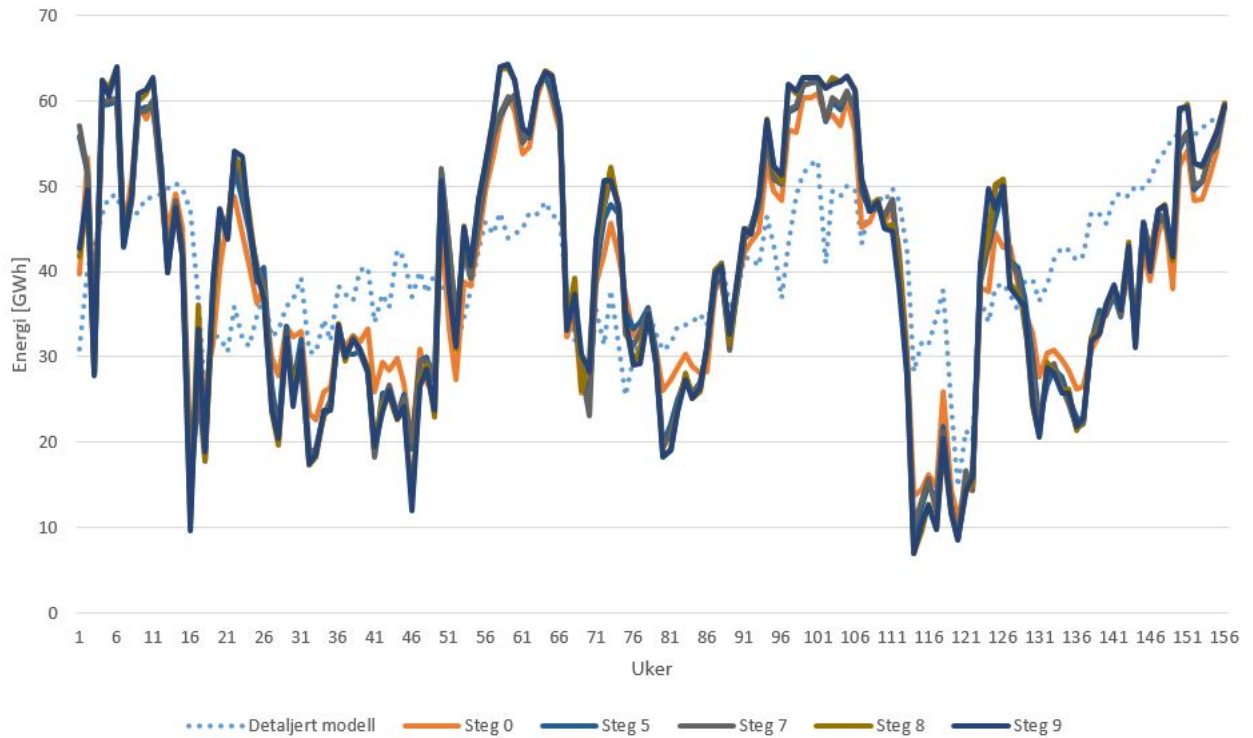
En oversikt over parameterverdiene for samtlige aggregeringssteg finnes i tabell B.2 i Vedlegg B.

### 8.3.2 Sammenligning av stegvise resultater

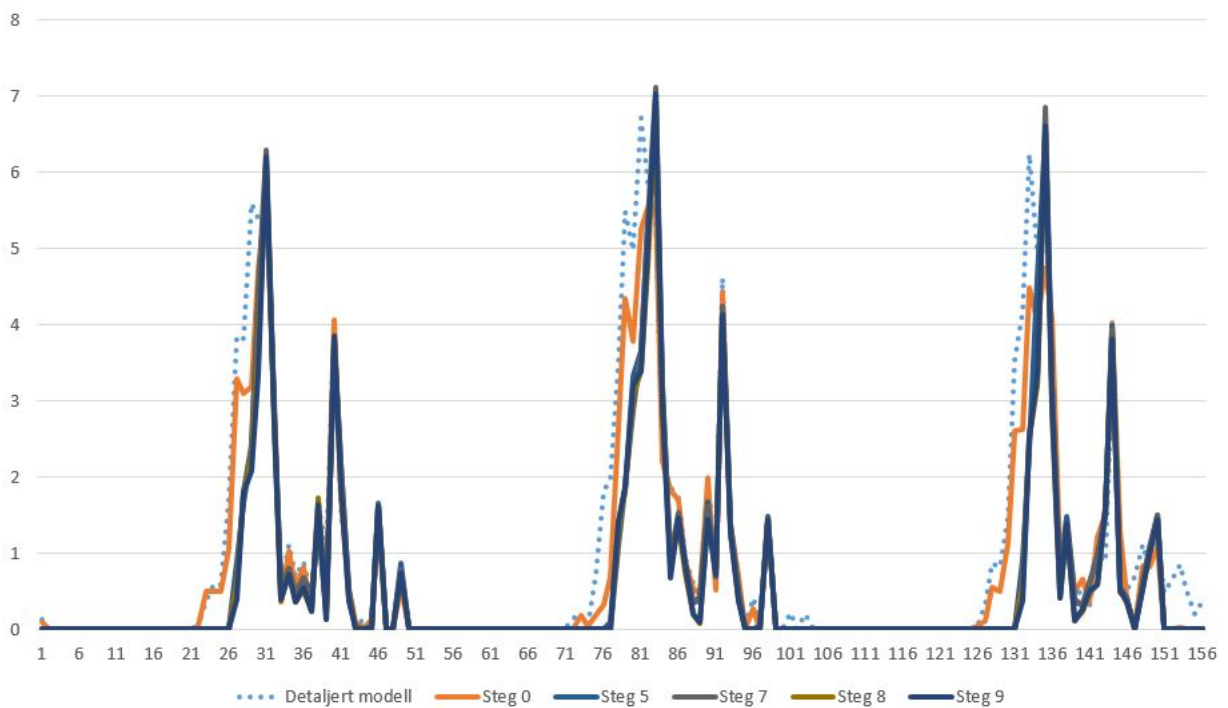
Figur 8.11 viser reservoarkurvene for de utvalgte stegene i den stegvise aggregeringen. Figur 8.12 viser stasjonsvannføringen, og figur 8.13 viser flomtapet. Det er i utgangspunktet lite flomtap i systemet. Kurver for samtlige steg vises i figur D.2, D.5 og D.8 i Vedlegg D.



Figur 8.11: Total reservoarnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for RSK-systemet.



Figur 8.12: Total stasjonvannføring for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for RSK-systemet.

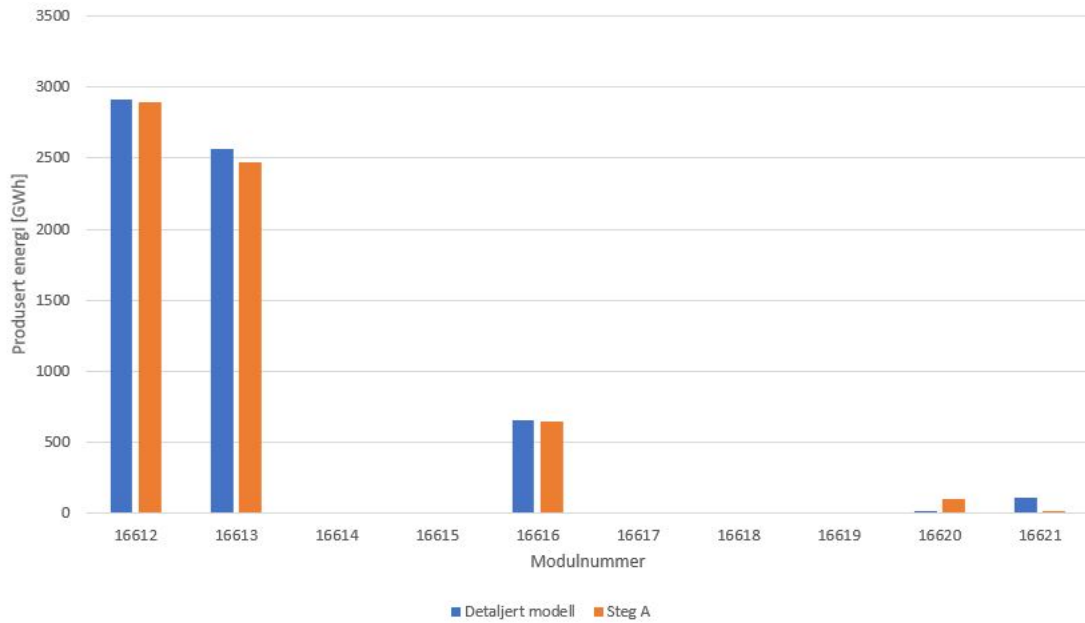


Figur 8.13: Total flomnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for RSK-systemet.

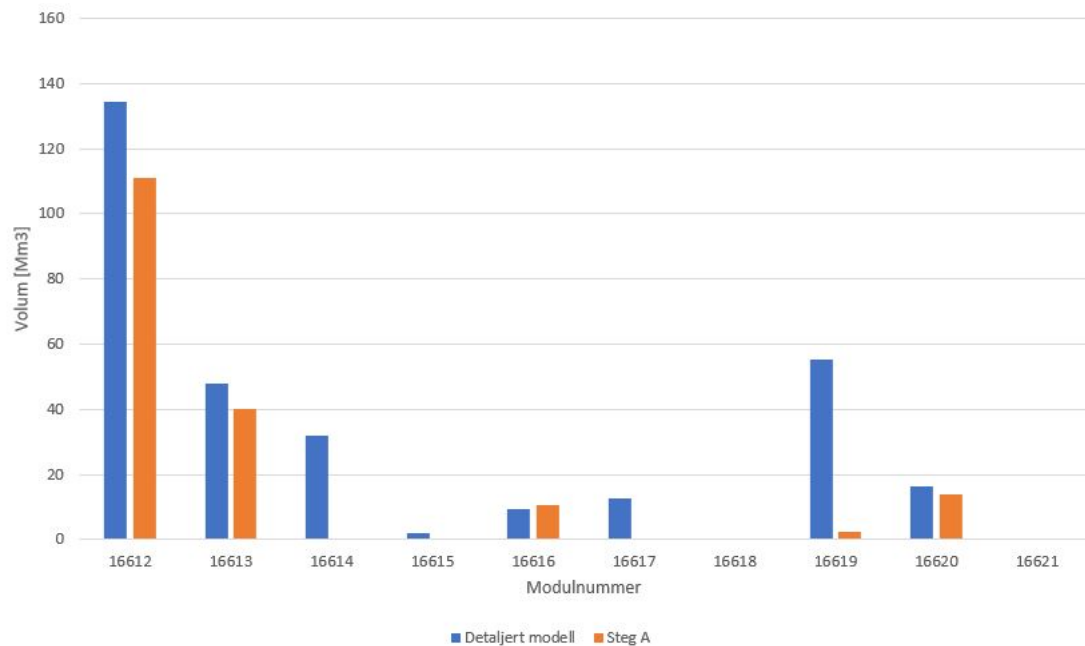
Fra tabell 8.38 vises *steg A* forekomsten av det største avviket. På bakgrunn av dette har det vært utført en sammenlignet mellom gjennomsnittlig produksjon og forbitapping i detaljert modell med *steg A* på stasjonsnivå, som vises hhv. i figur 8.14 og 8.15.

Tabell 8.38: RMSE for stegvis aggregering for reservoarnivå ved bruk av metode 2.

Steg	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
RMSE	87,8	1,3	2,7	6,1	10,4	1,6	1,8	3,4	10,3	1,4



Figur 8.14: Sammenligning i produksjon for steg 0 i RSK.



Figur 8.15: Sammenligning i forbitapping for steg 0 i RSK.



I betraktning av figurene ovenfor er det små forandringer ved å endre fjerne styrekurvene i *steg A* for RSK-systemet. Tabell 8.39 viser flom, produksjon og inntjening for utvalgte steg. Inntjeningen er justert mtp. verdien av sluttreservoaret.

Tabell 8.39: Flom, produksjon og inntjening for utvalgte steg for RSK-systemet etter stegaggregering metode 1 for tre år.

<b>Steg</b>	<b>Flom [GWh]</b>	<b>Produksjon [GWh]</b>	<b>Inntjening [NOK]</b>
Detaljert	149,6	6332,2	709,1
A	125,8	6127,6	715,8
5	102,1	6156,6	719,9
7	101,1	6159,6	720,1
8	94,4	6174,1	720,0
9	94,9	6172,7	720,0

## 8.4 Metode 2: TEV-systemet

### 8.4.1 Stegvis parameterresultater

**Steg 1:** TEV-systemet kan i prinsippet vises som to systemer tilknyttet hverandre gjennom en konstant forbitapping fra modul 49904 til modul 49903. Bakgrunnen for den konstante forbitappingen skyldes miljømessige årsaker slik at de tre underliggende kraftverkene er dimensjonert for å utnytte den konstante forbitappingen.

Den dimensjonerende modulen i det underliggende systemet vil være den med lavest stasjonsvannføring, i dette tilfellet modul 49901. I modul 49904 har forbitappingen blitt satt lik  $30 \text{ m}^3/\text{s}$  som er mindre enn 499901 sin slukeevne. For å opprette en aggregert modul bør slukeevnen til modulen dimensjoneres på bakgrunn av den minste stasjonsvannføringen i det underforliggende vassdraget, som er  $60 \text{ m}^3/\text{s}$ . Totaleffekten blir summen modulenes effekt, lik 82,2 MW, som resulterer i energiekvivalent på 0,38. Aggregeringssteget vises i tabell 8.40.

Den store endringen i uregulert tilsig som forekom i dette og flere steg, diskuteres nærmere i kapittel 11.

Tabell 8.40: Parameterverdier for å oppnå steg 1 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m[\text{Mm}^3]$	$e_m[\frac{\text{GWh}}{\text{Mm}^3}]$	$P_m[\text{MW}]$	$Q_m[\frac{\text{m}^3}{\text{s}}]$	$I_{m,\text{reg}}[\text{Mm}^3]$	$I_{m,\text{ureg}}[\text{Mm}^3]$	DoR
49901	0,2	0,095	26,3	60,0	0,0	5,7	0,00
49902	0,1	0,062	18,0	80,7	0,0	4,6	0,00
49903	0,1	0,215	37,9	98,7	0,0	0,0	0,00
49901.2	0,0	0,380	82,2	60,0	0,0	144,6	0,00

**Steg 2:** Modul 49901.2 aggregert med modul 49904, som er modulen geografisk nærmest plassert i vassdraget og som betegnes som "hav" i hovedsystemet. Det uregulerte tilsiget ble overført og omregnet med hensyn på endring av energiekvivalent. Aggregeringssteget vises i 8.41.

Tabell 8.41: Parameterverdier for å oppnå steg 2 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m[\text{Mm}^3]$	$e_m[\frac{\text{GWh}}{\text{Mm}^3}]$	$P_m[\text{MW}]$	$Q_m[\frac{\text{m}^3}{\text{s}}]$	$I_{m,\text{reg}}[\text{Mm}^3]$	$I_{m,\text{ureg}}[\text{Mm}^3]$	DoR
49901.2	0,0	0,380	82,2	60,0	0,0	144,6	0,00
49904	366,7	0,320	105	105	1320,4	0,0	0,28
49904.2	366,9	0,32,0	201,7	175,0	1320,4	171,9	0,28

**Steg 3:** Modul 49908 aggregert med modul 49907. Energiequivallentene summeres grunnet plasseringen med både over- og underforliggende moduler. Aggregeringssteget vises i tabell 8.42.

Tabell 8.42: Parameterverdier for å oppnå steg 3 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49907	1,0	0,095	27,5	65,0	30,4	0,0	0,03
49908	0,2	0,075	18,4	70,0	46,9	0,0	0,01
49907.2	5,5	0,215	45,6	59,3	338,0	0,0	0,02

**Steg 4:** Dette steget har flere aggregeringsmuligheter. Modul 49907.2 skal aggregeres, men kan aggregeres med modul 49904, 49909 eller 49910. For å oppnå en homogen aggregeringsstruktur har det blitt valgt å aggregere til nedstrøms modul på grunn av at tilsiget i utgangspunktet renner gjennom nedstrøms modul. Aggregeringssteget vises i tabell 8.43.

Tabell 8.43: Parameterverdier for å oppnå steg 4 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49907.2	5,5	0,215	45,6	59,3	338,0	0,0	0,02
49904.2	366,9	0,320	201,7	175,0	1320,4	171,9	0,28
49904.3	180,60	0,535	247,6	128,6	1067,4	128,0	0,17

**Steg 5:** Modul 49909 aggregert med modul 49904.3. Etter denne aggregeringen består systemet av kun to avgreininger fra modul 49904.4. Aggregeringssteget vises i tabell 8.44. Maksimumreservoarrestriksjoner vises i tabell 8.45.

Tabell 8.44: Parameterverdier for å oppnå steg 5 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49909	94,3	0,490	36,8	21,4	204,0	271,0	0,46
49904.3	180,6	0,535	247,6	128,6	1067,4	128,0	0,17
49904.4	361,3	0,535	284,4	147,7	1529,5	570,5	0,24

Tabell 8.45: Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 5 i metode 2 for modul 49904.4.

Uke	Maksimum reservoar [%]
1	100
17	100
18	95,49
35	95,49
36	100

**Steg 6:** Modul 49906 aggregert med modul 49904.4. Aggregeringssteget vises i tabell 8.46 og maksimumreservoarrestriksjoner i tabell 8.47.

Tabell 8.46: Parameterverdier for å oppnå steg 6 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49906	65,0	0,244	6,8	7,7	129,9	0,0	0,50
49904.4	361,3	0,535	284,4	147,7	1529,5	570,5	0,96
49904.5	508,8	0,535	291,2	151,2	1824,3	570,5	0,279

Tabell 8.47: Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 6 i metode 2 for modul 49904.5.

Uke	Maksimum reservoar [%]
1	100
17	100
18	96,80
35	96,80
36	100

**Steg 7:** Modul 49912 aggregert med modul 49904.5. Ved å fortsette å opprettholde energi-ekvivalenten i modul 49904.6 lik som i modul 49904.5 blir reguleringsgraden i den nye aggregerte modulen endret fra 0,279 til 0,413. Aggregeringssteget vises i tabell 8.48. For å oppnå mer nøyaktige minimumreservoarrestriksjoner, vist i tabell 8.50, ble flere verdier beregnet i dette steget, samt *steg 8*, *steg 9* og *steg 10*. Maksimumreservoarrestriksjoner vises i tabell 8.49.

Tabell 8.48: Parameterverdier for å oppnå steg 7 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49912	187,0	0,230	24,9	31,0	270,0	7,0	0,69
49904.5	508,8	0,535	291,2	151,2	1824,3	570,5	0,279
49904.6	1132,7	0,535	316,1	164,1	2742,4	583,0	0,413

Tabell 8.49: Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 7 i metode 2 for modul 49904.6.

Uke	Maksimum reservoar [%]
1	100
17	100
18	98,60
35	98,60
36	100

Tabell 8.50: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 7 i metode 2 for modul 49911.

Uke	Minimum reservoar [%]
1	0,0
19	0,0
20	17,9
25	48,8
30	64,2
35	80,4
37	89,3
38	89,3
39	89,3
40	82,4
45	48,1
50	13,7
52	0,0

**Steg 8:** Modul 49905 og modul 49904.6 aggregert til modul 49904.7. Systemet består av tre magasiner i serie. Aggregeringssteget vises i tabell 8.51, og maksimum- og minimum-reservoarrestriksjoner vises hhv. i tabell 8.52 og 8.53.

Tabell 8.51: Parameterverdier for å oppnå steg 8 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49905	43,7	0,435	19,7	12,6	37,8	15	1,16
49904.6	1132,7	0,535	316,1	164,1	2742,4	583,0	0,41
49904.7	1132,7	0,535	316,1	164,1	2742,4	583,0	0,43

Tabell 8.52: Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 8 i metode 2 for modul 49904.7.

Uke	Maksimum reservoar [%]
1	100
17	100
18	98,71
35	98,71
36	100

Tabell 8.53: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 8 i metode 2 for modul 49911.

Uke	Minimum reservoar [%]
1	0,0
19	0,0
20	17,9
25	48,8
30	64,2
35	80,4
37	89,3
38	89,3
39	89,3
40	82,4
45	48,1
50	13,7
52	0,0

**Steg 9:** Modul 49911 aggregeres med modul 49907.7 som danner modul 49904.8. Større endring i DoR for modul 49904.7 enn fra forrige steg, som førte til en større endring. Nå består systemet av to magasiner i serie. Aggregeringssteget vises i tabell 8.54, og maksimum- og minimumreservoarrestriksjoner vises hhv. i tabell 8.55 og 8.56.

Tabell 8.54: Parameterverdier for å oppnå steg 9 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49911	582,0	0,115	37,5	92,0	430,0	0,0	1,35
49904.7	1132,7	0,535	316,1	164,1	2742,4	583,0	0,43
49904.8	2903,6	0,535	373,3	193,8	4047,5	597,6	0,72

Tabell 8.55: Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 9 i metode 2 for modul 49904.8.

Uke	Maksimum reservoar [%]
1	100
17	100
18	99,44
35	99,44
36	100

Tabell 8.56: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 9 i metode 2 for modul 49904.8.

Uke	Minimum reservoar [%]
1	0,0
19	0,0
20	10,4
25	28,5
30	37,4
35	46,8
37	52,0
38	52,0
39	52,0
40	48,0
45	28,0
50	8,0
52	0,0

**Steg 10:** I det siste steget aggregeres modul 49910 og modul 49904.8, som danner en enmagasinmodell. Aggregeringssteget vises i tabell 8.57, og maksimum- og minimumreservoarrestriksjoner vises hhv. i tabell 8.58 og 8.59.

Tabell 8.57: Parameterverdier for å oppnå steg 10 av stegvis aggregering i TEV-systemet for metode 2.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	DoR
49910	37,3	0,905	162,0	51,0	23,0	0,0	1,62
49904.8	2903,6	0,535	373,3	193,8	4047,5	597,6	0,72
49904.9	3004,0	0,535	535,3	277,9	4106,5	597,6	0,72

Tabell 8.58: Maksimum reservoarrestriksjoner for steg 10 i metode 2 for modul 49904.9.

Uke	Maksimum reservoar [%]
1	100
17	100
18	99,52
35	99,52
36	100

Tabell 8.59: Minimum reservoarrestriksjoner for steg 10 i metode 2 for modul 49904.9.

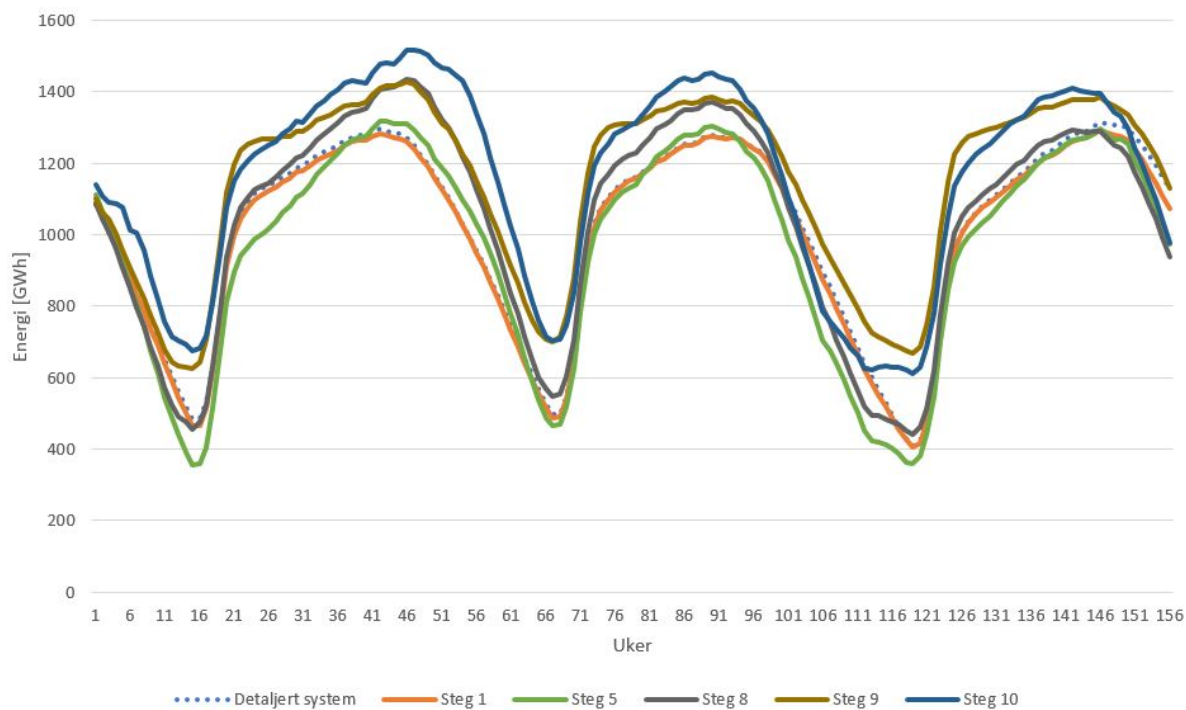
Uke nr.	Minimum reservoar [%]
1	0,0
19	0,0
20	10,1
25	27,5
30	36,2
35	45,3
37	50,3
38	50,3
39	50,3
40	46,4
45	27,1
50	7,7
52	0,0

Modul 49904 har i denne aggregeringsprosessen blitt aggregert åtte ganger. Som følge av at modulens geografiske plassering ligger nærmest hav, har modulens energiekvivalent blitt holdt konstant på et tidlig aggregeringssteg. Dette skyldes at, diskutert nærmere i kapittel 6.1, energiekvivalenten påvirker de ovenforliggende modulenes totale energikapasitet-/tilsig. Ved å holde denne konstant ble antall restriksjonsberegninger redusert. Samtidig økte både stasjonsvannføringen betraktelig fra *steg 7* og utover, samt reguleringsgraden for modul 49904.N. En oversikt over parameterverdiene for samtlige aggregeringssteg finnes i tabell B.3 i Vedlegg B.

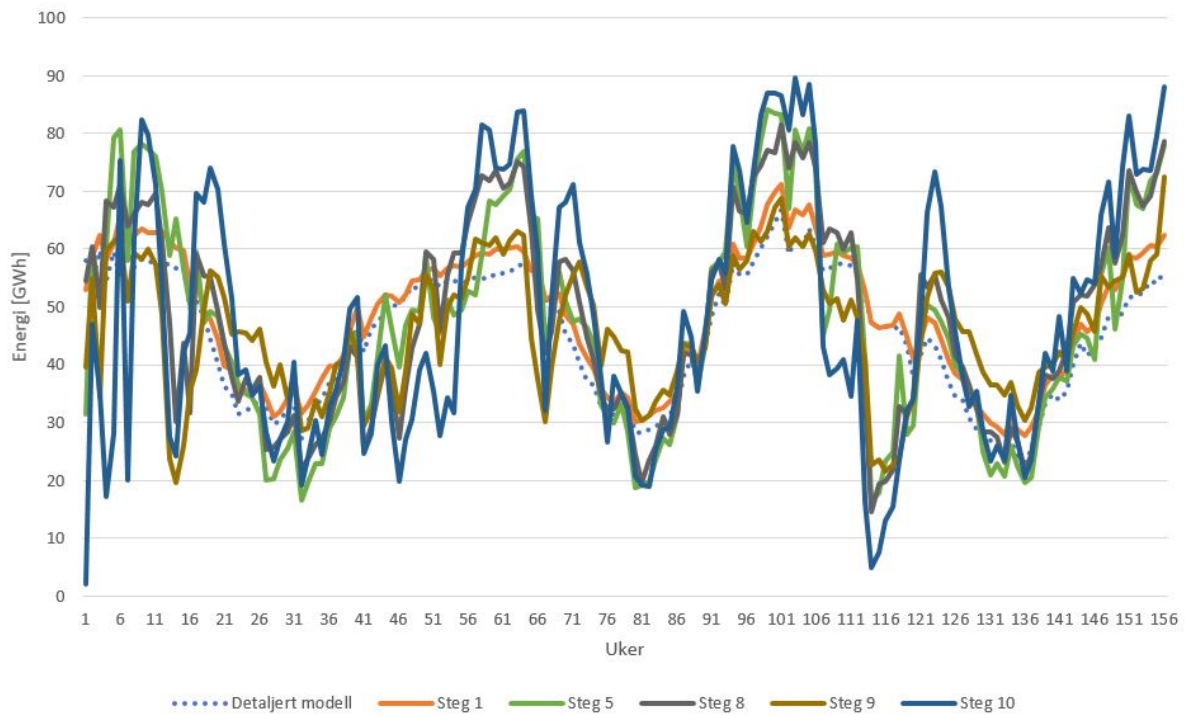


### 8.4.2 Sammenligning av stegvise resultater

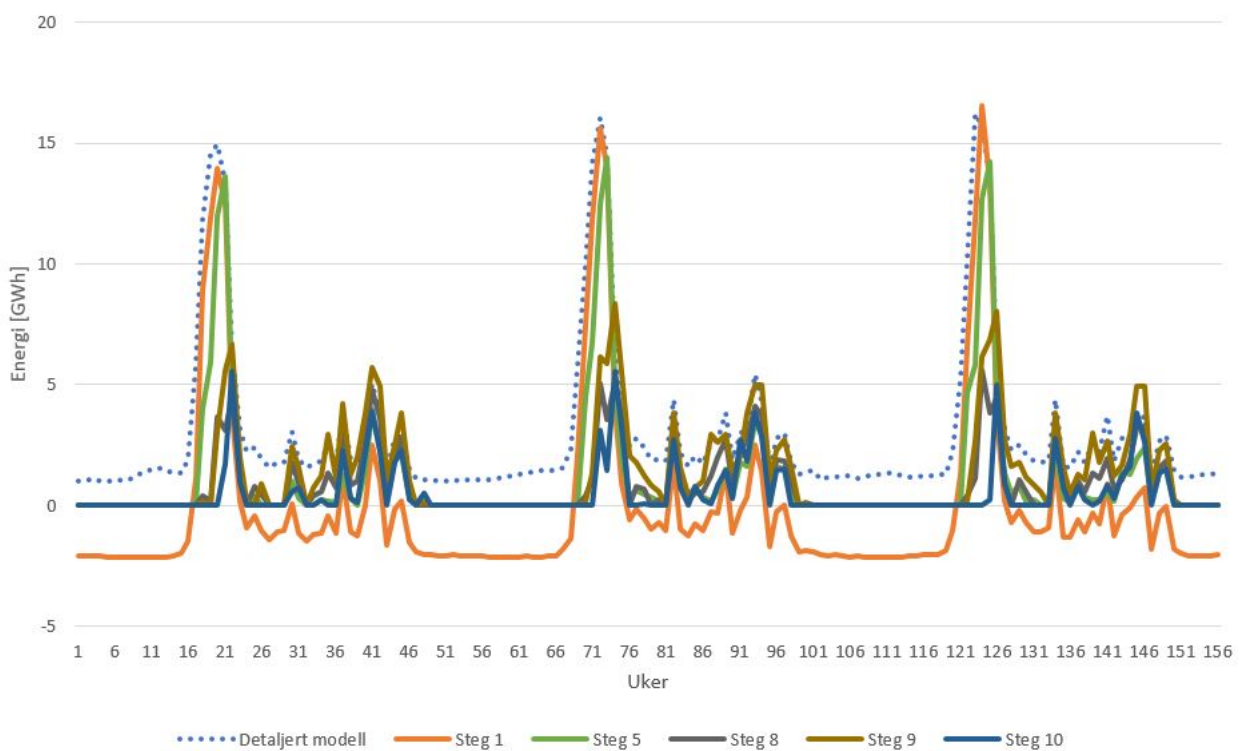
Figur 8.16, 8.17 og 8.18 viser simuleringsresultater utvalgte steg sammenlignet med detaljert system. Figurene viser at *steg 9* og *steg 10* har store avvik for topp- og bunnivå. Kurver for samtlige steg vises i figur D.3, D.6 og D.9 i Vedlegg D.



Figur 8.16: Total reserovarnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for TEV-systemet.



Figur 8.17: Total stasjonvannføring for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for TEV-systemet.



Figur 8.18: Total flomnivå for utvalgte aggregeringssteg ved metode 2 for TEV-systemet.

Tabell 8.60 viser RMSE-verdier for hvert steg. RMSE-verdier for *steg 1* betyr RMSE-verdien i systemet fra *detaljert modell* til *steg 1*. Tabellen viser at de største avvikene forekommer i *steg 7*, *steg 9* og *steg 10*. Tabell 8.61 viser de viktigste parameterresultatene for de utvalgte stegene. Inntjeningen har det blitt justert for sluttreservoar på grunn av ulikt sluttmagasin, og verdiene representerer 156 uker simuleringsperiode.

Tabell 8.60: Stegvis RMSE-verdier for TEV-systemet etter stegvis aggregering med metode 2. Endringer knyttet til forrige steg og nåværende steg.

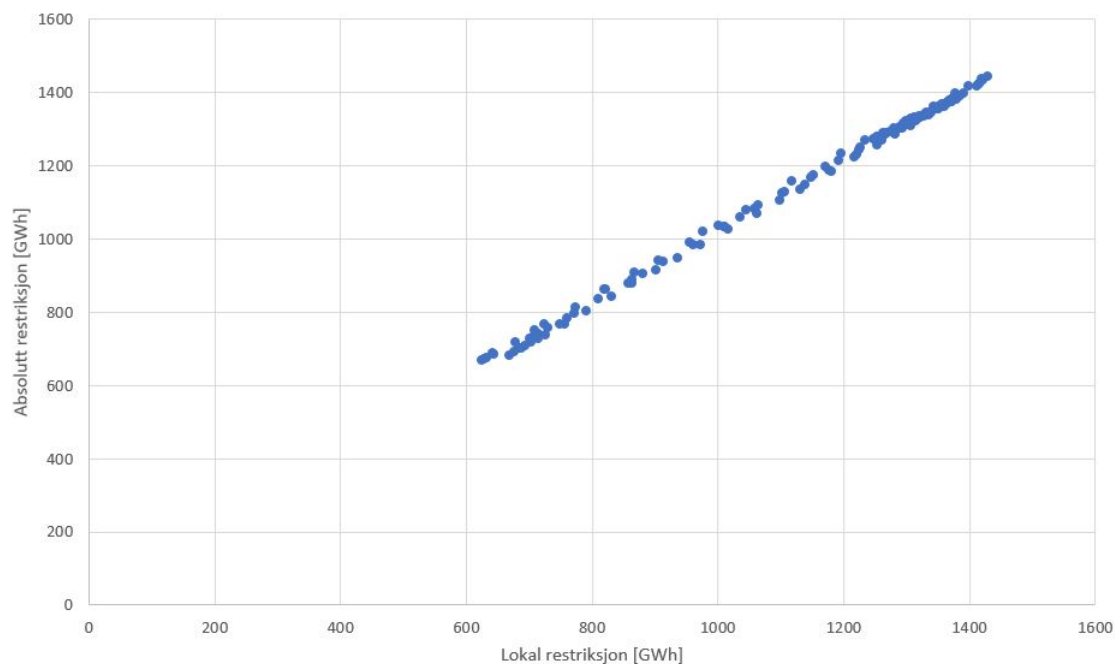
Steg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RMSE	15,0	31,6	46,8	33,6	12,4	6,8	81,0	22,2	126,5	82,9

Tabell 8.61: Flom, produksjon og inntjening for utvalgte steg for TEV-systemet etter stegvis aggregeringsmetode 2.

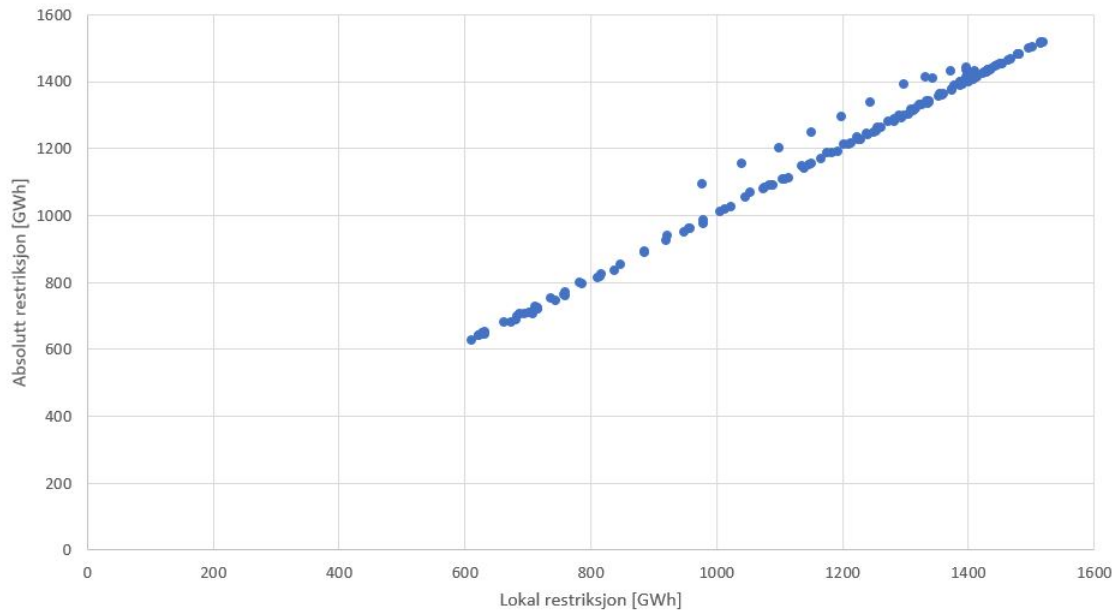
Steg	Flom [GWh]	Produksjon [GWh]	Inntjening [MNOK]
Detaljert modell	465,1	7090,9	912,3
1	-3,7	7562,6	966,7
5	186,8	7396,5	938,7
8	136,8	7509,9	952,5
9	240,4	7193,4	921,2
10	102,6	7363,1	945,5

### 8.4.3 Justering av steg

Figur 8.19 og 8.20 viser punktvis forskjeller ved å endre minimumreservoarrestriksjonen fra *Lokal* til *Absolutt* for hhv. *steg 9* og *steg 10*.



Figur 8.19: Punktvis forskjell mellom lokal- og absolutt restriksjon for steg 9.

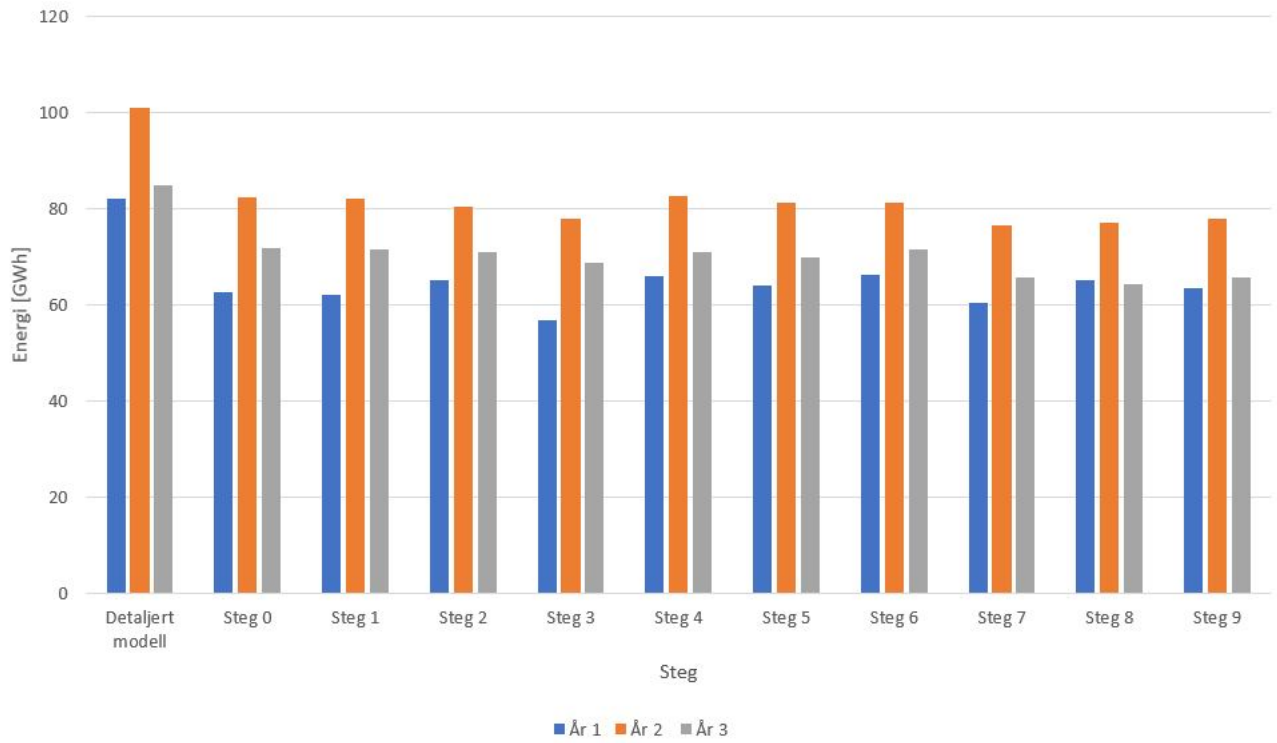


Figur 8.20: Punktvis forskjell mellom lokal- og absolutt restriksjon for steg 10.

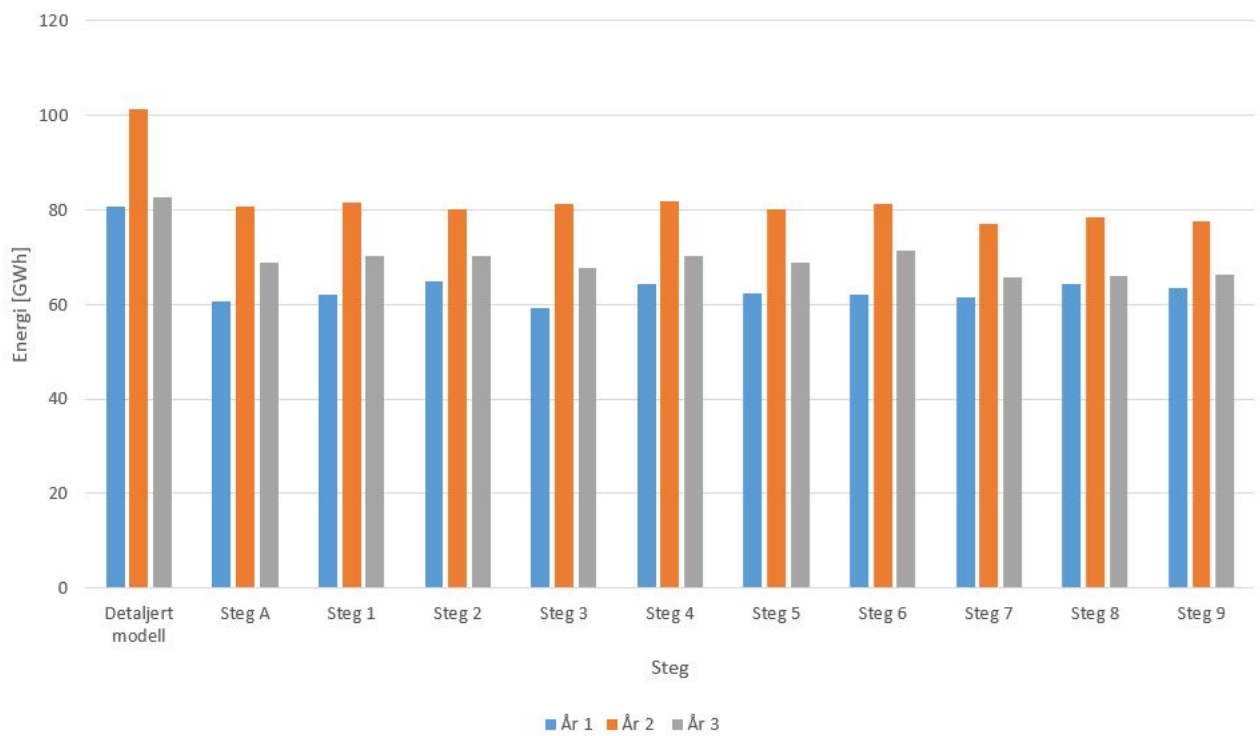
## 8.5 Sammenligning av bunnreservoar for hvert aggregasjonssteg for metode 1 og metode 2.

Bunnivået i reservoaret, beskrevet i detalj i kapittel 4, forekommer i slutten av tappesesongen når vintersesongen tar slutt. Tappes magasinene tomme i år 1, etterfulgt av et tørt år, fører dette til ugunstig benyttelse av magasinene og strømprisen øker. Resultatet blir en ugunstig samfunnsøkonomisk utnyttelse av vannkraftproduksjonen. For at aggregasjonsmodellene skal være tilfredsstillende bør verken magasinene tømmes for mye, samtidig som flomtap når snøen smelter bør unngås eller reduseres. Modellens evne til å oppnå disse kravene er essensielle ved modellens evaluering. Figur 8.21 og 8.22 viser sum bunnivå for RSK-systemet ved de ulike stegene for henholdsvis metode 1 og metode 2.

8.5. SAMMENLIGNING AV BUNNRESERVOAR FOR HVERT AGGREGRERINGSSTEG FOR METODE 1 OG METODE 2.

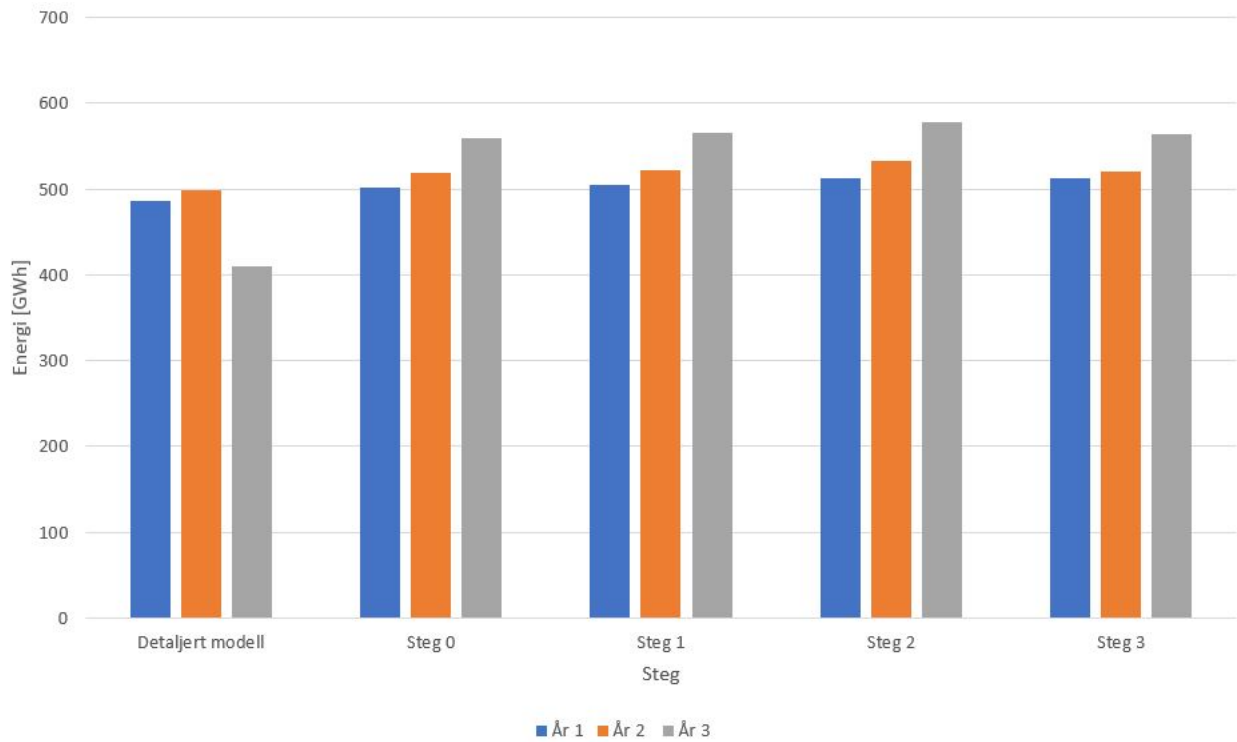


Figur 8.21: Bunnivå for RSK-systemet ved metode 1. Vist for hvert år i systemet.



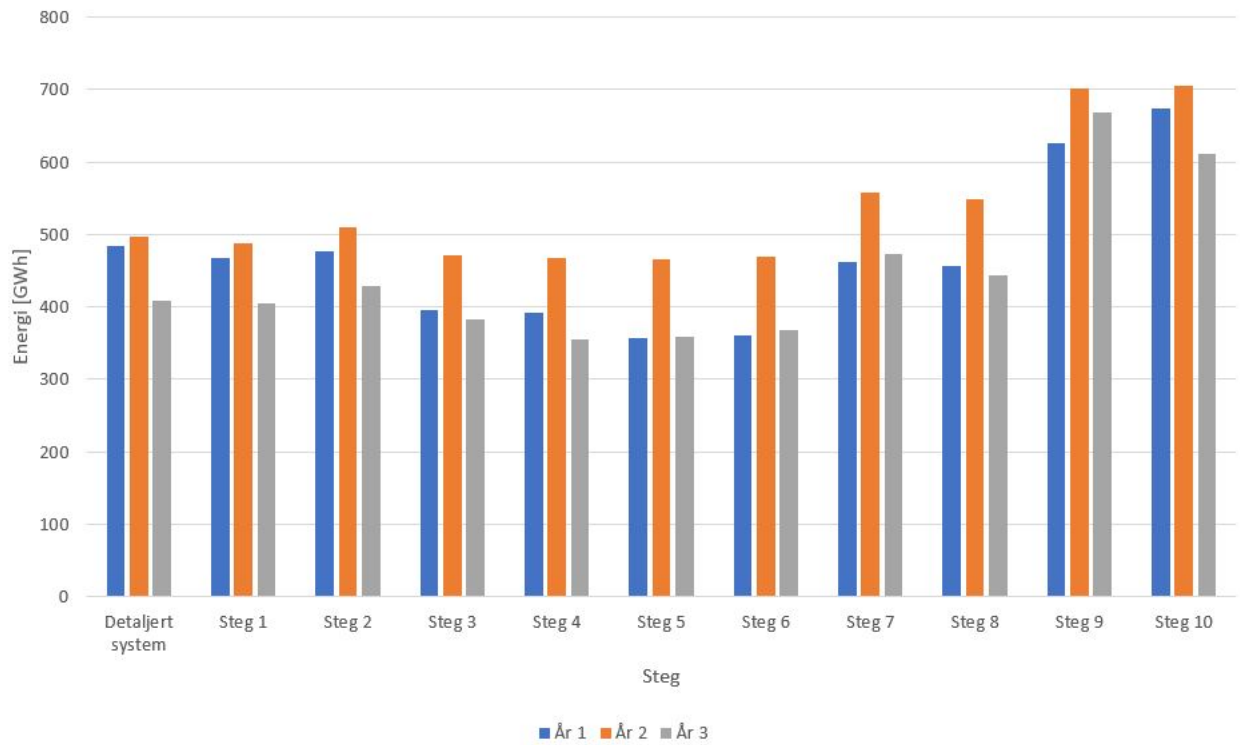
Figur 8.22: Bunnivå for RSK-systemet ved metode 2. Vist for hvert år i systemet.

Figur 8.23 og 8.24 viser sum bunnivå for TEV-systemet ved de ulike stegene for hhv. metode 1 og metode 2. På bakgrunn av at metode 1 ble avsluttet etter *steg 3* grunnet stort flomtap i systemet, er det vanskelig å trekke sammenligninger av figurene. Figur 8.24 viser tydelig at bunnivået er svært ulikt ved de to avsluttende stegene. Kurven gjenspeiler de tidligere reservoarkurvene som viste at systemet i disse stegene oppnådde både høyere bunnivå og toppnivå. Merk at i figur 8.23 tilsvarende *steg 2* og *steg 3* hhv. *steg 1* og *steg 2* i figur 8.24



Figur 8.23: Bunnivå for TEV-systemet ved metode 1. Vist for hvert år i systemet.

8.5. SAMMENLIGNING AV BUNNRESERVOAR FOR HVERT AGGREGRERINGSSTEG FOR METODE 1 OG METODE 2.



Figur 8.24: Bunnivå for TEV-systemet ved metode 2. Vist for hvert år i systemet.





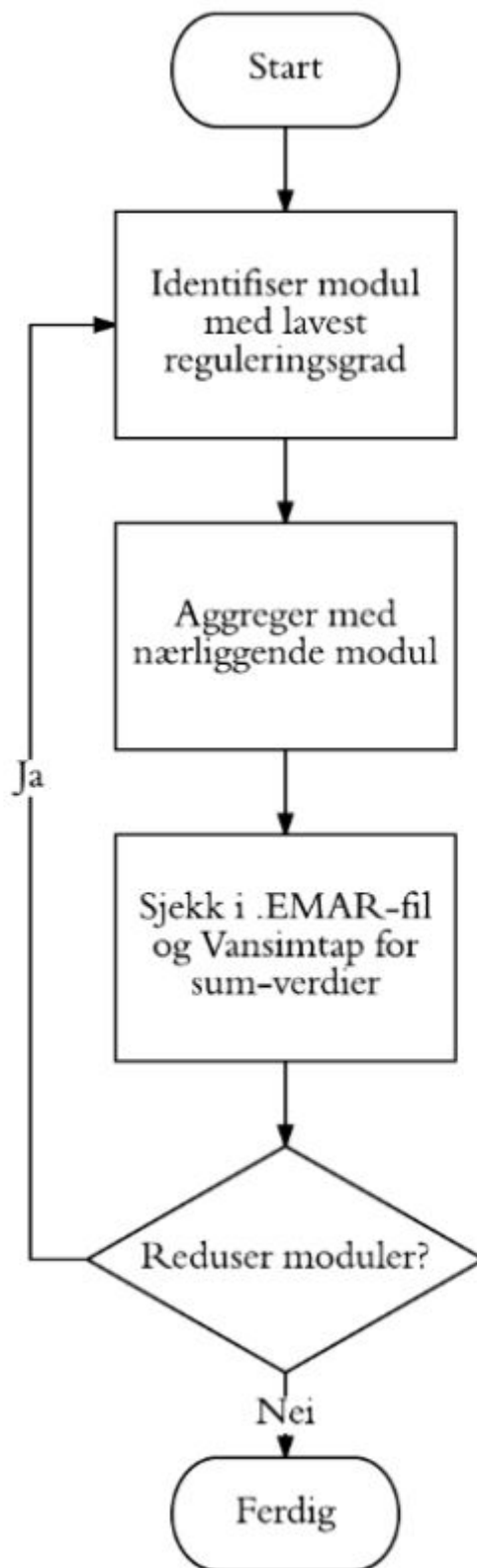
# Kapittel 9

## Heuristikk utviklet for stegvis aggregering

Nøkkelpunkter for utførelse av stegvis aggregering blir beskrevet som følgende:

1. Start med modulen med lavest reguleringsgrad, der reguleringsgrad menes med lokal reservoarkapasitet dividert med lokalt regulert tilsig. Aggreger modulen med modulen nærmest geografisk plassert i vassdraget, fortrinnsvis med modulen som påvirker systemet i minst mulig grad.
2. Fortsett til systemet består av et ønsket antallet moduler.
3. Beregn minimumreservoarrestriksjoner for de gitte modulene ved å finne den aggregerte reservoarkapasiteten, for deretter å dividere på modulens reservoarkapasitet og energiekvivalent, som vist,  $R[\%] = \frac{R_{agg}}{R_{maks,uke}} \cdot 100\%$  der  $R_{agg}$  er modulens reservoarkapasitet ned til hav, og  $R_{maks}$  leses av ved gitte ukenummer i .EMAR-filen. Maksimum reservoarrestriksjoner beregnes ved  $R_{ny} = 1 - \frac{R_{maks}}{R_{min}} \cdot 100\%$ .
4. Sammenlign før og etter elimineringen av modulen for å beregne reservoarkapasitet. Les av i .EMAR-filen for å synliggjøre den totale reservoarkapasiteten den aggregerte modulen tilfører systemet. Dette er vist som følgende,  $R_{ny} = \frac{R_{før,tot} - R_{etter,tot}}{\sum e_{underliggende}}$ . Tilsiget ved bruk av samme formel, og  $I_{x,tot}$  finnes under resultatvinduet i Vansimtap.
5. Juster energiekvivalenten i den aggregerte modulen for å oppnå en stasjonsvannføring som fører til realistisk slukeevne og minimering av flomtapet. Effekten holdes konstant.

Illustrasjonen av heuristikken vises i figur 9.1.



Figur 9.1: Flytskjema av utviklet heuristikk for stegvis aggregeringsmetode.

# Kapittel 10

## Tomagasin- og tremagasinmodeller

Dagens Samkjøringsmodell representerer det nordiske kraftsystemet med en tidshorisont på typisk tre til fem år. For at kraftmarkedsmodellen skal beregne den ukentlige vannkraftproduksjonen for samtlige vannkraftsystemer, aggregeres hvert system til en ekvivalent. Denne prosessen fører til en unøyaktig representasjon men resulterer i en løslbar simuleringsmodell. Ved å øke magasinrepresentasjonen fra en ekvivalent modell til en to- eller tremagasinmodell, vil det være interessant å synliggjøre om aggregeringsresultatene styrkes vesentlig. Avveiningen mellom økt simuleringstid og styrket magasinrepresentasjon kan implisere om antall magasiner i modellen bør økes. Parameterberegningene har blitt utført basert på teorien beskrevet i kapittel 6, og metoden for å beregne eventuelle magasinrestriksjoner brukes som beskrevet i kapittel 7.

For å vurdere forskjellen mellom modellene, sammenlignes magasinmodellene for RSK- og TEV-systemet opp mot både den detaljerte modellen og enmagasinmodellen. I kapittel 6.4, 6.5 og 6.6 nevnes forskjellige metoder for oppdeling av magasinene i aggregeringsmodeller. I dette kapitlet blir det tatt for seg aggregering på bakgrunn av reguleringsgrad og reservoarstørrelse. Målet med simuleringene er å illustrere hvilke modell(er) som representerer det detaljerte systemet på best måte.

For tomagasinmodellene i serie er modul 1 den øvre modulen, og modul 2 den nedre. I tremagasinmodellene er modul 1 den øvre modulen, modul 2 den midterste og modul 3 den nederste.

## 10.1 Sammenligning av to- og tremagasinmodeller: RSK-systemet

### 10.1.1 Modulparametere for de ulike modellene

Tabell 10.1 - 10.4 viser oppdelingen av to- og tremagasinmodulene etter reguleringsgrad og reservoarstørrelse. De utregnede modulparametere vises i tabell 10.5 - 10.8

Tabell 10.1: Oppdeling av tomagasinmodellen etter reguleringsgrad for RSK-systemet.

Navn	Modul
Modul 1	16616, 16619, 16620
Modul 2	16612, 16613, 16614, 16615, 16617, 16618, 16621

Tabell 10.2: Oppdeling av tremagasinmodellen etter reguleringsgrad for RSK-systemet.

Navn	Modul
Modul 1	16616, 16619, 16620
Modul 2	16613, 16617
Modul 3	16612, 16614, 16615, 16618, 16621

Tabell 10.3: Oppdeling av tomagasinmodellen etter reservoarstørrelse for RSK-systemet.

Navn	Modul
Modul 1	16612, 16613, 16616
Modul 2	16614, 16615, 16617, 16618, 16619, 16620, 16621

Tabell 10.4: Oppdeling av tremagasinmodellen etter reservoarstørrelse for RSK-systemet.

Navn	Modul
Modul 1	16612, 16613
Modul 2	16616
Modul 3	16614, 16615, 16617, 16618, 16619, 16620, 16621

Tabell 10.5: Modulparametere for RSK aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tomagasinsystem.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$Q$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]
1	670,4	1482,2	1,000	89,2
2	218,8	272,5	1,000	18,8

Tabell 10.6: Modulparametere for RSK aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tomagasinsystem.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$Q$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]
1	145,0	278,3	1,000	19,1
2	818,1	1470,6	1,000	88,9

Tabell 10.7: Modulparametere for RSK aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tremagasinsystem.

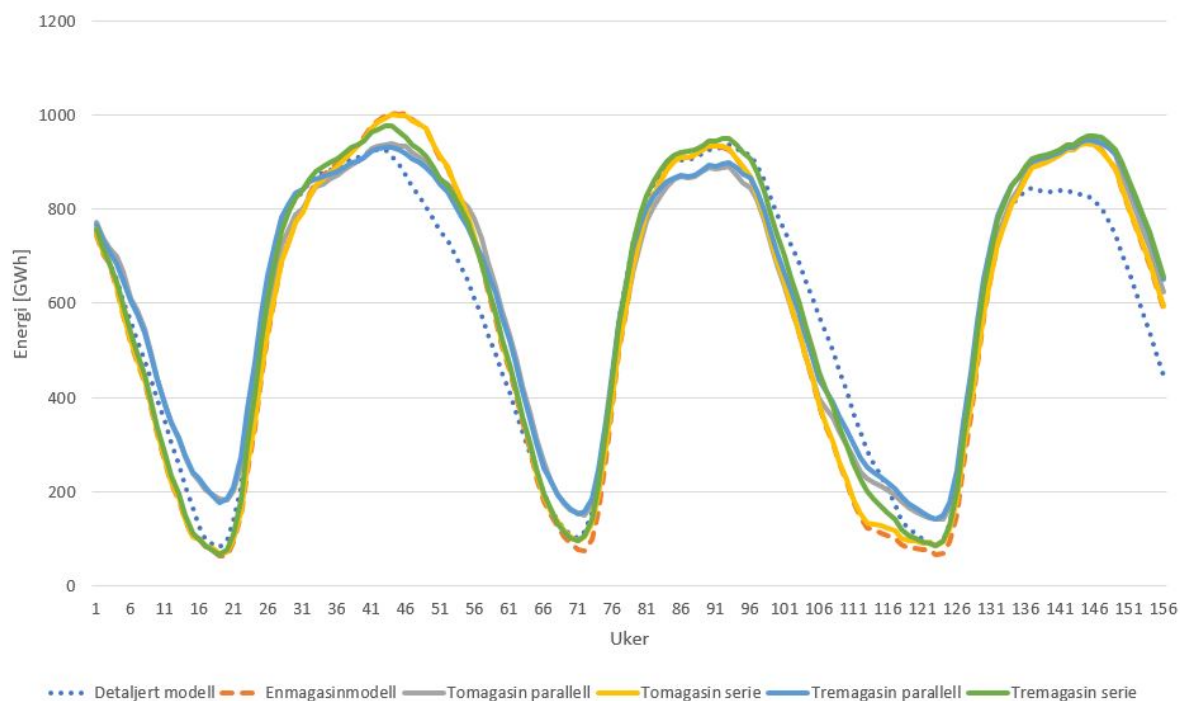
Modul	$R_m[\text{Mm}^3]$	$I_m[\text{Mm}^3]$	$e[\frac{\text{GWh}}{\text{Mm}^3}]$	$Q[\frac{\text{m}^3}{\text{s}}]$
1	145,9	181,7	1,000	18,8
2	240,4	448,9	1,000	44,4
3	189,7	584,4	1,000	44,8

Tabell 10.8: Modulparametere for RSK aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tremagasinsystem.

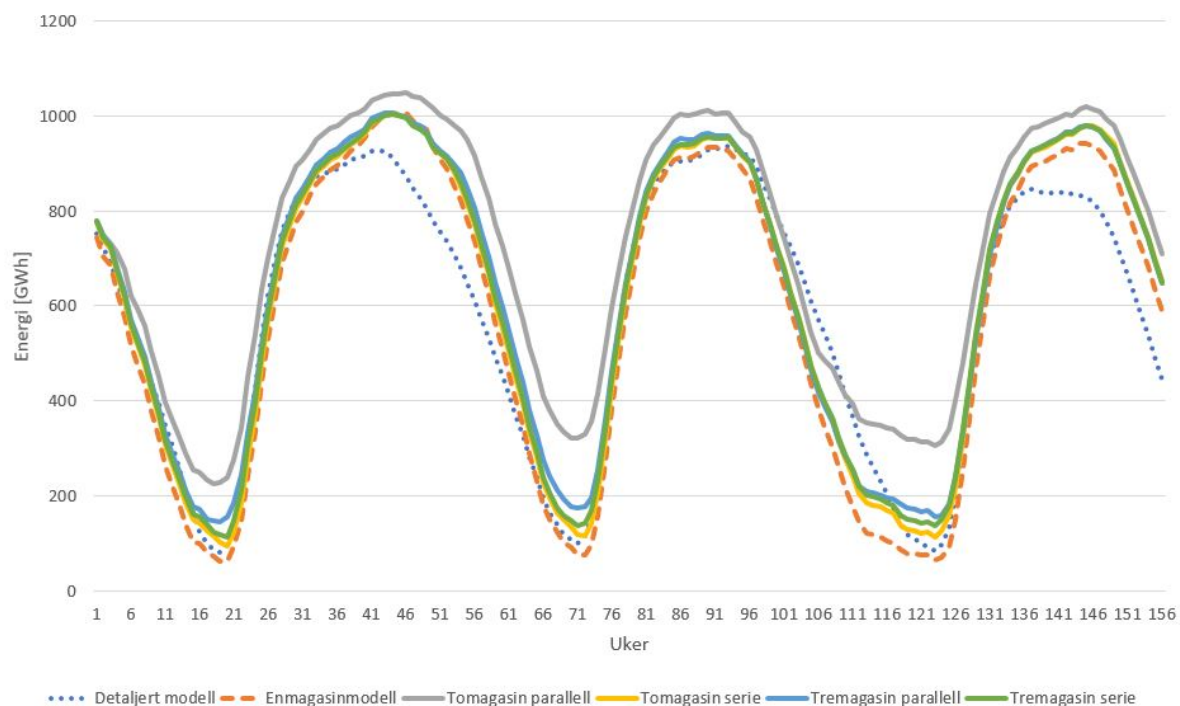
Modul	$R_m[\text{Mm}^3]$	$I_m[\text{Mm}^3]$	$e[\frac{\text{GWh}}{\text{Mm}^3}]$	$Q[\frac{\text{m}^3}{\text{s}}]$
1	27,6	89,1	1,000	0,35
2	103,6	144,6	1,000	6,3
3	818,1	1470,6	1,000	101,4

### 10.1.2 Reservoarnivå

Figur 10.1 og 10.2 viser reservoarkurvene for magasinmodellene.



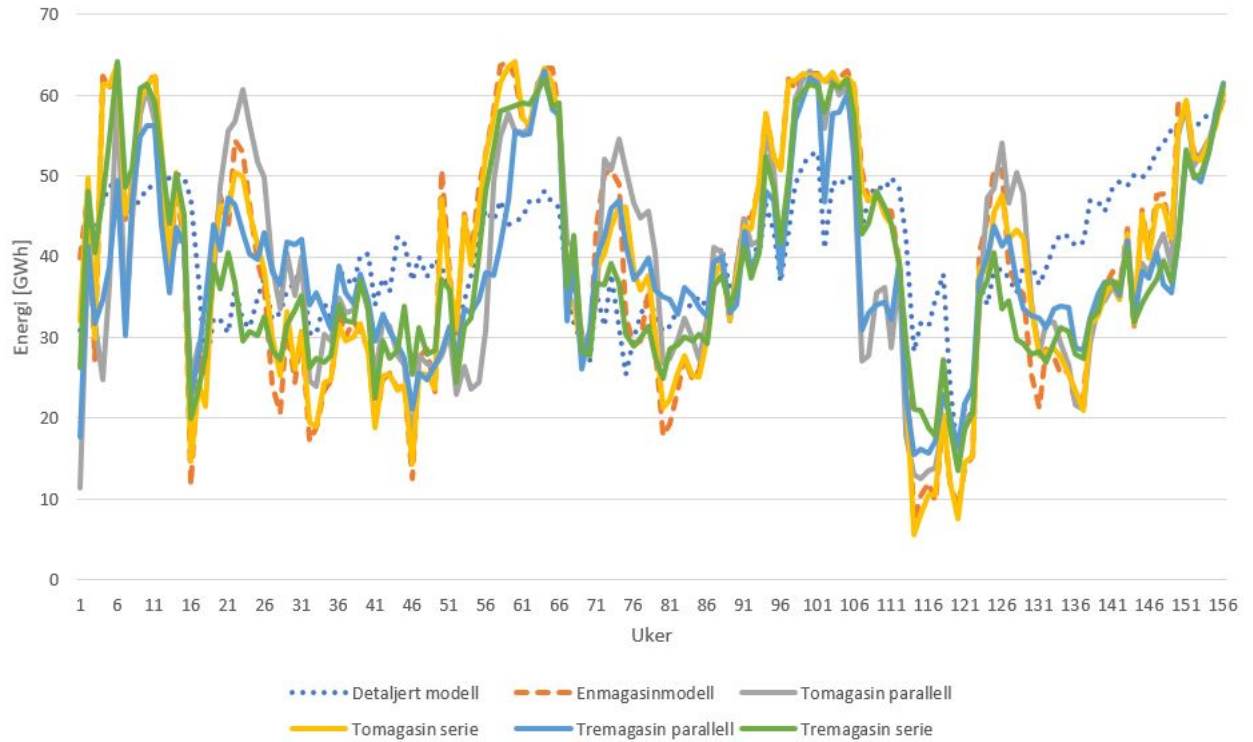
Figur 10.1: Reservoarnivå for modellene oppdelt etter reguleringsgrad for RSK-systemet.



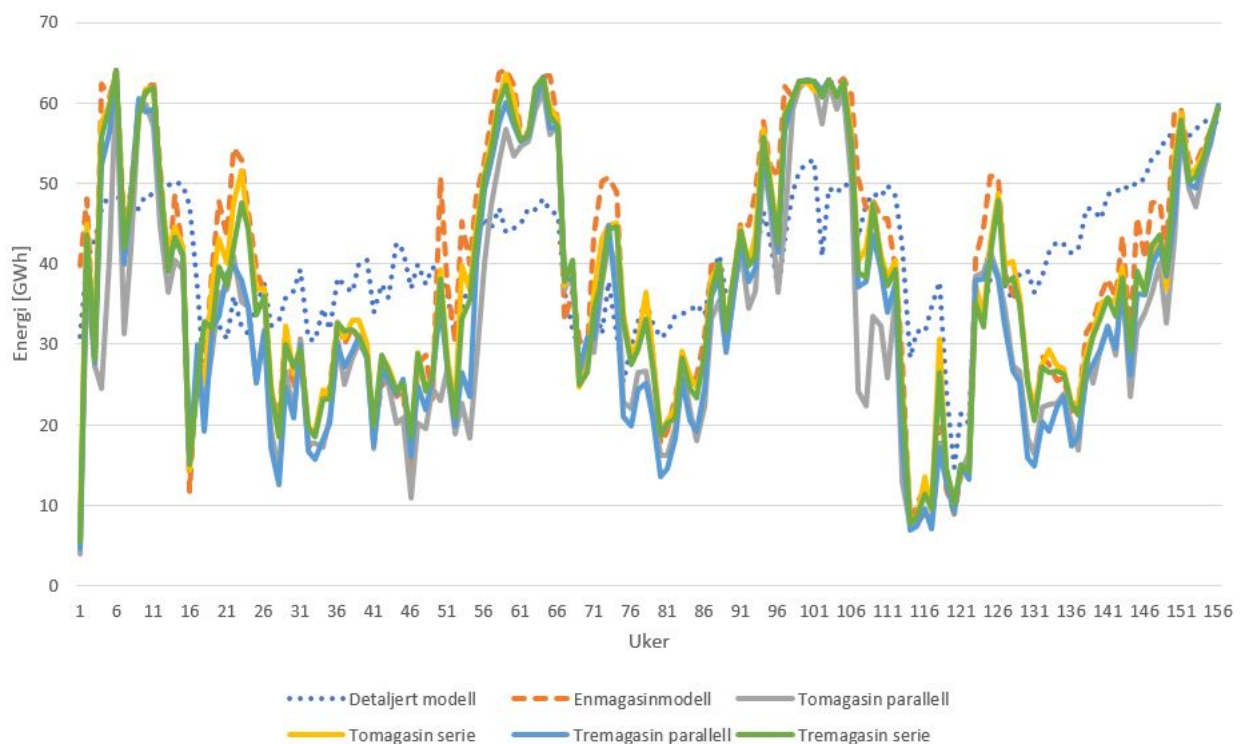
Figur 10.2: Reservoarnivå for modellene oppdelt etter reservoarstørrelse for RSK-systemet.

### 10.1.3 Stasjonsvannføring

Figur 10.3 og 10.4 viser stasjonsvannføringskurvene for magasinmodellene.



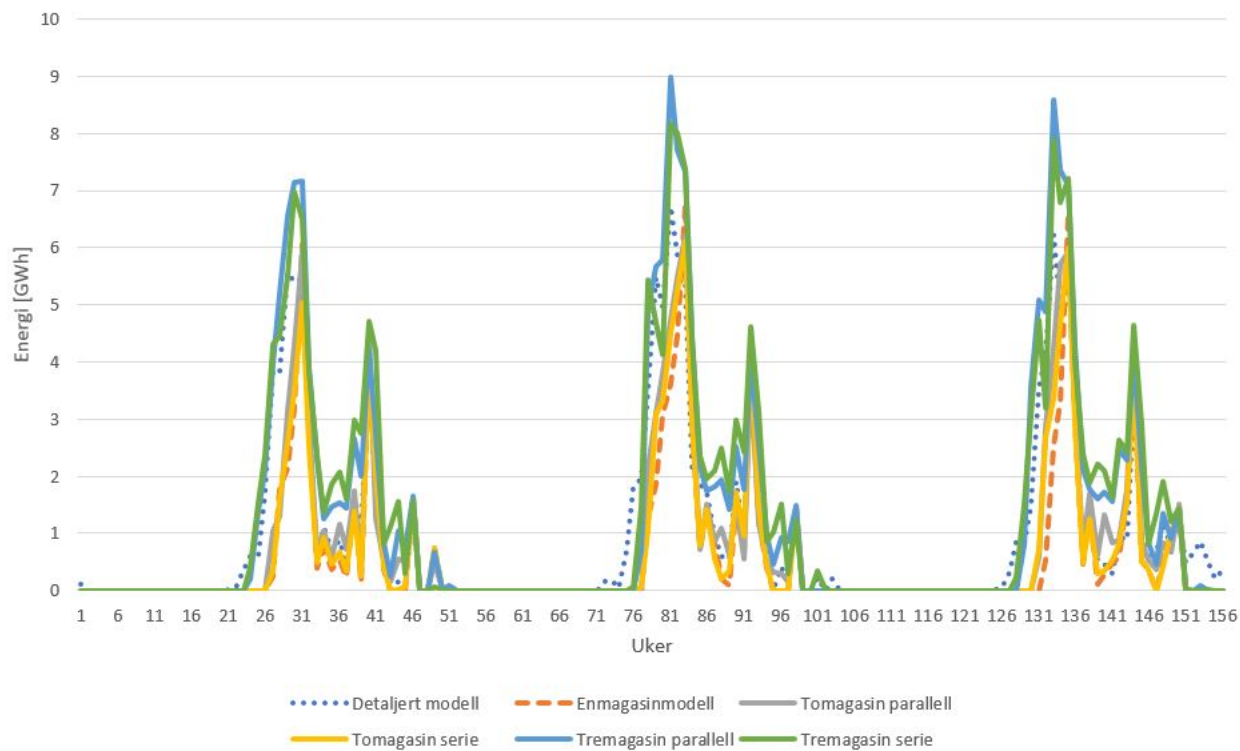
Figur 10.3: Stasjonsvannføring for magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad.



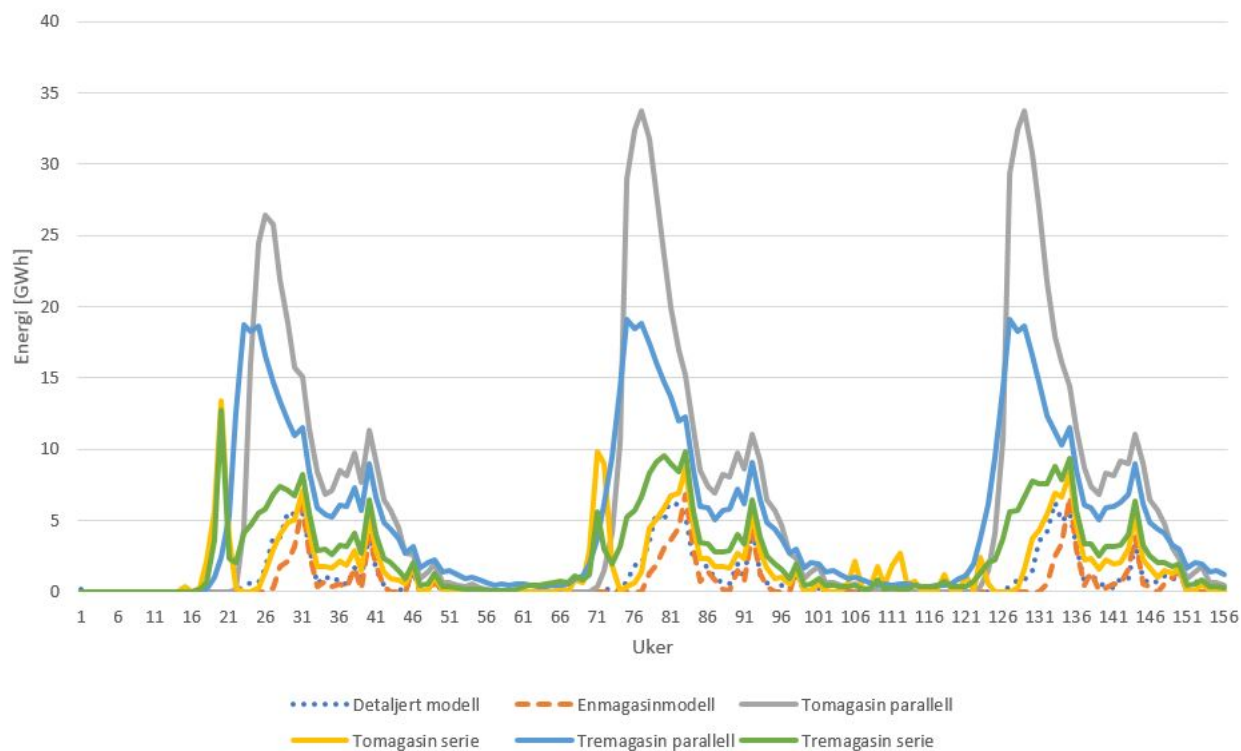
Figur 10.4: Stasjonsvannføring for magasinmodellene oppdelt etter magasinstørrelse.

### 10.1.4 Flom

Figur 10.5 og 10.6 viser flomkurvene for magasinmodellene.



Figur 10.5: Flom for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad.



Figur 10.6: Flom for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse.



### 10.1.5 RMSE-verdier for reservoarnivå

I tabell 10.9 og 10.10 vises RMSE-verdier for reservoarnivå i henholdsvis magasinmodellene aggregert etter reguleringsgrad og reservoarstørrelse. De viser nærliggende resultater for samtlige modeller, med unntak av tomagasin i parallell.

Tabell 10.9: RMSE for reservoarnivå for magasinmodellene i RSK-systemet aggregert etter reguleringsgrad.

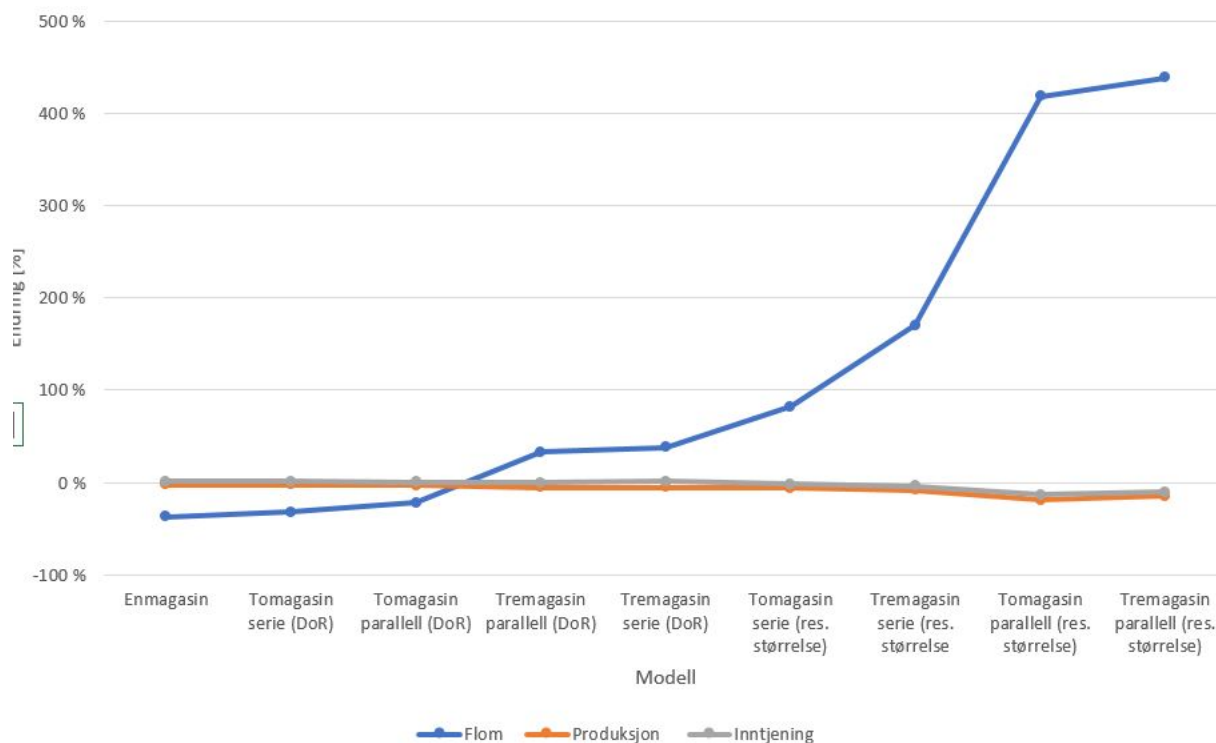
Modelltype	1 magasin	2 parallel	2 serie	3 parallell	3 serie
RMSE	88,3	85,6	85,7	78,9	74,6

Tabell 10.10: RMSE for reservoarnivå for magasinmodellene i RSK-systemet aggregert etter reservoarstørrelse.

Modelltype	1 magasin	2 parallel	2 serie	3 parallell	3 serie
RMSE	88,3	156,2	88,3	95,3	88,4

### 10.1.6 Inntjening

Figur 10.7 viser inntjening, produksjon og flomtap for magasinmodellene. Produksjonen øker når flomtapet reduseres som fører til økt inntjening.



Figur 10.7: Flom, produksjon og inntjening for samtlige aggregeringsmodeller for RSK-systemet.

## 10.2 Sammenligning av to- og tremagasinmodeller: TEV-systemet

### 10.2.1 Modulparametere for de ulike modellene

Tabell 10.11 - 10.14 viser oppdelingen av to- og tremagasinmodulene etter reguleringsgrad og reservoarstørrelse. De utregnede modulparameterne vises i tabell 10.15 - 10.18.

Tabell 10.11: Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reguleringsgrad for to-magasinsystem.

Navn	Modul
Modul 1	49901, 49902, 49903, 49904, 49906, 49907, 49908, 49909
Modul 2	49905, 49910, 49911

Tabell 10.12: Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tomagasinsystem.

Navn	Modul
Modul 1	49901, 49902, 49903, 49905, 49906, 49907, 49908, 49910
Modul 2	49904, 49909, 49911, 49912

Tabell 10.13: Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tremagasinsystem.

Navn	Modul
Modul 1	49901, 49902, 49903, 49907, 49908
Modul 2	49904, 49906, 49909, 49912
Modul 3	49905, 49910, 49911

Tabell 10.14: Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter på reservoarstørrelse for tremagasinsystem.

Navn	Modul
Modul 1	49901, 49902, 49903, 49907, 49908
Modul 2	49905, 49906, 49909, 49910
Modul 3	49904, 49911, 49912

Samme prosedyre har blitt utført for TEV-systemet mtp. beregning av de parallelle to- og tremagasinmodellene. Tabell 10.15 til 10.18 viser modulparameterne for de ulike aggregeringsmodellene.

Tabell 10.15: Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reguleringsgrad for to-magasinsystem.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$Q$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]
1	307,7	722,4	152,6	1,000	87,8
2	991,7	730,3	11,3	1,000	60,9

Tabell 10.16: Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tomagasinsystem.

Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$Q$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]
1	77,0	196,5	13,1	1,000	87,9
2	1452,8	1782,2	290,3	1,000	60,8

Tabell 10.17: Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reguleringsgrad for tremagasinsystem.

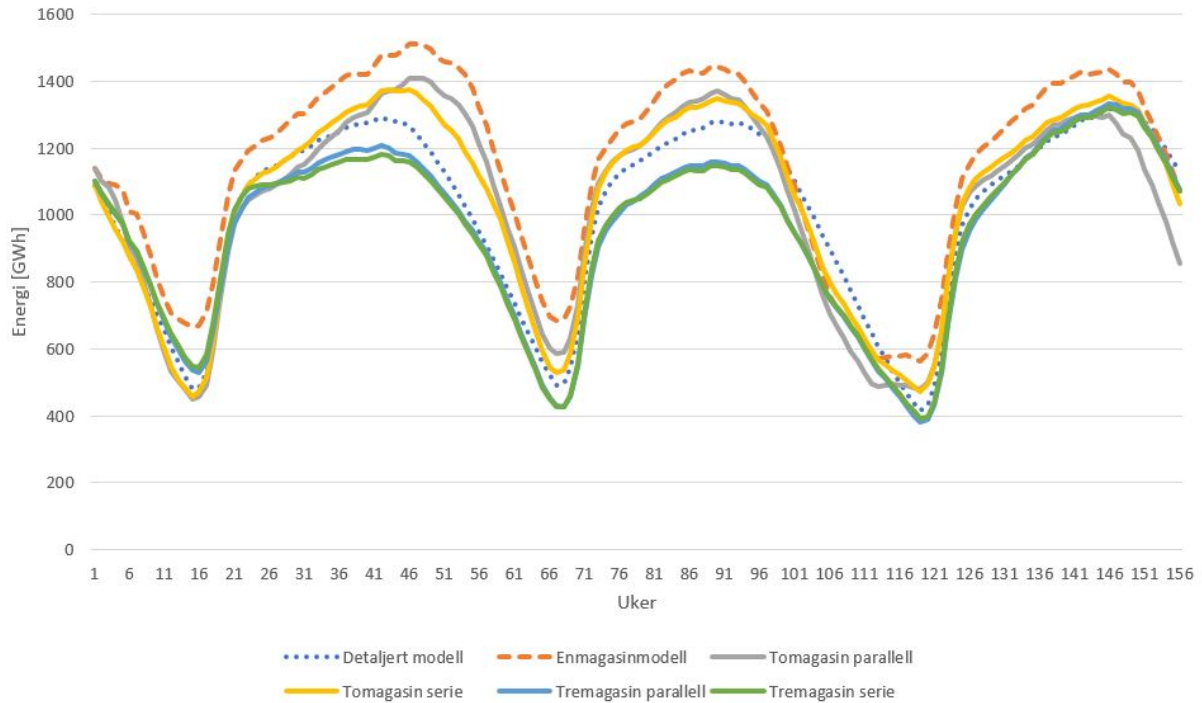
Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$Q$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]
1	0,9	67,1	5,0	1,000	35,6
2	305,4	621,7	145,1	1,000	52,2
3	991,7	730,3	11,3	1,000	60,9

Tabell 10.18: Modulparametere for TEV aggregeringssystem etter reservoarstørrelse for tremagasinsystem.

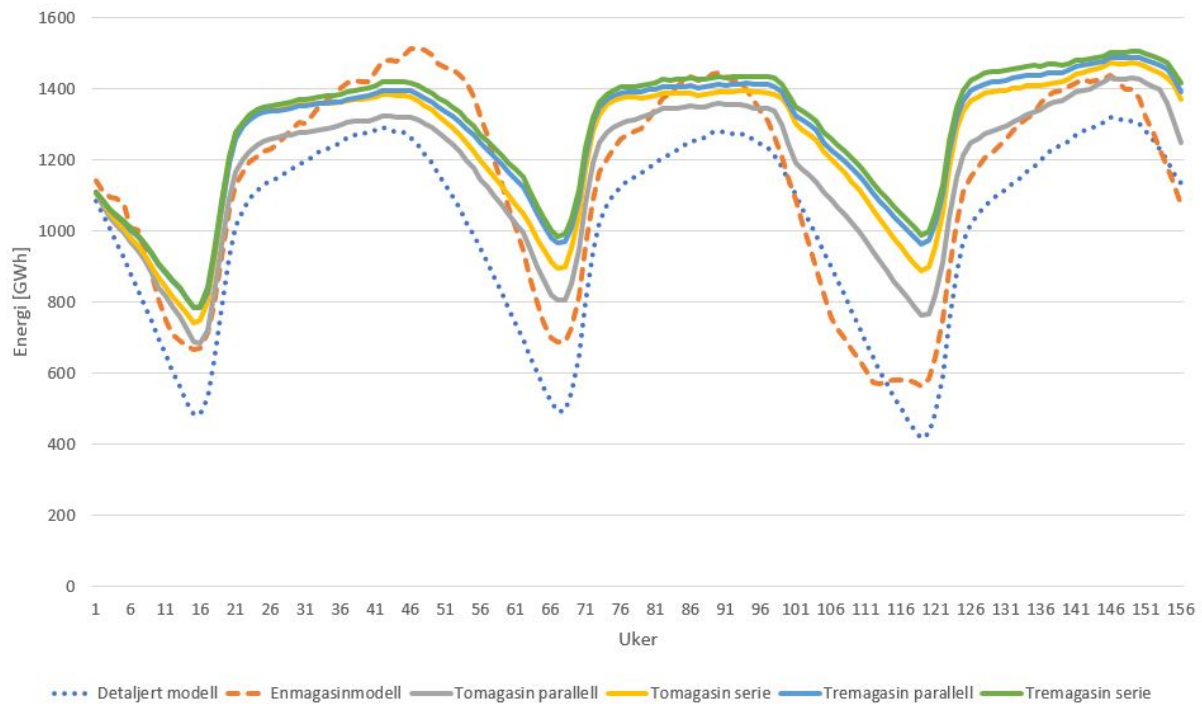
Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e$ [ $\frac{GWh}{Mm^3}$ ]	$Q$ [ $\frac{m^3}{s}$ ]
1	0,9	67,1	5,0	1,000	35,6
2	124,1	200,3	144,6	1,000	62,6
3	1356,1	1573,1	12,5	1,000	50,6

### 10.2.2 Reservoarnivå

Figur 10.8 og 10.9 viser reservoarkurvene magasinmodellene.



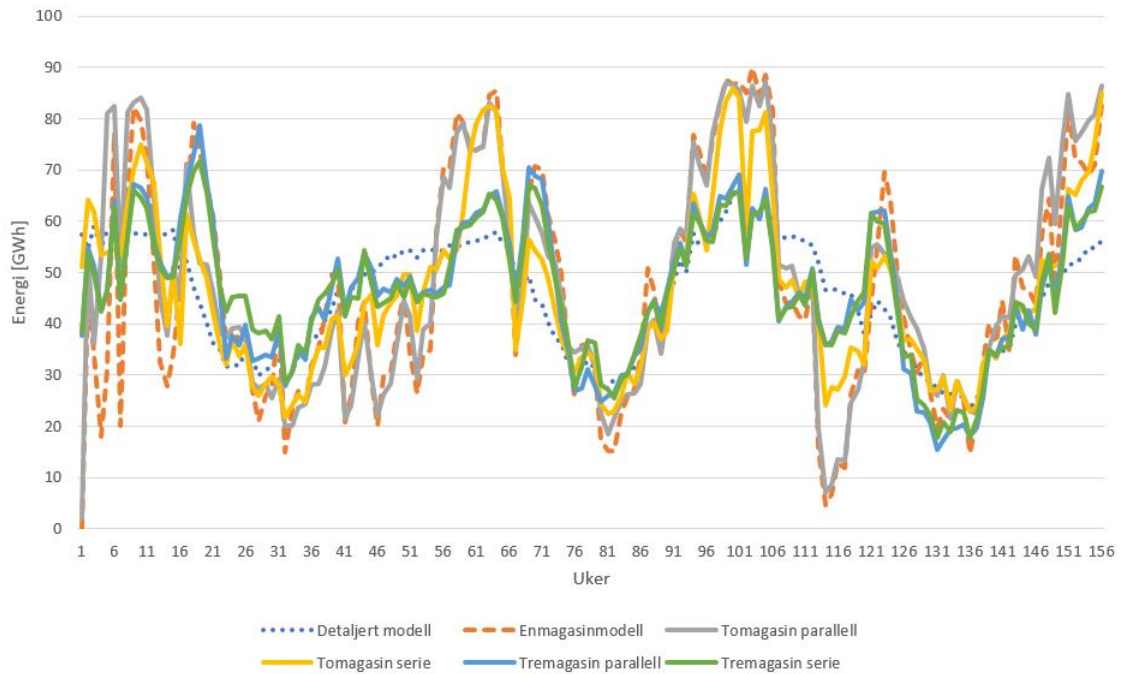
Figur 10.8: Reservoarnivå for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad.



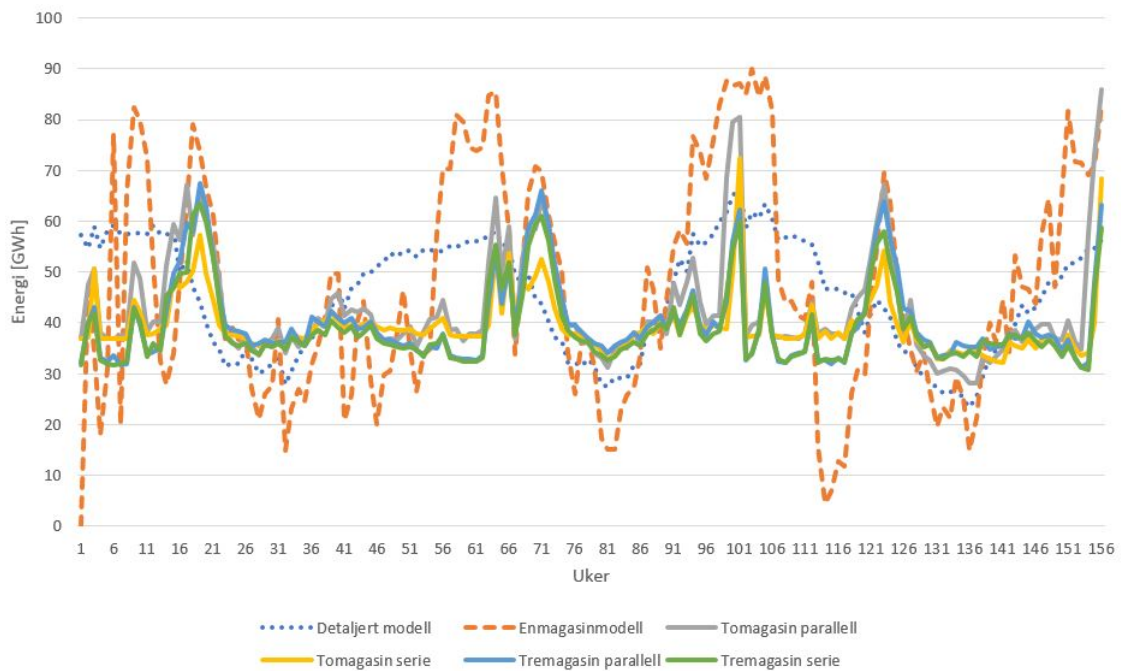
Figur 10.9: Reservoarnivå for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse for TEV-systemet.

### 10.2.3 Stasjonsvannføring

Figur 10.10 og 10.11 viser stasjonsvannføringskurvene for magasinmodellene.



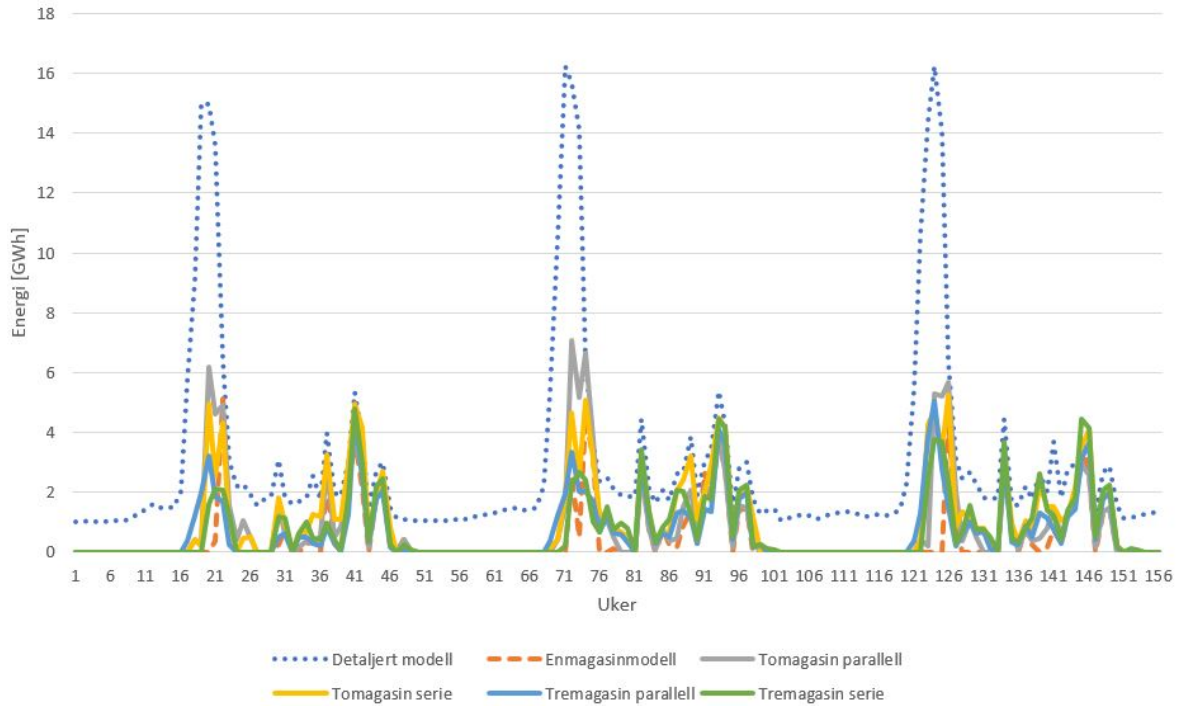
Figur 10.10: Stasjonsvannføring for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reguleringsgrad for TEV-systemet.



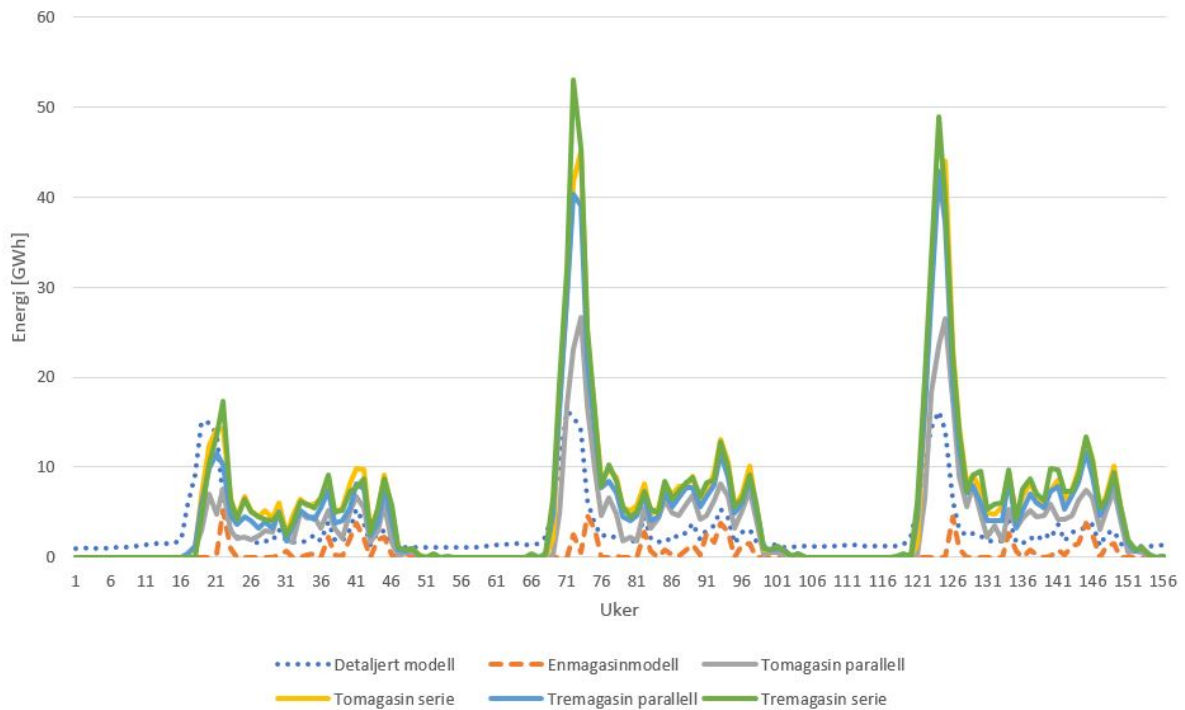
Figur 10.11: Stasjonsvannføring for de ulike magasinmodellene oppdelt etter reser-voarstørrelse for TEV-systemet.

### 10.2.4 Flom

Figur 10.12 og 10.13 viser flomkurvene for de ulike magasinmodellene.



Figur 10.12: Flom for magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse for TEV-systemet.



Figur 10.13: Flom for magasinmodellene oppdelt etter reservoarstørrelse for TEV-systemet.

### 10.2.5 RMSE-verdier for reservoarnivå

I tabell 10.19 og 10.20 vises RMSE-verdier for reservoarnivå i henholdsvis magasinmodellene aggregert etter reguleringsgrad og reservoarstørrelse. De viser nærliggende resultater for samtlige modeller, med unntak av tomagasin i parallell. Resultatene fra dette systemet samsvarer med RSK-systemet som viser at aggregering etter reguleringsgrad gir de beste resultatene, selv om det er større forskjeller mellom de aggregerte TEV-modellen.

Tabell 10.19: RMSE for reservoarnivå for magasinmodellene i TEV-systemet aggregert etter reguleringsgrad.

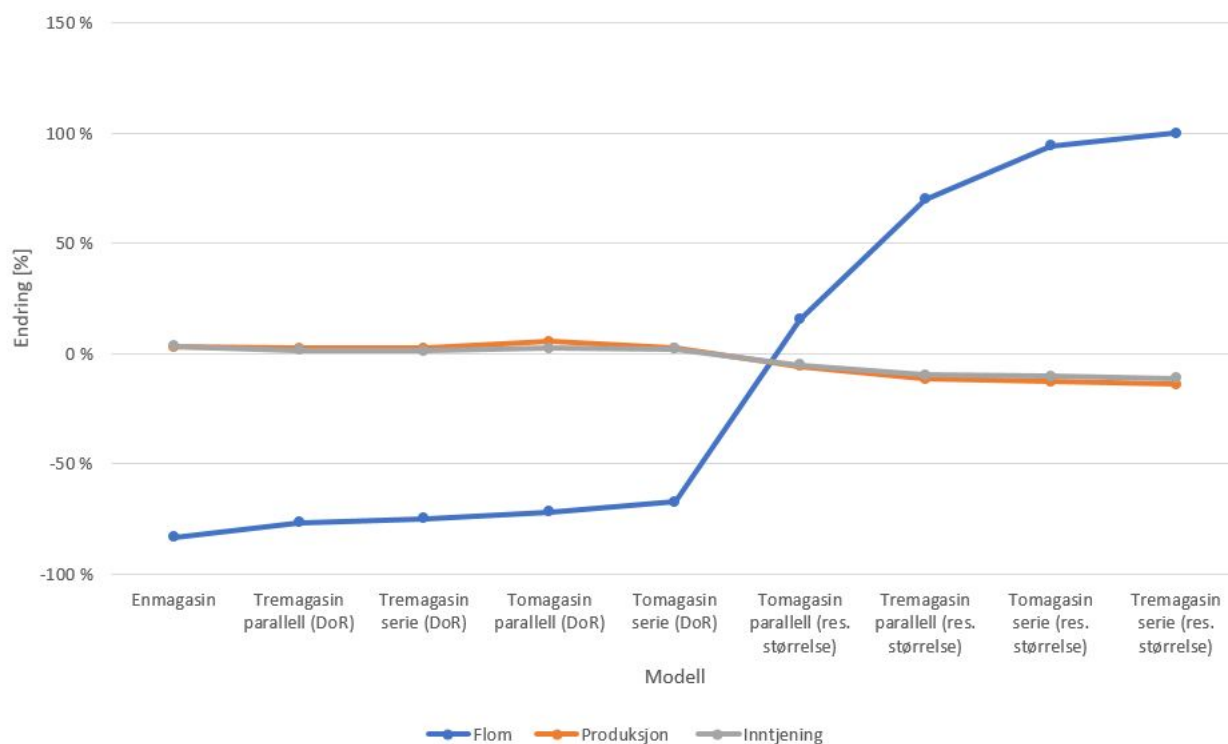
Modelltype	1 magasin	2 parallel	2 serie	3 parallell	3 serie
RMSE	166,2	107,5	67,5	77,6	81,6

Tabell 10.20: RMSE for reservoarnivå for magasinmodellene i TEV-systemet aggregert etter reservoarstørrelse.

Modelltype	1 magasin	2 parallel	2 serie	3 parallell	3 serie
RMSE	166,2	181,3	255,0	285,9	305,7

### 10.2.6 Inntjening

Figur 10.14 viser inntjening, produksjon og flomtap for magasinmodellene. Produksjonen øker når flomtapet reduseres som fører til økt inntjening.



Figur 10.14: Flom, produksjon og inntjening for samtlige aggregeringsmodeller for TEV-systemet.

### 10.3 Simuleringstid

Tabell 10.21 viser stigningen i simuleringstiden når antall magasiner i systemet økes. Simuleringen har blitt utført på TEV-vassdraget men magasinmodellene vil være representative uavhengig av type vassdrag. TEV-systemet, bestående av 12 magasiner, hadde i dette tilfellet en simuleringstid på rundt 10 timer, ved simulering på en Dell datamaskin med Intel Core i5 2,8 GHz prosessor.

Tabell 10.21: Simuleringstid for et vilkårlig vassdragssystem.

<b>System</b>	<b>Simuleringstid [h]</b>
Enmagasin	0,2
Tomagasin	0,44
Tremagasin	1,25
fire-ti	4-12



# Kapittel 11

## Diskusjon

Formålet med å utvikle en heuristikk for en stegvis aggregeringsmetode, har vært å illustrere endringen i produksjonsforløpet ved stegvis magasinreduksjon. Målet med denne prosessen var å sammenligne de stegvise endringene for å vurdere hvilke parametere eller magasiner som påvirket systemet i størst og minst grad. Det har blitt utviklet to stegvise aggregeringsmetoder basert på reguleringsgrad, som har blitt anvendt på to forskjellige vassdragssystemer i Norge. Oppsettet før simuleringen foregikk i Vansimtap mens selve simuleringen ble utført i ProdRisk. Simuleringsperioden var satt til tre år.

Den stegvise aggregeringsprosessen startet med å identifisere modulen i systemet med lavest reguleringsgrad. Bakgrunnen var at den respektive modulen har færrest muligheter i SDDP og i lavest mulig grad påvirker systemet. Den respektive modulen ble så aggregert med en nærliggende modul i vassdraget. Parameterne i den aggregerte modulen ble beregnet med mål om at total produksjon, tilsig og reservoarkapasitet skulle forbli uforandret. Dermed var det mulig å sammenligne endringene for hvert aggregeringssteg, og om det lot seg gjøre, identifisere de parameterne som påvirket systemet.

Diskusjonen belyser hvordan modellene gir forskjellige resultater ved å trekke frem ulike funn. I hovedsak er de mest interessante funnene forskjellene i produksjon, stasjonsvannføring og flomtap. I tillegg diskuteres simuleringstiden for de ulike modellene, og overveieningen mellom simuleringstid og modellrepresentasjon.

### 11.1 Stegvis aggregeringsmetode 1

Metode 1 bestod av å sette alle energiekvivalenter i moduler med produksjon lik 1, i *steg 0*. Deretter ble modulparameterne omregnet slik at totalt tilsig, reservoarkapasitet og produksjonskapasitet forble uendret. Samtidig ble punkt fire og fem for samtlige kraftverkmøduler i Vansimtap, henholdsvis gjennomsnittlig høyde og utløpsnivå, slettet. Dette førte til at magasinstryrekurver og PQ-kurve ble beregnet automatisk på nytt av Vansimtap.

En stegvis endring betyr dermed endringen mellom *steg N-1* og *steg N*. Hensikten med denne prosedyren var å forenkle den stegvise aggregeringsprosessen, for å oppnå en bredere oversikt over hvordan de aggregerte parameterverdiene skulle beregnes steg for steg. Ved hjelp av denne prosedyren var det kun nødvendig å multiplisere tilsig og reservoarkapasitet med antall kraftverk ned til hav.

### 11.1.1 RSK-systemet

For vannkraftsystemet RSK viste metoden å gi små avvik vedrørende reservoarnivå, stasjonsvannføring og inntjening, vist i figur 8.1, 8.2, 8.3 og tabell 8.17. Som forventet ble flomtapet redusert for hver modulreduksjon, og inntjeningen økte marginalt grunnet økt produksjon i ukene om vinteren når strømprisen er høyere. Hvert aggregeringssteg førte til tap av informasjon tilknyttet det detaljerte systemet, men dette var en forventet virkning av modulreduksjon.

Figur 8.4 viser at det for RSK-systemet var relativt liten endring i produksjon mellom kraftverkene for *steg 0*. Ved å analysere RMSE-verdiene i tabell 8.16 synliggjøres reservoaravviket størst i *steg 0*. PQ-kurvene og magasinstyrkurvene ble kun erstattet av automatiske min- og maksverdier. En slik automatisk opprettelse av Vansimtap førte til at den stykkvise produksjonen ble endret og de fysiske begrensingene som manuelt var lagt inn eliminerte.

Figur 8.5 viser reduksjon i forbitapping for modul 16619. Dette magasinet eksisterer mest sannsynlig på grunn av miljømessige krav, og ved eliminering av styrkurvene var det ingen grunn til forbitapping.

Manuell beregning av kurvene for å opprette flere punkter i den lineære området i Vansimtap, kan være et virkemiddel for å redusere avviket. Dette ble ikke implementert fordi en utførelse ved hvert aggregeringssteg er svært tidskrevende.

De små modulene øverst i vassdraget påvirker systemet i liten grad. Dette fordi de kun består av tilsig og reservoarnivå som tilfører systemet liten andel av den totale energimengden, og ofte kun opprettholder fallhøyde. Den nest største stegvise endringen er i steg 4. I dette steget ble to store moduler i bunnen av vassdraget, 16612 og 16613, aggregert. En årsak til det relativt store avviket i dette steget kan skyldes at systemet består av få kraftverk. Følgelig har mye informasjon gått tapt i aggregeringen. I tillegg var modulen 16612 et bufferreservoar, mens 16613 var et reguleringsmagasin. Disse har forskjellige styrkurver og påvirker dermed resultatet. At metoden likevel viste tilfredsstillende resultater kan skyldes at de to modulene er de som produserer størsteparten av energien i systemet.

### 11.1.2 TEV-systemet

Metoden ble utført på vassdragssystemet TEV med målsetning å replikere resultatene i RSK-systemet. Hovedforskjellen mellom systemene er at antall kraftverk og antall magasinrestriksjoner er flere i TEV-vassdraget. Ved å aggregere bort store kraftverk og magasinrestriksjoner, øker informasjonstapet dersom dette ikke tas med i prosessen. Et utfordrende aspekt ved dette systemet er de tre kraftverkene nedenfor modul 49904. Disse tilføres tilsig med konstant forbitapping. Det kan tolkes at vannveien eksisterer av miljømessige hensyn, og at opprettelsen av kraftverk skyldes optimal utnyttelse av energien. Denne informasjonen forsvinner i aggregeringsmodellene.

Figur 8.8 viser utfordringer knyttet til store flomtap ved aggregering av kraftverkene nedenfor modul 49904. Selv om forbitappingen i modul 49904 ble justert ned fra  $30 \frac{m^3}{s}$  til  $10 \frac{m^3}{s}$  grunnet økning av energiekvivalenten med en faktor tre, var stasjonsvannføringen

for de underliggende modulene for lav. Dette resulterte i en underdimensjonering av kraftverkene etter *steg 0*. Tabell 8.24 viser at kapaistetsfaktoren for modul 49901 og 49902 at er på 100 %, og sammenlignet med kapasitetsfaktoren i det detaljerte systemet, underbygger dette det store flomtapet.

*Steg 3* understreker at metoden førte til økt flomtap og dermed gir en dårlig representasjon. Svakheten med metoden er at parameteromgjørelsen førte til skifting av produksjon mellom flere kraftverk. Det er gjennomgående avvik mellom alle kraftverkene fra detaljert modell til *steg 0*, og i verste tilfellet viser figur 8.9 en reduksjon på over 300 % i modul 49910.

## 11.2 Stegvis aggregeringsmetode 2

Metode 2 aggregeres også etter reguleringsgrad. Forskjellen fra denne metoden og Metode 1 er at energiekvivalentene endres *ikke* i *steg 0*. På bakgrunn av flomtapet i TEV-systemet i metode 1, i tillegg til endringen i produksjon mellom stasjonene, ble denne metoden utviklet og implementert på begge vassdragssystemene. For RSK-vassdraget kalles det første steget for *steg A*, grunnet eliminering av styrekurver og *punkt 4* og *punkt 5* i Vansimtap. I TEV-systemet foregikk denne elimineringen stegvis for de modulene som skulle aggregeres. I ettertid burde det vært opprettet et *steg A* i dette systemet for å sammenligne systemene seg i mellom, selvo om alle punktene ble eliminert frem til og med *steg 5*. Metoden ble først implementert på TEV-vassdraget og deretter på RSK-vassdraget.

### 11.2.1 RSK-systemet

Figur 8.12 viser at stasjonsvannføringen er svært like for de ulike stegene, og fra figur 8.13 er det liten forskjell på flomtapet. Dette tyder på at metodens gode evne til å håndtere aggregering av et parallelt system. Figur 8.11 viser en overproduksjon i starten av de to første årene på grunn av økt fleksibilitet i ststemet. På grunn av overproduksjon førte dette til mindre produksjon i år tre. De største fluktuasjoner er mellom *steg A* og det detaljerte systemet, som tyder på elimineringen av styrekurvene.

### 11.2.2 TEV-systemet

Et problem med metode 1 er at metoden var for rigid vedrørende stegvise parameterendringer. På bakgrunn av at systemet er et serielt vassdrag var strategien å justere stasjonsvannføringen for de aggregerte modulene til å ha stor nok evne for å håndtere tilsig fra ovenforliggende moduler. Eksempelvis er dette vist for *steg 3* i metode 1, der modulene 49901, 49902 og 49903 kun forsynes av forbitappingen fra modul 49904. Dette resulterte i at den aggregerte modulen ble dimensjonert ut i fra den laveste stasjonsvannføringen. Fra dette tyder det at tilnærmingen var en god måte å aggregere ut fra, der den oransje kurven i figur 8.16 ligger nærme den detaljerte kurven. Figur 8.18 viser negativt flomtap for *steg 1* i visse perioder. Det kan være flere årsaker til dette, men påvirker imidlertid ikke resultatet i stor grad på grunn av små verdier.

Bakgrunnen for at energiekvivalenten ble holdt konstant i modul 49904.3 til 49904.8 var å unngå endringer i minimumrestriksjonen for modul 49911. Samtidig steg stasjonvannføringen i takt med den stegvise aggregeringsprosessen. Naturligvis måtte stasjonvannføringen økte ved aggregeringssteg, men til hvilket nivå er vanskelig å bedømme. En altfor høy stasjonvannføring ville ført til urealistisk bruk av tilsiget, og for lav stasjonvannføring kan føre til stort flomtap.

For å beregne tilsiget i flere av aggregeringsstegene måtte en itereringsprosess til for å oppnå likt totaltilsig. Dette vises tydelig i tabell 8.40 i *steg 1*. Ved bruk av formelen 6.2 burde tilsiget blitt  $3,32 Mm^3$ , men i følge .EMAR-filen ble tilsiget 144,6. Dette var ikke et problem i RSK-systemet grunnet *steg A* som førte til en ”ny start” før den stegvise aggregeringsprosessen begynte.

I *steg 7*, *steg 9* og *steg 10* forekom de største avvikene, vist i tabell 8.60. I *Steg 6* bestod systemet av fire moduler bestående av stor reservoarkapasitet- og tilsigsmengder. Ved reduksjon av et betydelig magasin, i *steg 7*, førte dette til omfattende avvik. I *steg 9* ble modulen med minimumreservoarrestriksjoner aggregert. Restriksjonen har vært betegnet som *Lokal* gjennom hele den stegvise aggregeringsprosessen. Ved å endre restriksjonen til *Absolutt* i dette steget var målet å få tømt reservoarene ytterligere i *steg 9* og *steg 10*. avviker minst mulig fra den detaljerte modellens bunnpunkt. Resultatet fra figur 8.19 og 8.20 viser ikke nevneverdige forbedringer ved å endre denne parameteren for minimumreservoarrestriksjonen. Magasinrestriksjonene har blitt utregnet for hver femte uke i disse stegene, men det kan være at disse burde blitt beregnet enda mer nøyaktige.

Figur 8.24 og 8.61 viser at selv om reservoarkurvene flere steg har andre bunnpunkter sammenlignet med det detaljerte systemet, er inntjening og produksjon relativt likt.

## 11.3 Tomagasin- og tremagasinmodeller

### 11.3.1 RSK-systemet

Reservoarkurvene i figur 10.1 viser relativt små avvik som tyder på at RSK-systemet har blitt aggregert etter reguleringsgrad på en tilfredsstillende måte. Figuren viser at tremagasinmodellen i parallell har et unormalt høyere bunnivå som kan forklares av redusert fleksibilitet i systemet. Figur 10.2 viser en litt dårligere trend ved oppdeling etter reservoarstørrelse, spesielt for tomagasinen i parallell. Grunnen til at denne modellen gir signifikant dårligere resultater, kan være at modul 2 har svært liten stasjonsvannføring. Dette fører til stort flomtap vist i figur 10.6. Det kan tenkes at ved å flytte produksjonskapasiteten til modul 2 kan resultere i at systemet evner å utnytte tilsiget bedre som fører til redusert flomtap.

Tremagasinmodellene viser som forventet å gi bedre resultater enn tomagasinmodellene for både de parallelle- og serielle systemene. Dette skyldes en fornuftig oppdeling av magasinene selv om det forekom større flomtap i tremagasinmodellene. I og med at systemet i seg selv har lite flom påvirket svakheten systemet i liten grad. Fordelen med et serielt system er at tilsiget renner igjennom to moduler som reduserer denne forskjellen. Dette er et mønster for de parallelle systemene som antyder at produksjonen ikke er jevnt fordelt når oppdelingen har foregått ved magasininstørrelse. Forklaringen på dette kan være at små

magasiner kan ha lav reguleringsgrad og ikke evner å håndtere tilsiget.

### 11.3.2 TEV-systemet

Reservoarkurvene i figur 10.8 viser forskjeller mellom reservoarkurvene ved oppdeling med hensyn på reguleringsgrad. Tomagasin- og enmagasinmodellene tapper for lite jevnt over hele perioden og opptrer med høyere bunnivåer. Figur 10.10 viser at tremagasinmodellene basert på reguleringsgrad har mindre fluktuasjoner i stasjonsvannføring og at denne oppdelingen viser et positivt resultat ved at både stasjonsvannføringskurvene og reservoarkurvene avviker relativt lite.

Figur 10.9 og 10.13 viser store forskjeller i både reservoarkurver og flomkurver. Magsinivåene avviker vesentlig og flomtapet for tremagsinmodellene er svært store. Feilfordeling av stasjonsvannføringen kan være en årsak til flomtapet, der modul 3 tilsynelatende har for lav slukeevne.

## 11.4 Tiltak for reduksjon av fleksibilitet

Grunnet tap av informasjon ved aggregering, og med utgangspunkt i at dette er fiktive modeller, kan justering av reguleringsgraden være en metode for å redusere avviket. Ofte skyldes produksjonsavviket en endret fleksibilitet i systemet, og denne kan reduseres ved å justere reservoarkapasiteten. I tillegg kan skifting av produksjon være et tiltak for å utjevne forskjellene for flermagasinmodeller. Vanligvis summeres produksjonen for modulene som er representert av den aggregerte modulen, men en skifting av produksjon kan være aktuelt justering av produksjonsmønsteret.

## 11.5 Eventuelle feilkilder

TEV-systemet består av både regulert- og uregulert tilsig. En annen behandling av oppdelingen mellom disse tilsigene i den stegvise aggregeringsprosessen og magasinmodellene kan føre til en forskjell i resultater. Systemet består av flere ulike tilsigsserier, men prosessene som har blitt utført har kun disponert én tilsigsserie.

Minimumreservoarrestriksjonene i TEV-systemet var utfordrende å få nøyaktige selv med mange utregnede steg. For å oppnå identiske steg kunne samtlige ukesverdier blitt beregnet for 52 uker. Dette hadde imidlertid vært svært tidskrevende å gjennomføre.

For å oppnå en mer nøyaktig sammenligning av metode 2 burde *steg A* vært inkludert i TEV-systemet. Samtidig tok den stegvise aggregeringsprosessen lang tid å gjennomføre, og i *steg 5* og utover ville resultatene vært uforandret.

Simuleringstiden viser kun cirka-verdier og modellene har blitt ofte blitt kjørt samtidig på datamaskinen. Dette påvirker simuleringstiden i noe grad, men forholdet mellom økt antall magasiner og økt simuleringstid har blitt forsøkt opprettholdt.

Beregningen av tilsiget i TEV-systemet ved metode 2 ble i flere steg en iterasjonsprosess for å møte det totale tilsiget. Det har ikke blitt funnet en god forklaring på dette uten om det som allerede har vært diskutert.

Til slutt bør det nevnes at all beregning har foregått i Excel. Det har blitt utført utallige aggregeringer og ved hver operasjon er det en mulighet for feil som resulterer i følgefeil.

# Kapittel 12

## Konklusjon og videre arbeid

Det overordnede målet med denne masteroppgaven har vært å utvikle en aggregeringsheuristikk som kan benyttes på et vilkårlig vassdragssystem. I tillegg har det blitt opprettet tomagasin- og tremagasinmodeller basert på reguleringsgrad og reservoarstørrelse. Heuristikken og modellene har blitt anvendt på to ulike vassdragssystemer for sammenligning med det detaljerte systemet. Konklusjonen er som følgende:

- Resultatene ved bruk av heuristikken utviklet for en stegvis aggregeringsmetode tyder på at denne fremgangsmåten kan implementeres på ulike vassdragssystemer og gi tilfredsstillende aggregeringsrepresentasjoner.
- Eliminering av styrekurver og magasinkurver resulterte i et stort informasjonstap.
- Resultatene i RSK-systemet viste små forskjeller mellom magasinmodellene ved oppdeling etter reguleringsgrad.
- Oppdeling etter reservoarstørrelse i begge systemer førte til generelt større avvik mellom modellene og det detaljerte systemet.
- Resultatene viste bedre modellrepresentasjoner for RSK-systemet sammenlignet med TEV-systemet.
- Avveining mellom økt simuleringstid for bedre resultater, må vurderes.
- Magasinrestriksjoner ga utfordringer for aggregeringsmodulene, og jo flere kraftverk i systemet, desto mer komplisert var det å tilfredsstillende gode resultater.

For videre arbeid kan det være aktuelt å utvikle en aggregert tilsigsserie som kan benyttes i modellene. Dette kan gi en bedre representasjon av tilsiget som resulterer i et bedre sammenligningsgrunnlag. For å validere påstanden om at skifting av produksjon kan føre til redusert flomtap, bør en metode for dette testes. For å undersøke virkningene av magasinrekkefølgen hadde det vært interessant å endre rekkefølgen i tremagasinmodellene som var koblet i serie. Videre arbeid kan også omhandle testing av plasseringen til den aggregerte modulen ved aggregeringssteg som inkluderer veiskiller. For å redusere informasjonstapet ved aggregering kan det utvikles en bredere modell. Opprettelse av for eksempel tremagasinmodeller bestående av to i serie og en i parallell kan føre til flere aggregeringsmuligheter og muligens øke kvaliteten på modellene. Samtidig bør det utvikles en metode for å forbedre styrekurvene og magsinkurvene for modellene siden disse parameterne påvirker systemet i stor grad.





# Bibliografi

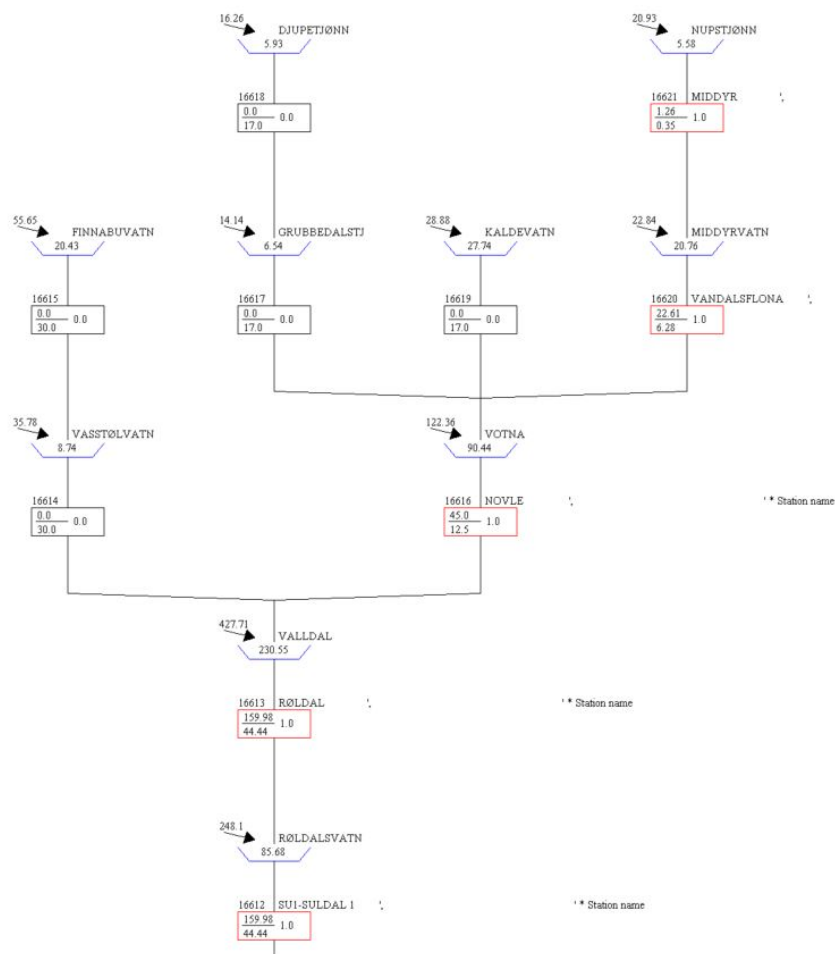
- [1] Anders, G. and Wallace, S. (1996). *Methods for stochastic medium-term scheduling in hydrodominated power systems*. Norwegian Electric Power Research Institute, handbook of power systems i edition.
- [2] Brandão, J. L. B. (2010). Performance of the equivalent reservoir modelling technique for multi-reservoir hydropower systems. *Springer Water Resources Manage.*, 24:3101–3114.
- [3] Doorman, G. (2016). *ELK15 - Hydro Power Scheduling*. Gerard Doorman, ntnu edition.
- [4] Heimdal, S. *Effekt av stokastisk optimalisering på vannverdier i Norden*. Masteroppgave. NTNU.
- [5] Korpås, M. and Vereide, K. *Norge må bli Europas batteri*. <http://www.aftenposten.no/viten/Norge-ma-bli-Europas-batteri-21500b.html>.
- [6] Lote Henden, A. (2015). New market model based on price decoupling.
- [7] Maceira, M. E. P., Duarte, V. S., Penna, D. D. J., and Tcheou, M. P. (2011). An approach to consider hydraulic coupled systems in the construction of equivalent reservoir model in hydrothermal operation planning. *Proc 17th Power Systems Computation Conf. (PSCC)*.
- [8] Mo, B., Anders, G., and Asbjørn, G. (2001). *Integrated Risk management of Hydro Power Scheduling and Contract Management*. SINTEF.
- [9] Mo, B., Gjelsvik, A., Grundt, A., and Kåresen, K. *Optimisation of Hydropower Operation in a Liberalised Market with Focus on Price Modelling*. SINTEF Energy Research.
- [10] Norge, E. En modell for sesongplanlegging basert på SDDP.
- [11] Pereira, M. and Campodonico, N. (1999). *Application of Stochastic Dual DP and Extensions to Hydrothermal Scheduling*. Technical Report.
- [12] R.Førsund, F., Mo, B., Singh, B., and Wolfgang, O. (2015). Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning.
- [13] Söder, L. and Rendelius, J. (2005). Two-station equivalent of hydro power systems. *Proc. 15th Power Systems Computation Conf. (PSCC'05)*.
- [14] Shayesteh, E., Amelin, M., and L., S. (2016). Multi-Station Equivalents for Short-Term Hydropower Scheduling. *IEEE Trans. Power Syst.*, 31(6):4616–4625.
- [15] SINTEF. Brukerveiledning til Vansimtap. Technical report.

- 
- [16] SINTEF (2013). *Prosjektinformasjon SOVN*. <https://www.sintef.no/projectweb/sovn1/methods/>.
- [17] SINTEF (2016). *SOVN styringsgruppemøte 1.juni 2016*. Mottatt av veileder Magnus Korpås, power point presentasjon edition.
- [18] Soares, S. and Junior, G. C. (1996). Non-uniform composite representation of hydro-electric systems for long-term hydrothermal scheduling. 11(2):702–707.
- [19] Statnett, Fingrid, Energinet.Dk, and kraftnet, S. (2016). Challenges and Opportunities for the Nordic Power System.
- [20] Tong, B., Zhai, Q., and Guan, X. (2013). An MILP based formulation for short-term hydro generation scheduling with analysis of the linearization effects on solution feasibility. *IEEE Trans. Power Syst.*, 28(4):3588–3599.
- [21] Turgeon, A. and Charbonneau, R. (1998). Turgeon Québec Canada. Technical report, Quebec.
- [22] Valdés, J. B., Filippo, J. M.-D., Strzepek, K. M., and Restrepo, P. J. (1992). Aggregation-Disaggregation Approach to multireservoir operation. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 118(4):423–444.
- [23] Wolfgang, O., Haugstad, A., Mo, B., Wangensteen, I., and Doorman, G. (2007). Magasindisponering før og etter energiloven.
- [24] Wu, Y. G., Ho, C. Y., and Wang, D. Y. (2000). A diploid genetic approach to short-term scheduling of hydro-thermal system. *IEEE Trans. Power Syst.*, 15(4):1268–1274.

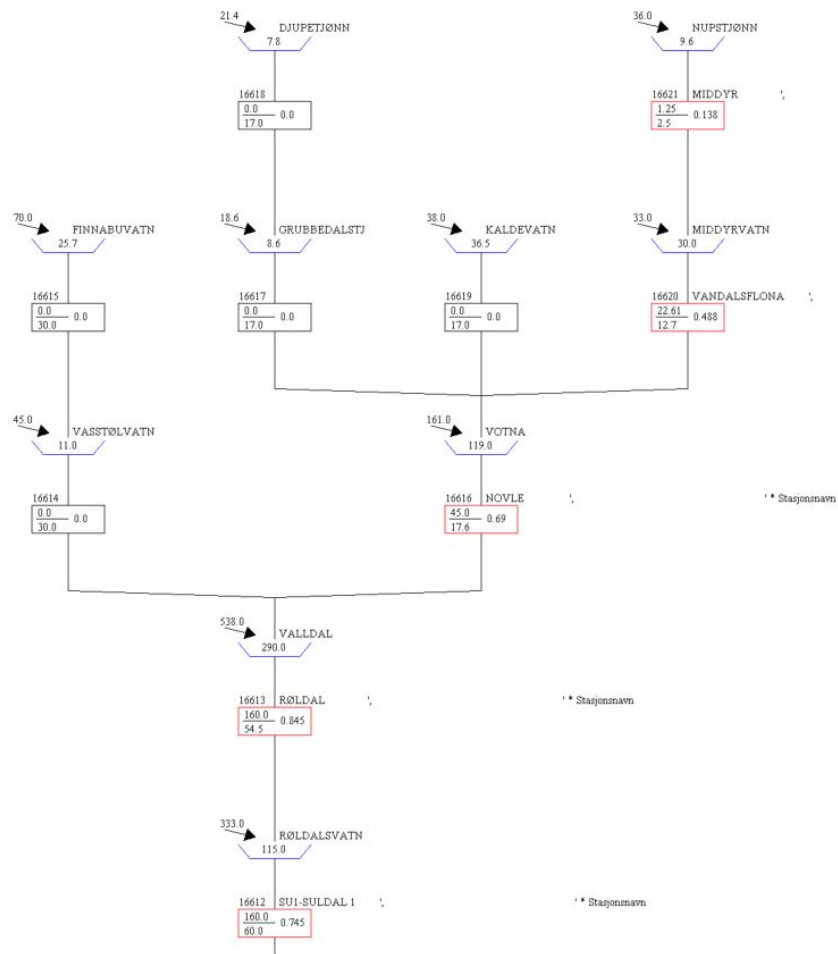
# Tillegg A

## Vassdragsskjemaer

### A.1 Skjemaer for RSK-vassdraget

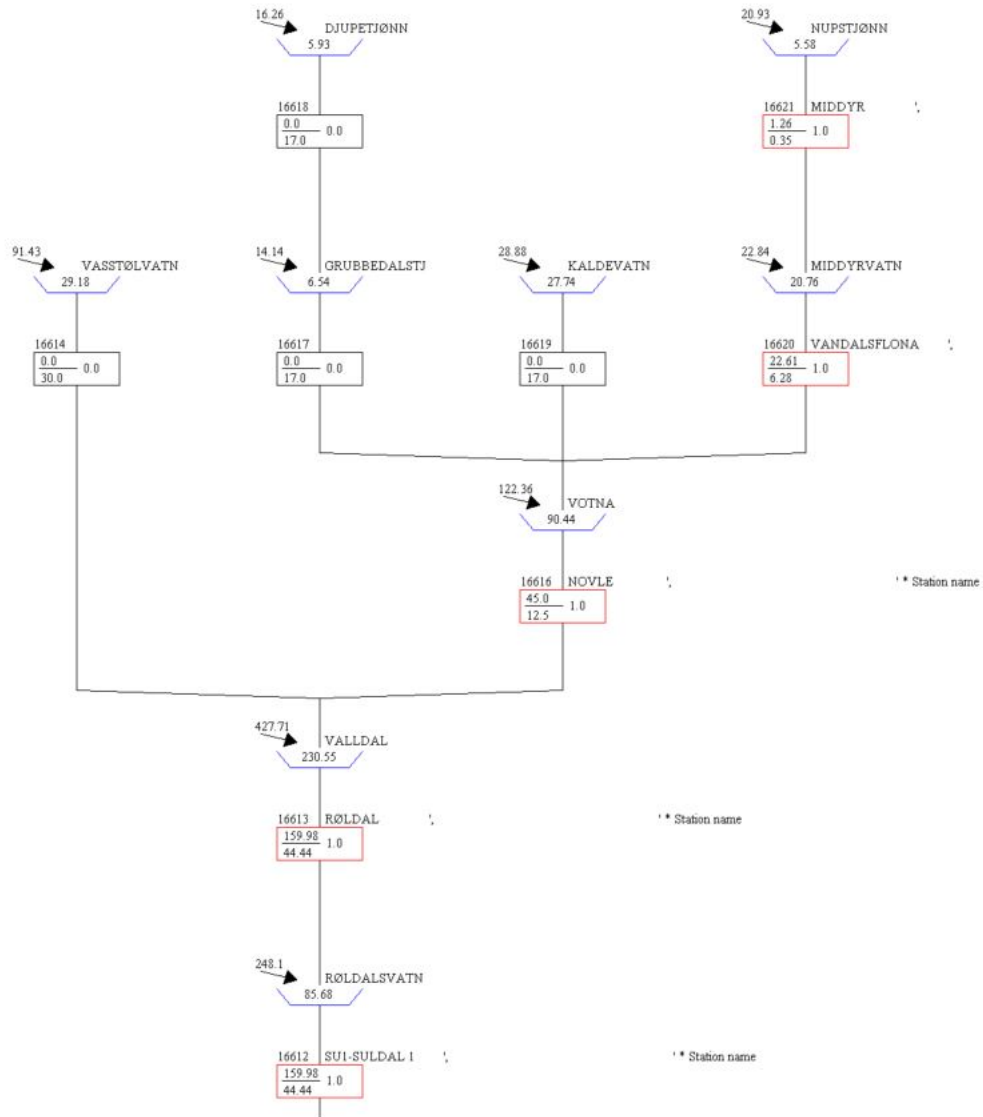


Figur A.1: Detaljert skjema for RSK når energiekvivalenten har blitt satt lik 1 i produktjonsmodulene.



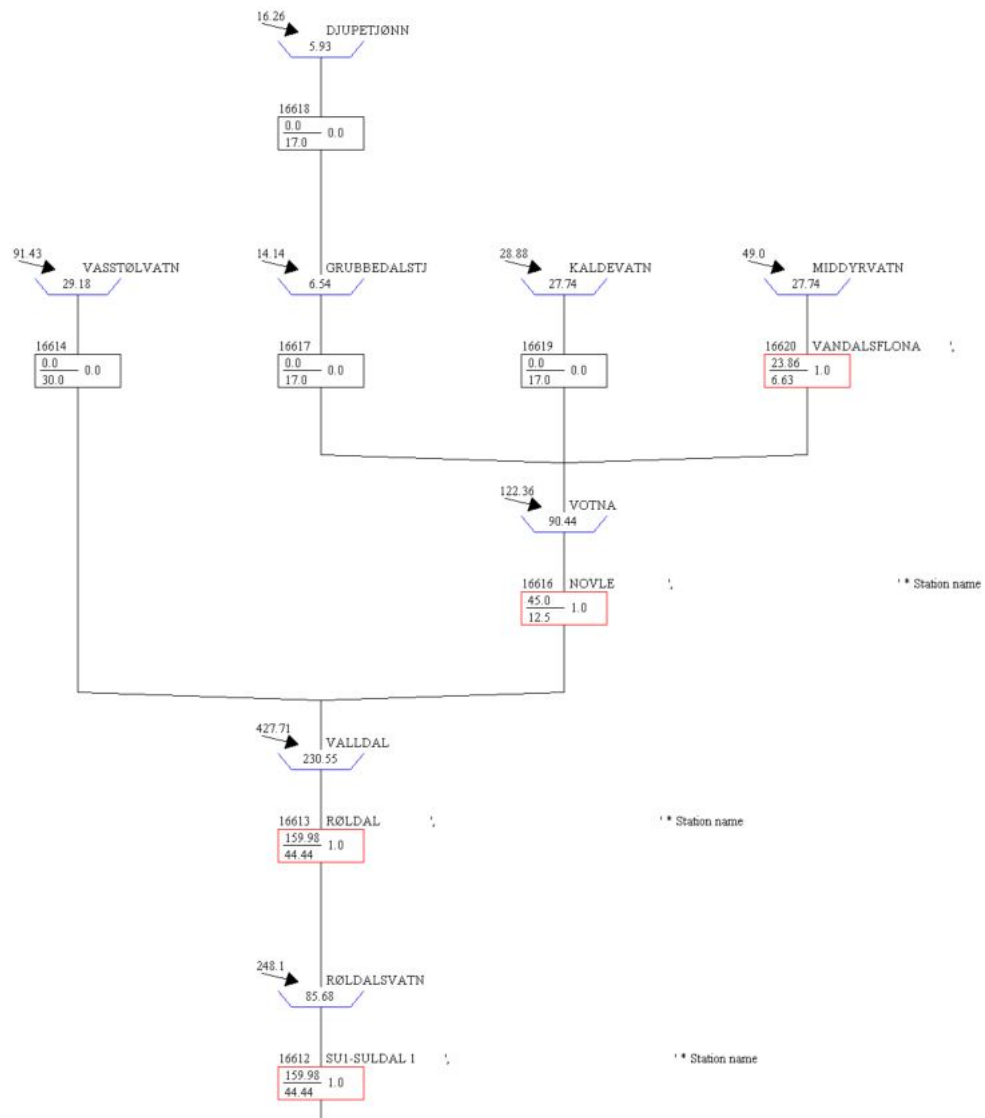
Figur A.2: Detaljert skjema for RSK i opprinnelig system.

16612 RØLDALSVATN



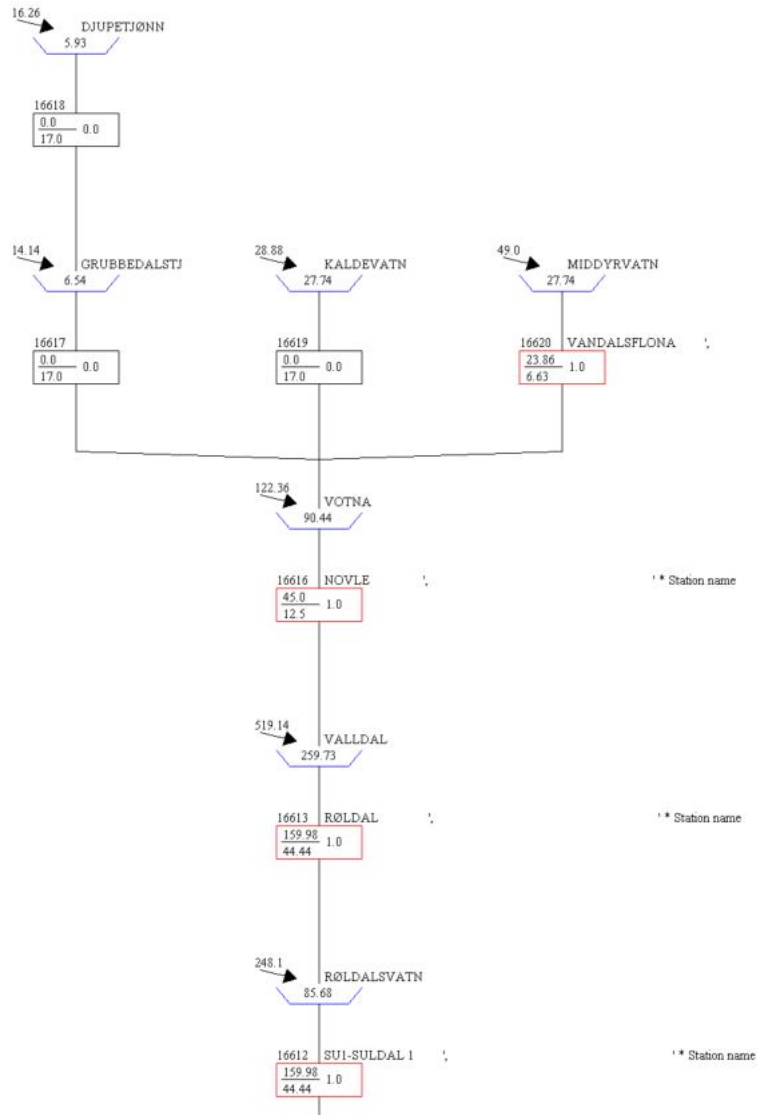
Figur A.3: Vassdragsskjema etter steg 1 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

16612 RØLDALSVATN



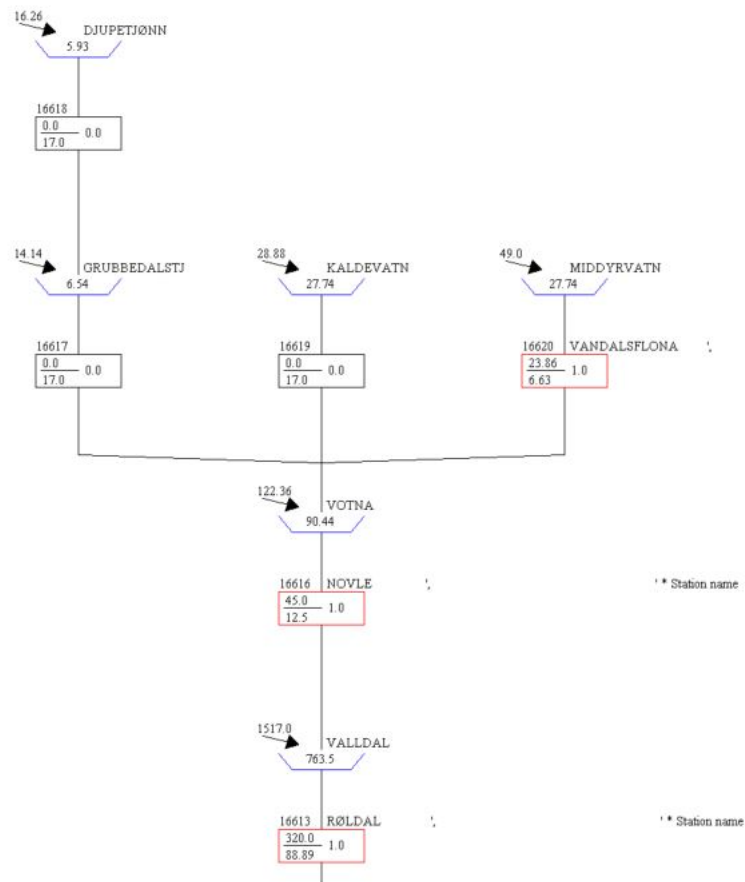
Figur A.4: Vassdragsskjema etter steg 2 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

16612 RØLDALSVATN



Figur A.5: Vassdragsskjema etter steg 3 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

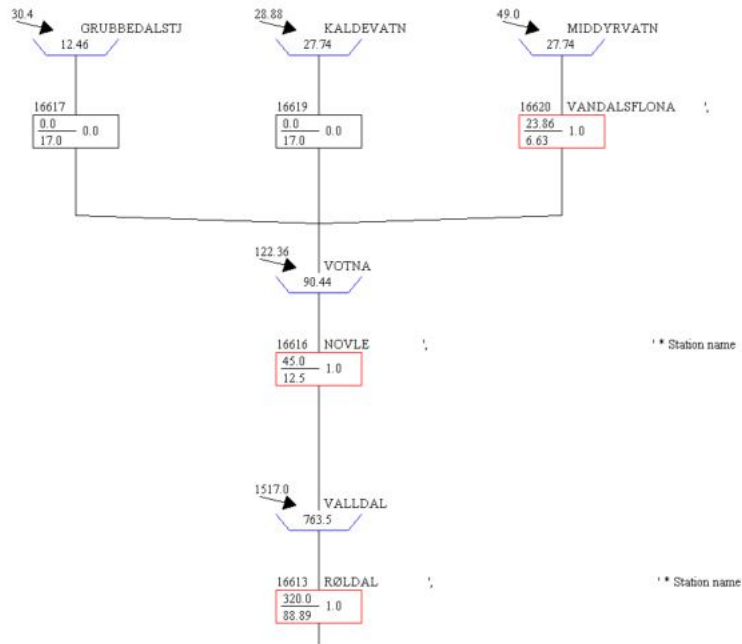
16613 VALLDAL



Figur A.6: Vassdragsskjema etter steg 4 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

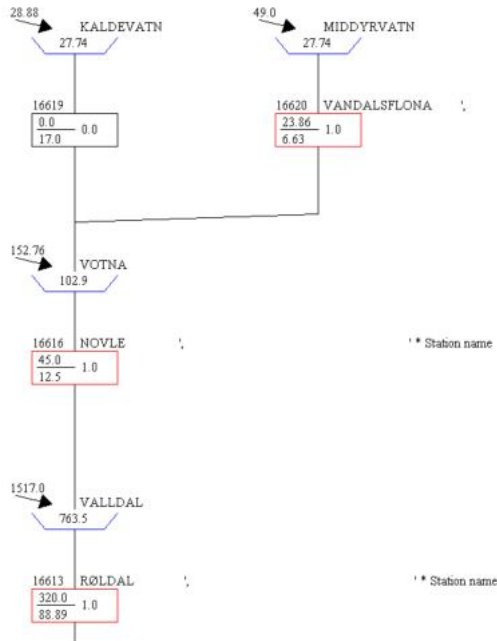


16613 VALLDAL



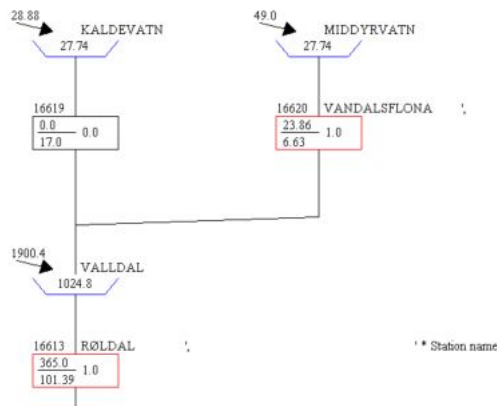
Figur A.7: Vassdragsskjema etter steg 5 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

16613 VALLDAL



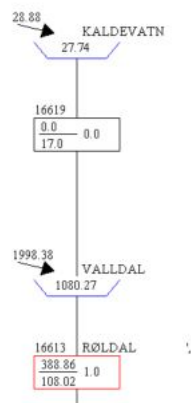
Figur A.8: Vassdragsskjema etter steg 6 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

16613 VALLDAL



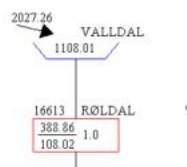
Figur A.9: Vassdragsskjema etter steg 7 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

16613 VALLDAL



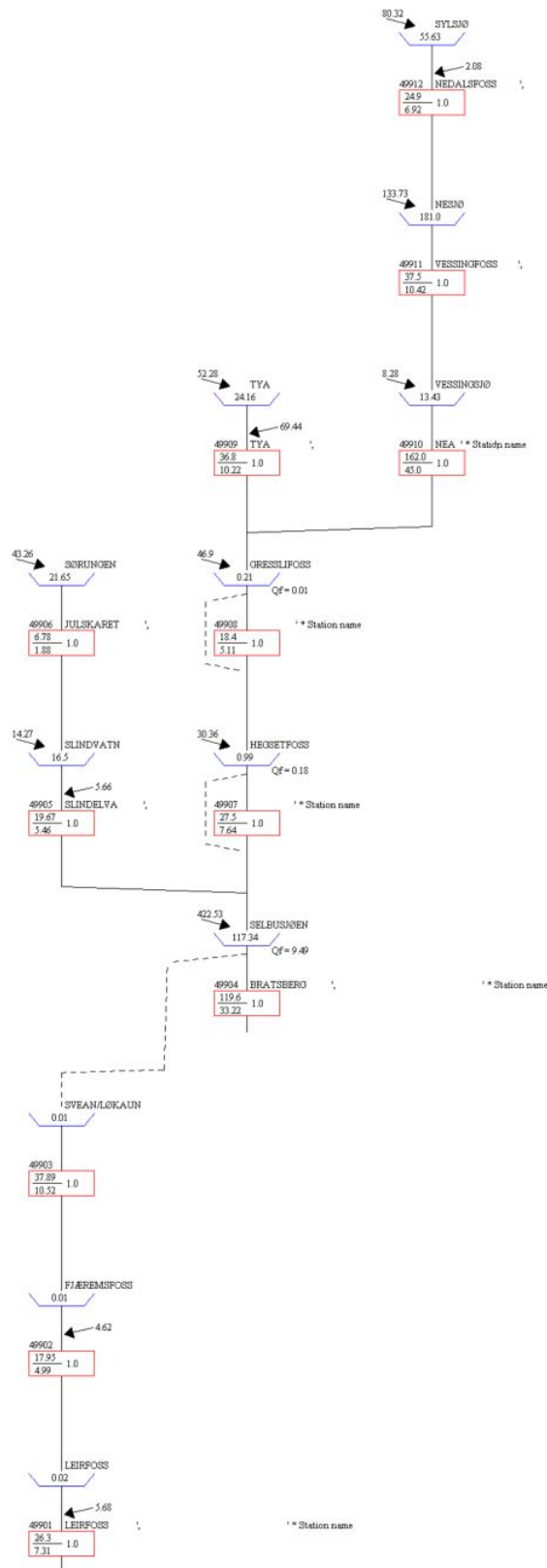
Figur A.10: Vassdragsskjema etter steg 8 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

16613 VALLDAL

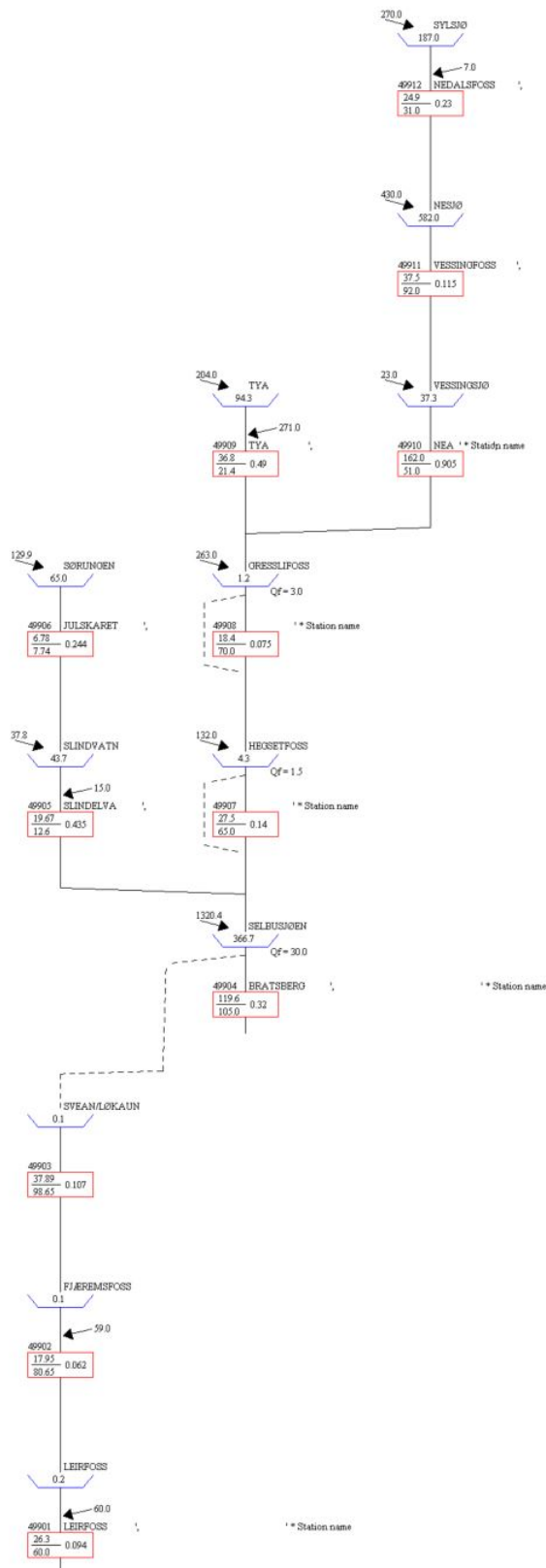


Figur A.11: Vassdragsskjema etter steg 9 ved bruk av metode 1 på RSK-systemet.

## A.2 Skjemaer for TEV-vassdraget

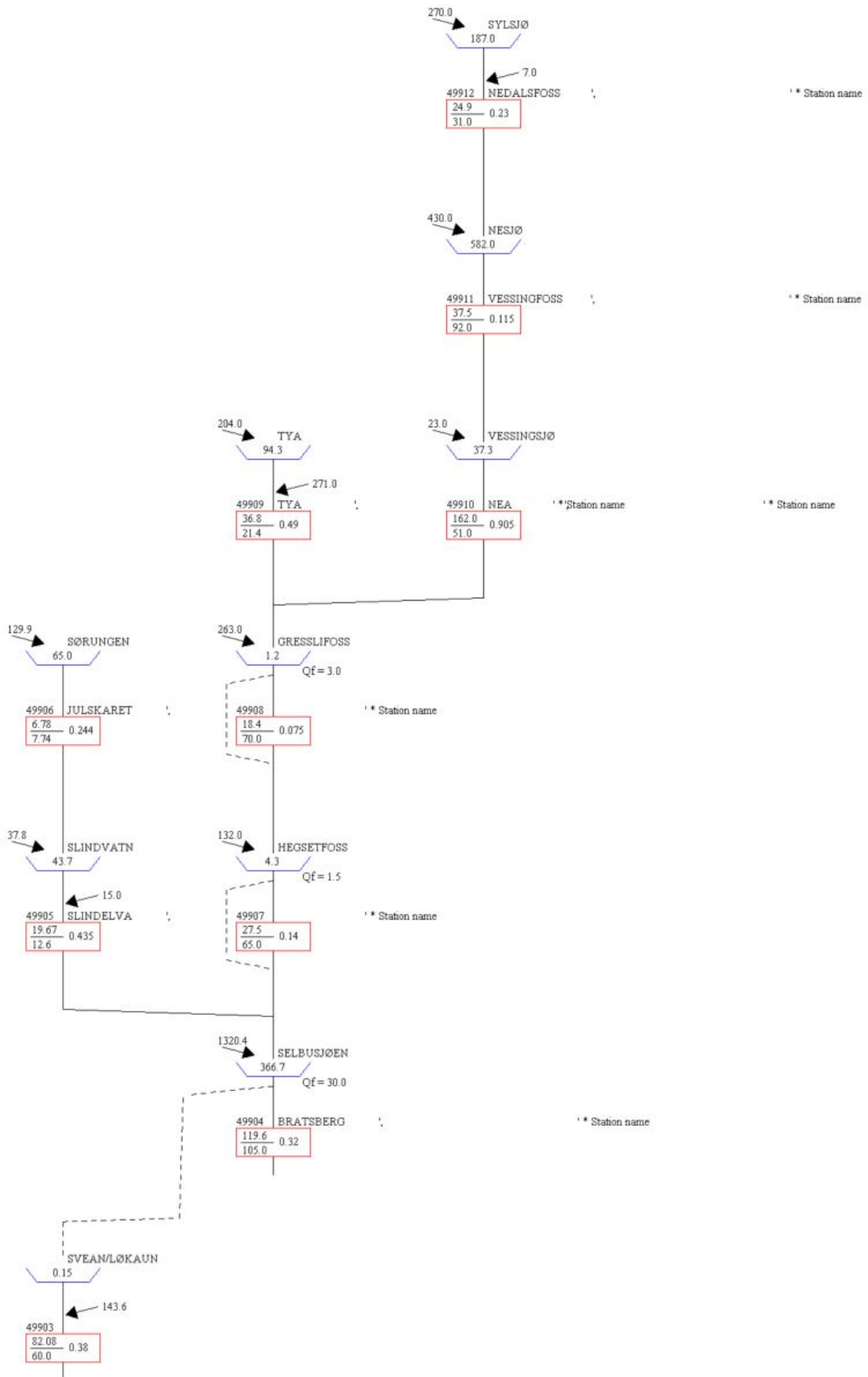


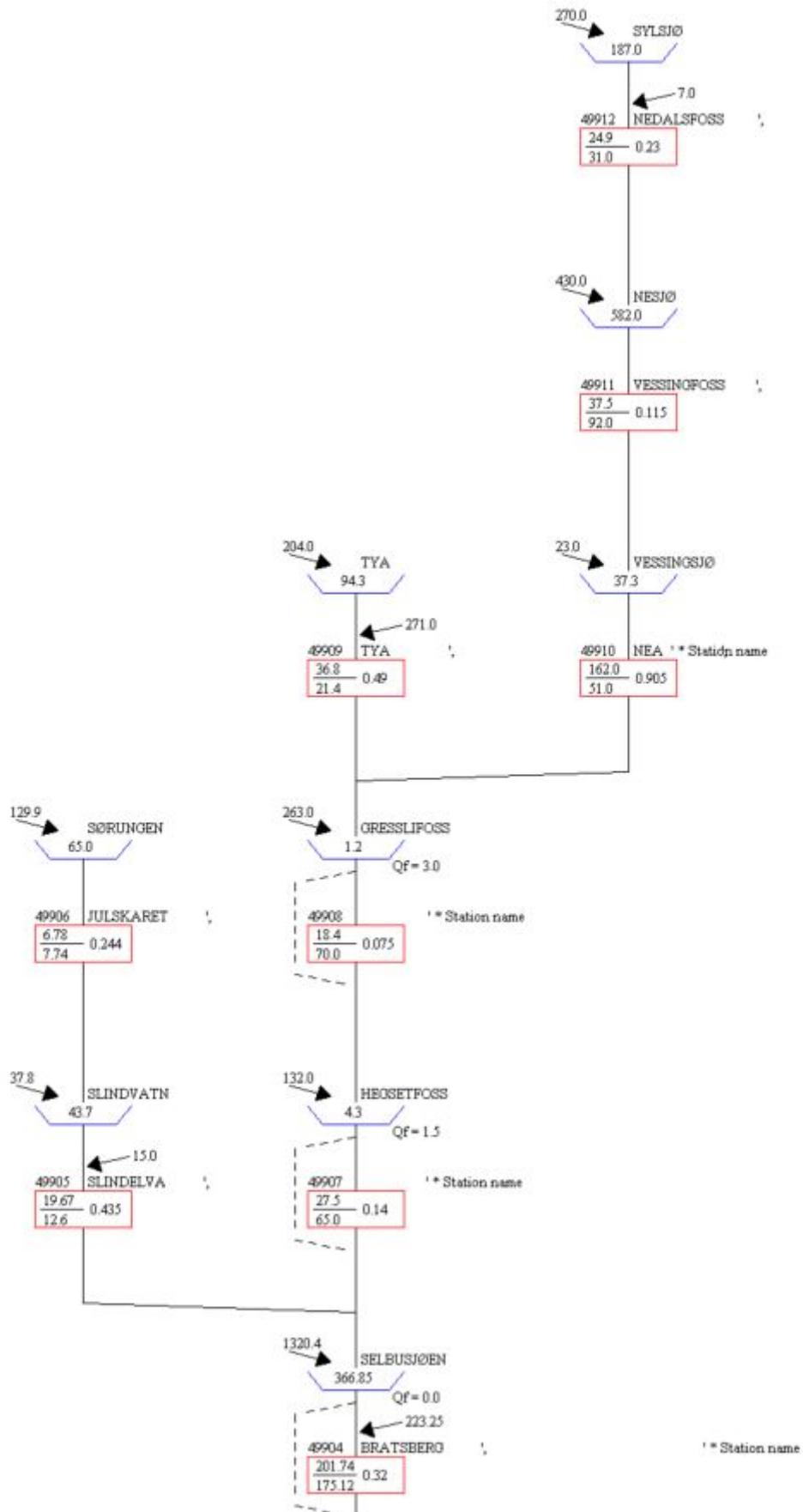
Figur A.12: Detaljert skjema for TEV når e satt lik 1.



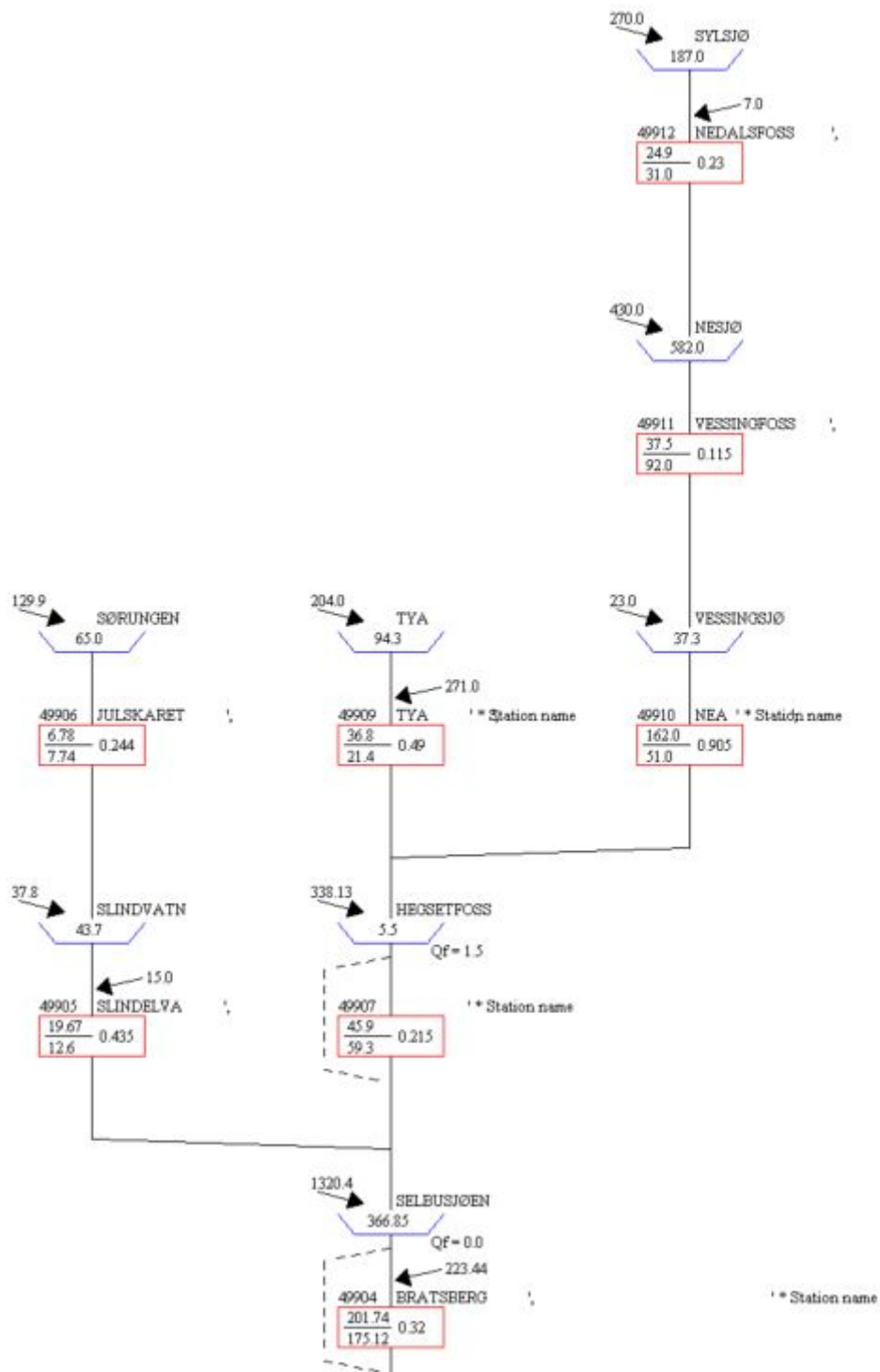
Figur A.13: Detaljert skjema for TEV for opprinnelig system.

49903 SVEAN/LØKAUN

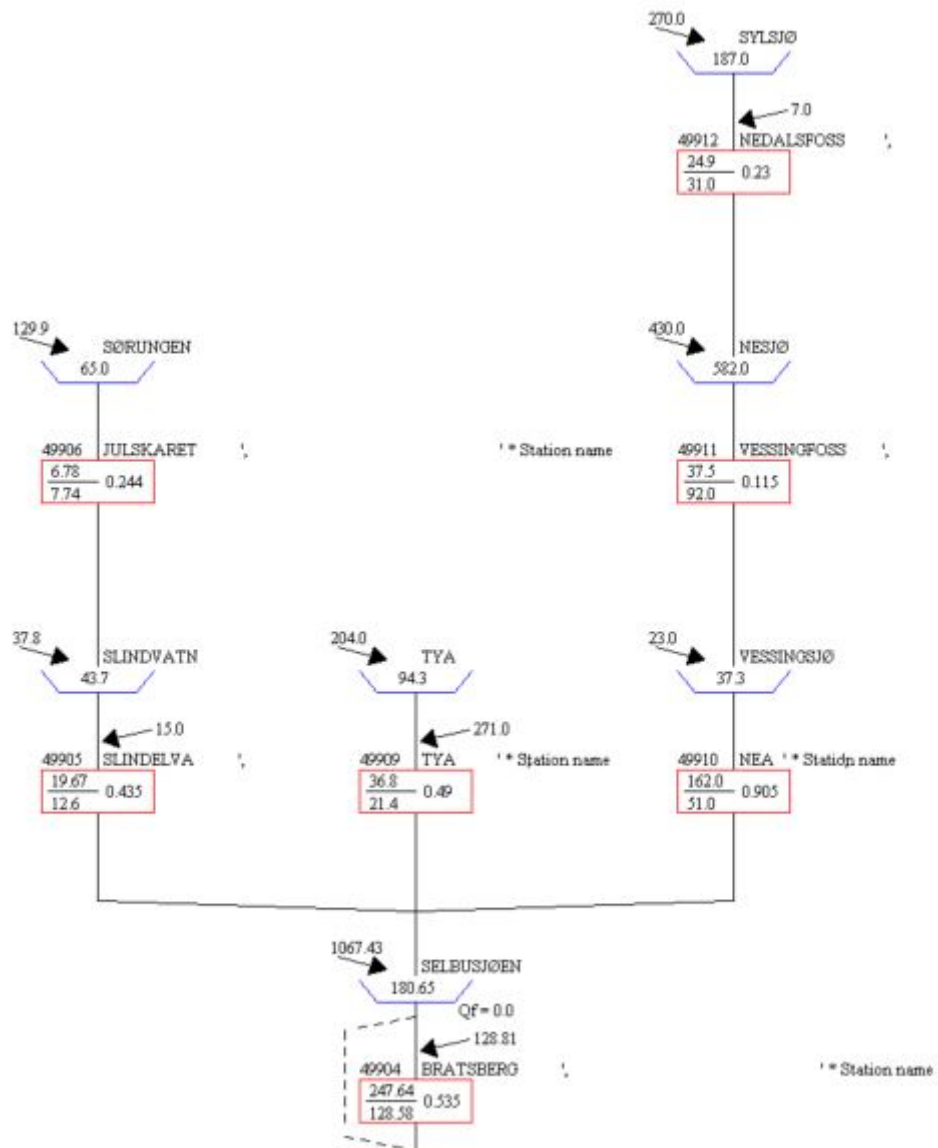




Figur A.15: Vassdragsskjema etter steg 2 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.

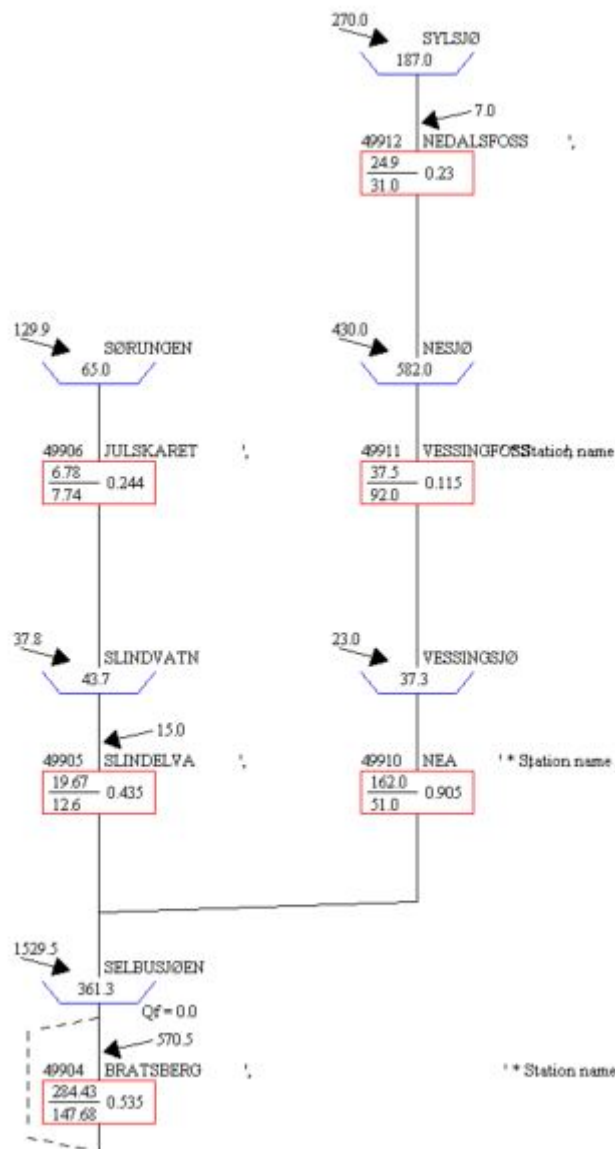


Figur A.16: Vassdragsskjema etter steg 3 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.

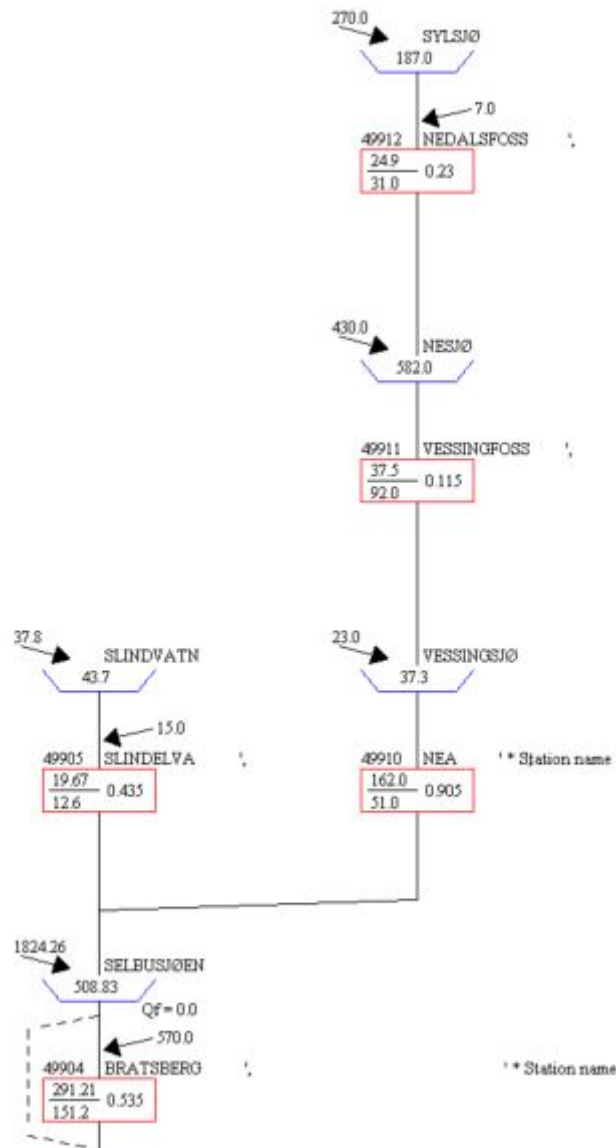


Figur A.17: Vassdragsskjema etter steg 4 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.

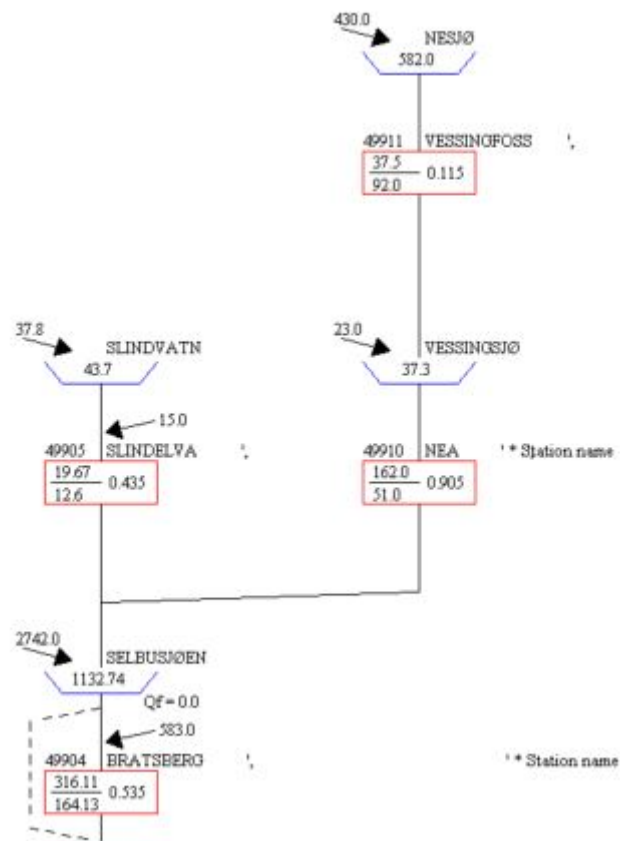




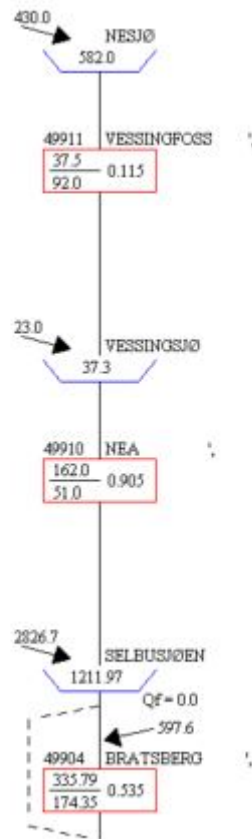
Figur A.18: Vassdragskjema etter steg 5 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.



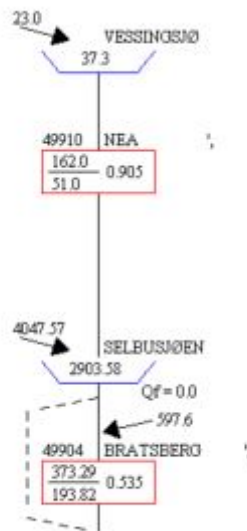
Figur A.19: Vassdragsskjema etter steg 6 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.



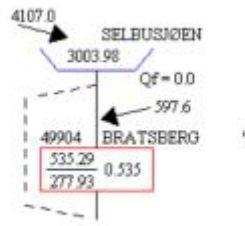
Figur A.20: Vassdragsskjema etter steg 7 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.



Figur A.21: Vassdragsskjema etter steg 8 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.



Figur A.22: Vassdragsskjema etter steg 9 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.



Figur A.23: Vassdragsskjema etter steg 10 ved bruk av metode 2 på TEV-systemet.



# Tillegg B

## Oppsummering av stegvis aggregering

Tabell B.1: Oppsummering av steg for stegvis aggregering av RSK-systemet med metode 1.

Steg	Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [\frac{GWh}{Mm <sup>3</sup> }]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [\frac{m <sup>3</sup> }{s}]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]
1	16614 & 16615	29,2	0	108,0	30,0	91,4
2	16621 & 16620	27,7	1	23,9	6,6	49,0
3	16615.2 & 16613	259,7	1	160,0	44,4	519,1
4	16612 & 16613.2	763,5	1	320,0	88,9	1517,0
5	16618 & 16617	12,5	0	0,0	0,0	30,4
6	16617 & 16616	102,9	1	45,0	12,5	152,8
7	16616.2 & 16613.3	1024,8	1	365,0	101,4	1900,4
8	16620.2 & 16613.4	1080,3	1	388,9	108,0	1998,4
9	16619 & 16613.5	1108,0	1	388,9	108,0	2027,3

Tabell B.2: Oppsummering av steg for stegvis aggregering av RSK-systemet med metode 2.

Steg	Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [\frac{GWh}{Mm <sup>3</sup> }]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [\frac{m <sup>3</sup> }{s}]	$I_m$ [Mm <sup>3</sup> ]
1	16614 & 16615	36,7	0,000	0,0	30,0	115,0
2	16621 & 16620	39,6	0,522	23,9	12,7	70,0
3	16615.2 & 16613	326,7	0,845	160,0	54,5	653,0
4	16612 & 16613.2	972,7	0,795	320,0	111,8	1927,0
5	16618 & 16617	16,4	0,000	0,0	17,0	40,0
6	16617 & 16616	135,4	0,690	45,0	17,6	201,0
7	16616.2 & 16613.3	1388,3	0,743	365,0	136,6	2573,1
8	16620.2 & 16613.4	1455,8	0,743	388,9	145,5	2692,3
9	16619 & 16613.5	1492,3	0,743	388,9	145,5	2730,3

Tabell B.3: Samlet tabell over aggregeringsverdier for TEV-systemet med metode 2.

Steg	Modul	$R_m$ [Mm <sup>3</sup> ]	$e_m$ [\frac{GWh}{Mm <sup>3</sup> }]	$P_m$ [MW]	$Q_m$ [\frac{m <sup>3</sup> }{s}]	$I_{m,reg}$ [Mm <sup>3</sup> ]	$I_{m,ureg}$
1	49901, & 2, & 3	0,0	0,380	82,1	60,0	0,0	144,6
2	49901.2 & 49904	366,7	0,320	201,7	175,1	1320,4	171,9
3	49908 & 49907	5,5	0,215	45,9	59,3	338,0	0,0
4	49907.2 & 49904.2	180,6	0,535	247,6	128,6	1067,4	128,0
5	49909 & 49904.3	361,3	0,535	284,4	147,7	1529,5	570,5
6	49906 & 49904.4	508,8	0,535	291,2	151,2	1824,3	570,5
7	49912 & 49904.5	1132,7	0,535	316,1	164,1	2742,4	583,0
8	49905 & 49904.6	1212,0	0,535	335,8	174,3	2826,7	597,6
9	49911 & 49904.7	2903,6	0,535	373,3	193,8	4047,5	597,6
10	49910 & 49904.8	3004,0	0,535	535,3	277,9	4106,5	597,6



# Tillegg C

## .EMAR-filer

' Week '	'Max.res. (GWh)'	' Min. res. (GWh) '	'Max.prod. (MW) '	' Min.prod. (MW) '
' Tot '	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
1,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
2,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
3,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
4,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
5,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
6,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
7,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
8,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
9,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
10,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
11,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
12,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
13,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
14,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
15,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
16,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
17,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,
18,	1108.0052,	8.2778,	388.8600,	0.0000,
19,	1108.0052,	16.5556,	388.8600,	0.0000,
20,	1108.0052,	24.8333,	388.8600,	0.0000,
21,	1108.0052,	33.1111,	388.8600,	0.0000,
22,	1108.0052,	41.3889,	388.8600,	0.0000,
23,	1108.0052,	49.6667,	388.8600,	0.0000,
24,	1108.0052,	57.9444,	388.8600,	0.0000,
25,	1108.0052,	66.2222,	388.8600,	0.0000,
26,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
27,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
28,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
29,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
30,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
31,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
32,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
33,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
34,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
35,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
36,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
37,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
38,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
39,	1108.0052,	74.5000,	388.8600,	0.0000,
40,	1108.0052,	68.7692,	388.8600,	0.0000,
41,	1108.0052,	63.0385,	388.8600,	0.0000,
42,	1108.0052,	57.3077,	388.8600,	0.0000,
43,	1108.0052,	51.5769,	388.8600,	0.0000,
44,	1108.0052,	45.8462,	388.8600,	0.0000,
45,	1108.0052,	40.1154,	388.8600,	0.0000,
46,	1108.0052,	34.3846,	388.8600,	0.0000,
47,	1108.0052,	28.6538,	388.8600,	0.0000,
48,	1108.0052,	22.9231,	388.8600,	0.0000,
49,	1108.0052,	17.1923,	388.8600,	0.0000,
50,	1108.0052,	11.4615,	388.8600,	0.0000,
51,	1108.0052,	5.7308,	388.8600,	0.0000,
52,	1108.0052,	0.0000,	388.8600,	0.0000,

Figur C.1: .EMAR-filen for RSK i det detaljerte systemet. Repeterer samme forløp for uke 53-104 og uke 105-156.

' Week '	'Max.res. (GWh)'	' Min. res. (GWh) '	'Max.prod. (MW) '	' Min.prod. (MW) '
' Tot '	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
1,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
2,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
3,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
4,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
5,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
6,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
7,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
8,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
9,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
10,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
11,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
12,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
13,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
14,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
15,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
16,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
17,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
18,	1598.4255,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
19,	1598.4255,	0.0000,	535.2900,	0.0000,
20,	1598.4255,	153.3318,	535.2900,	0.0000,
21,	1598.4255,	249.9946,	535.2900,	0.0000,
22,	1598.4255,	312.3708,	535.2900,	0.0000,
23,	1598.4255,	358.0252,	535.2900,	0.0000,
24,	1598.4255,	397.4544,	535.2900,	0.0000,
25,	1598.4255,	432.8417,	535.2900,	0.0000,
26,	1598.4255,	465.1618,	535.2900,	0.0000,
27,	1598.4255,	493.6840,	535.2900,	0.0000,
28,	1598.4255,	525.0348,	535.2900,	0.0000,
29,	1598.4255,	554.7999,	535.2900,	0.0000,
30,	1598.4255,	590.5757,	535.2900,	0.0000,
31,	1598.4255,	616.7585,	535.2900,	0.0000,
32,	1598.4255,	645.9468,	535.2900,	0.0000,
33,	1598.4255,	678.6765,	535.2900,	0.0000,
34,	1598.4255,	707.8143,	535.2900,	0.0000,
35,	1598.4255,	736.0281,	535.2900,	0.0000,
36,	1607.1279,	770.2747,	535.2900,	0.0000,
37,	1607.1279,	808.6000,	535.2900,	0.0000,
38,	1607.1279,	808.6000,	535.2900,	0.0000,
39,	1607.1279,	808.6000,	535.2900,	0.0000,
40,	1607.1279,	746.4000,	535.2900,	0.0000,
41,	1607.1279,	684.2000,	535.2900,	0.0000,
42,	1607.1279,	622.0000,	535.2900,	0.0000,
43,	1607.1279,	559.8000,	535.2900,	0.0000,
44,	1607.1279,	497.6000,	535.2900,	0.0000,
45,	1607.1279,	435.4000,	535.2900,	0.0000,
46,	1607.1279,	373.2000,	535.2900,	0.0000,
47,	1607.1279,	311.0000,	535.2900,	0.0000,
48,	1607.1279,	248.8000,	535.2900,	0.0000,
49,	1607.1279,	186.6000,	535.2900,	0.0000,
50,	1607.1279,	124.4000,	535.2900,	0.0000,
51,	1607.1279,	62.2000,	535.2900,	0.0000,
52,	1607.1279,	0.0000,	535.2900,	0.0000,

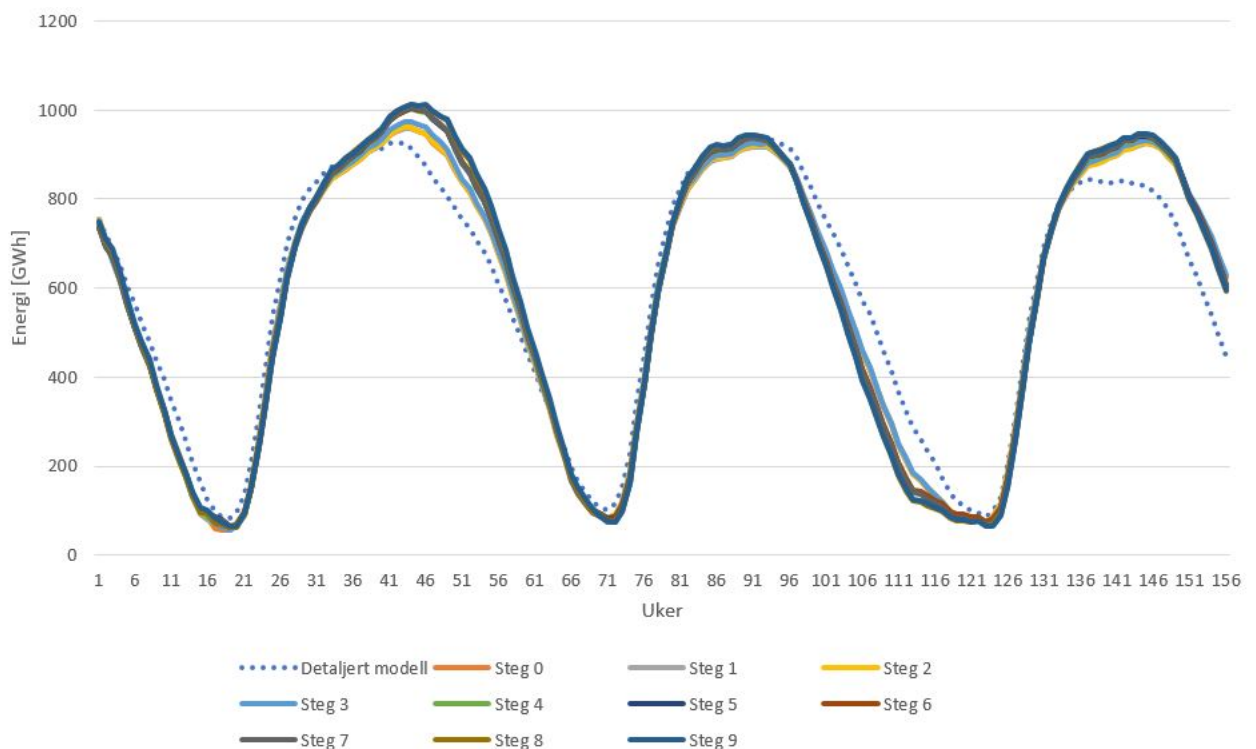
Figur C.2: .EMAR-filen for TEV i det detaljerte systemet. Repeterer samme forløp for uke 53-104 og uke 105-156.

# Tillegg D

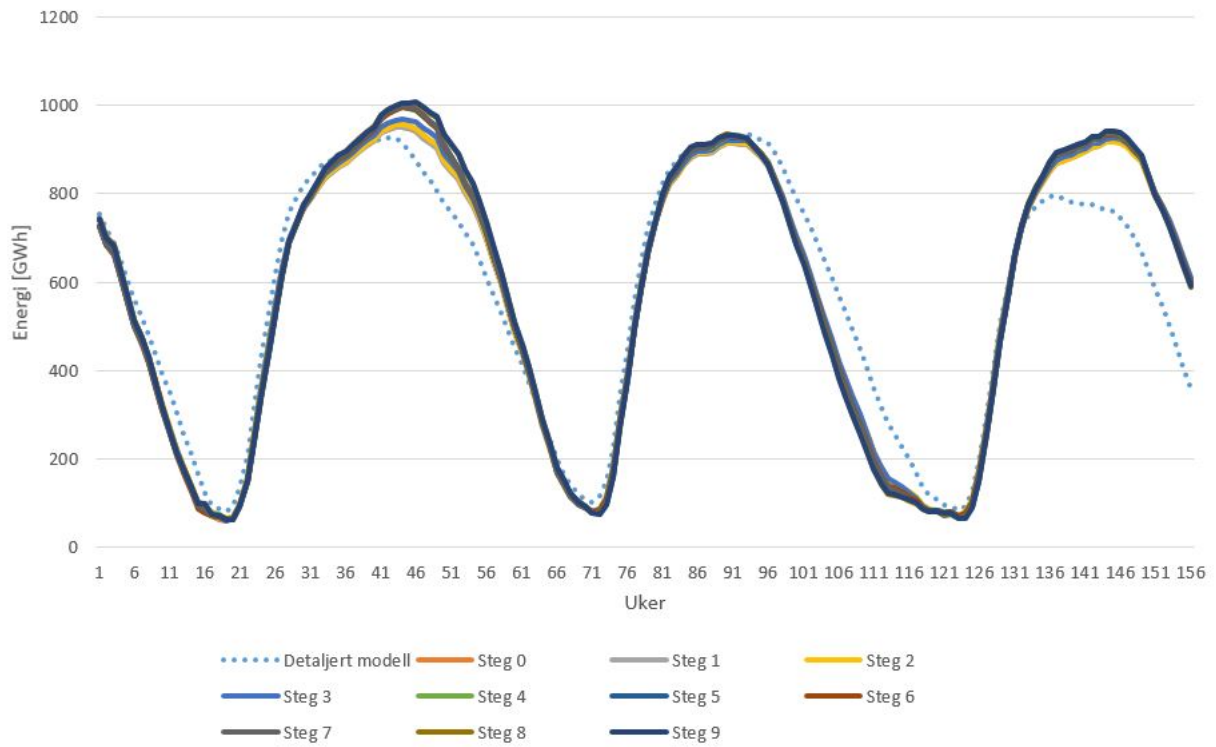
## Tillegg resultater

### D.1 Reservoarkurver

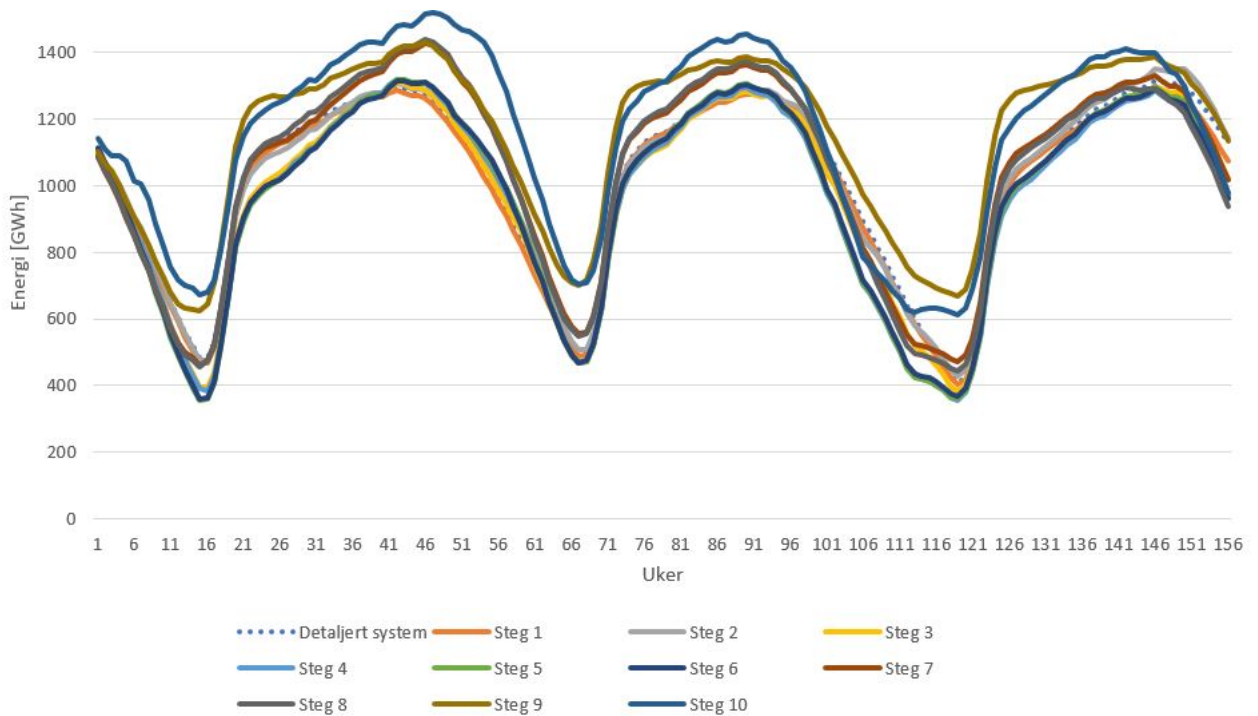
Figurene D.1 - D.3 viser reservoarkurver for alle steg ved de forskjellige metodene på RSK- og TEV-systemene.



Figur D.1: Reservoarkurve for stegvis aggregeringmetode 1 på RSK-systemet.



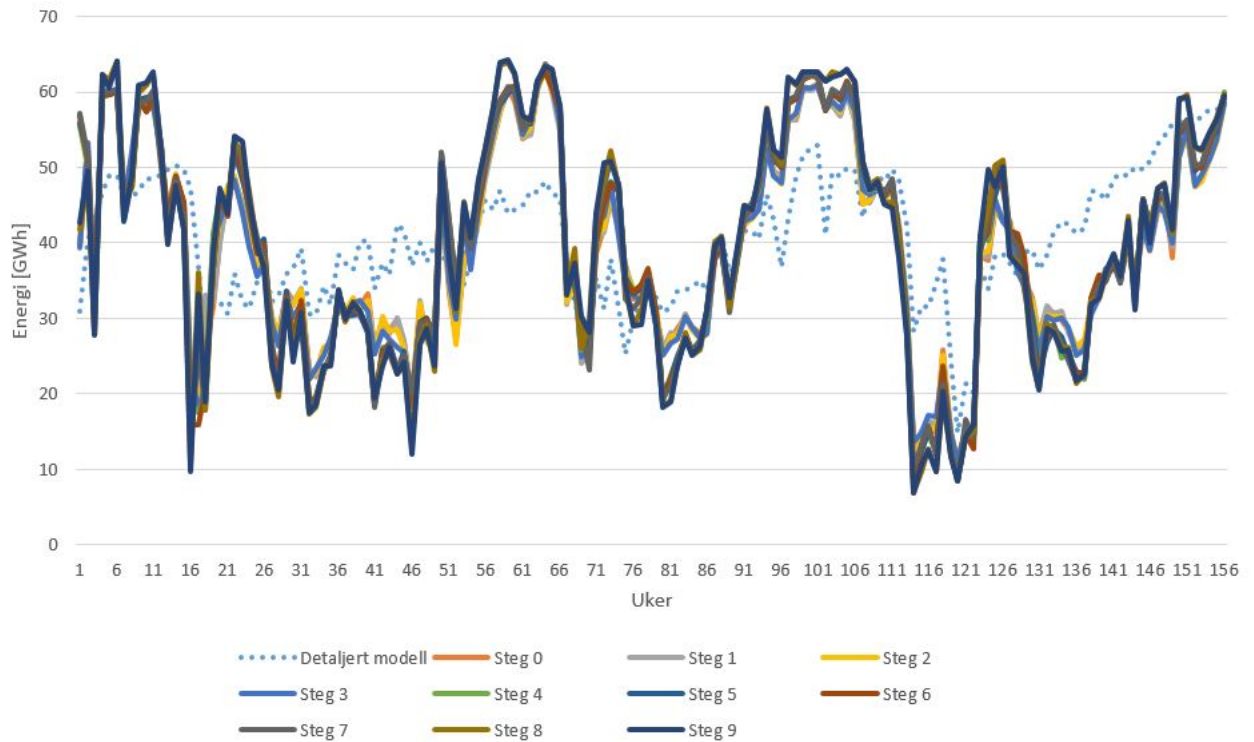
Figur D.2: Reservoarkurve for stegvis aggregeringmetode 2 på RSK-systemet.



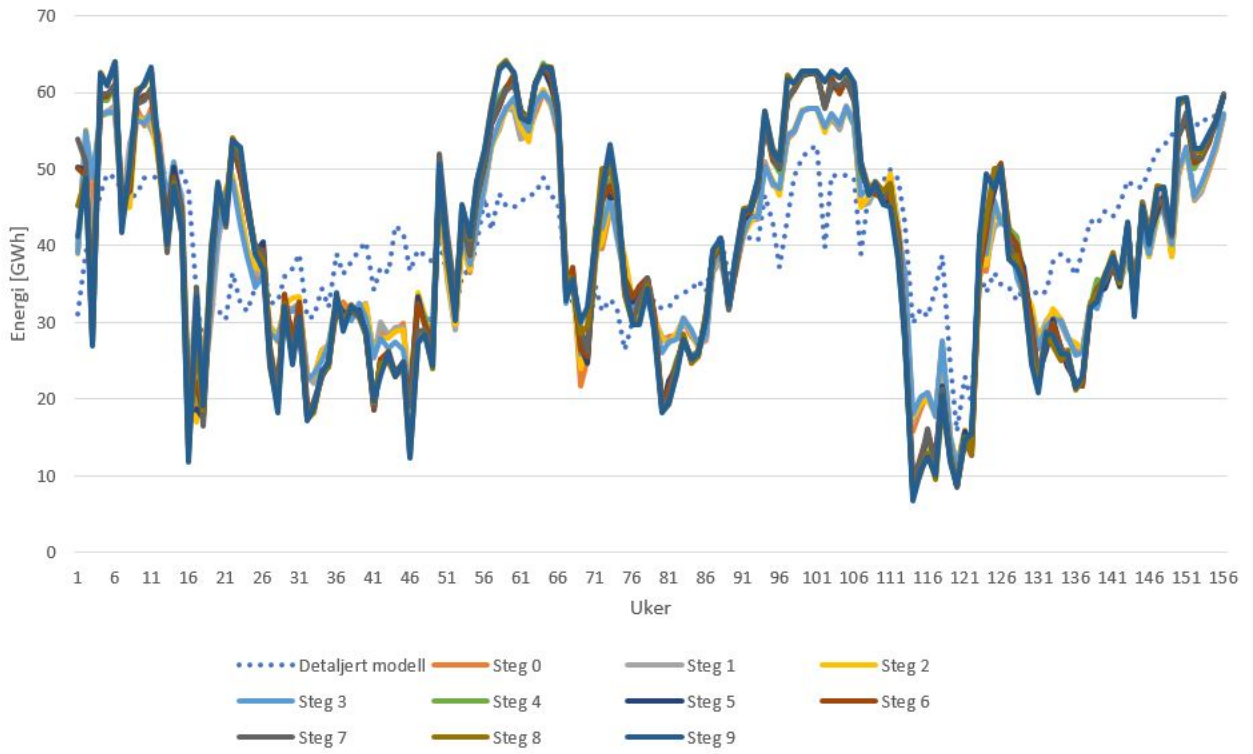
Figur D.3: Reservoarkurve for stegvis aggregeringmetode 2 på TEV-systemet.

## D.2 Stasjonsvannføringskurver

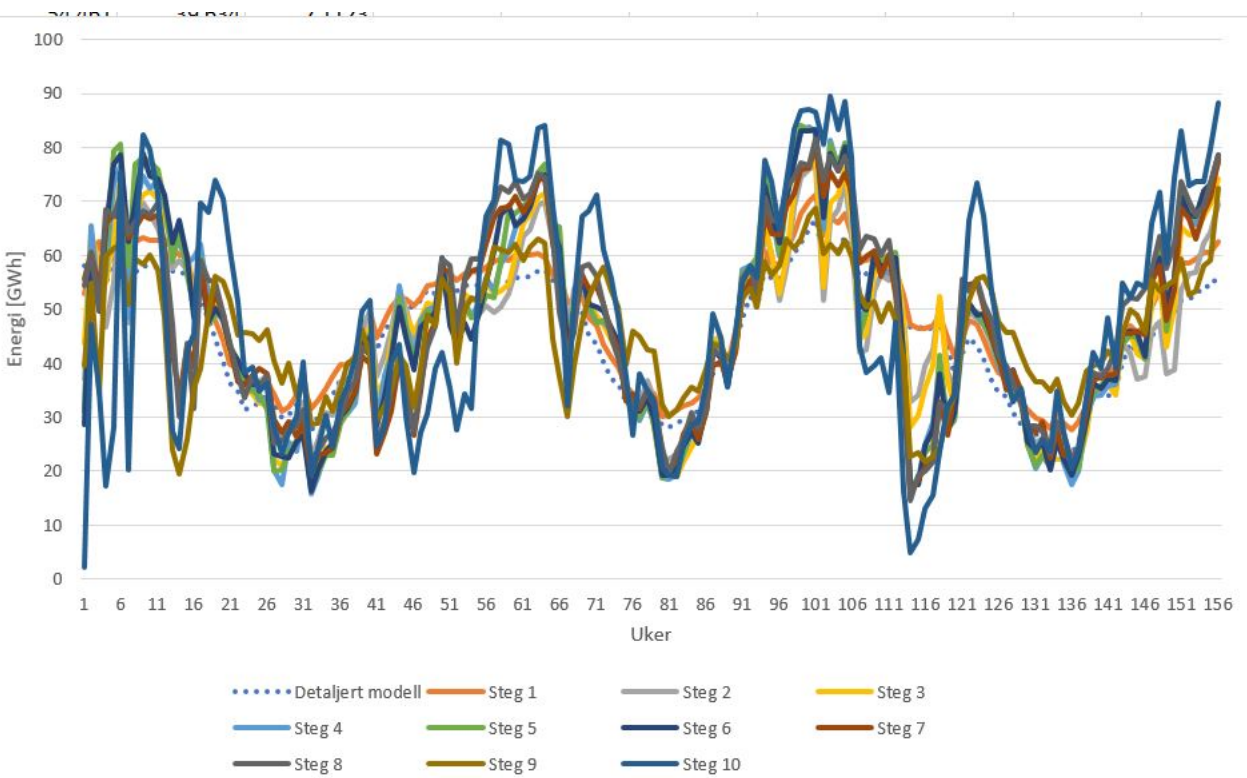
Figurene D.4 - D.6 viser stasjonsvannføringskurver for alle steg ved de forskjellige metodene på RSK- og TEV-systemene.



Figur D.4: Stasjonsvannføringskurve for stegvis aggregeringmetode 1 på RSK-systemet.



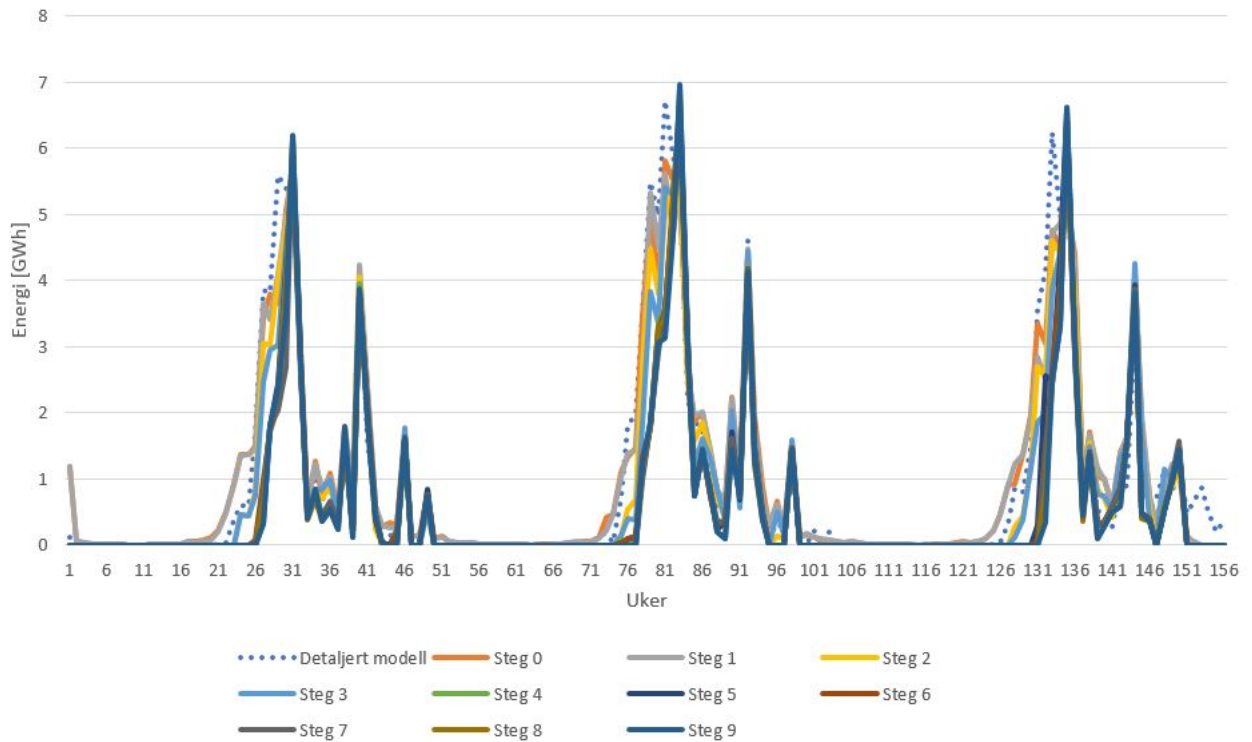
Figur D.5: Stasjonsvannføringskurve for stegvis aggregeringmetode 2 på RSK-systemet.



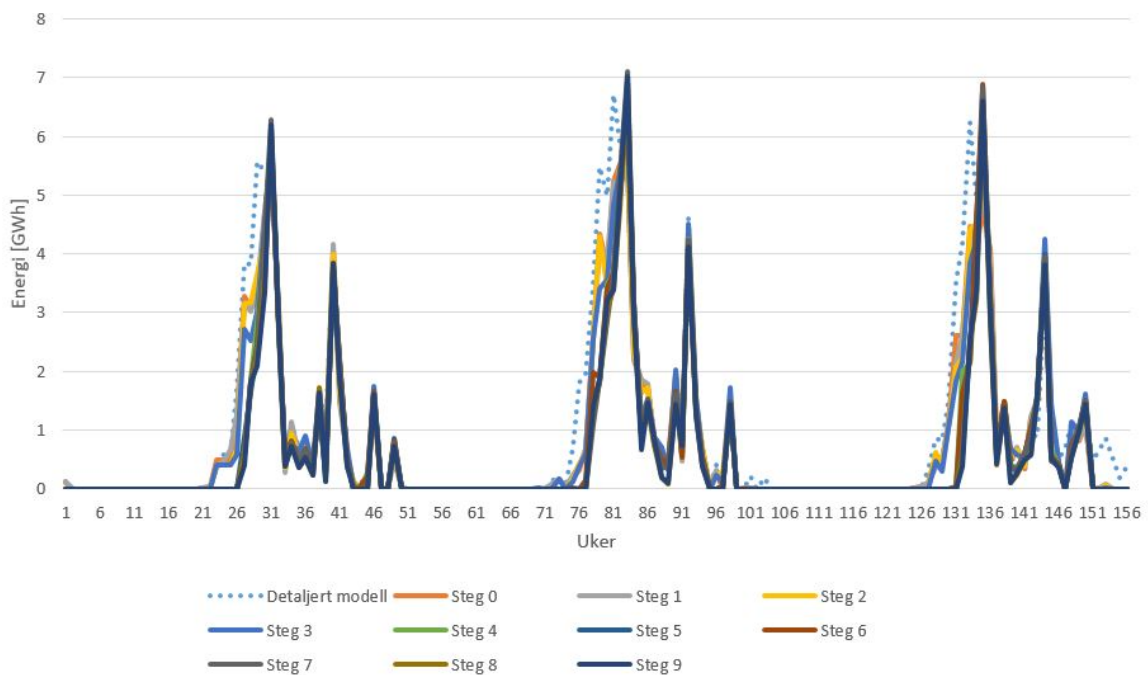
Figur D.6: Stasjonsvannføringskurve for stegvis aggregeringmetode 2 på TEV-systemet.

## D.3 Flomkurver

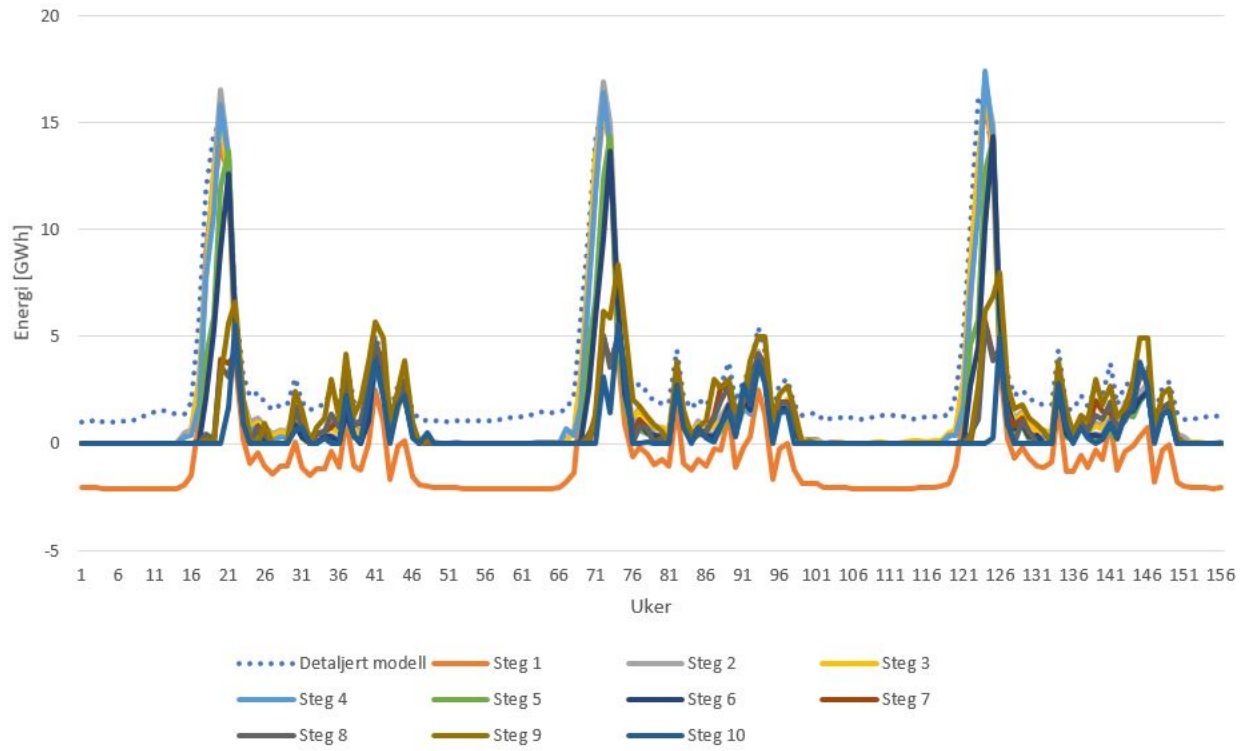
Figurene D.7 - D.9 viser flomkurver for alle steg ved de forskjellige metodene på RSK- og TEV-systemene.



Figur D.7: Flomkurve for stegvis aggregering metode 1 på RSK-systemet.



Figur D.8: Flomkurve for stegvis aggregering metode 2 på RSK-systemet.



Figur D.9: Flomkurve for stegvis aggregering metode 2 på TEV-systemet.