

Storskala pumpekraft

Arild Lote Henden

Master i energi og miljø
Innlevert: juni 2014
Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Noregs teknisk-naturvitskaplege universitet
Institutt for elkraftteknikk

Oppgåvetekst

Det er planlagt store endringar i kraftsystemet i Europa. Kraftsystemet skal bestå av store mengder fornybar energi og fleire av dei termiske kraftverka skal leggest ned. I denne samanhengen har det kome spørsmål frå ENTSO-E om Statnett og Noreg kan undersøke om det er aktuelt å bygge ut 14 000 MW pumpekraft i Noreg.

Målet til oppgåva er å analysere kva som skal til for at pumpekraft skal være lønnsamt i 2030 ved å gjennomføre simuleringar i ReOpt. ReOpt er ein protoversjon utvikla av SINTEF. Sidan modellen er ein protoversjon bør den kontrollerast. Den første delen av oppgåva skal etablere forståing og kompetanse om pumpekraftverk og ReOpt gjennom ein litteraturstudie.

Vidare skal oppgåva etablere eit datasett for 2030 for å finne ut kva som skal til for at pumpekraftverk skal bli lønnsamt i Noreg. For gjennomføring av analysen takast det utgangspunkt i eit datasett frå Statnett for 2030. Dette datasettet inneheld ikkje store pumpekraftverk. Pumper av tilstrekkelig størrelse og med fornuftig plassering må leggest inn i datasettet, i tillegg til mellomlandsforbiningar og andre element i kraftsystemet som vurderast i samheng med pumpene.

For å oppnå lønnsamd på pumpekraftverk må variasjonane i kraftverdiane vere tilstrekkeleg store, fordi inntektene må dekke kostnader ved pumping og energitap ved pumping og produksjon. ENTSO-E ønskjer å kontrollere om det er mogleg å bygge 14 000 MW pumpekraft, men for at det skal etablerast ei betre forståing av pumpekraftverk og korleis dei påverkar det nordiske kraftsystemet bør det testast med andre storleikar. Datasetta skal deretter simulerast, kontrollerast og analyserast.

Analysene av ReOpt og kva som skal til for at pumpekraftverk skal bli lønnsame i Noreg og Norden skal innehalde ulike samanlikningar. ReOpt kan kontrollerast for enkeltveker og opp mot Samtap. For å kontrollere lønnsamd av pumpekraftverka kan ein for eksempel sjå på samfunnsøkonomiske resultat, kraftverdiar, kor mykje pumpene blir brukt, samt inntektspotensial.

Forord

Rapporten er eit resultat av faget TET4905 Energibruk og energiplanlegging - Masteroppgåve, ved Institutt for elkraftteknikk, NTNU, våren 2014. Faget er på 30 studiepoeng. Rapporten bygger delvis vidare på prosjektoppgåva *Kraftutveksling med usikkerhet i brenselpriser* av Erika Stadler Kjetså og meg, Arild Lote Henden, ved at begge rapportane brukar Samkjøringsmodellen. Analysen er gjennomført i samarbeid med avdelinga Kraftsystemanalyse i seksjonen Markedsanalyse i Statnett SF.

Bilde på framsida er eit eksempel på skjematisk oppbygging av kraftsystem med storskala pumpekraft i Noreg [34].

Målet med rapporten er å utforske om det er lønnsamt å bygge pumpekraftverk i Noreg. Analysen blir gjennomført ved bruk av Samkjøringsmodellen (EMPS) og ein protoversjon av ReOpt. Analysen baserer seg på eit Basis-datasett for 2030 utvikla av Statnett SF. Både Samkjøringsmodellen og ReOpt er utvikla av SINTEF Energi AS. Det er i mange tilfelle valt å bruke grunninnstillingane i Samkjøringsmodellen og ReOpt. Det kan vere at desse innstillingane ikkje er optimale, men på grunn av lite erfaringar med funksjonar og modellar er dei valt å halde fast ved.

Mykje tid har gått med til å få ReOpt til å fungere, samt registrering av data og simulering, noko som syner lite att i rapporten. Noko av den registrerte dataen er vedlagt som digitale vedlegg. I tillegg inneheld det digitale vedlegget Matlab-kodar, samt kraftverdiar, utveksling, produksjon og samfunnøkonomiskeresultat for alle scenarioa.

Det vart i samband med masteroppgåva også haldt ein kort presentasjon den 8.mai.2014 for seksjonen Markedsanalyse i Statnett SF. Takkar for tilbakemeldingar på presentasjonen.

Gjennom arbeidet har eg fått god hjelp av Ivar Husevåg Døskeland ved Statnett og Geir Warland ved SINTEF Energi AS. Dei har bidratt med informasjon om og forståing av modellar, samt informasjon om inngangsdata til modellane, i form av samtalar og dokument. Takk til Stefan Janhert og Christian Skar for hjelp til oppstart og installering av Samkjøringsmodellen og CEPLEX. Vil også takke seksjonen Markedsanalyse i Statnett SF for hjelp, tips og råd i samband med analyse og rapport.

Ein ekstra takk til prof. Gerard Doorman for god rettleiing gjennom perioden.

Trondheim 12. juni 2014

Arild Lote Henden

Samandrag

Rapporten er ein økonomisk analyse av storskala pumpekraftverk i Noreg. Analysen er aktuell fordi ENTSO-E har spurt Noreg og Statnett SF om å kontrollere om det er aktuelt å bygge ut 14 000 MW pumpekraft i Noreg. I analysen brukast modellane Samkjøringsmodellen, ReOpt og Samtap, samt eit Basis-datasett for 2030 frå Statnett SF. Samkjøringsmodellen er ein etablert modell for analyse av hydrotermiske kraftsystem og gjev eit godt inntrykk av korleis kraftsystemet fungerer. ReOpt er ei detaljert re-optimalisering av kraftsystemet med gitte reservoarnivå frå Samkjøringsmodellen, som er laga for å kunne takle kraftsystem med store mengder uregulerbare energikjelder. Modellen er ein protoversjon og må kontrollerast. Samtap er ei detaljert simulering av kraftsystemet slik som ReOpt, men nyttar iterasjonar og strategiar for å løyse problemet.

Den første delen av rapporten forklarar korleis pumpekraftverk, Samkjøringsmodellen og ReOpt er oppbygd og fungerer. Vidare vil framgangsmåte for analysen bli forklart. I analysen blir det forsøkt å endre på totalkapasiteten til pumpekraftverk, totalkapasitet på mellomlandsforbindingar (overføring mellom land), kapasitetar på forbindingar i Noreg og Norden, verknadsgraden til pumpekraftverk og ulike kraftverdiar (prisar) i Europa. I rapporten omfattar Europa Tyskland, Nederland og Storbritannia. Kraftverdiane i Europa er faste under analysen, noko som vil vere ein svakheit.

Bruk av ReOpt fører til at kraftsystemet blir nytta maksimalt. Å bruke ReOpt gjev dermed klare forskjellar i korleis dei ulike kraftverka og forbindingane blir brukt i forhold til i Samtap. I ReOpt blir pumpekraftverk brukt til sesong- og døgnpumping. I tillegg brukar ReOpt maksimal kapasitet i periodar der det er gunstig. Døgnpumping blir ikkje tatt høgde for i Samtap. Dei økonomiske resultatane viser likevel små forskjellar. Verdien av ReOpt er større når kraftsystemet endrar seg og tilknytningane til Europa blir sterkare. Men slik situasjonen er i dag gjev Samtap tilstrekkelege resultat.

Å bygge ut pumpekraftverk i Noreg er ein lang prosess. Slik situasjonen er i dag krev det store utbyggingar av forbindingar mellom Noreg og Europa, samt at kraftverdiane i Europa er tilnærma uforandra, for at pumpekraftverk skal vere lønnsamt. For at det skal vere aktuelt å bygge ut pumpekraft må kapasiteten på mellomlandsforbindingane vere vesentleg større enn kapasiteten på pumpekraftverka. Årsaka til dette er at pumpekraftverk som blir brukt til døgnpumping ofte bestemmer kraftverdien. Ved utbygging 14 250 MW pumpekraft må kapasiteten på mellomlandsforbindingar vere på 17 000 MW.

Utbygging av pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar gjev utslag på overskotet for konsumentar, produsentar og samfunnsøkonomien. Dersom pumpekraftverka skal vere lønnsame vil overskotet til konsumentane bli kraftig redusert, medan produsentane vil få ein tilsvarende auke i overskotet. Samfunnsøkonomisk er storskala pumpekraft lite lønnsamt for Norden. Norden vil tape, medan Europa vil tene. Det beste for Norden vil vere å bygge ut 950 MW pumpekraft og 14 100 MW mellomlandsforbindingar. Desse tala er berre ei tilnærming på grunn av at det ikkje er testa med kontinuerlege storleikar. For at storskala pumpekraft skal bli samfunnsøkonomisk

lønnsamt må kraftverdiane i Europa endre seg vesentleg.

Utbygging av pumpekraft kan bli aktuelt med mindre endringar av kraftsystemet. Analysen har ikkje tatt med restriksjonar for tidsforseinkingar og maksimal endring av produksjon, reservoarnivå og kraftflyt. Dette vil skape ein urealistisk høg fleksibilitet. Restriksjonane vil påverke lønnsemda til pumpekraftverk både positivt og negativt og er ei intressant problemstilling for framtidige analysar av pumpekraft.

Abstract

The report is an economic analysis of large-scale pumped storage plants in Norway. The analysis is relevant because ENTSO-E has asked Norway and Statnett SF to find out whether or not it is beneficial to expand the maximum capacity of pumped storage hydro by 14 000 MW. The models EMPS (Multi-area Power-market Simulator) ReOpt and Samtap, and a data set from Statnett SF of their projections for 2030, are used in this analysis. The EPMP model is a well-established model for analyzing hydro-thermal power systems, and gives a good indication of how such power-systems work. ReOpt is a detailed re-optimization of given reservoir levels from the EMPS model, in order to accurately depict results from power systems with a large amount of unregulable energy sources. Results from the ReOpt model have to be double-checked, as it is a prototype. Samtap is a detailed simulation of the power system just like ReOpt. However, it uses iterations and strategies to solve the problem.

The first part of the report is dedicated to showing the composition of pumped storage plants, and the EMPS and ReOpt models, and how these work. The procedure and method of analysis follows this brief explanation. Attempts to adjust the maximum capacity of pumped storage plants, the maximum capacity of power transition systems between countries, the maximum capacity of Norwegian and Nordic grid systems, the efficiency of pumped storage plants, and electricity prices in Europe are made in the analysis. In this report, the term Europe is used to mean Germany, Netherlands and the UK. The electricity prices in Europe are fixed in the analysis, which is a methodical weakness.

Using ReOpt optimize the utilization of the power system. ReOpt thus leads to changes in how the different power plants and power grids are used compared to Samtap. There is little difference in the economic results between using these two models. This difference will increase when the power grids change, and the connections to Europe becomes stronger. In this case, using ReOpt will yield better results than using Samtap. But as of today, using Samtap yields results that are fairly accurate.

Building pumped storage plants in Norway is a long process. To make this profitable, large expansions in the connections between Europe and Norway have to be made, while keeping the electricity prices at their current levels. Pumped storage plants used to cover sudden power needs determine electricity prices. Therefore, the international connections have to have larger maximum capacities than the pumped storage plants. A pumped storage plant delivering 14 250 MW needs a connection with a maximum capacity of 17 000 MW.

Building pumped storage plants and expanding the capacity of international connections affects consumer surplus, producer surplus and the social surplus. If the pumped storage plants are to be profitable, the producer surplus increases, while consumer surplus is reduced by a similar amount. Large-scale pumped storage hydro is no profitable according community-economic principles in the Nordic countries, as the profit is moved from these countries to Europe. The optimal expansion for the

Nordic countries would be an increase in maximum capacity of 950 MW from pumped storage hydro, and an increase in 14 100 MW in the maximum capacity of the connections to Europe. These numbers are approximations, as continuous data is not used in the analysis. If pumped storage hydro is to be profitable from a Nordic socio-economic perspective, the prices of electricity in Europe have to change considerably.

An expansion in pumped storage hydro can be viable with small changes in the power system. The analysis does not account for the restrictions on delay and maximal ramping in production, reservoir levels and power flow. There is therefore an unrealistically high flexibility in the model that affects the analysis. Implementing these restrictions is a very interesting basis for further analysis and research, as they greatly affect the profitability of pumped storage plants.

Innhold

Forord	v
Samandrag	vii
Abstract	ix
1 Bakgrunn - høgare krav til balansekraft	1
1.1 Er pumpekraftverk lønnsamt?	2
1.2 Avgrensingar	3
1.3 Oppbygging av rapporten	4
2 Pumpekraftverk	5
2.1 Kvifor pumpekraftverk	5
2.2 Oppbygging av pumpekraftverk	7
2.3 Utbyggingskostnader	8
2.4 Inntekter	8
2.5 Omgivnad	10
2.6 Påverknad på lønnsemd for pumpekraftverk	10
2.6.1 Ny overføring	11
2.6.2 Kraftverdi	13
2.7 Berekning av lønnsemd	15
2.8 Tidlegare erfaringar	16
3 Analysemodell	17
3.1 Samkjøringsmodellen	17
3.1.1 Oppbygging av Basis-modell	18
3.1.2 Oppbygging av område i Samkjøringsmodellen	20
3.1.3 Strategi	22
3.1.4 Kalibrering	22
3.1.5 Simulering	23
3.1.6 Kjøre Samkjøringsmodellen	24
3.2 ReOpt	25
3.2.1 LP-formulering	26
3.2.2 Kjøre ReOpt	28
3.2.3 Utskrift av resultat	28

4	Val av data, scenario og resultatbehandling	30
4.1	Pumpekraftverk	30
4.2	Data til modellane	32
4.2.1	Kapasitet på pumpekraftverk	32
4.2.2	Mellomlandsforbindingar	33
4.2.3	Forbindingar mellom pumpekraftverk og mellomladsforbindingar	34
4.2.4	Forbindingar internt i Noreg og Sverige	34
4.2.5	Marginalkostnader i termiske kraftverk i Norden	34
4.2.6	Prisrekka i eksogene område	35
4.2.7	Verknadsgrad	37
4.2.8	Fysiske og pålagde restriksjonar	37
4.3	Scenario	37
4.3.1	Varierende kapasitet på pumpekraftverk	38
4.3.2	14 250 MW pumpekraft	39
4.3.3	Andre faktorar	39
4.4	Resultatbehandling	41
4.4.1	Detaljerte resultat for enkeltscenario	42
4.4.2	Kraftverdiar	43
4.4.3	Konsumentoverskot	44
4.4.4	Produsentoverskot	44
4.4.5	Samfunnsøkonomisk overskot	45
4.4.6	Brukstid av pumpe	45
4.4.7	Overskot pumpekraftverk	45
5	Kostnader for utbygging	47
5.1	Pumpekraftverk	47
5.2	Mellomlandsforbindingar	48
6	Resultat	50
6.1	Detaljresultata har store endringar ved bruk av ReOpt	51
6.1.1	Holen III i Norgesyd driv med sesong- og døgnpumping	51
6.1.2	Pumpekratverket Nedalsfoss i Trøndelag blir lite brukt	53
6.2	Kraftverdiar viser forskjellar ved bruk av ReOpt	54
6.2.1	Standardavvik i Norgesyd blir mindre ved meir pumpekraft	55
6.2.2	Pumpekraftverk hindrar korrelasjon	57
6.3	Konsumentane tapar	58
6.4	Produsentane får auka overskot	60
6.4.1	Ekskludert utbyggingskostnader	61
6.4.2	Inkludert utbyggingskostnader	63
6.5	Samfunnsøkonomisk overskot reduserast dess meir pumpekraft	64
6.5.1	Ekskludert utbyggingskostnader	64
6.5.2	Inkludert utbyggingskostnader	66
6.6	Brukstida aukar med meir mellomlandsforbindingar og meir varierte kraftverdiar	67
6.6.1	Brukstid aukar ved bruk av ReOpt	68
6.6.2	Brukstida er avhengig av kvart enkelt kraftverk	69
6.7	Lønnsemd på pumpekraftverk krev store endringar i kraftsystemet	70

6.7.1	Inntekter på pumpekraftverk viser liten forskjell mellom Re-Opt og Samtap	71
6.7.2	For å få overskot på pumpekraftverk treng ein stor kapasitet på mellomlandsforbindingane	73
6.7.3	Overskot per MW blir mindre dess meir pumpekraftverk . . .	75
7	Diskusjon	77
7.1	ReOpt - store og små forskjellar	77
7.1.1	Kraftsystemet blir utnytta maksimalt	77
7.1.2	Ikkje mogleg å utnytte kraftsystemet i så stor grad	78
7.1.3	ReOpt fører til mindre varierte kraftverdiar	78
7.1.4	Overskot viser lite endring	79
7.1.5	For lønnsemd på pumpekraftverk må ReOpt nyttast	79
7.2	Pumpekraftverk - er det mogleg i Noreg?	81
7.2.1	Verknadsgrad, område og tilsig påverkar pumpekraftverk . . .	81
7.2.2	Kraftverdiane er nøkkelen for lønnsemd på pumpekraftverk . .	81
7.2.3	Pumpekraftverk er lite lønnsamt for Norden	82
7.2.4	Pumpekraft øydlegg for utbygging av pumpekraftverk	83
7.2.5	14 250 MW er lite aktuelt	84
7.2.6	Kraftverdiar i Europa kan gjere pumpekraftverk meir aktuelt .	85
7.2.7	Mangel på detaljert overføringsystem og dynamiske kraftverdiar i Europa er ein svakheit	85
7.2.8	Pumpekraftverk tilfører ekstra effekt og fører til meir robuste kraftsystem	85
8	Konklusjon	87
8.1	ReOpt - ein framtidig modell	87
8.2	Pumpekraft - ein lang prosess	88
9	Vidare arbeid	89
9.1	Nye analysar	89
9.2	Utbetring av ReOpt	89
	Referansar	91
	Vedlegg	I
A	Oppbygging av modell	III
A.1	Forbindingar	III
A.2	Prisavsnitt	V
A.3	Maskenett	VI
A.4	ReOpt	VII
A.4.1	LP-problem	VII
A.4.2	Kommandovindauge	VII
A.4.3	Registrering av restriksjonar	IX
A.4.4	Utskrift	XI

B	Data til Samkjøringsmodellen	XIII
B.1	Pumpekraftverk	XIII
B.2	Endring av eksogene prisrekker	XVI
B.2.1	Matlab-skript	XVI
B.2.2	Oppbygging av prisrekker i Tyskland	XIX
B.3	Forsterkning av interne forbindingar	XXX
B.4	Pumpekapasitet med 100 % verknadsgrad	XXXI
B.5	Referansescenario	XXXII
C	Resultat	XXXIII
C.1	Referansescenario	XXXIII
C.1.1	Konsumentoverskot	XXXIII
C.1.2	Produsentoverskot	XXXIV
C.1.3	Samfunnsøkonomisk overskot	XXXV
C.2	Detaljresultat for scenario p.14250/u.18300	XXXVI
C.2.1	Produksjon	XXXVI
C.2.2	Kraftverdiar	XXXIX
C.2.3	Utveksling	XLII
C.2.4	Juni 1996	XLII
C.2.5	Januar 2004	XLIV
C.3	Kraftverdiar	XLVII
C.3.1	Gjennomsnitt i Norgesyd	XLVII
C.3.2	Standardavvik i Norgesyd	L
C.3.3	Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland	LII
C.4	Konsumentoverskot	LIV
C.4.1	Andre faktorar	LIV
C.4.2	Store figurar for konsumentoverskot	LV
C.5	Produsentoverskot	LVI
C.5.1	Ekskludert utbyggingskostnadene	LVI
C.5.2	Inkludert utbyggingskostnadene	LVIII
C.6	Samfunnsøkonomisk overskot	LX
C.6.1	Ekskludert utbyggingskostnader	LX
C.6.2	Inkludert utbyggingskostnader	LXII
C.6.3	Samfunnsøkonomisk overskot for heile modellen	LXIV
C.7	Brukstid for pumpe	LXVI
C.7.1	Andre faktorar	LXVI
C.7.2	Store figurar for brukstid for pumpe	LXVII
C.7.3	Brukstid for pumpe på kvart pumpekraftverk	LXVIII
C.8	Lønnsemd på pumpekraftverk	LXX
C.8.1	Samla inntekt på pumpekraftverk	LXX
C.8.2	Samla overskot på pumpekraftverk	LXXII
C.8.3	Overskot per MW på pumpekraftverk	LXXIV
C.9	Verknadsgrad	LXXVI

Kapittel 1

Bakgrunn - høgare krav til balansekraft

Det er planlagt store endringar i oppbygginga av kraftsystemet der målet er betre ressursutnytting og mindre utslepp, samt eit meir fleksibelt og robust system. Tyskland har store utslepp- og klimamål som skal vere oppnådd innan 2050 og G8 landa har avtalt at utsleppet skal reduserast med 80 % innan 2050 [15]. Sidan 43 % av utsleppet i Tyskland er frå kraftsektoren må mykje av reduksjonen komme der i frå. Med så store og ambisiøse mål må kraftsystemet i Tyskland og resten av Europa tilpassast. For å oppnå mindre utslepp skal produksjon frå dei fossile energikjeldene reduserast og meir av den elektriske kraftproduksjonen skal komme frå fornybare energikjelder. Samtidig har Tyskland mål om å stenge alle kjernekraftverk innan 2022 [19]. For å nå måla har Tyskland planlagt å bygge ut 5-600 TWh med fornybar energi fram til 2020 og enda fleire TWh fram til 2030 [14].

Endringane blir utfordrande for kraftsystemet sidan dei fornybare energikjeldene er uregulerbare og den elektriske energien må brukast samtidig som den vert produsert [2]. Dersom det ikkje er balanse mellom forbruk og produksjon vil kraftsystemet falle saman [6], *black out*. Den varierende energitilgangen som vind og sol har krev stor reservekapasitet. Eit konkret eksempel frå REN, TSO¹, i Portugal, viser at produksjonen frå vind og sol kan gå frå 70 % av produksjonen til 3 % i løpet av eit halvt døgn [26]. Kraftsystem må vere tilpassa denne situasjonen. Tilpassinga kan vere at ein kan lagre energi i periodar med overskot og bruke den i periodar med underskot. Lagring av den elektriske energien vil balansere dei svingingane som er i forbruk og produksjon, såkalla balansekraft.

Noreg og andre land med store vassreservoar er i så måte i ei særstilling i forhold til dei fleste landa i Europa. Vasskraftverk med vassreservoar kan lagre energien over lengre periodar. I tillegg er vasskraftverk raske å regulere og dei har lite utslepp. Land med mykje uregulerbar energi og lite høve til å lagre energi må komme med andre tiltak for å stabilisere det elektriske kraftsystemet. Eit eksempel kan vere å integrere fleire land i same kraftsystem. Då kan landa utnytte kvarandre sine styrker og få eit stabilt og sikkert kraftsystem.

¹TSO står for Transmission System Operator og er ansvarleg for at eit område har stabil og sikker forsyning av elektrisitet [45].

Ein av dei beste teknologiane for balansekrafta er pumpekraftverk og store vassreservoar. Eit pumpekraftverk er eit vasskraftverk som kan operere begge vegar, som pumpe i nokre periodar og tradisjonelt kraftverk i andre periodar. [14]. Pumpekraft skal vere med på å dekke dei hurtige endringane i forbruk og produksjon [2] ved at kraftverket fungerer som produsent når det er underskot på energi og effekt, og forbrukar når det er overskot på energi og effekt.

Det har oppstått ei sterk internasjonal interesse for Noreg si moglegheit til å levere denne balansekrafta og det er kome spørsmål i frå ENTSO-E² om Statnett SF, TSO i Noreg, kan undersøke kor aktuelt det er å installere 14 000 MW pumpekraft i Noreg. Tanken er at Noreg skal fungere som eit *grønt batteri* for Europa, figur 1.1.



Figur 1.1: Noreg som *grønt batteri* for Europa [32].

1.1 Er pumpekraftverk lønnsamt?

Tidlegare erfaringar tyder på at pumpekraft ikkje er lønnsamt slik situasjonen er i dag. Dette visast gjennom at Sira Kvina Kraftselskap skrinla eit pumpekraftverk på Tonstad i 2011 [40]. Statnett SF sine analysar viser at det er rom for nyutbyggingar på sikt [22], men at det krev utvikling av nye rammevilkår for regulering og nye marknadsløysningar.

Ved bygging av pumpekraftverk må prosjekta vere økonomisk lønnsame, samt at det må vere tilstrekkeleg kapasitet på forbindingar³ mellom Noreg og Europa. Pumpekraftverka krev derfor store investeringar, både kraftverka i seg sjølve og utbygging av nye forbindingar mellom land. Derfor er det viktig å få kontrollert kva som skal til for at pumpekraftverk skal vere lønnsamt. For at pumpekraftverk skal vere lønnsame må det vere ein forskjell i kraftverdiane som er høg nok i tilstrekkeleg lang tid. Det er mange faktorar som påverkar denne variasjonen i kraftverdiar⁴: mengde installert fornybar energi, fossile brenselprisar, CO_2 -avgifter, fleksibilitet i forbruk og kapasitet

²ENTSO-E er den europeiske organisasjonen for TSO-ar.

³I rapporten blir overføringsystemet til kraftnettet omtala som forbindingar. Årsaken til dette er at det ikkje er kraftnettet som er beskrevet men ein forenkla modell.

⁴I rapporten blir kraftverdiar brukt i staden for omgrepa elektrisitetsprisar og kraftprisar, sidan det er dette begrepet som blir brukt for resultatata frå Samkjøringsmodellen og ReOpt.

på forbindingane mellom landa.

Gjennom analysar i Samkjøringsmodellen og ReOpt skal rapporten finne ut kva faktorar som må endrast og kor mykje dei må endrast for at det skal bli lønnsamt med pumpekraft. Rapporten brukar Samkjøringsmodellen og undermodellen ReOpt som analysemodell, begge utvikla av SINTEF Energi AS i Trondheim.

Samkjøringsmodellen er eit analyseverktøy for langsiktig planlegging av hydrotermiske kraftsystem og gjev gode prognosar for det framtidige kraftsystemet [8]. ReOpt brukar resultat frå Samkjøringsmodellen til å optimalisere kraftsystemet på nytt, ei re-optimalisering av problemet [21]. Ved bruk av ReOpt vil pumpekraftverka kunne brukast til sesong- og døgnpumping. Basert på utfordringane som oppstår i kraftsystemet ved den varierende energitilgangen er det nettopp døgnpumping som er interessant. Den nyaste ReOpt versjonen er ein protoversjon og har ikkje vore brukt i stor grad.

Målet med rapporten er å lage ei sensitivitetsanalyse av kraftsystemet for å finne ut kva som skal til for at pumpekraftverk skal bli lønnsamt. Det betyr at ein må gå gjennom ulike scenario for å teste kor store endringar som skal til for at det bør byggast ut storskala pumpekraft i Noreg. Sidan ReOpt er ein protoversjon er ein del av analysen å teste om ReOpt responderer naturleg og resultatata blir som forventa.

1.2 Avgrensingar

Å utføre ein analyse for å undersøke om pumpekraftverk i Noreg er lønnsamt, og gjennomførbart, er ei stor oppgåve. Det krev mange analysar på mange felt. Blant felta er tekniske komponentar, utforming av anlegg, påverknad på naturen, geografisk plassering av anlegg og kva anlegg som har størst potensiale. Denne rapporten bygger på økonomiske perspektiv og går ikkje inn på tekniske detaljar om pumpekraftverk, korleis og kvar pumpekraftverka skal byggast ut og kva konsekvensar dei får for naturen.

Rapporten inneheld ein kort litteraturstudie. Den omhandlar er generell teori og går ikkje i djupta på dei ulike emna. Analysen skal i hovudsak omfatte 14 000 MW ny kapasitet på pumpekraftverk, men det vil også bli forsøkt med mindre installert kapasitet. Rapporten baserer seg på kraftverk som Statnett SF meiner har potensiale til å bli ein del av storskala pumpekraft.

Analysen skal gjennomførast i Samkjøringsmodellen og ReOpt. Samkjøringsmodellen er ein stor og krevjande modell som har mange funksjonar og resultat. I modellen er det mogleg å forandre på mange faktorar, men dei grunnleggande data er frå Basismodellen til Statnett for 2030 for Nord-Europa.

Analysen legg vekt på at faktorane skal gje påverknad på lønnsemda til pumpekraftverk. Derfor er dei fleste faktorane faste. Generelt blir det forandra på faktorar

knytt til pumpekraftverk, termiske kraftverk (fossile), kraftveriar i Tyskland, Polen, Nederland og Storbritannia, og bindingar mellom områda. Det er også mogleg å forandre på etterspørselen i områda, men ein har valt å halde denne uforandra.

Gjennom analysen blir ikkje kraftnett internt i områda tatt med. Kraftnett mellom områda blir tatt med ved at alle overføringane mellom dei ulike områda er samla.

Endringar i modellen vil påverke både strategidelen og simuleringsdelen. Rapporten ser ikkje vidare på korleis endringane påverkar strategidelen, men avgrensar seg til å sjå på resultat etter at ReOpt og Samtap er blitt brukt. Analysing av resultat er krevjande og det trengs mykje tid. Det blir derfor sett på dei viktigaste resultatane i frå ReOpt og Samtap i forhold til lønnsemd av pumpekraftverk. For å ha eit samanlikningsgrunnlag blir det gjort eit overslag over kostnader for pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar. Overslaget baserer seg på tal frå litteraturstudien.

1.3 Oppbygging av rapporten

Rapporten presenterer først generell teori om pumpekraftverk, samt fordelar og ulemper som pumpekraftverk skapar. Vidare tek den føre seg kvar inntektene til pumpekraftverk kjem frå og korleis ein kan påverke lønnsmda til pumpekraftverk.

Teorien vil også forklare Samkjøringsmodellen og ReOpt. Samkjøringsmodellen er grunnleggande forklart med kva for parameter som kan forandrast og korleis modellen kjem fram til resultatane. ReOpt blir også forklart, men her vil funksjonen bli meir detaljert beskriven; korleis den berekna resultat, kva ekstra data den treng og forskjellane mellom den nye og gamle versjonen av ReOpt.

I metodekapittelet av rapporten blir det presentert val som er tatt under utarbeidinga av rapporten. Det blir gått gjennom val av pumpekraftverk, kva endringar av kraftsystemet som skal analyserast og korleis resultatane skal analyserast.

Det første resultatet er eit overslag over kostnader for pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar. Vidare blir resultatane frå ReOpt og Samtap presentert og diskutert. Ein ser om ReOpt responderer som forventa og kva som skal til for at pumpekraftverk skal bli lønnsamt. I den siste delen presentarast ei oppsummering av dei viktigaste trekkane frå resultatane og kva arbeid som kan gjerast vidare.

Kapittel 2

Pumpekraftverk

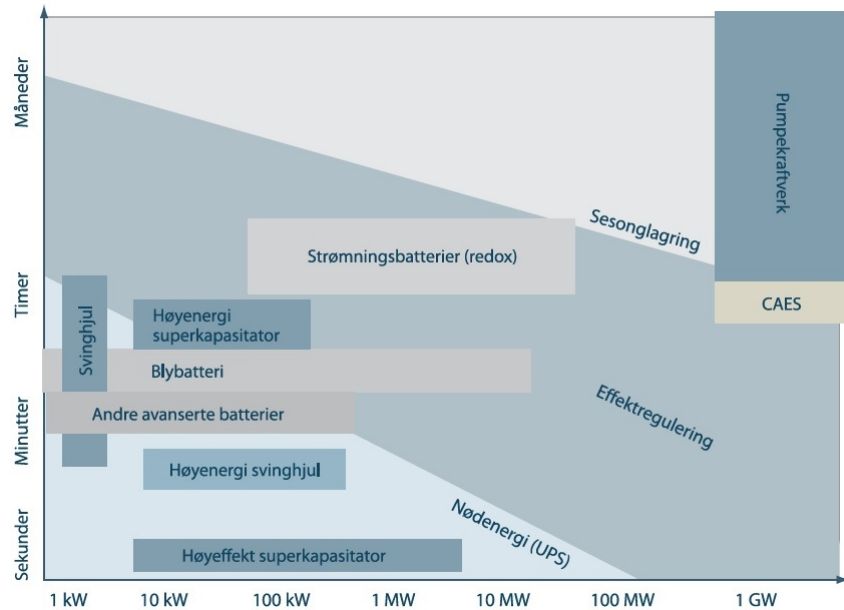
I dette kapitlet presenterast ei forklaring av kvifor pumpekraftverk er aktuelt, korleis pumpekraft er bygd opp, korleis pumpekraftverk får inntekter, samt andre aspekt ved pumpekraftverk. I tillegg går kapitlet gjennom korleis ein kan påverke og berekne lønnsmda til pumpekraftverk, samt nokre tidlegare erfaringar med pumpekraft.

2.1 Kvifor pumpekraftverk

I det framtidige kraftsystemet vil det bli brukt meir uregulerbar energi, som vind-, sol- og elvekraft. Dei uregulerbare energikjeldene krev energikjelder som stabiliserer variasjonen. For å ha tilstrekkeleg lagring- og reservekapasitet i forhold til uregulerbare energikjelder er det nødvendig å ha 40-50 % i reserveeffekt [6, s. 8]¹. Ei framtidig løysing ved varierende energitilgang er å lagre elektrisk energi.

Det finst mange måtar å lagre elektrisk energi på, men det er dyrt og plasskrevande. Kjemiske batteri, kapasitator, strømningsbatteri, hydrogen og svinghjul kan brukast for å lagre energi. Desse metodane har verken tilstrekkeleg lagringskapasitet eller høve til å levere nok effekt til kraftsystemet til ein akseptabel pris [49]. Dei kan fungere godt i korte periodar og med små effektar, men som figuren 2.1 viser bør ein bruke pumpekraftverk eller CAES (Compressed air energy storage) for å lagre energi i lange periodar og med høge effektar.

¹Behovet for lagring- og reservekapasitet vil vere avtagande dess meir utbygd uregulerbar energi, sidan sannsynet for lite vind og lite sol i alle område samtidig er låg.



Figur 2.1: Lagringsformer for elektrisitet [38].

Noreg har omtrent 50 % av vassreservoarkapasiteten i Europa [47] og totalt er lagringskapasiteten på 85 TWh med dei reservoara som er i dag [12]. Å utnytte vassreservoar til pumpekraftverk er derfor ein av dei mest realistiske lagringsmetodane i Noreg. Pumpekraftverk vil ha høve til å vere kortsiktige reservar (kontinuerleg balansen), dekke toppplaster (erstatte kraftverk som har lita driftstid) og vere reservekapasitet (ved lite tilgang til uregulerbar produksjon) [6, s. 8], sidan pumpekraftverk raskt kan endre mellom forbruk og produksjon.

Pumpekraftverk er ein moden teknologi som har vore brukt lenge, men utbygging av nye pumpekraftverk har stagnert i Europa dei siste 20 åra [33]. I Norge er det i dag nokre få pumpekraftverk og det største er Saurdal i Rogaland. Kraftverket har ein pumpekapasitet på 230 MW og ein turbinkapasitet på 640 MW. Pumpekraftverket i Saurdal og dei fleste andre pumpekraftverk i Noreg blir i hovudsak brukt til sesongpumping, medan andre stadar i verda blir pumpekraftverka brukt til døgnpumping [39]. Meir om sesongpumping og døgnpumping seinare i kapitlet.

Potensialet for utbygging av pumpekraftverk er stort i Norge. SINTEF Energi AS har gjennom forskingsorganisasjonen CEDREN (Center of Environmental Design of Renewable Energy) berekna at det er mogleg å auke installert pumpekrafteffekt med minst 20 000 MW fram til 2030 [13] ved å utnytte eksisterande vassreservoar. Det er i dag installert ein total effektkapasitet på 29 030 MW² i Noreg og dermed er det snakk om ein vesentleg kapasitetsauke [54].

²29 030 MW er frå 2008 og talet har auka noko.

2.2 Oppbygging av pumpekraftverk

Eit pumpekraftverk består av to vassreservoar i forskjellige høgder, figur 2.2. Det lagrar energi (vatn) i det høgstliggande reservoaret. Vatnet renn i rørgater eller tunnelar til ein turbin [39]. Turbinane er plassert ved det lågaste reservoaret og gjer om trykket/energien i vatnet til mekanisk energi. Den mekaniske energien blir vidareført gjennom ein aksling til generatoren, som omgjer den mekaniske energien til elektrisk energi. Pumpekraftverk kan nytte ulike kombinasjonar av turbin og pumper. Den eine typen, ein reversibel turbin, kan køyrast begge vegar, ein reversibel turbin. Den andre typen er ein tradisjonell turbin og ei pumpe med felles generator. Generatoren vil fungere som ein motor ved pumping. I prinsippet er pumpekraftverket heilt likt eit vanleg vasskraftverk.

Vatn som blir pumpa og vatn som blir brukt til produksjon føl likninga [38]:

$$P = Q * \rho * g * H * \eta [W] \quad (2.1)$$

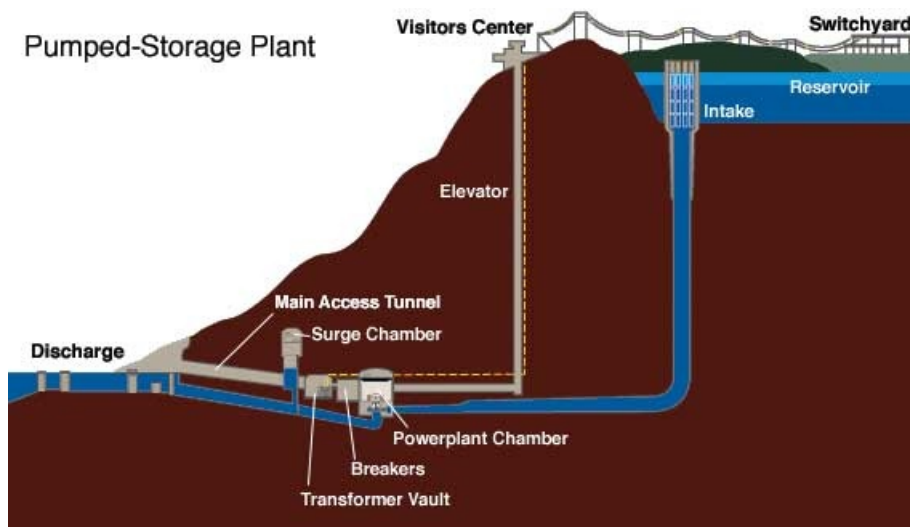
P er effekt [W].

Q er vassføring [$\frac{m^3}{s}$].

ρ er vassettleik, 1000 [$\frac{kg}{m^3}$].

g er gravitasjon, 9,81 [$\frac{m}{s^2}$].

η er verknadsgraden til pumpedelen eller produksjonsdelen av pumpekraftverket.



Figur 2.2: Eksempel på oppbygging av pumpekraftverk [51].

I formel 2.1 er verknadsgraden på grunn av energitap. Energitap oppstår i ulike delar av pumpekraftverk og er omtrent 1 % i transformatoren, 1 % i generatoren og 5-8 % i turbinen (pumpe) [48]. I tillegg er det energitap i vassvegen. Det er ikkje oppgjeve energitap i vassvegen sidan tapet er vanskeleg å bestemme og er avhengig av mange faktorar; lengde på tunnel, kor raskt vatnet flyt, tversnittet på tunnelen og utforminga av tunnelen [1]. Eit godt overslag er eit energitap i underkant av 20 %, eller ein verknadsgrad på over 80 %.

I motsetning til dei fleste andre teknologiane for å lagre elektrisitet vil det ikkje oppstå tap under lagringa av energi (vatn) i reservoar. Dette gjeld både for korte og lange lagringsperiodar. Det gjer at pumpekraftverk kan bli brukt på to måtar; sesongpumping eller døgnpumping. Sesongpumping eller energipumping vil seie at ein pumpar opp vatn i periodar med energioverskot (t.d. sommar) for så å bruke det som energiproduksjon i ein periode med energiunderskot (t.d. vinter). Sesongpumping er integrert i Samkjøringsmodellen og blir tatt omsyn til i den originale programvaren. Samkjøringsmodellen blir omtalt i seksjon 3.1. Døgnpumping eller effekt-pumping vil seie at ein pumpar og produserer i same døgn eller veke. Då utnyttar ein kraftverka til å produsere når kraftverdiane og effektforbruket er høgt og pumpar i periodar med lave låge kraftverdiar og effektoverskot. For å teste lønnsemd av døgnpumping har SINTEF Energi AS utvikla ein prototype av eit underprogram til Samkjøringsmodellen, ReOpt. Meir om ReOpt kjem i seksjon 3.2.

Det er forskjell på eit pumpekraftverk og ein pumpestasjon. Ein pumpestasjonen pumpar typisk mellom to reservoar som berre er knytt til kvarandre gjennom pumpa.

2.3 Utbyggingskostnader

Utbygging av pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar inneberer store kostnader, noko som fører til at det mindre attraktivt å drive med utbygging. Det oppstår også store utfordringar politisk rundt kven som skal betale kostnadene. Dette er ein av grunnane til at pumpekraftverket på Tonstad vart skrinlagt av Sira Kvina Kraftselskap i 2011. Det vart sendt søknad til NVE om utbygging av 960 MW pumpekraft. Prosjektet var berekna til å koste 2,7 milliardar kroner (2007), men sidan det var stor usikkerhet om prosjektet ville vere lønnsamt, vart prosessen stoppa [40].

Statnett SF har estimert at utbyggingskostnadene vil komme på 2-4 millionar NOK/MW³ (0,25 til 0,5 millionar €/MW) for dei 15 mest aktuelle prosjekta [20]⁴.

I Noreg reknar ein med ei forventa levetid på 60 år for kraftverka [37]. Levetida er eit mål på kor lang tid ein kan rekne med å ha inntekt frå kraftverket.

2.4 Inntekter

Ved bygging av pumpekraftverk er det i hovudsak to inntektskjelder; prisarbitrasje og systemtenester.

Prisarbitrasje er inntekt som følge av forskjellar i kraftverdiar mellom kjøps- og salstidspunkt [23, s.7]. Skal ein ha eit økonomisk utbytte av å drifte eit pumpekraftverk

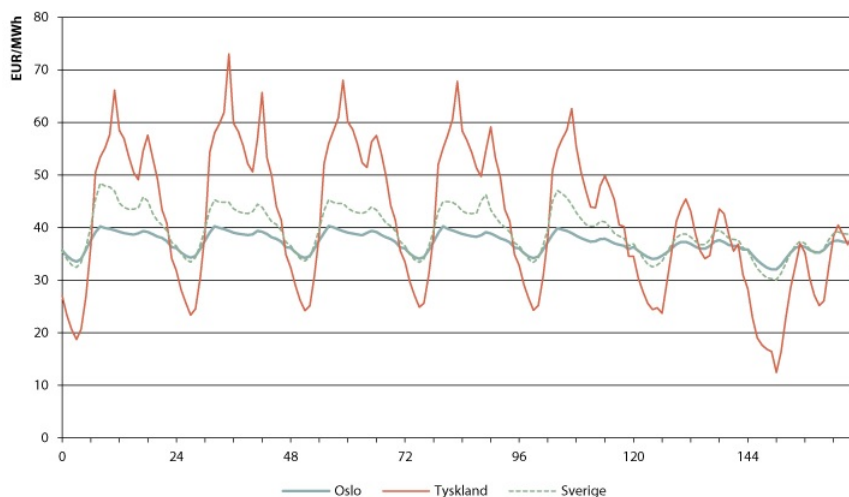
³SINTEF Energi AS har estimert at ekstremverdiane for utbyggingskostnader er hennhaldsvis 1,2 millionar NOK/MW og 12 millionar NOK/MW [13].

⁴Tala er også basert på samtalar med Statnett SF.

må det vere ein forskjell i kraftverdiane mellom tidspunktet for pumping og produksjon. Forskjellen i kraftverdiane må vere stor nok til at den dekker energitapet som oppstår. Inntektene baserer seg på mengda energi som blir produsert og kraftverdiane. Ved pumping er produksjonen negativ. Det gjev følgende likning:

$$Inntekt = \int_0^{8760} Kraftverdi(t) * Produksjon(t) dt \quad (2.2)$$

Figur 2.3 viser at Tyskland har store variasjonar i kraftverdiar gjennom døgnet, og det er denne variasjonen som gjer det aktuelt å bygge ut pumpekraft. Liten variasjon, som i Oslo og Sverige gjer det derimot mindre aktuelt.



Figur 2.3: Gjennomsnittlige kraftverdiar i perioden 2002 til 2011 i Noreg, Sverige og Tyskland [42].

Systemteneste er som oftast langsiktige avtalar med systemansvarlege, TSO. Tenesta er ikkje direkte knytt til energilevering, men tilgjengeleg effekt for å regulere frekvens og spenning innanfor akseptable nivå [23, s.7]. Tenesta vert delt opp i to kategoriar; oppregulering (auke produksjon) og nedregulering (redusere produksjon). Ein får betalt for å vere i beredskap (tilgjengeleg kapasitet) og ekstra betaling for aktivering (produksjon). Opp- og nedregulering kan delast opp i tre område; primærreservar, sekundærreservar og tertiærreservar. Desse tre har ulike tidspunkt for når dei skal bli tatt i bruk ved avvik mellom forbruk og produksjon.

I tabellen 2.1 har ECgroup og Thema Consulting samla saman data for kor store inntekter ein har ved å vere sekundær- og tertiærreservekapasitet i Tyskland. Tabellen viser at ein kan få store inntekter ved å vere reservekapasitet.

	Oppregulering	Nedregulering
Sekundærreserver		
Prisnivå [EUR/MW/time]	8 (10)	14 (13)
Prisnivå [EUR/MWh]	155 (160)	26 (20)
Tertiærreserver		
Prisnivå [EUR/MW/time]	0,5 (1,5)	2,5 (3,5)
Prisnivå [EUR/MWh]	464 (415)	59 (65)

Tabell 2.1: Tabellen viser prisar i € for å vere i beredskap og aktivert. Tala er utarbeida av ECgroup og tala i parantes av Thema Consulting [6, s. 74].

2.5 Omgivnad

Ved bruk av pumpekraftverk og vasskraftverk vil tunnelar, elvar, og reservoar ha fysiske restriksjonar, blant anna på grunn av maksimalkapasitet i tunnelar, elvar og reservoar, samt lengd på tunnelar og elvar.

I tillegg vil pumpekraftverk føre til store endringar i det lokale kraftverket og deira omgivnad. Vatnet i tunnelar, elvar og reservoar kan raskt endre retning og mengde. Dette vil kunne endre det lokale miljøet; biologisk mangfald, jordsmonn og hydrologien [30, 4]. Dette må takast omsyn til og det må gjennomførast gode konsekvensutredningar. Det er derfor reglar som styrer vasskraftverka, maks- og minimumsregulering av vassføringa i elvane, samt maksimal endring (ramping) av vassføring [30]. Dette er viktige reglar for å ta vare på miljøet langs elvane. Ved brot på reglane vil kraftverkseigarane få bøter [29]. Hurtige endringar av vassføringa vil også kunne skade turbinar og vassvegar på grunn større fare for avleiringar⁵ [29].

Reservoara har tilsvarende restriksjonar for maks- og minimumsnivå og maksimal endring av vassnivå. Reservoardisponering har også maksimale endringar gjennom ei periode [31]. Også reservoar kan bli skada ved hurtige endringar i vassnivå [29]. Felles for alle restriksjonane er at dei må tilpassast kvart enkelt kraftverk. SINTEF Energi AS tillet maksimum reservoar endring på 14 cm/time i rapporten *Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk* [20].

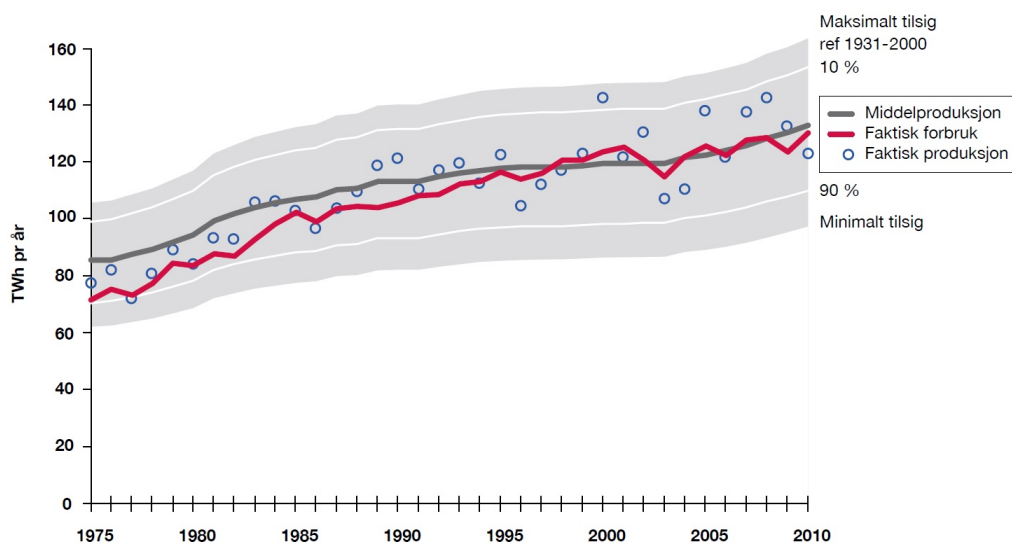
2.6 Påverknad på lønnsemd for pumpekraftverk

Det er mange faktorar som påverkar om det bør byggast ut pumpekraftverk. Eksempel på faktorar er overføringskapasitet, kraftverdiar i andre land og marginalkostnader til kraftverk. Nedanfor kjem ei kort innføring i desse faktorane.

⁵Notat etter forelesing med Leif Lia i faget Vasskraftverk og vassdragsteknikk hausten 2011.

2.6.1 Ny overføring

I dag er det ikkje eit stort behov for ekstra pumpekraftverk i Noreg. EIA har kome fram til at Norden toler ei auke på 48 %⁶ av uregulerbar kraftproduksjon utan utbygging av ekstra energilagring [23, s.6]. Nyinstallert effekt i Noreg og Norden vil gje eit energi- og effektoverskot i Norden, sidan det gjennomsnittlege produksjonsnivået per i dag er større enn forbruket, figur 2.4. Det er ikkje forventta at forbruket i Noreg skal auke vesentleg. Forbruket vil auke noko ved elektrifisering av bilparken (og eventuelt andre store strømforkarar) [2], men samtidig vil effektivisering av bygg, industri og hushaldning føre til at forbruket blir lågare [6, s. i]. Inntektene for utbygging av pumpekraftverk må derfor komme frå utlandet.



Figur 2.4: Oversikt over forbruk, produksjon, gjennomsnittleg produksjon i Noreg frå 1935 til 2010, samt utfallsrom for produksjon [28].

Kapasiteten på forbindingane frå Noreg og Sverige til Danmark og Nederland er i dag på 5 200 MW [15]. Det er planlagt ytterlegare 3 500 MW frå Noreg til Danmark, Tyskland og Storbritannia. 700 MW til Danmark, 1 400 MW til Tyskland og 1 400 MW til Storbritannia [7]. I rapporten blir Tyskland, Nederland og Storbritannia omtalt som Europa. Utbygging av pumpekraftverk vil krevje ytterlegare investering i mellomlandsforbindingar. Det kan også føre til at nettet internt i landa må forsterkast. Å forsterke dei interne forbindingane i Norden kan ein unngå ved at mellomlandsforbindingane går heilt inn til dei aktuelle regionane med mange vasskraftverk og mykje pumpekraft [6].

Tap i overføring

Forbindingar fører til energitap; for mellomlandsforbindingane, internt i Norden og internt i andre landa. Det vil oppstå eit energitap på omtrent 3 % i mellomlandsfor-

⁶48 % er ikkje fastsette tal, men gjev ein god indikasjon på at Noreg og Norden vil takle store endringar.

bindingane⁷. Dette tapet vil bli større dersom energien må førast begge vegar. Tapet for mellomlandsforbindingane blir då på nesten 6 %. Tapet internt i Norden er på omlag 8,5 % for kraftverka i analysen [43]. I Europa er det forventa at produksjonen er i nærleiken av forbindingane⁸, medan forbruket er lenger frå knutepunkta. Dette tapet treng ein ikkje å ta omsyn til sidan dette tapet ville vere til stades uansett om ein benyttar pumpekraft eller ikkje.

Den totale verknadsgraden for bruk av pumpekraftverk er no på omtrent 70 %. Dette krev ei stor prisarbitrasje. Forskjellen i kraftverdiane i kvart område med pumpekraftverk treng ikkje å vere så stor, men forskjellen må vere over 74 %. 74 % inkluderer tap i pumpekraftverket og margianltap på dei interne forbindingane i Norden.

Kostnader for bygging av mellomlandsforbindingar

Kostnadene for å bygge ut mellomlandsforbindingar (HVDC (High-Voltage, Direct Current)-kablar) er høge og den forventa levealder er på berre 40 år [41]. Rapporten *Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet* av Thema-consulting group [6, s. 25] brukar kostnadene for kablar som er utarbeidd i rapporten *Teknologi, økonomi og andre forhold knytt til en sjøkabel løysning av Sjøkabelutredninga, Utvalg 1* i 2011. Dei opererer med 12 millionar NOK/km for 1000 MW forbindingar med to polymerkablar og 21 millionar NOK/km for 1500 MW forbindingar med tre masseimpregnerte kablar. I tillegg kjem det kostnader på grunn av utbygging av likerettarar på kvar ende av forbindingane. Kostnadene på likerettarane (VSC (Voltage Sourced Converter)-likerettar) er i underkant av 2 millionar NOK/MW (240 000 €/MW) for kvar av likerettarane.

Lønnsemd på forbindingar

Ved utbygging av mellomlandsforbindingar er det viktig at også dei er lønnsame. I Noreg er det Statnett SF som står ansvarlege for utbygging av mellomforbindingar. Statnett SF si hovudoppgåve er å skape eit størst mogleg samfunnsøkonomisk overskot, som er når summen av inntekter/overskot er størst for alle partar. I eit elektrisk kraftsystem er det når netteigarar, produsentar og forbrukarar sit att med størst mogleg samla gevinst.

Netteigarane får inntekter gjennom flaskehalsar og har utgifter på grunn av energitap ved overføring. Flaskehalsinntekter er prisforskjellane mellom områda multiplisert med kraftflyten (maks kapasitet) og er ein del av inntektene til TSO [5]. Produsentoverskotet er det produsentane sit att med etter at alle utgiftene er trekt frå [5]. Konsumentoverskotet er det konsumentane er villige til å betale minus det konsumentane faktisk betalar [5].

⁷Samtale med Gerard Doorman og Ivar Husevåg Døskeland.

⁸Etter samtale med Ivar Døskeland.

Restriksjonar på overføring

Utfordringa ved bruk av pumpekraft til døgnpumping er at pumpekraftverk er forbrukar i periodar med effektoverskot i Europa og produsent i periodar med effektunderskot. Dette krev raske og store endringar av effektflyt på forbindingane. Eit vilkår som vil påverke lønnsmda til pumpekraftverk er at endringar av kraftflyt er avgrensa og må følgje spesifikke reglar. Systemoperatørane har satt ei grense på 30 MW/minutt og ei tidsgrense på 10 minutt før og etter ein heil time. Effektflyten kan dermed maksimalt endrast med 600 MW i timen. Dette er ei sterk avgrensing i forhold til fleksibiliteten i handel. Systemoperatøren i Noreg ønskjer i tillegg å gjere desse restriksjonane enda strengare. Årsaka er at det skal vere lettare å oppretthalde balansen i kraftsystemet [6, s. 23].

Mellomlandsforbindingane sine påverknadar på kraftverdiar i Europa

Ved forsterkning av nettet til Europa, vil kraftverdiane i dei ulike landa bli likare. Noreg vil få meir varierende kraftverdiar, som vil vere ei stor endring i forhold til dagens stabile kraftverdiar⁹, figur 2.3. Gjennom tidlegare analysar gjennomført av Statnett SF ser det ikkje ut til at kraftverdiane utanfor Norden blir påverka vesentleg ved mindre utbygging av mellomlandsforbindingar, men variasjonen vil kunne bli dempa ved store utbyggingar av mellomlandsforbindingar og pumpekraft¹⁰. Utbygging av forbindingane vil føre til ein reduksjon av inntekter for dei utbygde mellomlandsforbindingane. Statnett SF reknar med at ved utbygging av mange nye mellomlandsforbindingar vil dei eksisterande forbindingane få ein inntektsreduksjon på 20 %¹¹.

2.6.2 Kraftverdi

Delar av teksten i dei tre neste avsnitta er henta frå prosjektoppgåva *Kraftutveksling med usikkerhet i brenselpriser* av Stadler og Henden [24].

Når ein fastset kraftverdiane er det marginalkostnadene til den dyraste energikjelda som blir brukt som bestemmer kraftverdien. Kraftverdien blir derfor satt til null viss det er uregulerbare fornybare energikjelder som fastset verdien. For vasskraftverk med reservoar blir verdiane fastsett av den berekna vassverdien. Meir om vassverdi i seksjon 3.1.3. I Europa er det ofte termiske kraftverk¹² som set kraftverdiane. Marginalkostnadene til fossile kraftverk¹³ er derfor veldig avgjerande for kraftverdiane i marknaden og for å få store nok forskjellar i kraftverdiane gjennom døgnet/veka til at døgnpumping er lønnsamt. Marginalkostnadene kan delast opp i tre kategoriar;

⁹Etter samtale med Ivar Husevåg Døskeland.

¹⁰Etter samtale med Eirik Bøhnsdalen ved Statnett SF.

¹¹Etter samtale med Statnett SF.

¹²Eit termisk kraftverk er eit kraftverk som brukar varme til å produsere elektrisk energi [36]. Kraftverka brukar som oftast brensel som kjernekraft, kol, gass, bioenergi og olje.

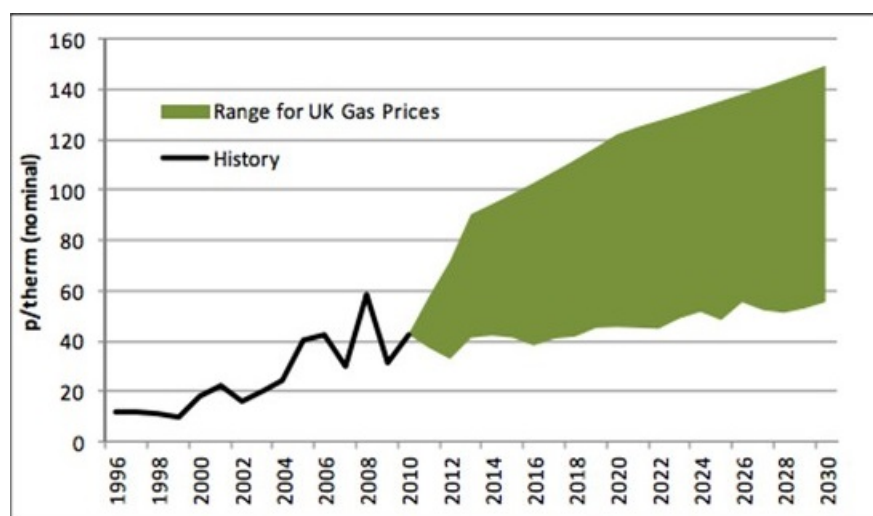
¹³I rapporten omfattar fossile kraftverk kol, gass og olje. Kjernekraftverk er også fossile kraftverk, men blir omtalt som kjernekraftverk.

utsleppsavgifter, brenselprisar og O&M (drift og vedlikehaldskostnader). Utsleppsavgiftene er vanskelege å planlegge. Avgiftene blir styrt av kvart enkelt land og det eksisterer ikkje konkrete prognosar. CO-avgift er per i dag på 5 €/tonn. Statnett SF forventar at prisane vil stige til 22 €/tonn i 2020 og 45 €/tonn til 2030 [7]. Brenselprisar blir sett på i dei neste seksjonane.

Brenselprisane

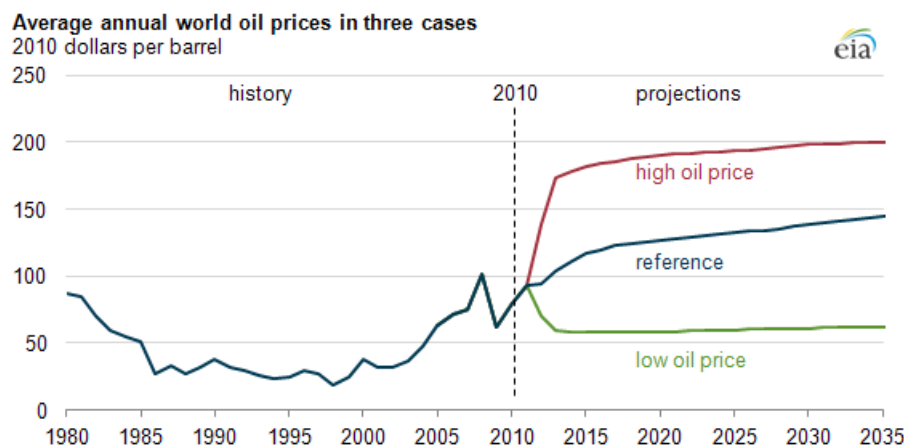
Brenselprisane for kol, gass og olje er svært usikre på lang stikt og utfallsrommet er stort. Prisane på gass er forventa å stige meir enn for olje. Det blir her gått gjennom prognosar for gass og olje, men ikkje for kol sidan det ikkje er forventa at det eksisterer meir enn eit kolkraftverk i Norden i 2030.

DECC (The Department of Energy & Climate Change), the National Grid (TSO i Storbritannia) og Pöyry har utarbeidd prognosar for framtidige gassprisar i Storbritannia, figur 2.5. Det er forventa at Noreg og dei andre landa i Europa vil følgje omtrent dei same prognosane [50]. Figuren har eit stort utfallsrom framover som kjem frå at den globale politikken og økonomien er usikker.



Figur 2.5: Prognosar for framtidige gassprisar, frå 2011 (merk eining) [50].

Tilsvarande har IEA (International Energy Agency) Policies Scenarios laga ein prisprognose for olje, figur 2.6. Dei ser på usikkerheten som stor, sidan den er sterkt knytt til den globale politikken og økonomien [9]. IEA har delt opp dei framtidige prognosane i tre scenario; høg, medium og låg.



Figur 2.6: Prognosar for framtidige oljeprisar, frå 2010 (merk eining) [9].

Kraftverdiar i dei eksogene områda

I Nord-Europa-modellen til Statnett SF modellerast Tyskland, Nederland, Polen og Storbritannia eksogent. Det vil seie at kraftverdiane påverkar resultatet, men blir ikkje gjensidig påverka av resultatet frå berekninga [27]. Kraftverdiane i desse landa er svært varierende og stadig større mengde installert effekt av vind- og solenergi skapar større variasjon. Då blir kraftverdiane meir knytt til usikkerheiten i vêret. Kor sterkt kraftverdiane i dei eksogene områda påverkar kraftverdiane i Noreg er avhengig forbindingane mellom landa. Ved svært god kapasitet vil alle områda ha felles kraftverdiar, såkalla systempris.

Kraftverdiane i dei eksogene landa er unike i sine karakteristikkar og usikkerheitane er stor [25]. Dette gjer dei utfordrande å modellere. Kraftverdiane har sesong-, veke- og døgnvariasjon. Variasjonen på kraftverdiane er stor, blant anna på grunn av subsidiering av vindkraft, noko som har ført til negative kraftverdiar. Samtidig blir toppplastane ved lite energitilgang dekt av dyre kraftverk. Rapporten vil ikkje gå detaljert inn på modellering av det eksogene Europa, men brukar ei grunnprisrekke laga i BID¹⁴ for kvart av dei eksogene områda. I Europa er det i stor grad dei termiske brenselprisane som set dei europeiske kraftverdiane.

2.7 Berekning av lønnsemd

For at utbygginga skal vere lønnsam må inntekta vere større enn utbyggingskostnadene. Sidan inntekta kjem over lang tid må kraftverka skrivast av. Då brukar ein noverdimetoden. Ein neddiskonterer nytten og kostnadene til ein verdi som gjeld i dag ved hjelp av ei annuitetsrente [55]. Annuitetsrenta er satt av Finansdepartementet og er på 4 % for kraftverk og overføringssystem [41]. Grunnen til at det blir neddiskontert er at nytte og kostnad ikkje blir verdsett like mykje i framtida. Sidan kraftverk og overføringssystem har ulik levetid må ein ta med den resterande verdien

¹⁴BID er ein optimaliseringsmodell som Samkjøringsmodellen, men dei er ulikt oppbygd. Statnett SF brukar BID når dei skal modellere Europa.

i reknestykket. Viss NNV er større enn 0 er det lønnsamt å bygge og investeringa bør takast. Netto noverdi er gitt av formelen [55]:

$$NNV = U + \sum_{0 \leq n < N} \frac{I_n}{(1+r)^n} = U + I_n * a_{N,r} \quad (2.3)$$

$$a_{N,r} = \frac{(1+r)^N - 1}{r * (1+r)^N} \quad (2.4)$$

NNV er netto noverdi [NOK eller €].

U er utgift (utbyggingskostnader) [NOK eller €].

n er år.

N er mengd år i analyseperioden og/eller levetid.

I_n er inntekt år n [NOK eller €].

r er annuitetsrente.

$a_{N,r}$ er annuitetsfaktor med ei levetid på N år og diskonteringsrente r . Annuitetsfaktor blir den *nye levetida* for komponenten.

Likninga kan skrivast om og gjelde per år:

$$Overskot = \bar{I} + \frac{U}{a_{N,r}} \quad (2.5)$$

U er utgift (utbyggingskostnader) [NOK eller €].

\bar{I} er gjennomsnittleg inntekt [NOK eller €].

$a_{N,r}$ er annuitetsfaktor med ei levetid på N år og diskonteringsrente r .

2.8 Tidlegare erfaringar

Tidlegare erfaringar frå Statnett SF viser at å bygge ut storskala pumpekraftverk fører til tap for Noreg. Noreg får kostnadene og Europa nytten¹⁵. Det vil sei at dei norske kostnadene går opp. Noreg vil få store utbyggingskostnader; utbygging av pumpekraftverk, mellomlandsforbindelsar, omformarstasjonar og eventuell oppgradering av overføringsystem internt i Noreg. I tillegg vil Noreg bli meir avhengige av den Europeiske energimarknaden, noko som vil føre til høgare kraftverdiar i Noreg i periodar med høgt forbruk. Dette vil føre til at forbrukarane i Noreg tapar.

Resultat frå Statnett SF viser at det er lite aktuelt å bygge ut pumpekraft for sesongpumping¹⁶. Erfaringane viser at sesongpumping blir mindre aktuelt til meir ein knyt seg opp til Europa, medan døgnpumping blir meir aktuelt. Resultata viser også at ved sterkare tilknytning til Europa vil spilltapet i vasskraftverka gå ned. Spilltap er ”*vanntap som kunne ha vært utnyttet i vannkraftverk med ledig installasjon dersom kraftbehovet hadde vært høyere*” [46].

¹⁵Etter samtale med Statnett SF.

¹⁶Etter samtale med Ivar Husevåg Døskeland og Eirik Bøhnsdalen ved Statnett SF.

Kapittel 3

Analysemodell

Dette kapitlet er ein gjennomgang av hovudprinsipp for Samkjøringsmodellen og korleis underfunksjonen ReOpt fungerer. Dette for å ha eit grunnlag når det skal analyserast om pumpekraftverk er lønnsamt eller kva endringar som skal og for at pumpekraft skal bli lønnsamt.

3.1 Samkjøringsmodellen

For å få innblikk i optimeringsprosessen til produksjonsplanlegginga er Samkjøringsmodellen beskriven. Dette vil gje eit grunnlag slik at ein seinare kan forklare analysen og korleis ein må endre data for å tilpasse modellen. Forklaring av Samkjøringsmodellen er basert på teori frå *Brukerveiledning, Samkjøringsmodellen* av SINTEF Energi AS [10], kompendiet *Course ELK15 Hydro Power Scheduling* av Gerard Doorman ved NTNU og SINTEF Energi AS [8], notatet *ReOpt; Modeling of short term optimization and pumped storage in EMPS* av Geir Warland ved SINTEF Energi AS [21] og prosjektoppgåva *Kraftutveksling med usikkerhet i brenselpriser* av Stadler og Henden ved NTNU [24]. For meir informasjon om modellen refererer ein til dei to førstnemnde.

Samkjøringsmodellen er ein marknadssimulator for optimalisering og simulering av hydrotermiske kraftsystem og er basert på vassverdimetoden. Modellen vart utarbeidd på 70-tallet, men har vore gjennom ei kontinuerleg utvikling. Modellen løyser stokastisk dynamiske optimeringsproblem¹ med middels til lang planleggingshorisont, 1 til 25 år. Modellen tillet ei relativt detaljert beskriving av kraftsystemet både lokalt og nasjonalt, som gjer at den er brukt av mange aktørar i Norden. Den blir brukt fordi den gjev gode prognosar på:

- Framtidige kraftverdiar

¹Eit stokastisk dynamisk optimeringsproblem deler problemet opp i mindre delproblem og kvart enkelt problem vert løyst optimalt [3]. Stokastisk er at ein tar omsyn til usikkerheita i utfallet av ein faktor; ein tar med at faktoren kan få fleire utfall [3]. Ein optimeringsmodell med stokastisk usikkerheit optimerer den forventade verdien. Det er ein førestnad at fordelinga til dei usikre parameterane er kjende. Modellane med stokastisk dynamiske problem er kompliserte og det kan ofte vere vanskeleg å tolke resultatane.

- Produksjonsplanlegging (inkluderer blant anna rammeavgjersle til korttidsop-
timalisering (7-11 dagar))
- Utbyggingsplanlegging (inkluderer oppgradering av gamle einingar og utbyg-
ging av nye einingar)
- Analysar av kraftbalansen i gitte (kritiske) situasjonar
- Miljøkonsekvensar (både mengd utslepp og verknad av å endre avgifter)
- Energiøkonomi (nytteverdi av ulike einingar)
- Energiflyt (inkluderer blant anna flaskehalsar)

Målet til modellen er å maksimere det forventa samfunnsøkonomiske overskotet. Optimaliseringa baserer seg på data om blant anna tilsig, vind, temperatur, vasskraftverk, termiske kraftverk, og fast og fleksibelt forbruk. I eit vassdominert system er det tilsiget som er den viktigaste usikre faktoren for å planlegge optimal produksjon. Derfor blir det framtidige tilsiget modellert stokastisk. Modellen baserer seg då på historiske tilsig. Det eksisterer tilsigsdata frå 1930 og fram til i dag [10].

Samkjøringsmodellen har ikkje detaljert beskriving av nettet, men ein enkel beskri-
ving av utveksling mellom område. I tillegg har kvart område ei tapsfil for overføring.
For å få ei meir detaljert beskriving av overføringsnettet må ein bruke Samnett eller
Samlast. Begge modellane er bygd på Samkjøringsmodellen, men har nokre ekstra
eigenskapar.

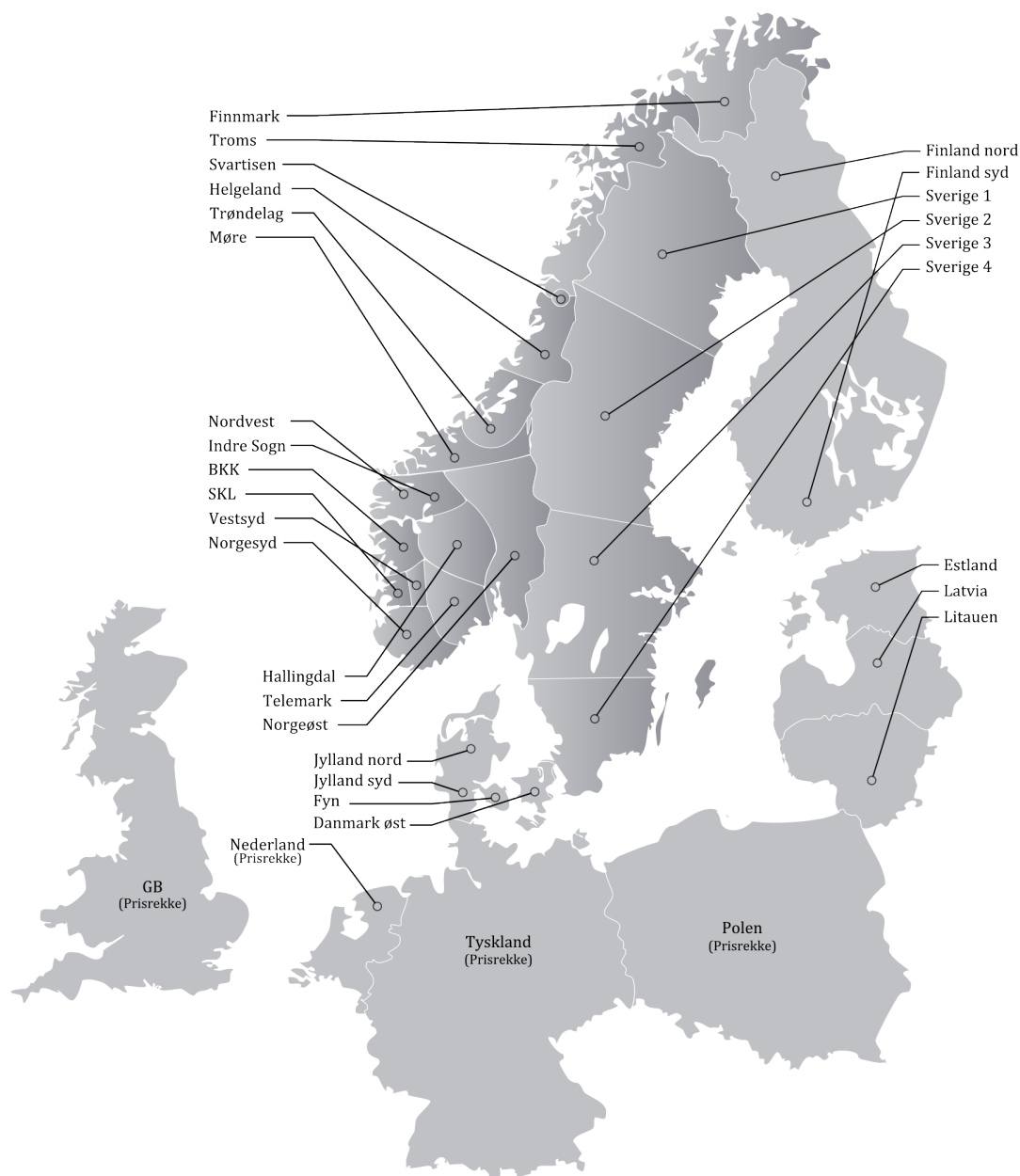
Modellen er delt i to og består av ein strategidel og ein simuleringsdel. I strategi-
delen bereknast *vassverdien* for kvart delområde. Vassverdien er ein funksjon av tid
og reservoarnivå. Optimering i strategidelen er basert på at vassressursane skal vere
optimale over tid.

I simuleringsdelen blir systemet simulert for ein historisk tilsigsperiode, der opti-
malløysing frå strategidelen vert brukt som avgjerdsgrunnlag. For kvar veke simule-
rast elektrisitetsforbruk, elektrisitetsproduksjon, utveksling mellom områda, utslepp
og økonomiske resultat [18]. Det vil oppstå ulike resultat ut frå kva tilsig og mark-
nadstilstandar som blir brukt under berekninga. Det vil derfor oppstå eit utfallsrom
i resultatata. Meir om strategi- og simuleringsdelen i seksjonane 3.1.3 og 3.1.5

3.1.1 Oppbygging av Basis-modell

Modellen kan tilpassast dei ulike aktørane sitt behov og eksisterer derfor i man-
ge variantar. Brukaren vel sjølv kva tidsoppløysing vassressursane planleggast med
(prisavsnitt), kor detaljert kraftverka skal beskrivast og kor mange område ein skal
ta med. Statnett SF brukar å dele veka opp i 5 eller 56 prisavsnitt. For oppdeling av
prisavsnitt sjå vedlegg A.2.

Modellen til Statnett SF består av 33 delområder som er vist i figur 3.1. Dei nordiske landa Noreg, Sverige, Finland og Danmark er delt opp i fleire mindre område. Noreg er delt opp i 15 område, Sverige i 4 område, Finland i 2 område og Danmark i 4 område. Områda er detaljert beskrivne og har godt over 1000 vasskraftverk med tilhøyrande restriksjonar og tilsig. Dei baltiske landa; Estland, Litauen og Latvia er delvis beskrivne, medan Tyskland, Polen, Nederland og Storbritannia (GB) er beskrivne eksogent. I tillegg er det eit hjelpeområde kalla Sydlenken. Sydlenken har ikkje produksjon og forbruk.



Figur 3.1: Oversikt over områda i Nord-Europa-modellen til Statnett SF.

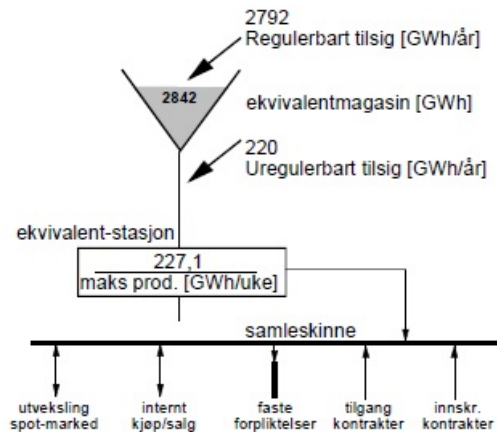
Områda er knytt saman med samla forbindingar. Oversikt over forbindingar mellom områda er vist i tabell A.1 og A.2 i vedlegg A.1. I tillegg er det ei tapsfil i kvart

område. Den tar med eit fast tap og endrar seg derfor ikkje med endra produksjon og forbruk. Analysemodellen til Statnett SF nyttar € og €c.

3.1.2 Oppbygging av område i Samkjøringsmodellen

Figur 3.2 viser at områda består av mange delar. Området består av:

- Vasskraft
- Varmekraft
- Marknad
- Nettdata

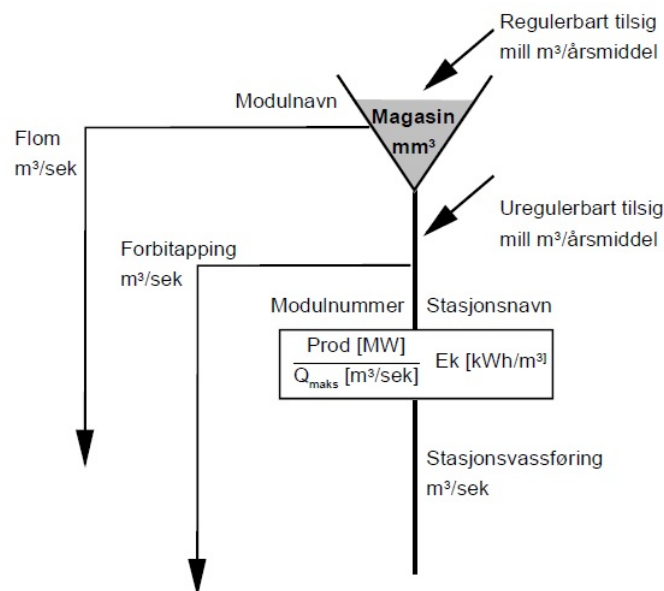


Figur 3.2: Eksempel på innhald i eit aggregert delområde [8].

Vasskraft er ei detaljert beskriving av korleis eit eller fleire vasskraftverk er bygd opp og hengsaman. For oversikt over oppbygging av vasskraftverk sjå figur 3.3. Komponentane i vasskraftverk er forklart nedanfor.

- Reservoar er representert med størrelse, og korleis fylling og kvotehøgde heng saman.
- Stasjon er representert med slukeevne, referansehøgde, produksjon og samanheng mellom produksjon og vassføring.
- Tilsig er kor mykje vatn som renn til kraftverket. Det kan delast i regulerbart tilsig og uregulerbart tilsig. Regulerbart tilsig kan lagrast, medan uregulerbart tilsig ikkje kan lagrast. Tilsiget er basert på årsmiddel og tilhøyrande historiske tilsig.
- Typologi er korleis forbitapping, flaumvatn og stasjonsvassføring heng saman med resten av systemet.

- Restriksjonar som maks og minimum reservoarfilling, maks og minimum stasjonsføring (kan vere som funksjon av fallhøgde) og minimum forbitapping.
- Pumpekraft kan enten vere pumpekraftverk eller pumpestasjon. Dei er funksjon av løftehøgde, maksimal pumping av vatn og korleis dei er tilknytt stasjonane.



Figur 3.3: Skjematisk oppbygging av vasskraft [10].

Varmekraft eller termiske kraftverk er kraftverk med tilhøyrande brenselkostnader og er typisk fossile kraftverk. Kraftverka består av maksimal effekt (MW) eller produksjon i ei periode (GWh), tilgjengelegheit i tid (ved 100 % er kraftverket tilgjengeleg heile tida) og marginalkostnad (øre/kWh eller €c/kWh). Kraftverka kan tilpassast for kvar enkel veke. Det gjev høve til å tilpasse korleis marginalkostnadene og maksimal produksjon endrar seg gjennom året. Termiske kraftverk har i modellen ein uendeleg leveranse av brensel for bestemte prisar. Under kategorien varmekraft ligg også moglegheten til gjenkjøp og rasjonering. Gjenkjøp er at leverandøren kan kjøpe att heile eller delar av kontraktane.

Marknadsdata kan delast i to kategoriar; fastkraft og priselastisk forbruk. Fastkraft er etterspørselen som er uavhengig av marknadspris. Denne blir ikkje endra før kraftverdiane blir svært store. Etterspørselen er eit årleg forbruk i GWh, og års- og vekeprofil fordeler forbruket over året. Fastkraft kan gjerast temperaturavhengig. Dette er særleg relevant i Norden der elektrisitet blir brukt til oppvarming. Priselastisk etterspørsel blir beskrive ved maksprisar og effekt eller maksprisar og energietterspørsel. Etterspørselen blir redusert med ei viss mengde effekt eller energi når kraftverdiane går over den definerte marknadsprisen.

Nettdata er informasjon om overføringsnett mellom delområda. Dei inneheld informasjon om maksimum linjekapasitet (MW), overføringstap (%), overføringsavgift (øre/kWh eller €c/kWh) og kva for prisavsnitt restriksjonane gjeld.

3.1.3 Strategi

I strategidelen blir vassverdiane berekna. Vassverdien er vatnet sin alternative verdi, altså verdien av at vatnet kan sparast og brukast på eit seinare tidspunkt. Derfor er vassverdien den *forventa* marginale verdien på den energien som er lagra i reservoaret og skal sørgje for at vatnet blir brukt optimalt på lang sikt.

” *Vannverdien er definert som marginalverdien av å lagre denne kWh.*” SINTEF [17]

Berekning av vassverdiar er ein komplisert prosess og blir enda vanskelegare når reservoara er avhengige av kvarandre. Vassverdien er avhengig av fleire usikre parameter: tilsig, etterspørsel og marknad. For å forenkle optimaliseringsproblemet, slik at det kan løysast i eit langsiktig perspektiv, blir vassverdien berekna for kvart enkelt delområder med samla (aggregert) tilsig, reservoar og vasskraftverk. Dette sjølv om kvart reservoar skal ha individuelle vassverdiar [11]. Denne samanslåinga kallast ein einmagasinmodell. Kvart område består no av einmagasinmodell, varmekraftprodusentar, intern kjøp- og salsmarknad og forbruk (fastkraft og utkoblbar kraft), samt tilkopling til andre område, sjå figur 3.2 [8]. Forholda for den sistnemnde vert endra ved bruk av kalibrering. Kalibrering blir gått gjennom i seksjon 3.1.4.

3.1.4 Kalibrering

Kalibrering er ein prosess for å justere vassverdiberekningane. Kalibreringa knytt delområda saman. Områda blir knytt saman ved hjelp av faktorane som endrar forholda mellom tilbod- og etterspørselkurvane ved å justere på etterspørselkurva. Faktorane endrar kor sterkt områda er knytt saman (tilbakekoplingsfaktoren), fordeling av forbruk gjennom året (formfaktoren) og elastisitet i forbruket (priselastisitet).

Kalibrering er ein komplisert prosess som krev at brukarane aktivt endrar faktorane eller at brukarane nyttar den innebygde og automatiske kalibreringa. Dei manuelle endringane baserer seg på erfaringa til brukaren. Den automatiske kalibreringa prøvar å tilpasse seg restriksjonar som blir sett av brukaren. Dette kan innebere å tilpasse reservoarkurver etter ønskja utforming, maksimere det samfunnsøkonomiske overskotet m.m. Å bruke den innebygde funksjonen er ein tidkrevjande prosess sidan prosessen krev mange gjennomkøyringar. Ved bruk av 5 prisavsnitt tar berekninga av nye kalibreringsfaktorar nokre døgn (2-3 døgn) og ved 56 prisavsnitt tar det fleire veker². Automatisk kalibrering med 56 prisavsnitt er derfor ikkje mogleg. Også den automatiske kalibreringa krev at brukarane kan vurdere resultatata.

²Ved bruk av Nord-Europ-modellen til Statnett SF.

3.1.5 Simulering

Simuleringsdelen prøvar å finne optimale avgjersle for kvar veke etter at strategidelen har lagt ein langsiktig plan for optimal drift. Simuleringa blir gjennomført for ei gitt mengd historiske tilsigsår og er delt i to; områdeoptimalisering og detaljsimulering.

Områdeoptimalisering

Områdeoptimaliseringa har ikkje detaljerte resultat, men resultat på områdenivå. Optimaliseringa brukar vassverdi og marknadsdetaljar for å avgjere korleis vatnet skal brukast i kvart område for kvar veke i alle tilsigsalternativa. Alle tilsigsalternativa er kjende og optimaliseringsproblemet vert løyst deterministisk³. Optimaliseringsproblemet er forma som eit minimaliseringsproblem og har restriksjonar som kraftbalanse og reservoarbalanse for alle område og periodar. Optimaliseringsproblemet brukar kostnader, tap og fysiske avgrensingar for å bestemme fordelinga av produksjon for kvart av delområda.

Simuleringa kan gjennomførast på to måtar; serie- og parallelsimulering. Ved serie-simulering heng alle åra saman. Reservoarnivået for den siste veke i eit år er reservoarnivået for den første veke året etter, men for det første året er reservoarnivået fastsatt. Ved parallelsimulering startar alle tilsigår med det same reservoarnivået.

Detaljsimulering

Den detaljerte simuleringa kan bli gjennomført på to måtar; tappefordeling og re-optimalisering. Tappefordelinga bygger på områdeoptimalisering, strategiar og iterasjonar. Re-optimalisering brukar områdeoptimalisering, strategiar og optimalisering for å løyse problemet. Tappefordeling er den opphavlege detaljsimuleringa for Samkjøringsmodellen og blir gått gjennom nedanfor. Re-optimaliseringa er ein nyare funksjon og blir gått gjennom i seksjon 3.2.

Tappefordelinga sin strategi avgjer korleis vassdisponeringa skal fordelast mellom dei individuelle reservoara i kvart delområde for alle vekene. Denne delen av simuleringa er bygd på heuristikkar eller tappefordelingsstrategiar og har som mål å finne optimal produksjonsfordeling i kvart enkelt område basert på områdeoptimaliseringa. Tappefordelinga sin strategi baserer seg på reglar for å fordele produksjonen på dei ulike vasskraftverka. Reglane skal redusere faren for flaum i enkeltreservoar i periodar med mykje tilsig og hindre tomme reservoar i periodar med stort forbruk.

Dersom tappefordelinga finn ut at det ikkje er mogleg å løyse problemet blir det gjort justeringar. Årsaken til at problemet ikkje kan løystast er at førsetnadane for området ikkje blei som planlagt i områdeoptimaliseringa og det må gjerast nye oppdateringar i områdemodellen.

³Deterministisk modell er utan usikkerhet og alle inngangsdata er kjent [3].

Dette er ein prosess som ofte må gjerast fleire gangar. For kvar runde vert det gjort justeringar i områdeoptimaliseringa. Etter at konvergens er oppnådd og avviket er innanfor eit akseptabelt nivå går ein vidare til neste område og prosedyrane blir gjort på nytt. Eit avvik er for eksempel at forskjellen mellom faktisk produksjon og ønska produksjon er for stor.

3.1.6 Kjøre Samkjøringsmodellen

Ved oppstart av Samkjøringsmodellen kan ein nytte Saminn og Stfil. Saminn registrerer data frå filer, og skriv dei slik at dei kan nyttast av simuleringsprogramma. Stfil blir brukt for å bestemme styredata og kalibrering. Styredata er til dømes start og slutt veke, mengd år som skal simulerast, område som skal detaljsimulerast og reservoarnivå. Saminn og Stfil er enkle å forstå og har gode forklaringar.

For vassverdiberekning og simulering brukar ein funksjonane Vansimtap, Samsim, Samtap og ReOpt. Vansimtap brukast til berekning av vassverdi i kvart delområde. Samsim simulerer på enmagasinmodellnivå (områdeoptimalisering). Samtap brukast til detaljert simulering med tappefordeling. ReOpt brukast til detaljert simulering med optimalisering. Vassverdiberekningar kan også gjerast i Stfil ved å velje *ja* på spørsmål om tappefordeling skal gjennomførast.

Ved detaljerte analysar kan ein bruke Samtap og ReOpt. Samtap nyttar strategiar for å simulere systemet og finn ei gyldig og god løysning basert på områdeoptimalisering og iterasjon. ReOpt har som mål å optimalisere kvar enkelt veke på nytt basert på områdeoptimaliseringa. Meir om ReOpt i seksjon 3.2. Tidsmessig er Samtap vesentleg raskare sidan den ikkje søker etter optimal løysing. I rapporten blir Samtap og ReOpt omtala som eigne modellar, men begge er i realiteten underfunksjonar av Samkjøringsmodellen.

For meir informasjon om simulering, sjå SINTEF Energi AS sin *Samkjøringsmodellen Brukerveiledning, totaloversikt* [10].

3.2 ReOpt

I denne seksjonen er modellen ReOpt beskrevet. Teorien baserer seg i hovudsak på notatet *ReOpt; Modeling of short term optimization and pumped storage in EMPS* av Geir Warland ved SINTEF Energi AS [21], men også *Samkjøringsmodellen Brukerveiledning, totaloversikt* av SINTEF Energi AS [10]. Modellen baserer seg på bruk av CPLEX⁴ versjon 12.2. Ved bruk av andre versjonar av CPLEX vil programmet få kopileringsfeil og kodane må skrivast om.

Det finst ein eldre og ein ny versjon av ReOpt. Den nye versjonen er ein protoversjon og den eksisterer med ulik mengd bit; 32- og 62-bit. Siden den er ein protoversjon er den ikkje tatt aktivt i bruk av kommersielle aktørar.

ReOpt er ein modell som tek for seg område med mykje fornybar energi i kombinasjon med vasskraftverk og pumpekraftverk. Metoden går ut på å løyse problemet i to steg: Samkjøringsmodellen og ReOpt. Samkjøringsmodellen skal finne reservoarnivået i slutten av kvar veke med tilhøyrande vassverdi. Den siste delen, ReOpt, har som mål å utnytte potensialet i eit vasskraftsystem best mogleg og i den nye funksjonen så realistisk som mogleg.

Etter at Samkjøringsmodellen har funne reservoarnivået ved hjelp av områdeoptimalisering og strategi løyser ReOpt problemet som eit lineært optimaliseringsproblem, LP-problem (sjå vedlegg A.4.1), for ei veke. Tidsoppløysinga i kvar veke kan enten vere samla timar (prisavsnitt) eller enkelttimar. Ved å løyse det som eit LP-problem vil ein kunne utnytte fleksibiliteten som vasskraftsystemet har, fordi LP-problem alltid finn løysningar som er på kanten av tillatne løysingar [3].

ReOpt brukar ei forholdsvis detaljert beskriving av kraftsystemet. Modellen brukar informasjon som er lagt inn i Samkjøringsmodellen og nokre ekstra filer. Meir om desse filene seinare i seksjonen. Modellen optimaliserer kraftsystemet for ei veke og alle område samtidig. For best moglege resultat er det ein fordel at kvart prisavsnitt inneheld ei lita mengd timar. Kvar enkelt veke heng saman ved at sluttreservoarnivået i den eine veka er startreservoarnivået for den neste. Unntaket er den første veka i tilsigsperioden som er fastsett, og eventuelt første veka for kvart år som er fastsett ved bruk av parallellsimulering.

ReOpt har tre moglege optimaliseringmetodar for å løyse problemet, sidan det ikkje er sikkert at den finn optimalløysinga ved bruk av den første eller den andre metoden. Hovudmetoden for optimering er barrier. Barrier er ein rask metode for å løyse optimaliseringsproblem. Metode nummer to er dual-simplex som kan løyse problemet dersom ein startar utanfor området med tillatelege løysingar. Den siste metode er primal-simplex. Dersom ingen av dei to føregåande metodane har funne ei løysing vil primal-simplex alltid finne den beste løysinga (så lenge der er løysing på problemet). Primal-simplex brukar lang tid, men kjem fram til det optimale punktet så lenge problemet er mogleg å løyse [3].

⁴CPLEX er eit dataprogram for å løyse lineære optimaliseringsproblem, LP-problem.

Modellen fungerer tilsynelatende godt saman med Samkjøringsmodellen, men det er oppdaga nokre svakheiter i modellen ved detaljert beskriving av oversføringsystem. Dette gjer at ReOpt ikkje er fullstendig kompatibel med Samlast, men den fungerer⁵.

3.2.1 LP-formulering

Problemet blir løyst deterministisk for tilsig, temperatur og vind. Utveksling mellom område og eventuelt internt i området er basert på DC kraftsystem. Optimaliseringsproblemet er delt opp i tre hovudrestriksjonar: minimalisere kostnader, kraftbalanse og reservoarbalanse.

- *Minimalisere kostnader* for bruk av termiske kraftverk, prisavhengige etterspørslar (negativ) og overføringslinjer i alle periodane og for alle delområde.
- *Kraftbalanse* vil seie at produksjon og forbruk er like i kvart område i alle prisavsnitt. Det inkluderer vasskraftverk, termiskekraftverk, vindkraft og overføring på linjene (inkludert tap).
- *Reservoarbalanse* vil seie at summen av produksjon, flaumtap, forbitapping, tilsig og reservoarnivå må stemme overeins.

Data for desse restriksjonane er input også i Samkjøringsmodellen og trengs ikkje å leggast til i ReOpt. For meir informasjon om restriksjonane sjå notatet *ReOpt; Modeling of short term optimization and pumped storage in EMPS* [21].

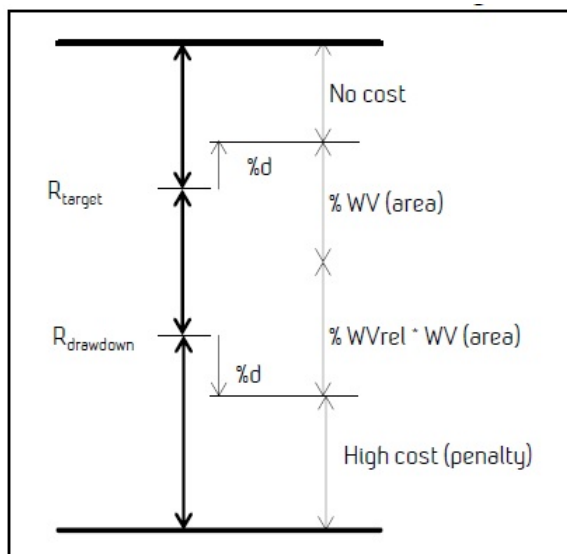
Modifisert vassverdi

Oppbygginga av likningane i dei føregåande punkta har gjort vatnet gratis å bruke og ført til store tilpassingsmoglegheiter. Det kan føre til lågare kraftverdiar i marknadsklareringa og det vil bli mindre lønnsamt med pumpekraft. For å tilpasse dette er det innført modifiserte vassverdiar og tilleggsrestriksjonar.

Vassverdien er delt opp som i figur 3.4. Dei nye vassverdiane vil også gjere det mogleg å overføre energi frå ei veke til neste veke ved at der er eit vindaug ein må treffe innanfor. Omgrep for figur 3.4 blir forklart nedanfor.

- R_{target} er det originale reservoarnivået etter områdeoptimaliseringa. Dette er felles reservoarnivå for alle reservoara i området.
- $R_{drawdown}$ er reservoarnivået etter områdeoptimalisering og strategi, og er eit individuelt reservoarnivå.

⁵Etter samtale med Geir Warland 3.mars.2014.



Figur 3.4: Sluttreservoarnivå med vassverdier frå Samkjøringsmodellen [21].

- Målvindauget er delt i to; området rundt R_{target} og området rundt $R_{drawdown}$. Rundt R_{target} er det den samla vassverdien for alle reservoar i området for eit gitt reservoarnivå som blir brukt, medan rundt $R_{drawdown}$ er det ein modifisert vassverdi.
- Brukar ein mindre vatn enn målvindauget er vatnet gratis å bruke.
- Brukar ein meir vatn enn målvindauget tillet vil det oppstå ein straffekostnad.

Ekstra data

Ved bruk av ReOpt er det høve til å legge inn ekstra restriksjonsdata på kraftverk, reservoar og forbindingar, fordi kraftsystemet blir for fleksibelt utan dei ekstra restriksjonane. Stor fleksibilitet gjer at det blir små prisforskjellar gjennom veka og døgnpumping blir mindre aktuelt. Med å nytte dei ekstra restriksjonane i detaljsimuleringa blir systemet også meir verkelegheitsnært. Ved verkelegheitsnært meiner ein at kraftsystemet har forseinkingar: både fysiske og pålagde. Restriksjonane er nærmare forklart i seksjon 2.5 og 2.6.1. Restriksjonane står under pumpekraftverk, men gjeld også andre vasskraftverk. Restriksjonane omfattar:

- Maksimal variasjon i reservoarnivå
- Maksimale endringar i tappefordeling i same veke
- Maksimal endring i vassføring
- Tidsforseinkingar i vassføring

- Maksimal endring av overføringslinjer

For informasjon om registrering av data til ReOpt sjå vedlegg A.4.2 og A.4.3.

3.2.2 Kjøre ReOpt

ReOpt startast i same kommandovindauget som andre program i Samkjøringsmodellen. Vilkåra til ReOpt blir satt i starten og er like Samtap. Vilkåra er gitt i vedlegg A.4.2. Blant anna kan ein endre mengd optimaliseringssteg og kor stort avvik som kan akseptast. For val av kor mange bit, 32- eller 64-bit, som skal brukast nyttast følgjande kommandoar; *samtap_reopt_32 -r* eller *samtap_reopt_64 -r*. Ved å skrive *-r* startar ein ReOpt og utan *-r* vil ein starte Samtap. Å simulere kraftsystemet i ReOpt er ein tidkrevande prosess som tar fleire døgn (2 - 5 døgn), men det er høve i ReOpt til å forkorte simuleringstida noko. Den forkortast ved bruk av ein parallellfunksjon, *samtap_reopt_32 -r -pa*. Denne funksjonen er uavhengig av om ein køyrer parallell- eller seriesimulering i Samkøyringsmodellen, fordi den er innebygd i CPLEX. Der er mange fleire funksjonar ein kan skrive inn, for meir informasjon sjå vedlegg A.4.2.

3.2.3 Utskrift av resultat

Resultata for ReOpt blir lagra i dei same filene som andre resultat frå Samkjøringsmodellen og derfor kan dei same resultatprogramma, nyttast.

Det er mange måtar å hente ut resultata på etter simulering. Dette er avhengig av kva ein er ute etter. Vanlige funksjoner er [16]:

- AVREGN (Energibalanse på områdenivå)
- SAMOVERSKUDD (Samfunnsøkonomisk overskot)
- KURVETEGN (Grafisk presentasjon)
- SAMTAP (Grensenyttesignaler)
- SAMUTSKRV (Resultat for delområdenivå)
- UKEDETSKR (Detaljert produksjonsystem)
- UTSLIPP (Klimagass utslepp)
- Det er også mogleg å bruke funksjonane VVTEGN og PCKurvetegn for å teikne direkte i vindauget.

I rapporten er det funksjonane Samoverskudd og Kurvetegn som blir brukt, og resultata blir skrivi ut i reknearkformat.

Samoverskudd skriv ut ei oversikt over produksjon, forbruk, områdetap og snittap i GWh, samt produsentoverskot, konsumentoverskot, flaskehalsinntekter, TSO-overskot, kostnad for områdetap og kostnad for snittap i millionar €. Resultata er for alle tilsigsår, samt gjennomsnittlege verdiar for kvart enkelt område og samla verdiar for alle områder.

I Kurvetegn er det høve å skrive ut resultat for delområde og enkeltkraftverk. Utskrifta kan gjelde for alle tilsigsalternativ eller for gjennomsnittet av tilsigsalternativ, og for enkeltveker eller prisavsnitt. Felles for alle utskrifter er at kvar enkelt rad inneheld ei bestemt veke eller prisavsnitt. Elles er oppbygginga av filene avhengig av kva ein skal skrive ut.

På delområdenivå kan ein skrive ut til dømes:

- Kraftverdi [€c/kWh]. Kraftverdi er verdien som beskriv prisane på spotmarkedet [10]. Kvar kolonne inneheld eit bestemt delområde.
- Utveksling [MW]. Utveksling er kor mykje effekt som flyt mellom område. Den har positiv verdi viss den flyt i same retning som namnet og negativ verdi om det flyt i motsett retning [10]. Kvar kolonne inneheld ei bestemt forbinding mellom delområda.
- Magasinfylling [GWh]. Magasinfylling viser mengd GWh som er i reservoaret ved slutten av kvar veke [10]. Kvar kolonne inneheld eit aggregert reservoar for eit bestemt delområde.

For meir detaljerte resultat for eit enkelt delområde og moduldata kan ein skrive ut informasjon som:

- Pumpa energi [GWh]. Viser mengd pumpa energi for eit delområde. Pumpinga er gitt i positive verdiar. Det må skrivast ut resultat for kvart enkelt delområde.
- Produksjon [GWh eller MW]. Viser produksjon for kvart enkelt kraftverk (modul). Produksjonen er positiv og pumpinga er negativ. Det må skrivast ut resultat for kvart enkelt kraftverk.
- Magasinfylling [PROSENT, KOTE, MM3 eller GWh]. Utskrifta viser reservoarnivå for kvart enkelt reservoar. Det må skrivast ut resultat for kvart enkelt reservoar.

Ein har valt å ikkje presentere fleire moglege utskrifter fordi desse er dei mest aktuelle for rapporten. For fleire utskriftsalternativ, sjå vedlegg A.4.

Kapittel 4

Val av data, scenario og resultatbehandling

Dette kapitlet går gjennom val og avgjersler som er tatt i samband med utarbeidinga av rapporten. Det blir gått gjennom val av pumpekraftverk, korleis pumpekraftverka skal endrast, val av faktorar som skal endrast for å oppnå ønskja resultat og kor mykje faktorane skal endrast, samt scenario som skal simulerast og korleis resultatata skal behandlast.

4.1 Pumpekraftverk

I rapporten blir det gjennomført ein analyse med maksimalt 14 250 MW ny pumpekraft i Noreg, fordelt på 15 kraftverk. Det gjev 950 MW ny pumpe- og turbinkapasitet på kvart pumpekraftverk. Kraftverka er aktuelle kraftverk med gode reguleringsmoglegheiter. Kva kraftverk som blir endra er vist i tabell 4.1¹. I vedlegg B.1 er det ei oversikt over kraftverka med eksisterande pumpe- og turbinkapasitet, samt dei nye kapasitetane. Kraftverka ligg hovudsakleg plassert i den sørvestlege delen av Noreg og ligg plassert som vist på kartet i figur 4.1.

Ved registrering av kraftverk er det mange faktorar som kan regulerast. I denne analysen er det valt å halde energiekvivalent², reservoarstørrelse og typologien konstant, medan maksimalkapasitet på pumpe og produksjon aukar med 950 MW. Ein går også ut frå at det er ein lineær samanheng mellom vassføring og produksjon. Dette stemmer ikkje med verkelegheita, men det fungerer godt i modellen. I kalkuleringa av vassføring er det brukt ein verknadsgrad på 90 %.

Ei siste forusetting som er tatt for pumpekraftverk er at kraftprodusentane er villige og får lov til å pumpe vatn frå nedre reservoar så lenge der er vatn (ned til 0 %) og pumpe til øvre reservoar så lenge der er plass til meir vatn (opp til 99 %).

¹Kraftverka er frå Statnett SF ved Ivar Døskeland.

²Å halde energiekvivalenten konstant vert feil med tanke på at anlegget må byggast om, men det blir antatt at den er presentabel for analysen.

Område	Til (namn)	Frå (namn)
BKK	Hodnab_Vos	Kaldest_BKK
Hallingdal	3-Aurland	2L-Aurland
Hallingdal	Øljusjø	Borgund
Norgesyd	Roskrepp	Kvinen
Norgesyd	Tjørholm	Tonstad
Norgesyd	Solhom	Tonstad
Norgesyd	Holen III	Brokke
Norgesyd	Holen I-II	Brokke
Norgesyd	Duge	Tjørhom
SKL	Jukla-Høy	Mauranger
Telemark	Songa+Bitdal	Vinje
Trøndelag	Nedalsfoss	Vessingfoss
Vest Syd	Kvilldal	Hylen
Vest Syd	Røldal	Suldal 1
Vest Syd	Saurdal	Kvilldal

Tabell 4.1: Tabellen viser pumpekraftverk som blir endra.



Figur 4.1: Kvar pumpekraftverka ligg plassert [35].

Ved registrering av pumpekraftverka blir flex-filer nytta. Flex-filer er filer som skriv inn kommandoar til Samkjøringsmodellen og Samkjøringsmodellen sine underfunksjonar. Denne forma for registrering av data blir nytta fordi det går raskt og det er mindre sannsynleg at det blir brukt feil data i modellen.

4.2 Data til modellane

Samkjøringsmodellen og ReOpt skal brukast for å finne ut om det er lønnsamt å bygge ut storskala pumpekraft i Noreg, eventuelt kva som skal til for at det skal bli lønnsamt. Teorien viser at det er mange faktorar som kan endrast ved bruk av Samkjøringsmodellen. I analysen er dei fleste faktorane uforandra. Med flest moglege faktorar uforandra vil det vere lettare å forklare kva påverknad dei ulike forandringane har.

Faktorar som blir endra er faktorar som gjev store utslag på lønnsemda til pumpekraftverk. Ein faktor som vil ha store utslag er etterspørselen, men denne er det valt å halde uforandra, fordi fokuset ligg på produksjon og distribusjon. Det blir heller ikkje tatt hensyn til at kraftverka kan få inntekter frå *systemteneste*, sidan Samkjøringsmodellen ikkje har ein funksjon for dette. Faktorar som blir forandra er gitt i punkta under.

- Kapasitet på pumpekraftverk
- Kapasitet på mellomlandsforbindingar
- Forbindingar mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar
- Forbindingar internt i Noreg og Sverige
- Marginalkostnader på termiske kraftverk i Norden
- Prisrekka i eksogene område
- Verknadsgrad
- Fysiske og pålagde restriksjonar

4.2.1 Kapasitet på pumpekraftverk

I hovudsak blir det gjennomført ein analyse med 14 250 MW nyinstallert pumpekraft. For å få eit større bilde og meir oversikt over moglegheit for utbygging av pumpekraftverk blir det også analysert med mindre installert kapasitet³. Det blir analysert med 0 MW, 950 MW, 6 650 MW, 9 500 MW og 14 250 MW.

For 950 MW er det kraftverket Tjørhom i Norgesyd som får auka kapasitet. Grunnen til at dette kraftverket blei valt er at det er gjort konsesjonsutredning av eit pumpekraftverk i tilknytning til Tonstad. Når 6 650 MW blir nytta er pumpekraftverka plassert i Norgesyd og SKL. 5 700 MW er då lagt til Norgesyd og 950 MW i SKL. Grunnen til dette er fordi det er kort avstand mellom pumpekraftverka og mellomlandsforbindingane. 9 500 MW har dei same pumpekraftverka som for 6 650 MW, men i tillegg er pumpekraftverka i Vestsyd lagt til. Kraftverka kunne vore fordelt på ulike område, men med tanke på registrering av data i Samkjøringsmodellen

³Avtalt etter samtale med Ivar Husevåg Døskeland.

er det valt å plassere data per område.

4.2.2 Mellomlandsforbindingar

Nye mellomlandsforbindingar kan utbyggast mellom alle land som er representert i modellen. Det er i denne analysen fokusert på at krafta skal gå frå Noreg mot Tyskland, Nederland og Storbritannia. Desse forbindingane er valt sidan det er Noreg som betalar for investeringane og ein ønskjer å få mest mogleg tilbake for investeringar. Dei andre mellomlandsforbindingane er konstante og bestemt av Basis-datasettet for Nord-Europa for 2030 frå Statnett SF.

Det er forventa at ved utbygging av storskala pumpekraft må mellomlandsforbindingane utbetrast nesten tilsvarende. Mellomlandsforbindingane må samtidig ha periodar der dei vert brukt maksimalt. Totalt i Noreg er det ein eksportkapasitet på 11 800 MW i Basis-datasett, sjå vedlegg A.1. 4 900 MW av desse går frå Noreg til Tyskland, Nederland og Storbritannia og fordelinga er vist i tabell 4.2.

Det er vanskeleg å fastsette konkret kor mykje ekstrakapasitet forbindingane må ha. Det blir derfor gjort forsøk med forskjellige kapasitetar: 0 MW, 2 800 MW, 5 600 MW, 9 200 MW og 13 400 MW. Tabellen 4.2 viser alternativ for kapasitet på forbindingane. Tala er valt for at dei skal gå opp i 700 og 1400 MW forbindingar, sidan dei fleste kablane Statnett SF har bygd og planlagt har denne storleiken.

Frå	Til	Kapasitet for basis, 4 900 MW [MW]	Kapasitet på 7 700 MW [MW]	Kapasitet på 10 500 MW [MW]	Kapasitet på 14 100 MW [MW]	Kapasitet på 18 300 MW [MW]
Norgesyd	Tyskland	1 400	2 800	2 800	5 000	6 400
Norgesyd	Nederland	700	700	2 100	2 100	2800
BKK	Storbritannia	1 400	2 800	2 800	3 500	4900
Vestsyd	Storbritannia	1 400	1 400	2 800	3 500	4200

Tabell 4.2: Nye kapasitetar på mellomlandsforbindingar i analysen.

Det har skjedd ein reknefeil på forbindinga mellom Norgesyd og Tyskland. Det skulle vore 4 900 MW og 6 300 MW, men det er benytta 5 000 MW og 6 400 MW. Feilen er ikkje retta sidan den har lita betydning for analysen.

Energitap og overføringsavgifter vert haldne konstante for alle forbindingar.

4.2.3 Forbindingar mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar

Det blir forsøkt å endre på forbindingar mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingane. Det omfattar forbindingane mellom BKK, Hallingdal, Møre, Nordvest, Norgesyd, SKL, Telemark, Trøndelag og Vestsyd. Forbindingane er testa med dobla kapasitet og kapasitet på dei nye forbindingane er vedlagt i vedlegg B.3. Resultatet skal gje ei betre forståing om forsterkingar av forbindingane vil gjer det meir eller mindre lønnsamt.

4.2.4 Forbindingar internt i Noreg og Sverige

Det blir forsøkt å forsterke alle forbindingar mellom områder i Noreg og Sverige. Alle forbindingar for dobbla kapasiten og kapasitet på dei nye forbindingane er vedlagt i vedlegg B.3. Scenarioet skal skape eit breiare bilde av situasjonen i Norden og resultatet skal vise om endring av nettavgrensingar i Norden vil gjere det meir eller mindre lønnsamt å drive med pumpekraftverk.

4.2.5 Marginalkostnader i termiske kraftverk i Norden

Kraftverka i Norden er av typen gasskraftverk, oljekraftverk, kjernekraftverk, kol-kraftverk og biokraftverk. I rapporten er det fokusert på endring av fossile kraftverk, medan kjernekraftverk og biokraftverk er uforandra.

I analysen er det forandring av marginalkostnadene som er i fokus. Kapasiteten på kraftverka og om kraftverket eksisterer er basert på Basis-datasettet. Totalt er det 240 fossile kraftverk i datasettet. Kraftverka er ikkje vist i rapporten på grunn av store datamengder, samt at noko av informasjonen er konfidensiell.

Endringar på marginalkostnader tar utgangspunkt i endringar på prisane for fossilt brensel og CO_2 -avgift, medan O&M-kostnadene (drift og vedlikehaldskostnader) er konstante i analysen. Verdiane som blir nytta i analysen er vist i tabell 4.3. Tala er valde med bakgrunn i teorien om olje og gass i seksjon 2.6.2. For utsleppsavgift er det tatt utgangspunkt i verdiar som Statnett SF har nytta. Ved endringar av marginalkostnader blir det benytta ei Excel-fil med høve til å forandre på dei ulike delane av marginalkostnadene for kvart enkel kraftverk. Excel-fila er utvikla av Statnett SF.

Generelt er ingen av verdiane lågare enn Basis-datasettet. Dette baserer seg på at tidlegare erfaringar har vist at pumpekraftverk ikkje har vore lønnsame. Det er valt å ta med ekstreme scenario, øvre grense av prognosane, fordi ein får testa ytterpunktta av moglege utfall.

Det er forventa at fossile kraftverk i Norden skal ha lite utslag på resten av kraftsystemet, sidan det er eit kraftoverskot i Norden og tidlegare resultat av Statnett SF

viser at dei blir lite brukt⁴.

	Dagens nivå 2012	Basis data- sett 2030	Middels høg 2030	Høg 2030
Olje [€/MWh] (\$/fat)	45 (95)	62,5 (135)	69,4 (150)	92,6 (200)
Gass [€/MWh] (£/therm)	25 (60) (9.7 \$/MBtu)	30,4 (73) (11,8 \$/MB- tu)	41,6 (100)	60,3 (145)
Utsleppsavgift, CO_2 [€/tonn]	5	45	56	67

Tabell 4.3: Kostnader for fossilt brensel og utsleppsavgift i 2030. Dagens nivå er basert på Analyserapport samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel frå Statnett SF [7].

4.2.6 Prisrekka i eksogene område

Dei eksogene områda i modellen er Tyskland, Nederland, Storbritannia og Polen. Kraftverdiane i områda er sterkt avhengige av termiske kraftverk og det er derfor forventa at kraftverdiane i områda vil følgje marinalkostnadene til dei termiske kraftverka i Norden. Marginalkostnader på termiske kraftverk i Norden og prisrekka i dei eksogene områda blir dermed forandra samtidig i analysen. Begge med bakgrunn i tabell 4.3.

Det eksisterer ei prisrekke for forbruk og ei prisrekke for produksjon i kvart område, men begge prisrekke er like. Modellen tar derfor ikkje med at kraftverdiane og etterspørselen vil endre seg ved sterkare tilknytting til Norden. Dette vil skape ein lågare dynamikk i systemet og vere ein svakheit for analysen.

Prisrekker i dei eksogene områda er svært vanskelege å generere og utgangspunktet er derfor ei prisrekke frå eit anna analyseprogram, BID. Prisrekka er utvikla for Basis-datasett og er ikkje tilpassa endringane som blir gjort på kraftsystemet. Det er forventa at variasjonen i kraftverdiane blir mindre ved tilknytting til Noreg. Dette blir ikkje tatt omsyn til fordi det er forventa at pumpekraft ikkje vil vere lønnsamt ved mindre variasjon i kraftverdiane. Derimot blir prisrekka tilpassa større variasjonar.

- Prisrekka blir brukt som opphavleg.
- Dei høge kraftverdiane blir høgare, medan dei låge kraftverdiane er stabile.
- Dei låge kraftverdiane blir lågare og gjennomsnittet på prisrekka blir lågare.

⁴Etter samtale med Ivar Husevåg Døskeland.

- Dei høgaste og lågaste kraftverdiane blir forsterka og gjennomsnittet på prisrekka blir lågare.

Endringa av dei høgaste kraftverdiane i prisrekka er basert på brenselprisane for gass og CO_2 -avgift i tabell 4.3. Kostnadene er fordelt med omtrent 70 % på brensel og 28 % på utslepp. Dette er basert på gjennomsnittleg fordeling av marginalkostnader for fossile kraftverk i Norden. Det er valt å auke kraftverdiane over 7 €/kWh. 7 €/kWh er valt fordi dei fleste termiske kraftverk i Norden er på over 7 €/kWh, samtidig som det er toppane ein ønskjer høgare.

Når dei låge kraftverdiane blir lågare blir dette gjort ved at kraftverdiar under 3 og 5 €/kWh går mot 0 €/kWh. I tillegg blir gjennomsnittet av prisrekka senka med 2 €/kWh. Dette er valt fordi det må byggast ut store mengder uregulerbare energikjelder dersom det oppstår ein så vesentlig reduksjon av kraftverdiane som nemnt ovanfor. Store mengder uregulerbare energikjelder vil sørgje for store mengder *billig* energi og alle kraftverdiane blir lågare. Årsaka er at ein ikkje forventar at kraftverdiar er under 0 €/kWh i det lange løp⁵.

I analysen blir det testa med ulike kombinasjonar. Scenarioa skal skape eit breitt spekter av kombinasjonar og vil vise kor sensitivt marknaden er. Det blir testa med kombinasjonane som er gitt i tabell 4.4. I tabellen er ordet original brukt. Original er at det ikkje er gjort endringar frå Basis-datasettet.

Fossile brenselprisar	CO_2 -avgift	Reduksjon av låge prisar og senking av prisrekker
Original	Original	Original
Original	Original	5
Original	Original	3
Original	Middels høg	Original
Original	Høg	Original
Middels høg	Middels høg	Original
Middels høg	Høg	Original
Høg	Original	Original
Høg	Høg	3
Høg	Høg	Original

Tabell 4.4: Oversikt over scenarioa med ulike brenselprisar og utsleppsavgifter.

Koden for berekning av ny eksogen prisrekke er vedlagt i vedlegg B.2. I vedlegget er det også lagt ved prisrekker for Tyskland for dei ulike alternativa. Prisrekkene er vist i to figurar. Den eine figuren viser kraftverdiar for det første året i analysen og den andre figuren viser gjennomsnittlege verdiar og prosentilar.

⁵Etter samtale med Ivar Husevåg Døskeland.

4.2.7 Verknadsgrad

Verknadsgraden på kraftsystemet er viktig. Utbetring av kraftsystemet vil gje eit lågare tap. Dette er likevel ikkje grunnen til at det blir gjort forsøk med ulike verknadsgrader. Hovudgrunnen til å analysere med ulike verknadsgrader er at ri må teste om kraftsystemet og ReOpt responderer som forventet.

Det blir gjort forsøk med 90 % og 100 % verknadsgrad for pumpedelen av pumpekraftverket. 100 % er ein urealistisk verdi, men den vil vise større forskjellar på resultatet enn ei endring på nokre få prosent. Pumpekapasitetane med ein verknadsgrad på 100 % er vedlagt i vedlegg B.4.

4.2.8 Fysiske og pålagde restriksjonar

Dei fysiske og pålagde restriksjonane vil påverke kraftsystemet. Restriksjonane avgrensar kor raskt det er mogleg å endre produksjon og forbruk på kraftanlegga, samt kor raskt energiflyten på overføringssystemet kan endrast.

I analysen blir det ikkje tatt omsyn til dei fysiske og pålagde restriksjonane. Dette på grunn av manglande data og svært tidkrevjande arbeid. Manglane på restriksjonane vil svekkje resultatet.

Det hadde vore mogleg til å samle inn data og legge inn restriksjonane på pumpekraftverk, men det ville vore svært tidkrevjande. Sidan restriksjonane gjeld alle kraftverk, vil innføring av restriksjonane på pumpekraftverka føre til at pumpekraftverk blir dårlegare stilt enn dei andre kraftverka. Då vil pumpekraftverk bli mindre lønnsamt enn kva dei vil vere i ein reell situasjon.

4.3 Scenario

Analysen blir gjennomført ved å endre på faktorane som er nemnt, anten åleine eller fleire av faktorane i kombinasjon. Seksjonen viser kva kombinasjonar som blir brukt. Scenarioa er delt opp i ulike grupper slik at det skal bli lettare å samanlikne kva utslag endringane får. Gruppene er:

- Varierende kapasitet på pumpekraftverk
- 14 250 MW pumpekraft
- Andre faktorar

I tillegg til scenarioa som er vist i tabellane 4.5, 4.6 og 4.7 eksisterer det nokre referansescenario. Referansescenarioa inneheld Basis-scenarioet og scenario med varierende marginalkostnader på termiske kraftverk og varierende eksogene prisrekker.

Det blir laga referansescenario for å lettare kunne samanlikne kva påverknad pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar har på kraftsystemet og ikkje kva påverknad endringar av marginalkostnader og prisrekker har på kraftsystemet. Referansescenarioa er gitt i vedlegg B.5.

Generelt går mange av scenarioa igjen. Dette er fordi det skal vere lettare å samanlikne kva betydning dei ulike endringane har.

4.3.1 Varierende kapasitet på pumpekraftverk

Dei første scenarioa er basert på endring av kapasitet på pumpekraftverka og mellomlandsforbindingar. Scenarioa har fått namn etter kapasitet på pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar. *p.* står for pumpekraftverk, *u.* for utveksling (mellomlandsforbindingar), medan talverdien er kapasitet i mengd MW.

Scenario	Ny pumpekraft [MW]	Nye mellomlandsforbindingar [MW]
p.0/u.4900	Original	Original (4 900)
p.0/u.7700	Original	7 700
p.0/u.10500	Original	10 500
p.0/u.14100	Original	14 100
p.0/u.18300	Original	18 300
p.950/u.4900	950	Original (4 900)
p.950/u.7700	950	7 700
p.950/u.10500	950	10 500
p.950/u.14100	950	14 100
p.950/u.18300	950	18 300
p.6650/u.4900	6 650	Original (4 900)
p.6650/u.7700	6 650	7 700
p.6650/u.10500	6 650	10 500
p.6650/u.14100	6 650	14 100
p.6650/u.18300	6 650	18 300
p.9500/u.4900	9 500	Original (4 900)
p.9500/u.7700	9 500	7 700
p.9500/u.10500	9 500	10 500
p.9500/u.14100	9 500	14 100
p.9500/u.18300	9 500	18 300
p.14250/u.4900	14 250	Original (4 900)
p.14250/u.7700	14 250	7 700
p.14250/u.10500	14 250	10 500
p.14250/u.14100	14 250	14 100
p.14250/u.18300	14 250	18 300

Tabell 4.5: Scenario med ulik kapasitet på pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar.

4.3.2 14 250 MW pumpekraft

Scenarioa i gruppa *14 250 MW pumpekraft* er basert på ein kapasitet på 14 250 MW pumpekraft og 14 100 MW mellomlandsforbindingane. Det blir testa kva utslag forbindingar mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar har. I tillegg blir orbindingar internt i Norden, marginalkostnadene på termiske kraftverk og dei eksogene prisrekkene testa. Å halde totalkapasiteten på pumpekraftverka og mellomlandsforbindingane konstante er valt for å avgrense mengd scenario. I tabellen viser original til at det ikkje er gjort forandring i forhold til Basis-datasettet.

Scenario	Ny pumpekraft [MW]	Nye mellomlandsforbindingar [MW]	Fossile brenselprisar	CO2-avgift	Minke låge prisar	Kapasitet på interne forbindingar
1	14250	14 100	Original	Original	Original	
2	14250	14 100	Original	Original	Original	Mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar
3	14250	14 100	Original	Original	Original	I Noreg og Sverige
4	14250	14 100	Original	Original	5	
5	14250	14 100	Original	Original	3	
6	14250	14 100	Original	Mid	Original	
7	14250	14 100	Original	Høg	Original	
8	14250	14 100	Mid	Mid	Original	
9	14250	14 100	Mid	Høg	Original	
10	14250	14 100	Høg	Original	Original	
11	14250	14 100	Høg	Høg	3	
12	14250	14 100	Høg	Høg	Original	

Tabell 4.6: Scenario med 14 250 MW kapasitet på pumpekraftverka og 14 100 MW kapasitet på mellomlandsforbindingane. I tabellen står mid for middels høg.

4.3.3 Andre faktorar

Dei siste scenarioa brukast for å teste ReOpt. *Andre faktorar* blir testa med 14 250 MW kapasitet på pumpekraftverk, varierende kapasitet på mellomlandsforbindingar og ulik verknadsgrad. Scenarioa har fått namn på same måte som i gruppa *Variierende kapasitet på pumpekraftverk*. Det er ført inn ein parentes bak kapasiteten på pumpekraftverk, som viser verknadsgraden. Dersom der ikkje er parentes er verknadsgraden 90 %.

Scenario	Ny pumpekraft [MW] (Verknadsgrad)	Nye mellomlandsfor- bindingar [MW]
p.14250/u.4900	14250	Original (4 900)
p.14250(100)/u.4900	14250 (100)	Original (4 900)
p.14250/u.7700	14250	7 700
p.14250(100)/u.7700	14250 (100)	7 700
p.14250/u.10500	14250	10 500
p.14250(100)/u.10500	14250 (100)	10 500
p.14250/u.14100	14250	14 100
p.14250(100)/u.14100	14250 (100)	14 100

Tabell 4.7: Scenario med varierende verknadsgrad.

4.4 Resultatbehandling

Dette er ei oversikt over korleis resultata skal presenterast og samanliknast. Resultata skal gje eit estimat på kva scenario som er mest lønnsamt med tanke på utbygging og drift av pumpekraftverk og total samfunnsøkonomioverskot.

Analysen har som hovudmål å bruke ReOpt, men sidan ReOpt-versjonen som blir nytta i analysen er ein protoversjon, som er blitt lite testa, blir den testa opp mot Samtap. Resultat for ReOpt og Samtap blir vist i separate figurar. Målet er at ein skal få eit inntrykk av om ReOpt responderer rett og fornuftig, samt finne ut kor store forskjellar der er mellom ReOpt og Samtap.

Det blir først gjennomført ein meir detaljert analyse for scenario p.14250/u.18300 i *Variierende kapasitet på pumpekraftverk*. Det er valt å teste for dette scenarioet sidan ønskje frå ENTSO-E var at Noreg og Statnett skulle teste om det er aktuelt å bygge ut 14 000 MW pumpekraft. Det er valt å teste med så stor kapasitet på utveksling mellom Noreg og Europa fordi at ved stor kapasitet bør pumpekraftverk bli brukt mykje. Det blir presenter resultat for produksjon, kraftverdiar og utveksling. Resultata blir vist for bestemte områder, kraftverk og forbindingar. Kva som skal sjåast nærmare på blir gått gjennom seinare i kapittelet. Dette er for å avgrense mengd data som blir analysert, sidan det krev mykje tid og plass. Resultatet skal teste om funksjonen oppfører seg naturleg og om resultatet blir som venta.

I hovudsak er det dei økonomiske samanlikningane som er viktige. Desse omfattar kraftverdiar, konsumentoverskot, produsentoverskot, samfunnsøkonomisk overskot, inntekter og overskot for pumpekraftverk, samt brukstid for pumper. Dette skal vise kva som skal til for at pumpekraftverk skal bli lønnsamt, samt om det er store forskjellar mellom ReOpt og Samtap.

Det blir ikkje gjennomført analyse for reservoarfylling, verken for enkeltreservoar eller samla reservoar, fordi det er liten variasjon mellom ReOpt og Samtap. Det er liten variasjon på grunn av at begge modellane ønskjer å gå mot eit felles og bestemt sluttreservoarnivå. Det blir sett på samla reservoar for å kontrollere om kalibereringa er grei. Det blir derimot ingen dokumentasjon av resultata, sidan det krev tid og plass.

For å analysere av data blir *Matlab*⁶ og *Microsoft Office Excel* brukt. Begge programma er laga for løysing av matematiske problem. I analysen blir Matlab brukt til berekningar, medan *Excel* inneheld filer med resultat frå Samkjøringsmodellen.

Samanlikning av resultata blir gjort i grafar for dei ulike gruppene i seksjon 4.3; *Variierende kapasitet på pumpekraftverk*, *14 250 MW pumpekraft* og *Andre faktorar*. Gruppen *Andre faktorar* blir lagt ved i vedlegget.

Scenarioa i gruppene *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* og *Andre faktorar* blir samanlikna i grafar med MW mellomlandsforbinding på x-aksen. Kvar kapasitet på

⁶Matlab er utvikla av MathWorks.

pumpekraftverka har ein graf, eventuelt har kvar spesifikke verknadsgrad ein graf. Sidan analysen blir gjennomført med utvalte scenario er ikkje grafane kontinuerlege, men dei er gjort kontinuerlege ved at dei er lineære mellom punkta. Gruppa *14 250 MW pumpekraft* er vist med søylediagram og kvar søyle har eit scenario. Y-aksen er tilpassa kvart enkelt resultatsamanlikning, men ReOpt og Samtap har felles størrelse på y-aksen.

4.4.1 Detaljerte resultat for enkeltscenario

Produksjon

Ein ser på endringane i produksjon for eit utval kraftverk. Det omfattar kraftverka Hølen III i Norgesyd og Nedalsfoss i Trøndelag. Kraftverka blir valde på grunn av varierende plassering.

Kraftverdiane blir samanlikna i to grafar. Den eine viser ei varigheitskurve. Varigheitskurven inneheld alle prisavsnitt for alle tilsigsår, men dei er samla innan eit år, 8 760 timar. Ei varigheitskurve er ei kurve der ein sorterer resultatata etter størrelse, til dømes frå størst til minst. Den andre grafen viser 0- prosentil⁷, 100-prosentil og gjennomsnitt for kvart prisavsnitt gjennom eit år.

Kraftverdiar

Det blir sett på endring av kraftverdiar i områda Norgesyd og Trøndelag. Dette fordi områda inneheld utbygging av pumpekraftverk. I tillegg ligg det eine området nært mellomlandsforbindingane medan det andre området ligg langt i frå.

Kraftverdiane blir samanlikna på same måte som for produksjon. Grafane vil gje ei oversikt over korleis kraftverdiane endrast ved bruk av ReOpt og Samtap, og gje eit inntrykk av korleis kraftverdiane må vere for at det skal vere lønnsamt å pumpe.

Utveksling

Det blir laga ei felles varigheitskurve for mellomlandsforbindingane mellom Noreg, Tyskland, Nederland og Storbritannia. Forbindingane blir samla for å avgrense mengd grafar. Varigheitskurva inneheld alle prisavsnitt for alle tilsigsår, men dei er samla innan eit år, 8 760 timar. Målet er å sjå kor mykje forbindingane blir brukt til import og eksport for dei ulike scenario.

⁷Prosentil viser andel av utfalla som er under ein verdi [44]. Det er ingen resultat under 0-prosentilen.

Resultatbehandling for utvalte veker

For å studere resultatane meir nøye blir det gått inn på nokre veker i eit scenario. Det blir sett på korleis produksjon og pumping heng saman med kraftverdiar og utveksling. Vassverdiar og reservoarnivå kunne også vore tatt med, men dette ville gjort framstillinga av grafar komplisert.

Det vil bli sett nærmare på kraftverka Holen III i Norgesyd og Nedalsfoss i Trøndelag for tilsiget i juni 1996 og januar 2004. Desse åra er valt sidan det er to tørre år og dermed meir attraktivt å bruke pumpekraft. At åra har lite nedbør visast i figur 2.4 i seksjon 2.6.1. I tillegg er det tatt personlege avgjersler for kva månad som viser dei viktigaste endringane mellom ReOpt og Samtap.

4.4.2 Kraftverdiar

Å vise kraftverdiane i dei ulike områda og scenarioa er svært krevjande og det er vanskeleg å samle resultatane i nokre få og enkle tabellar eller grafar. Kraftverdiar for dei eksogene områda er konstante for mange av scenarioa og er lettare å representere. Kraftverdiar for Tyskland er vedlagt i vedlegg B.2.2 og viser kraftverdiar for det første året, samt gjennomsnittsverdi og prosentilar. Utanom Tyskland blir det sett på kraftverdiar i Norgesyd. For å undersøke korleis kraftverdiane endrar seg blir det sett på den gjennomsnittlege kraftverdien, standardavvik og korrelasjon mellom kraftverdiane i Norgesyd og Tyskland.

Gjennomsnittsverdiane gjev lite informasjon om utforming av prisrekkene og om dei varierer mykje gjennom vekene, men gjev eit inntrykk av korleis kraftmarknaden endrar seg. Gjennomsnittsverdiane blir lagt ved i vedlegg. Verdiane blir berekna med formel 4.1. Den inkluderer ikkje at forbruket og produksjonen varierer for kvart enkelt prisavsnitt, noko som vil vere ein svakheit for den gjennomsnittlege kraftverdien.

$$\bar{krv} = \frac{1}{N} \sum_{1 \leq i \leq N} x_i \quad (4.1)$$

N er mengd prisavsnitt i heile tilsigsperioden.
 x er kraftverdi i prisavsnitt i .

Standardavvik forteller om spredning av kraftverdiar. Den blir berekna for kvar veke og slått saman til ein felles verdi. Dette skal skape eit inntrykk av variasjon i kraftverdiar innad i veka. Berekning av standardavvik skjer ved hjelp av formelen [53]:

$$Std = \sqrt{Var(X)} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{1 \leq i \leq N} (x_i - \bar{x})^2} \quad (4.2)$$

X er tallrekke.

$Var(X)$ er varians for variabelen X .

N er mengd verdier det skal bereknast standardavvik for.

x_i er kraftverdi i prisavsnitt i .

\bar{x} er gjennomsnittleg kraftverdi.

Korrelasjonsfaktor er ein faktor som fortel noko om korleis kraftverdiene mellom Norgesyd og Tyskland har felles styrke og retning. Viss prisane har fullstendig korrelasjon vil korrelasjonsfaktoren vere 1 [52]. Korrelasjon er gitt av formelen:

$$\text{Corr}(X, Y) = \frac{\text{Cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{Var}(X) * \text{Var}(Y)}} \quad (4.3)$$

X og Y er talrekke.

$\text{Cov}(X, Y)$ er kovarians og er eit mål på avhengigheit mellom to variablar.

$\text{Var}(X)$ og $\text{Var}(Y)$ er varians for variabelen X og variabelen Y .

4.4.3 Konsumentoverskot

Overskotet til produsentar og konsumentar er med for å finne ut kven som tjenar og tapar på endringane i kraftsystemet, sidan dei viktigaste faktorane er om kvart enkelt pumpekraftverk går i overskot og er samfunnsøkonomisk.

Konsumentoverskot, KO , er her summen av *overskot* konsumentane har på eit år. Det er differansen mellom det dei er villege til å betale minus det dei faktisk må betale. Konsumentoverskotet gjeld for alle konsumentane i Norden. For å samanlikne kva påverknad dei ulike scenarioa har, blir konsumentoverskot for referansescenarioa trekt frå.

$$\Delta KO = KO_{modell} - KO_{referanse} \quad (4.4)$$

4.4.4 Produsentoverskot

Produsentoverskot, PO , er her summen av overskot for ein produsent. Det er inntektene til produsentane minus utgiftene for produksjon. Resultatet er representert med og utan utbyggingskostnader. Formel 4.5 viser berekning av overskotet med utbyggingskostnader. For resultat utan utbyggingskostnader er kostnadene fjerna i formellen. Kostnader for utbygging av pumpekraftverk ($K_{pumpekraftverk}$) er fordelt på annuitetsfaktorane med levetid på 60 år og annuitetsrente på 4 %, $a_{60,4}$. For å samanlikne kva påverknad dei ulike alternativa har, blir produsentoverskotet for referansescenarioa trekt frå.

$$\Delta PO = PO_{modell} - \frac{K_{pumpekraftverk}}{a_{60,4}} - PO_{referanse} \quad (4.5)$$

4.4.5 Samfunnsøkonomisk overskot

Samfunnsøkonomisk overskot, SO , er summen av overskot i kraftsystemet og blir berekna i programmet Samoverskudd. Resultata frå Samoverskudd er det totale samfunnsøkonomiske overskotet for heile kraftsystemet. Sidan Noreg og Norden ikkje får gevinst for flaskehalsinntekter (CR) for Tyskland, Nederland og Storbritannia blir flaskehalsinntektene til desse landa trekt i frå. Deira flaskehalsinntekter er 50 % av flaskehalsinntektene på mellomlandsforbindingane som går inn til deira område.

På same måte som for produsentoverskotet blir det berekna resultat for samfunnsøkonomisk overskot med og utan utbyggingskostnader. Berekinga av resultatet baserer seg på formel 4.6 og for resultat utan utbyggingskostnaden er ledda for kostnader fjerna. Utbyggingskostnadene for forbindingar (K_{kablar}) og pumpekraftverk ($K_{pumpekraftverk}$) blir fordelt på levetida basert på annuitetsfaktorane. Med ei diskonteringsrente på 4 % og ei levetid på hennhaldsvis 40 år, $a_{40,4}$ og 60 år, $a_{60,4}$. Utbygginga av forbindingar blir fordelt på begge partar (land) og dermed vil det halvere kostnadene for utbygging for Noreg. For å samanlikne kva påverknad dei ulike scenarioa har blir SO for referansescenarioa trekt frå.

$$\Delta SO = SO - \frac{K_{kablar}}{2 * a_{40,4}} - \frac{K_{pumpekraftverk}}{a_{60,4}} - CR_{Tyskland} - CR_{Nederland} - CR_{Storbritannia} - SO_{referanse} \quad (4.6)$$

4.4.6 Brukstid av pumpe

Det er valt å vise brukstid for pumper slik at ein lettare forstår kor mykje pumpekraftverka blir brukt. Det blir vist brukstid for alle kraftverk samla og enkelt kraftverk. Enkel kraftverk er lagt ved i vedlegg. Brukstid for pumpe viser mengd timar kraftverket må pumpe med maksimal effekt for å pumpe opp all energien den gjev på eit år. Brukstida blir utrekna med formel 4.7.

$$Brukstid = \frac{Mengd - pumpe}{Maks - pumpekapasitet} \left[\frac{kWh}{kW} \right] \quad (4.7)$$

4.4.7 Overskot pumpekraftverk

Det viktigaste kriteriet for utbygging av pumpekraftverk er at inntektene dekker kostnadene for utbygging og drift. Inntektene blir berekna ut i frå likning 2.2. Ved bereking av inntekter basert på denne likninga blir utgifter i samband med pumping inkludert.

$$Inntekt = \frac{1}{47} \sum_{1 \leq i \leq N} Kraftverdi(i) * Produksjon(i) \quad (4.8)$$

47 er mengd år som blir simulert.

N er mengd prisavsnitt i heile tilsigsperioden.

Kraftverdiar er målt i €c/kWh for kvart enkelt prisavsnitt. Produksjon er målt i GWh/prisavsnitt. Sidan det er per prisavsnitt treng det ikkje takast omsyn til lengd på prisavsnitt.

Får å kontrollere om inntektene er store nok til å dekke utbyggingskostnadene må kostnadene trekkast frå inntektene. Sidan pumpekraftverk har ei spesifikk levetid må kostnadene for utbygging delast over eit vist mengd år. Kostnader for utbygging av pumpekraftverk ($K_{pumpekraftverk}$) er fordelt på annuitetsfaktorane med levetid på 60 år og annuitetsrente på 4 %, $a_{60,4}$. Dei opphavlege inntektene er henta ut frå referansescenarioa. Overskot per år er basert på nettonoverdi, likning 2.3.

$$Overskot = Inntekt - \frac{K_{pumpekraftverk}}{a_{60,4}} - Inntekt_{referanse} \quad (4.9)$$

For å lettare kunne samanlikne kva påverknad meir pumpekraftverk verkar på dei andre pumpekraftverka blir det også testa per MW installert kapasitet for dei ulike scenarioa. Dette blir gjort ved å dele overskotet på mengd MW instalert pumpekraft.

Kapittel 5

Kostnader for utbygging

Utbygging av pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar har store kostnader. Kapitlet gir eit overslag på kostnader for utbygging. Verdiane er ikkje reelle verdiar, men skal skape eit samanlikningsgrunnlag. Kostnadene er tatt med sidan inntektene frå pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar må dekke kostnadene for utbygging. Det blir ikkje tatt med eventuelle kostnader for oppgradering av nettet i Noreg og Sverige.

5.1 Pumpekraftverk

Oversikt over kostnader for utbygging av pumpekraftverk vert vist i tabell 5.1. Kostnadene er basert på *Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk* av SINTEF Energi AS [20] og samtalar med Statnett SF. Kraftverk utan data baserer seg på kraftverk i nærleiken. Dersom det ikkje er kraftverk i nærleiken er dei basert på 4 millionar NOK/MW. Totale utbyggingskostnader for ulike mengder kapasitetar er vist i tabell 5.2.

Område	Til (namn)	Frå (namn)	Kostnad/MW [mill. NOK/MW]	Kostnad [mill. NOK](mill. €)
BKK	Hodnab_Vos	Kaldest_BKK	Manglar data (2,5)	2 375 (286)
Hallingdal	3-Aurland	2L-Aurland	4	3 800 (458)
Hallingdal	Øljusjø	Borgund	4	3 800 (458)
Norgesyd	Roskrepp	Kvinen	2,2	2 090 (252)
Norgesyd	Tjørholm	Tonstad	Manglar data (3)	2 850 (343)
Norgesyd	Solhom	Tonstad	Manglar data (3)	2 850 (343)
Norgesyd	Holen III	Brokke	3,7	3 515 (423)
Norgesyd	Holen I-II	Brokke	Manglar data (3,7)	3 515 (423)
Norgesyd	Duge	Tjørhom	Manglar data (3)	2 850 (343)
SKL	Jukla-Høy	Mauranger	Manglar data (2,5)	2 375 (286)
Telemark	Songa+Bitdal	Vinje	4	3 800 (458)
Trøndelag	Nedalsfoss	Vessingfoss	4	3 800 (458)
Vest Syd	Kvilldal	Hylen	2,1	1 995 (240)
Vest Syd	Røldal	Suldal 1	Manglar data (2,1)	1 995 (240)
Vest Syd	Saurdal	Kvilldal	2,1	1 995 (240)

Tabell 5.1: Tabellen viser utbyggingskostnader for pumpekraftverk.

Kapasitet	0 MW [mill €]	950 MW [mill €]	6 650 MW [mill €]	9 500 MW [mill €]	14 250 MW [mill €]
Kostnad	0	343	2 413	3 133	5 251

Tabell 5.2: Tabellen viser kostnader for ulike mengder MW pumpekraft.

5.2 Mellomlandsforbindingar

Seksjonen viser eit overslag over kostnader ved bygging av kablar frå Noreg til Tyskland, Nederland og Storbritannia. Distansen frå kysten utanfor Sira til nordlege delar av Tyskland er på 520 km. Frå kysten utanfor Sira til det nordlige Nederland er det 550 km og frå innerst i Hardangerfjorden til Middlesbrough er omtrent 840 km [35]. Ein kabel med to polymerkablar har ein verdi på omtrent 12

000 NOK/km/MW (1445 €/km/MW). Likerettaren har ein kostnad på 2 millionar NOK/MW/stykk eller 4 millionar NOK/MW (480 000 €/MW). Eit overslag på kostnadene per MW blir:

Til	Kostnad kabel [€/MW]	Kostnad likerettarar [€/MW]	Total kostnader [€/MW]
Tyskland	751 000	480 000	1 231 000
Nederland	795 000	480 000	1 275 000
Storbritannia	1 214 000	480 000	1 694 000

Tabell 5.3: Kostnader per MW kabel frå Noreg til Europa.

Kostnader for dei ulike kapasitetane på kablane blir vist i tabell 5.4.

Kapasitet på mellomlandsforbindingar	4 900 MW [mill €]	7 700 MW [mill €]	10 500 MW [mill €]	14 100 MW [mill €]	18 300 MW [mill €]
Kostnad	0	4 065	8 220	13 255	19 400

Tabell 5.4: Utbyggingskostnader for ulike kapasitetar på kablar mellom Noreg og Europa.

Kapittel 6

Resultat

I dette kapitlet går ein gjennom resultat basert på resultatbehandlinga i seksjon 4.4. Resultata skal vise forskjellar mellom ReOpt og Samtap, kontrollere om ReOpt fungerer som forventa, samt kva scenario som er mest lønnsamt. Resultata blir drøfta i kapitlet 7.

Det blir i kapitlet presentert resultat for både ReOpt og Samtap. Først blir detaljresultata presentert: produksjon, kraftverdiar, utveksling. Detaljresultata er med tilsiget i juni 1996 for scenarioet p.14250/u.18300 i gruppa *Variierende kapasitet på pumpekraftverk*. Det blir også presentert lønnsamd, overskot og brukstid for pumpekraftverk og endringar i konsumentoverskot, produsentoverskot og samfunnsøkonomisk overskot for scenarioa i gruppene *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* og *14 250 MW pumpekraft*.

I vedlegg C finn ein fleire detaljerte resultat, resultat for gruppa *Andre faktorar*, brukstid for enekltkraftverk og totalt samfunnsøkonomisk overskot for heile kraftsystemet.

Vidare i oppgåva nyttast eit fast oppsettt av figura. ReOpt er alltid til venstre, medan Samtap alltid til høgre. Ved bruk av Samtap er det nemnt i tittelen på figuren, medan det ikkje står spesifisert for ReOpt. Det vil også stå i figurteksten om det er ReOpt eller Samtap som er brukt. Dei vert sett ved sidan av kvarandre for å lettare kunne samanlikne dei. Dette fører til mindre bildestorleik, men dei er store nok til å få med hovudtrekka. Det kan vere vanskeleg å lese teksten i figurane enkelte stadar, men teksten står også under figuren. Større bilde for resultat frå ReOpt for gruppene *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* og *14 250 MW pumpekraft* vert vist i vedlegg C.

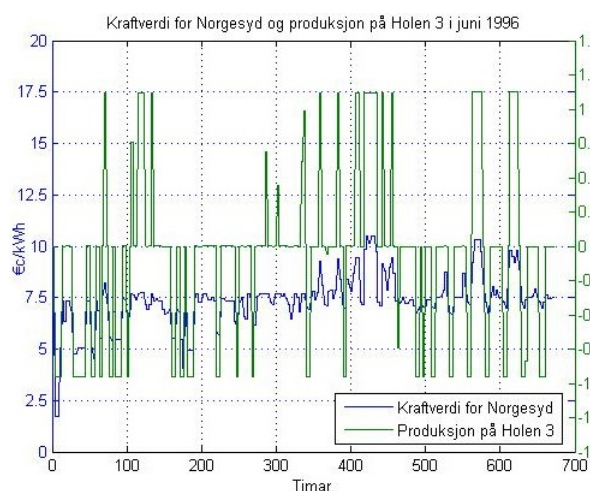
Vidare i rapporten blir Tyskland, Nederland og Storbritannia omtalt som Europa. Dette for å gjere teksten lettare å lese.

6.1 Detaljresultata har store endringar ved bruk av ReOpt

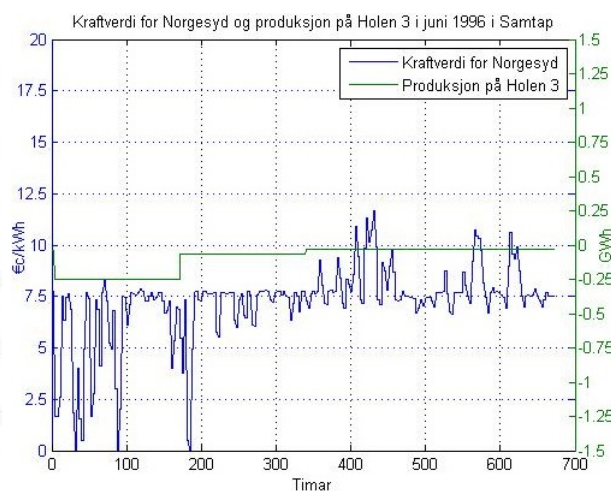
Detaljresultata viser ei oversikt over produksjon og forbruk på Holen III med tilhøyrande kraftverdiar og utveksling. Det er resultat for tilsig i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa *Varierende kapasitet på pumpekraftverk*. Tilsvarande blir det vist resultat for Nedalsfoss i Trøndelag. I vedlegg C.2.5 visast resultat for Holen III og Nedalsfoss med tilsiget i januar 2004.

Oppbygginga av resultatet er gjort i to figurar. Produksjon og kraftverdiar er vist i den første figuren og utveksling i den andre. Utvekslinga er delt opp i to grafar. Den eine grafen representerer utveksling av effekt som går på/mot mellomlandsforbindingane, medan den andre representerer utveksling av effekt som går vekk i frå mellomlandsforbindingane.

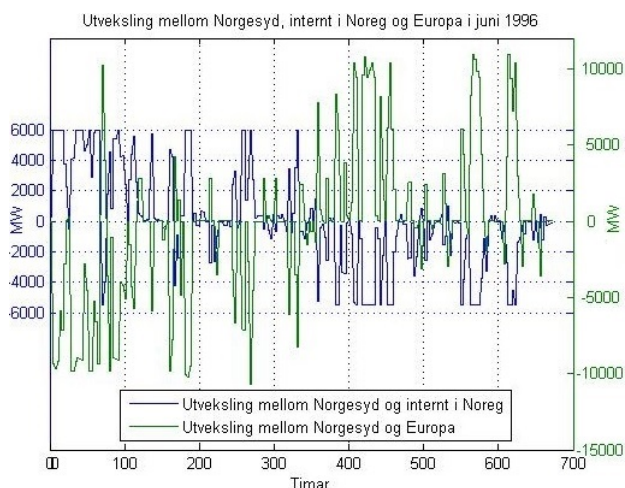
6.1.1 Holen III i Norgesynd driv med sesong- og døgnpumping



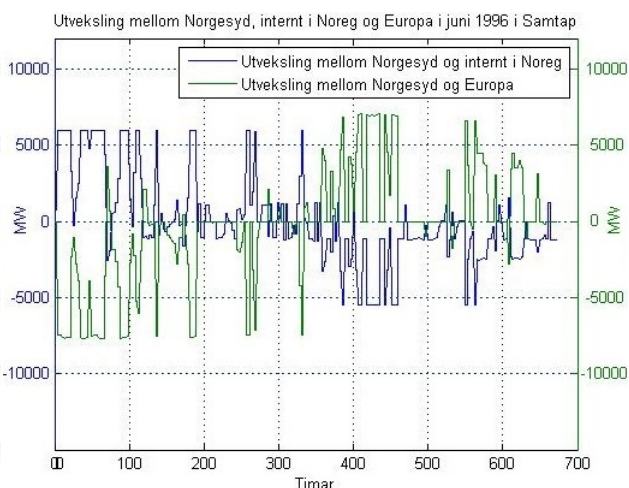
Figur 6.1: Kraftverdiar i Norgesynd og produksjon på Holen III i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa *Varierende kapasitet på pumpekraftverk* i ReOpt.



Figur 6.2: Kraftverdiar i Norgesynd og produksjon på Holen III i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa *Varierende kapasitet på pumpekraftverk* i Samtap.



Figur 6.3: Utveksling i Norgesyd, internt i Noreg og på mellomlandsforbindingane i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur 6.4: Utveksling i Norgesyd, internt i Noreg og på mellomlandsforbindingane i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

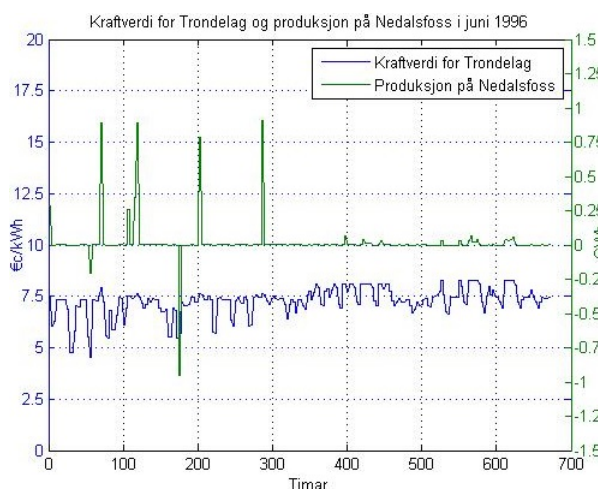
Produksjonen til kraftverka viser at det er klar samanheng mellom kraftverdiar og produksjon. I ReOpt utnyttar kraftverket dei låge kraftverdiane til sesong- og døgnpumping, og produserer i periodar med høge kraftverdiane. At Holen III driv med sesongpumping er ikkje lett å oppdage i figur 6.1, men kan observerast i den første veka. Då er arealet av den negative produksjonen (pumping) større enn arealet av den positive produksjonen. Figur 6.2 viser at Samtap har konstant pumping gjennom heile veka, sesongpumping. Dette indikerer at Samtap ikkje greier å utnytte potensialet i kraftsystemet.

Det er likevel ikkje sikkert at ReOpt utnyttar potensialet for sesongpumping for maksimalt. Dette blir diskutert i seksjon 7.1.

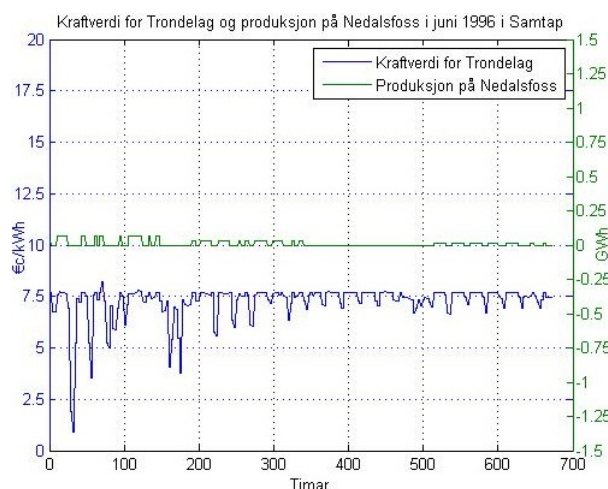
Forskjellen mellom ReOpt og Samtap viser att på utveksling også. ReOpt greier å utnytte maksimalkapasitet på mellomlandsforbindingane, samt høve til raskt å kunne endre kraftflyten på mellomlandsforbindingane. For Samtap endrar kraftflyten seg treigare og den når eit *tak* som er under maksimalkapasiteten på mellomlandsforbindingane.

Utvekslinga i Norgesyd er naturleg ved at det er import på forbindingane til andre område i Noreg når det er eksport på mellomlandsforbindingane. Når det er eksport på forbindingane i Noreg er det import på mellomlandsforbindingane.

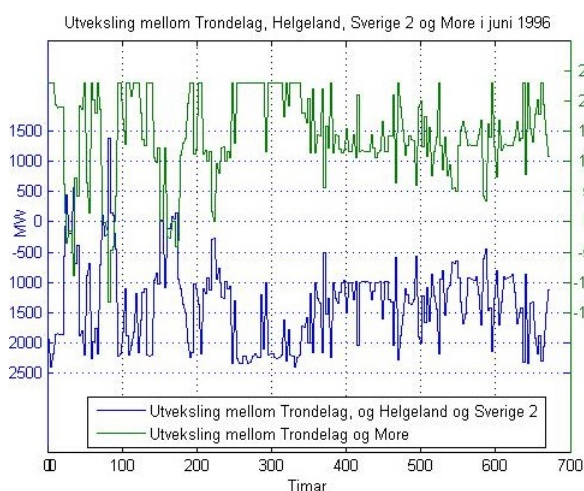
6.1.2 Pumpekraftverket Nedalsfoss i Trøndelag blir lite brukt



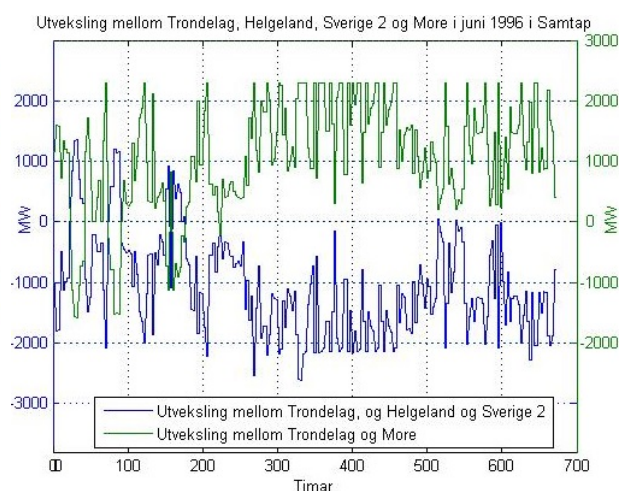
Figur 6.5: Kraftverdiar i Trøndelag og produksjon på Nedalsfoss i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur 6.6: Kraftverdiar i Trøndelag og produksjon på Nedalsfoss i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.



Figur 6.7: Utveksling i Trøndelag, frå mellomlandsforbindingane og mot mellomlandsforbindingane i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur 6.8: Utveksling i Trøndelag, frå mellomlandsforbindingane og mot mellomlandsforbindingane i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Pumpekraftverket Nedalsfoss produserer og pumpar lite, noko som skjer i hovudsak på grunn av dei stabile kraftverdiar i Trøndelag. Dette viser at det blir mindre attrak-

tivt å bygge pumpekraftverk dess lengre vekk frå mellomlandsforbindingane ein kjem.

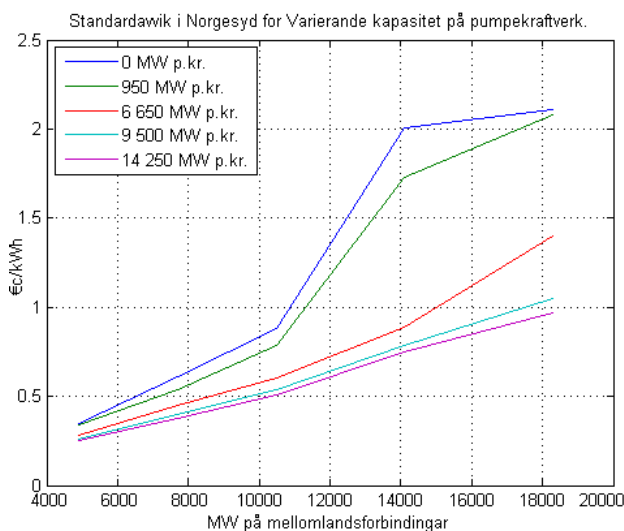
Utvekslinga i Trøndelag viser tydelege skilnadar avhengig av om ein brukar ReOpt eller Samtap. Figurane 6.7 og 6.8 viser at utvekslinga i Trøndelag får motsett utslag i forhold til Norgesyd i seksjon 6.1. I Trøndelag er utvekslinga meir stabil ved bruk av ReOpt enn ved bruk av Samtap. Grunnen til dette er hovudsakleg at kraftverdiene blir høgare og meir varierte når ein nærmar seg mellomlandsforbindingane. Dette gjer det meir attraktivt å drive med import og eksport av energi i område nær mellomlandsforbindingane. Trøndelag importerer energi frå områda Helgeland og Sverige 2 og eksporterer til Møre.

6.2 Kraftverdiar viser forskjellar ved bruk av ReOpt

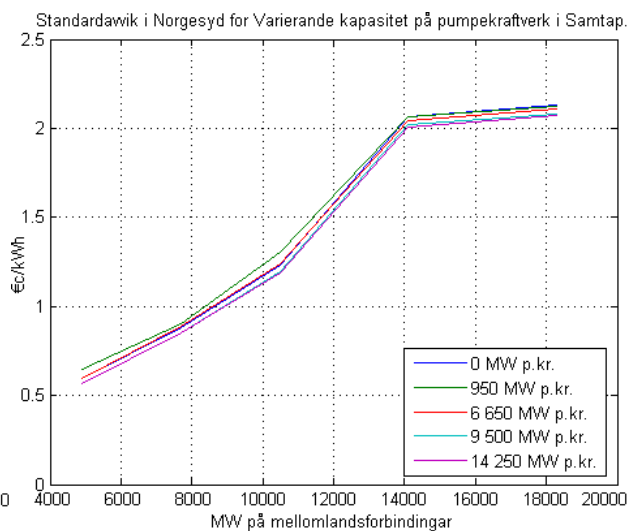
Seksjonen viser ulike framstillingar av kraftverdiar i Norgesyd. Å sjå på kraftverdiene er vanskeleg og det blir derfor sett på standardavvik i Norgesyd og korrelasjon mellom Norgeyd og Tyskland for både ReOpt og Samtap.

Gjennomsnittlege kraftverdiar er vist i vedlegg C.3. I vedlegg B.2.2 visast dei ulike eksogene prisrekkene i Tyskland.

6.2.1 Standardavvik i Norgesyd blir mindre ved meir pumpekraft

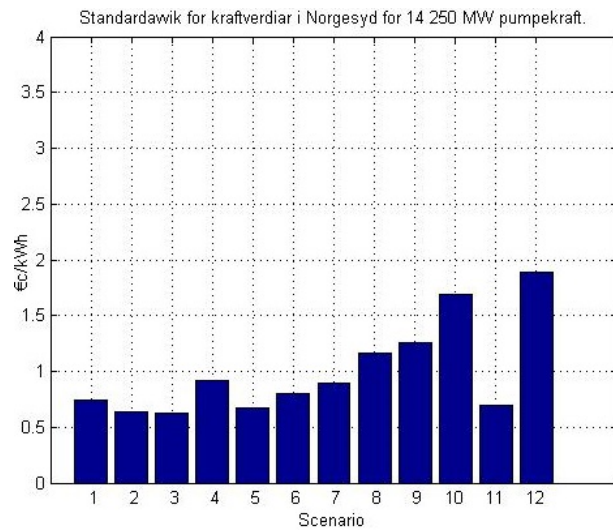


Figur 6.9: Standardavvik i Norgesyd for gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

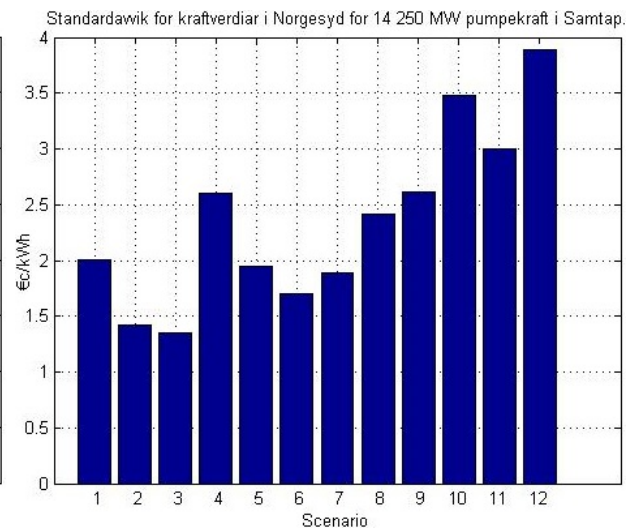


Figur 6.10: Standardavvik i Norgesyd for gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Standardavviket har tydelege forskjellar mellom modellane. Ved bruk av Samtap er standardavviket tilnærma upåverka av kapasitet på pumpekraftverk. Ved bruk av ReOpt ser ein nytten av pumpekraft og døgnpumping. Dess større pumpekapasitet dess mindre variasjon i kraftverdiane. Pumpekraftverka gjev ekstra produksjonskapasitet i kraftsystemet og sørgjer for meir stabile kraftverdiar. Samtidig sørgjer auka kapasitet på mellomlandsforbindingane for større standardavvik.



Figur 6.11: Standardavvik i Norgesyd for gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



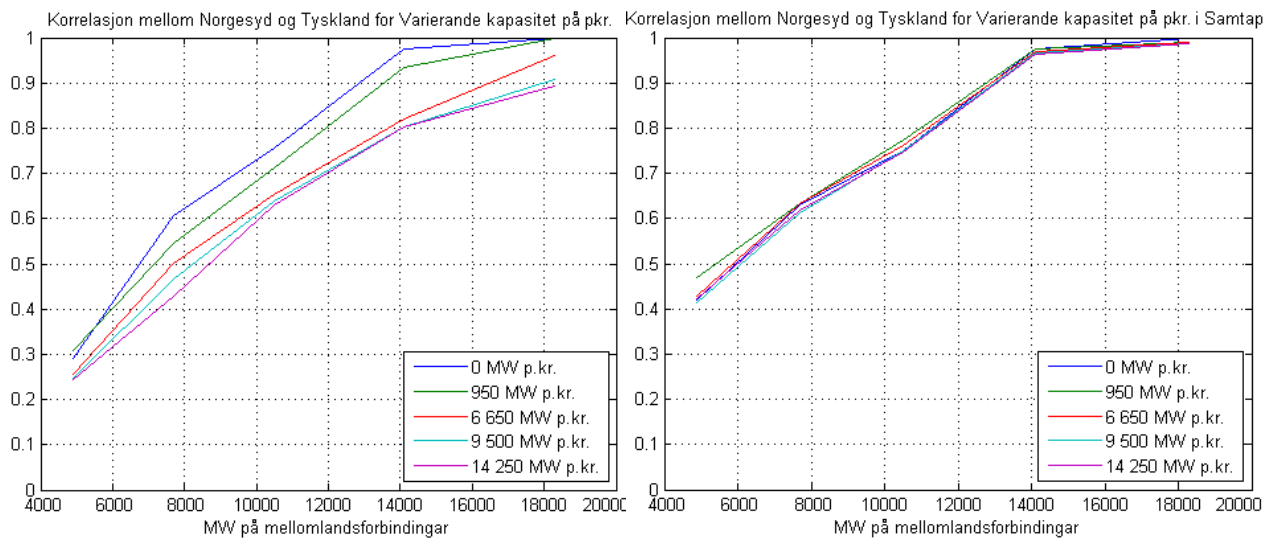
Figur 6.12: Standardavvik i Norgesyd for gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Det er tydeleg mindre standardavvik i ReOpt enn i Samtap og forskjellane blir større etter kvart som variasjonen på dei eksogene prisrekkene blir større.

Det er interessant å sjå på scenario 2 og 3 kor ein har styrka det interne nettet i Noreg og Norden. Variasjonen til kraftverdiane går ned i desse scenarioa og gjer det mindre attraktivt med pumpekraft.

Standardavviket blir gradvis større etter kvart som ein flyttar bortover x-aksen. Unntaket er scenario 4 og 11. For scenario 4 kjem det av at fleire av kraftverdiane i dei eksogene områda går mot 0 €/kWh enn kva som er tilfellet for scenario 5. I scenario 11 er det gjort fleire endringar av prisrekka og ein vil derfor ikkje ha same utviklinga som scenarioa i nærleiken.

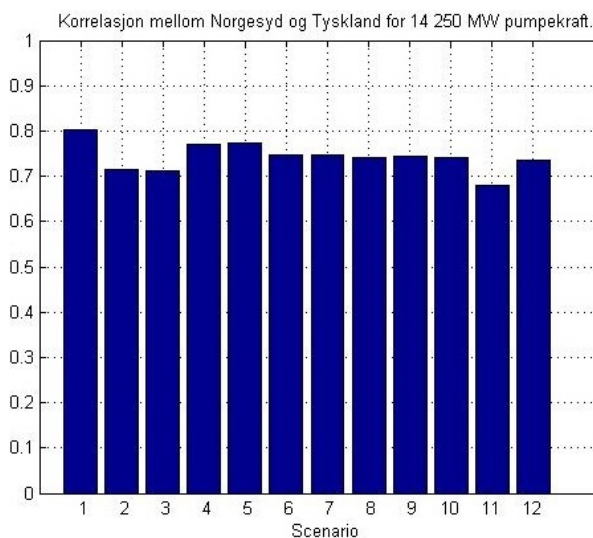
6.2.2 Pumpekraftverk hindrar korrelasjon



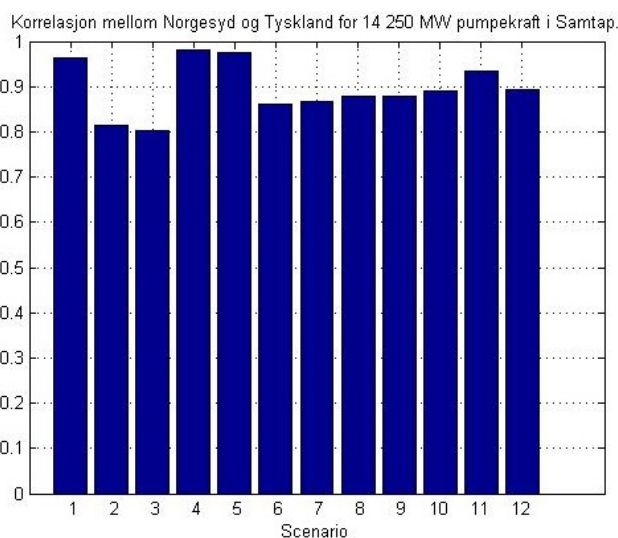
Figur 6.13: Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

Figur 6.14: Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Figurane 6.13 og 6.14 viser at både ReOpt og Samtap går mot fullstendig korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland ved stor kapasitet på mellomlandsforbindingane. Resultatet for Samtap er, som for standardavvik, upåverka av mengd pumpekraft. ReOpt viser ei tydeleg endring ved meir pumpekraft. Pumpekraftverka er med på å minske tilknytninga til Europa. Dess meir pumpekraft dess mindre korrelert er områda. Samtidig vil tettare tilknytning til Europa naturleg føre til likare kraftverdiar i områda.



Figur 6.15: Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



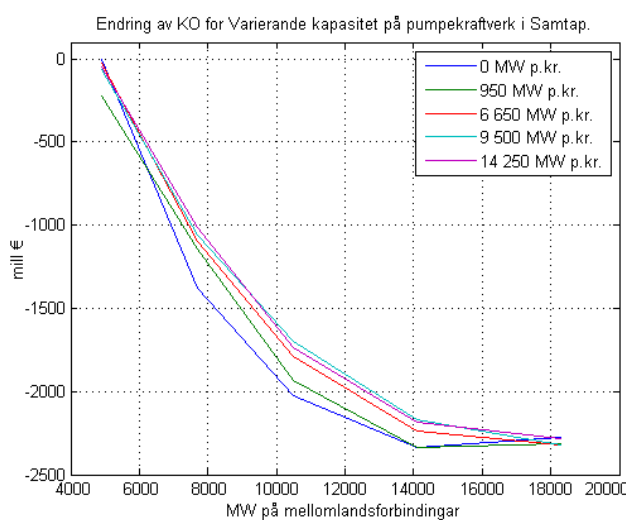
Figur 6.16: Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Scenario 2 og 3 viser tydeleg at ved forsterkning av forbindingane i Norden vil korrelasjonen mellom Norgesyd og Tyskland bli mindre. Dette vil gjere det mindre atraktivt å drive med pumpekraftverk.

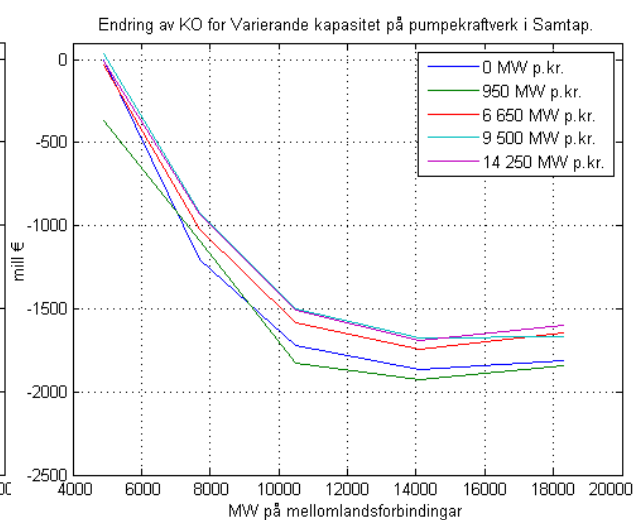
Korrelasjonen mellom Norgesyd og Tyskland blir svakare i ReOpt etter kvart som variasjonen til kraftverdiane aukar. Unntaket er scenario 4, 5 og 11. Endringane i scenario 4 og 5 kjem av at scenarioa har låge kraftverdiar. Scenario 11 har fleire endringar, noko som fører til at det ikkje vert den same nedgangen som for dei nærliggande scenarioa. Samtap skjer det derimot ein oppgang. Årsaka til dette ligg i pumpekraftverka og måten dei blir eller ikkje blir brukt i Samtap. Døgnpumping er dermed årsaka til at ReOpt får ein redusert korrelasjon.

6.3 Konsumentane tapar

Seksjonen viser endring av konsumentoverskot ved bruk av ReOpt og Samtap. Konsumentoverskotet er vist for heile Norden og inkluderer ikkje utbyggingskostnader. Årsaka er at konsumentane ikkje direkte må betale for utbyggingane. Figurane viser inntekter for scenarioa i gruppene *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* og *14 250 MW pumpekraft*.



Figur 6.17: Endringar i KO for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

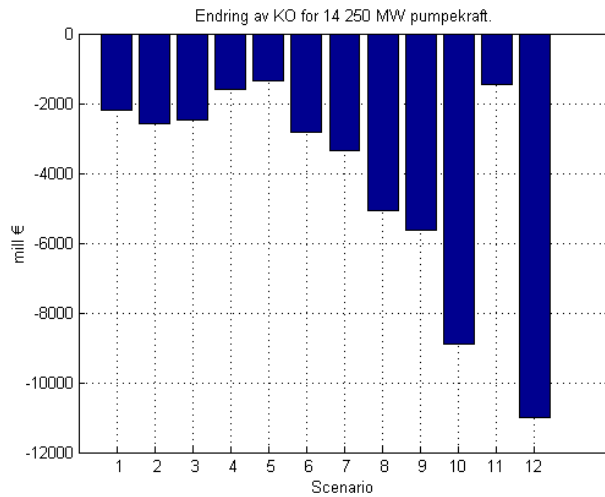


Figur 6.18: Endringar i KO for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

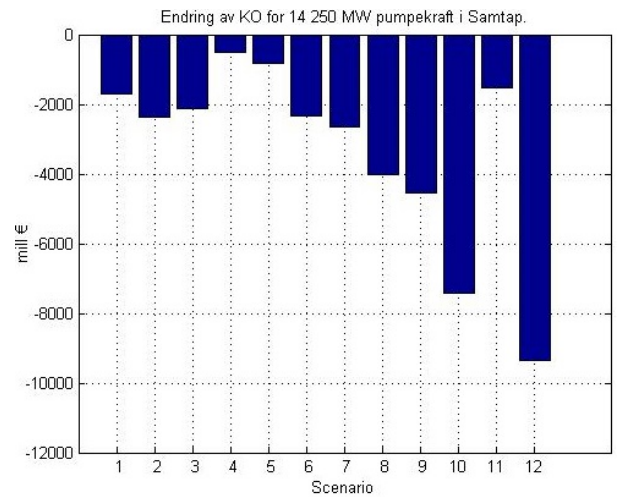
Konsumentoverskotet i Norden er høgare i Samtap enn i ReOpt. Dette kjem av metoden dei brukar for å søkjer etter det optimale punktet. ReOpt finn det optimale punktet, medan Samtap finn ei tillat løysing. Dette viser seg og ved 18 300 MW kapasitet på mellomlandsforbindingane. I ReOpt går konsumentoverskotet mot eit bestemt punkt. I Samtap derimot er avstanden mellom linjene tilnærma konstant etter 10 000 MW kapasitet på mellomlandsforbindingane. Årsaka til dette blir tatt opp i seksjon 7.1.

Generelt vil konsumentane få auka overskot ved utbygging av pumpekraft, medan utbygging av mellomlandsforbindingar gjev ein nedgang. Resultatet viser at utbygging av mellomlandsforbindingar påverkar konsumentoverskotet i større grad enn utbygging av pumpekraftverka.

Figurane 6.17 og 6.18 med 950 MW pumpekraft er lågare enn dei andre scenarioa ved 4 900 MW mellomlandsforbinding. Årsaka til dette blir diskutert i seksjon 7.2.



Figur 6.19: Endringar i KO for scenarior i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



Figur 6.20: Endringar i KO for scenarior i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

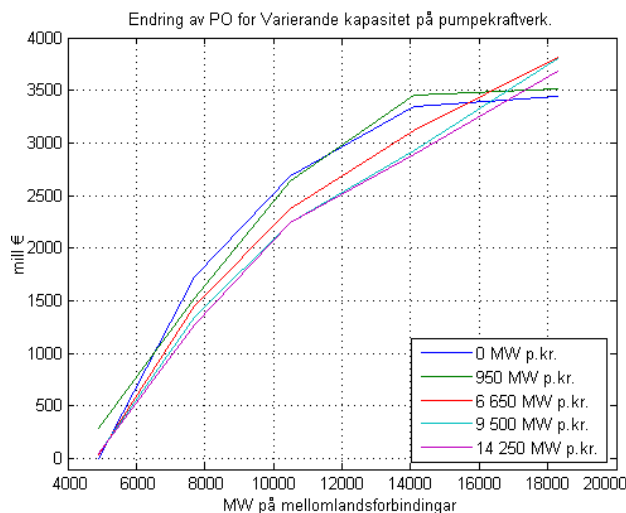
Forskjellane mellom ReOpt og Samtap i gruppa 14 250 MW pumpekraft er tilsvarende resultatane i *Variierende kapasitet på pumpekraftverk*, med lågare konsumentoverskot i ReOpt.

Resultata viser at konsumentane vil tape på at kraftverdiene blir høgare og meir variierende. Eit sterkare nett i Norden (scenario 2 og 3) vil også føre til ein nedgang for konsumentane.

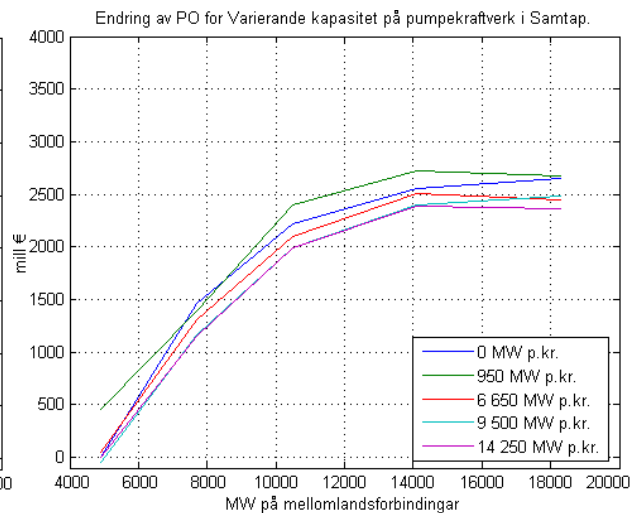
6.4 Produsentane får auka overskot

Produsentoverskot er overskotet til produsentar i heile Norden. Resultatet blir vist på to måtar; med og utan utbyggingskostnader. Figurane viser produsentoverskotet for scenarior i gruppene *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* og *14 250 MW pumpekraft*.

6.4.1 Ekskludert utbyggingskostnader



Figur 6.21: Endringer i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenaria i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

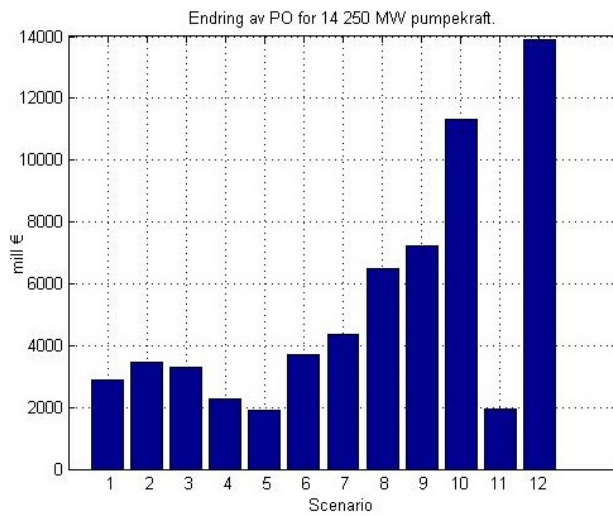


Figur 6.22: Endringer i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenaria i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

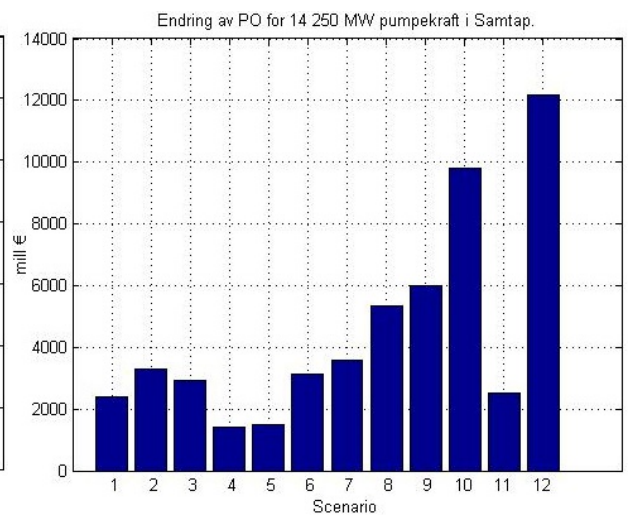
Figurane 6.21 og 6.22 viser at produsentoverskotet utan utbyggingskostnader er høgare ved bruk av ReOpt enn Samtap. Ved bruk av Samtap stagnerer inntektene ved utbygging av mellomlandsforbindingane, medan det for ReOpt held fram å stige. For Samtap vert avstanden stabilisert mellom dei ulike linjene etter 10 000 MW på mellomlandsforbindingane. Dette er tilsvarende utvikling som for konsumentoverskotet og det blir diskutert i seksjon 7.1.

Produsentoverskotet viser ingen gevinst av pumpekraftverk i starten, unntaket er 950 MW pumpekraft. 950 MW pumpekraft blir diskutert i seksjon 7.2.

Etter kvart som kapasiteten på mellomlandsforbindingane aukar vil meir pumpekraft føre til mindre stigning i overskotet. Figur 6.21 viser at 0 MW og 950 MW kapasitet på pumpekraftverka flatar ut etter 14 100 MW på mellomlandsforbindingane. Årsaka til dette er mest truleg at det er meir kapasitet på mellomlandsforbindingane enn det som blir nytta. Figurane med korrelasjon i seksjon 6.2.2 viser også at Norgesyd og Tyskland er fullstendig eller tilnærma fullstendig korrelerte. Pumpekraft med kapasitet på over 6 650 MW vil halde fram å stige heilt til 18 300 MW kapasitet på mellomlandsforbindingane.



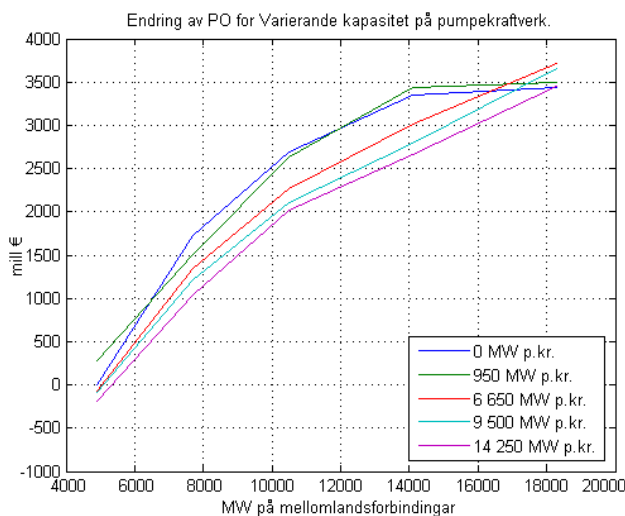
Figur 6.23: Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



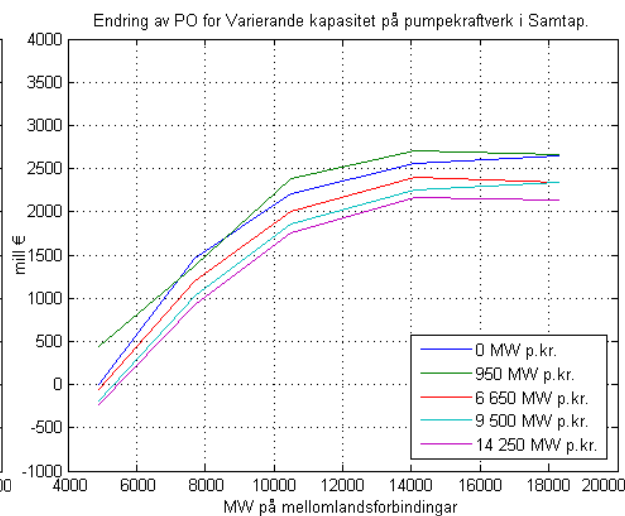
Figur 6.24: Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader, for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Produsentoverskotet for gruppa 14 250 MW pumpekraft viser ein auke ved bruk av ReOpt i forhold til Samtap. Resultatet viser at produsentane vil tene på at kraftverdiane blir høgare og meir varierte i dei eksogene områda, medan dei vil tape dersom kraftverdiane blir lågare. Tilsvarande vil også eit sterkare nett i Norden (scenario 2 og 3) gje auka produsentoverskot.

6.4.2 Inkludert utbyggingskostnader

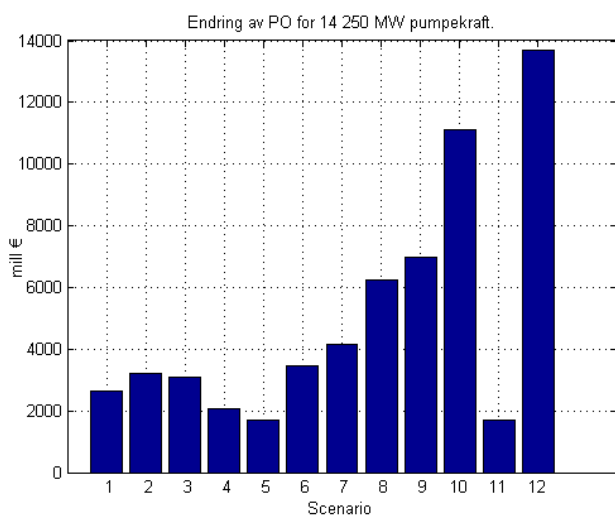


Figur 6.25: Endringer i PO inkludert utbyggingskostnader for scenaria i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

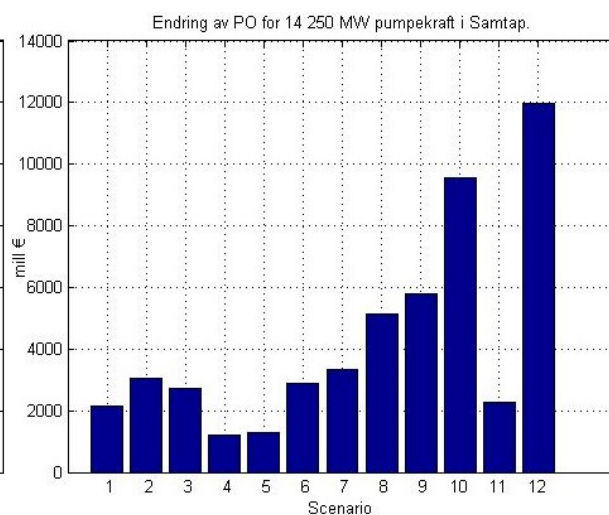


Figur 6.26: Endringer i PO inkludert utbyggingskostnader for scenaria i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Innføring av utbyggingskostnadene viser små skilnader i forhold til at utbyggingskostnadene er ekskludert. Årsaka til dei små endringane er at utbyggingskostnadene er låge i forhold til det totale overskotet.



Figur 6.27: Endringer i PO inkludert utbyggingskostnader for scenaria i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



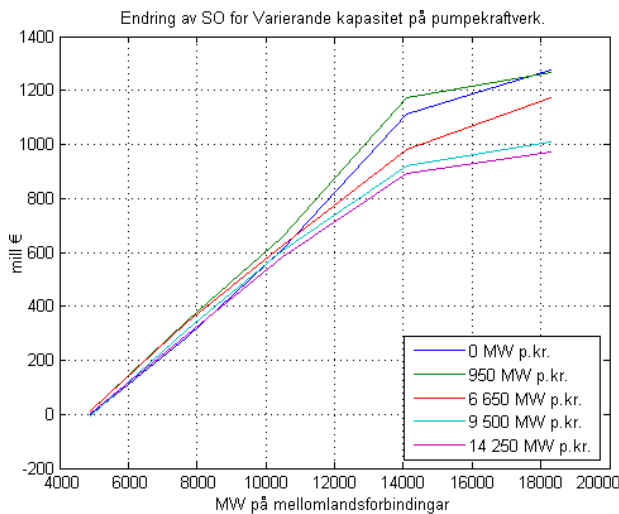
Figur 6.28: Endringer i PO inkludert utbyggingskostnader for scenaria i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Om ein tek med utbyggingskostnader eller ikkje for gruppa *14 250 MW pumpekraft* har lite påverknad på resultatet. Dei små skilnadane kjem av at alle scenarioa har same kostnader for pumpekraft og mellomlandsforbindingane, samt at kostnadene er små i forhold til overskotet.

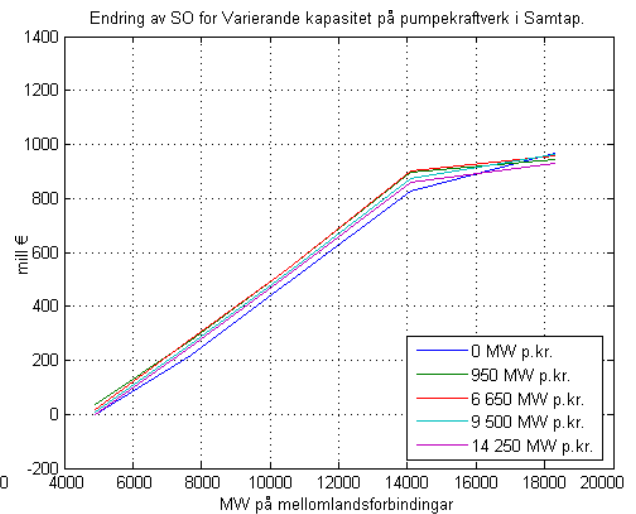
6.5 Samfunnsøkonomisk overskot reduserast dess meir pumpekraft

Samfunnsøkonomisk overskot er det samla overskot for Norden der flaskehalsinntektene for dei eksogene områda er trekt frå. Resultat for samfunnsøkonomisk overskot blir vist på to måtar: med og utan utbyggingskostnader for scenarioa i gruppene *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* og *14 250 MW pumpekraft*.

6.5.1 Ekskludert utbyggingskostnader



Figur 6.29: Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* i ReOpt.

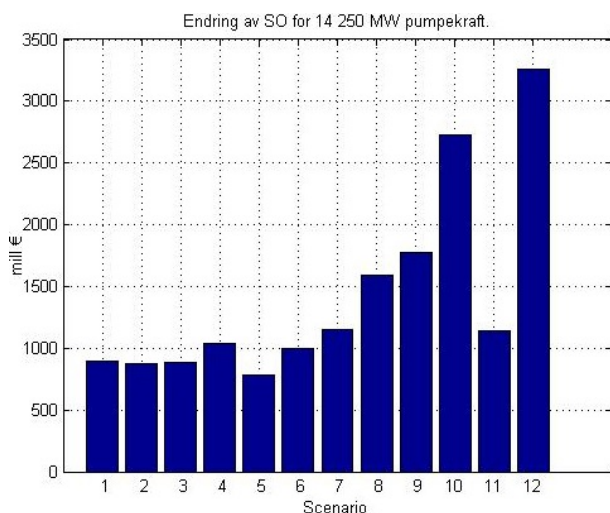


Figur 6.30: Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* i Samtap.

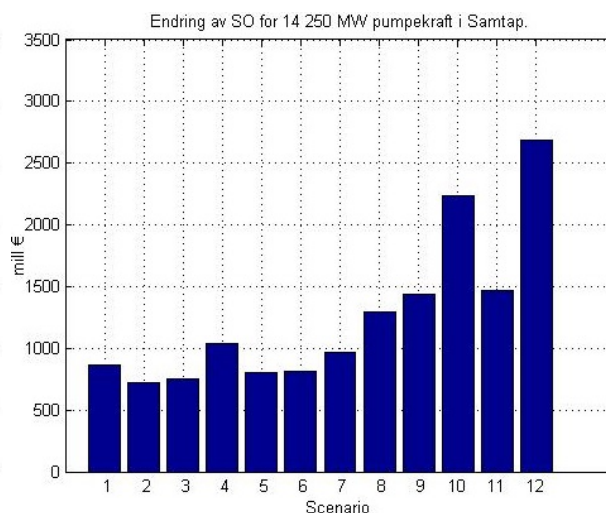
Ved bruk av ReOpt blir det samfunnsøkonomisk overskot i Norden større enn ved bruk av Samtap. Resultata frå ReOpt viser også ein gradvis nedgang etter kvart som mengd installert kapasitet på pumpekraftverka stig. Unntaket er 950 MW pumpekraft, som blir diskutert i seksjon 7.2. I Samtap har installert kapasitet på pumpekraftverka ingen eller lite utslag på det samfunnsøkonomiske overskotet og kapasiteten til pumpekraftverka har ei meir tilfeldig rekkefølge.

Auka kapasitet på mellomlandsforbindingane fører til at pumpekraftverka blir meir samfunnsøkonomisk lønnsame, men å bygge ut lite eller ingen nye pumpekraftverk er det mest samfunnsøkonomiske.

Det samfunnsøkonomiske overskotet ved bruk av ReOpt er noko uventa, sidan meir installert effekt i kraftsystemet og meir fleksibilitet sørgjer for eit større utfallsrom under optimaliseringa. Større utfallsrom skal føre til likt eller betre resultat. Årsaka til dette blir tatt opp i seksjon 7.2.



Figur 6.31: Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



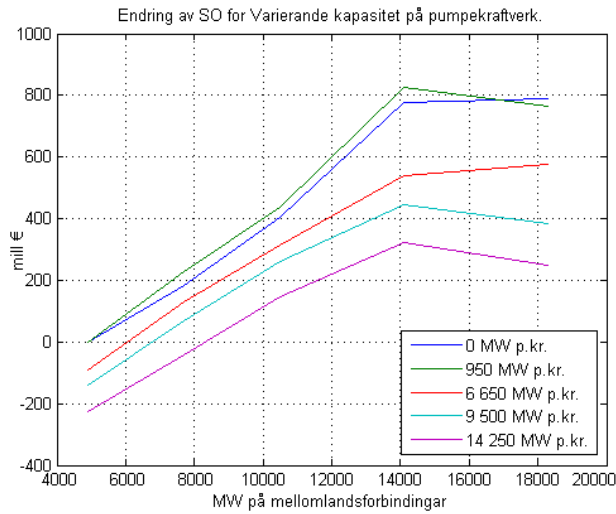
Figur 6.32: Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Resultata frå ReOpt gjev eit mindre overskot enn resultatet frå Samtap. Unntaket er scenario 11. Det er noko uventa at ei optimalisering gjev dårlegare resultat enn ein prosess som ikkje er optimalisert. Årsaka til dette blir tatt opp i seksjon 7.1.

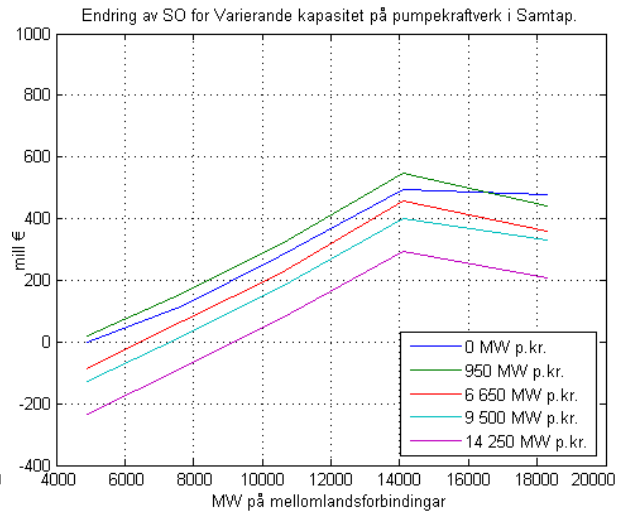
Å styrke forbindingane mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar (scenario 2), samt det interne nettet i Norden (scenario 3) ser ikkje ut til å vere samfunnsøkonomisk gunstig ved 14 250 MW pumpekraft, sidan samfunnsøkonomisk overskot for både scenario 2 og 3 er lågare enn scenario 1.

Resultata frå ReOpt viser at det samfunnsøkonomisk overskotet stig dess meir variasjon det er i kraftverdiane. Scenario 4 og 11 har litt andre utfall enn nærliggande søyler. Grunnen til dette er at scenario 4 har mange periodar med kraftverdiane ned mot 0 €/kWh i dei eksogene områda og scenario 11 har fleire endringar i prisrekka enn scenario 10 og 12.

6.5.2 Inkludert utbyggingskostnader

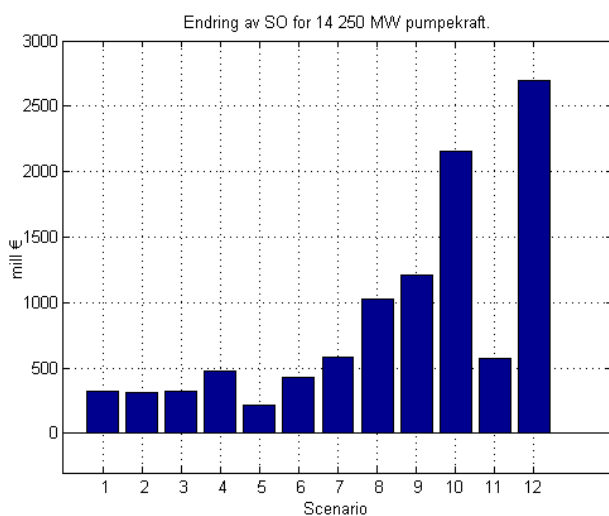


Figur 6.33: Endringer i SO inkludert utbyggingskostnader for scenaria i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

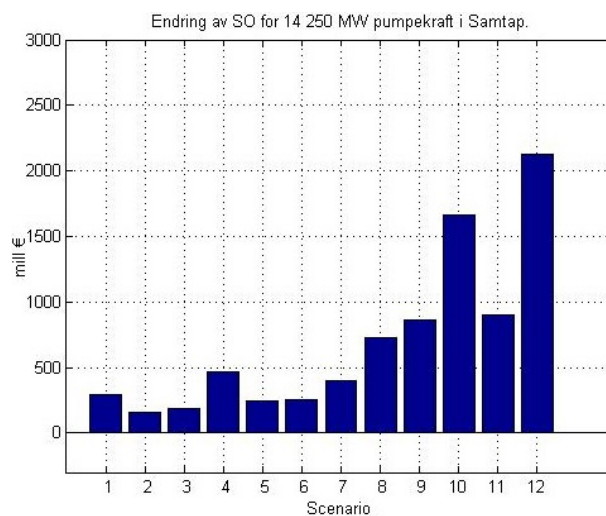


Figur 6.34: Endringer i SO inkludert utbyggingskostnader for scenaria i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Ved å inkludere utbyggingskostnader skjer det ein nedgang i samfunnsøkonomisk overskot for både ReOpt og Samtap. Utbyggingskostnadene fører til at utbygging av store mengder pumpekraft blir sett på som mindre lønnsamt frå eit samfunnsøkonomisk perspektivt.



Figur 6.35: Endringar i SO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



Figur 6.36: Endringar i SO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

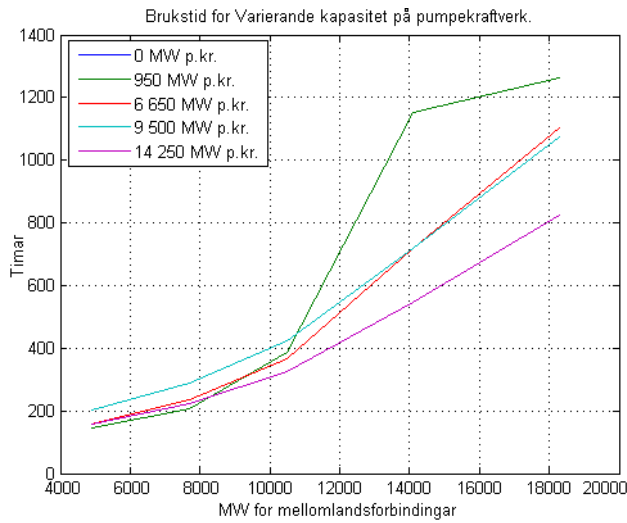
Det er små forskjellar i samfunnsøkonomisk overskot om ein tek med utbyggingskostnader i gruppa 14 250 MW pumpekraft. Dette kjem av at alle scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft har same utbyggingskostnader.

6.6 Brukstida aukar med meir mellomlandsforbindingar og meir varierte kraftverdiar

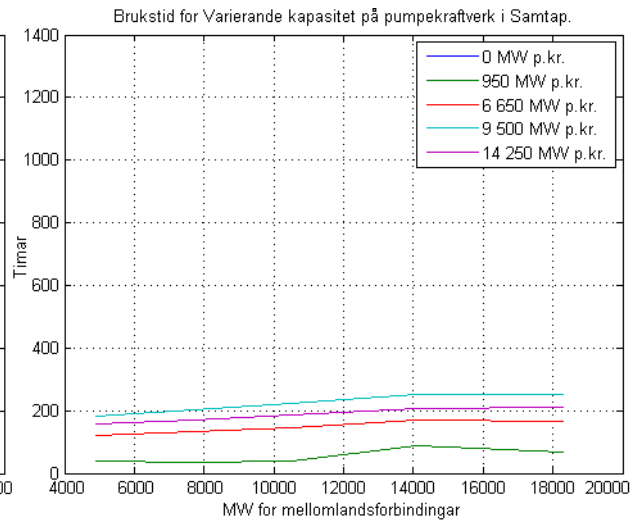
Seksjonen viser brukstid for pumper ved bruk av ReOpt og Samtap. Det blir vist brukstid for scenarioa i gruppene *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* og *14 250 MW pumpekraft*. Det blir også vist resultat for kvart enkelt kraftverk i scenarioa med 14 250 MW pumpekraft i gruppa *Variierende kapasitet på pumpekraftverk*. Ved presentasjon av brukstid for enkeltkraftverk blir berre resultatata frå ReOpt vist, fordi brukstida frå Samtap varierar lite. Dette blir vist for å kunne sjå på meir detaljerte resultat.

I vedlegg C.7 er brukstid for kvart enkelt kraftverk lagt ved for dei resterande scenarioa som er laga i ReOpt.

6.6.1 Brukstid aukar ved bruk av ReOpt



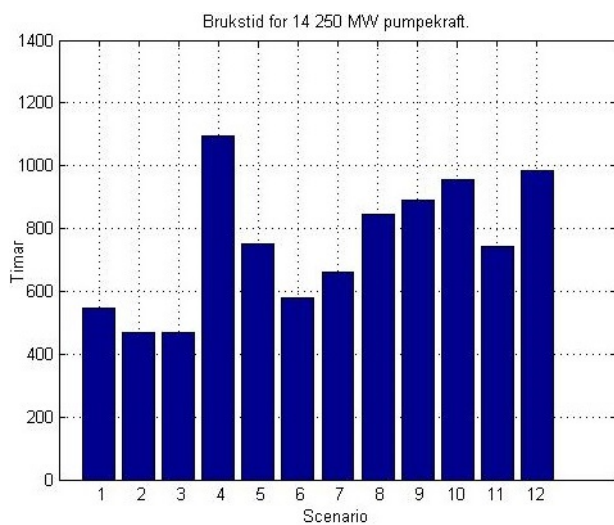
Figur 6.37: Brukstid for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



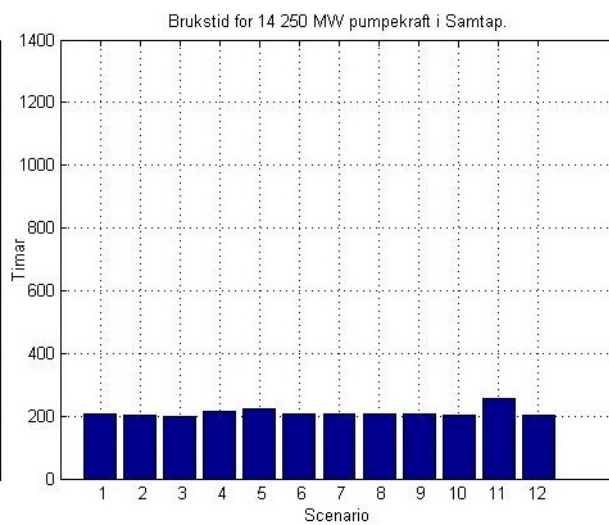
Figur 6.38: Brukstid for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Det har stor betydning for brukstida om det er ReOpt eller Samtap som blir brukt. Derimot er forskjellane mellom ReOpt og Samtap små ved 4 900 MW mellomlandsforbinding. I Samtap blir pumpene lite brukt og er lite avhengige av kapasiteten på mellomlandsforbindingane. Ved bruk av ReOpt ser ein store endringar i brukstida etter kvart som kapasiteten på mellomlandsforbindingane blir større.

Figur 6.37 viser at ved utbygging av *eitt* pumpekraftverk, 950 MW, har ein spesiell karakteristikk i forhold til scenarioa med fleire pumpekraftverk. Dette blir drøfta i seksjon 7.2.



Figur 6.39: Brukstid for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



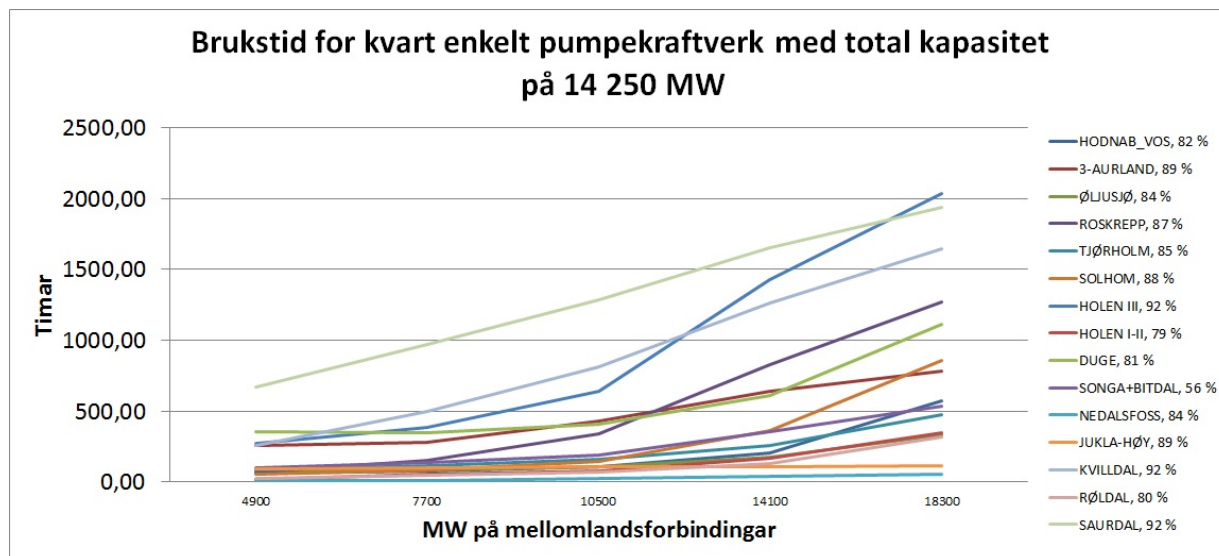
Figur 6.40: Brukstid for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Dess større variasjon i kraftverdiene i dei eksogene områda, dess meir markant blir forskjellen i brukstid mellom modellane. ReOpt utnyttar potensialet som er i dei varierende kraftverdiene, medan det for Samtap gjev lite eller ingen utslag.

ReOpt speglar forventningane om at pumpekraftverk vil få auka nytte ved meir varierende kraftverdiar. Det er også verdt å merke seg at scenario 2 og 3 er lågare enn scenario 1. Dette tyder på at pumpekraftverk blir mindre brukt ved sterkare forbindingar i Norden.

6.6.2 Brukstida er avhengig av kvart enkelt kraftverk

Figur 6.41 viser brukstid for kvart enkelt pumpekraftverk. Talet bak namnet på pumpekraftverket viser verknadsgrad på produksjonsdelen av anlegget. Alle anlegga har ein felles verknadsgrad på pumpe delen av anlegget. Den er på 90 %.



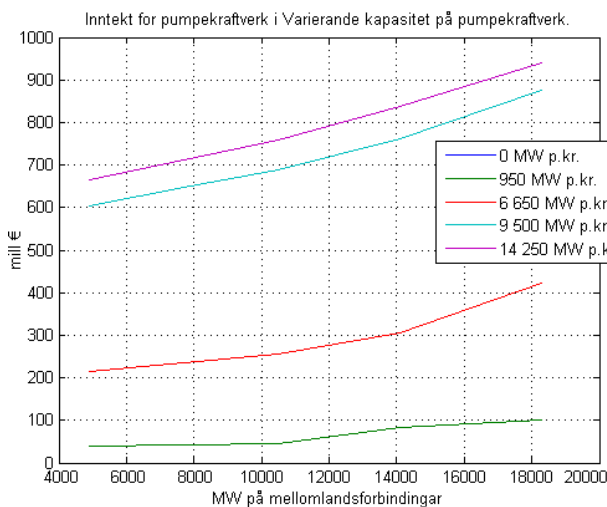
Figur 6.41: Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa med 14 250 MW kapasitet i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

Brukstida varierer for kvart enkelt kraftverk. Blant anna kan ein merke seg Nedalsfoss og Jukla-Høy blir brukt svært lite, medan Saurdal blir brukt i stor grad. Årsaka til dette kan vere mange og blir drøfta i seksjon 7.2.

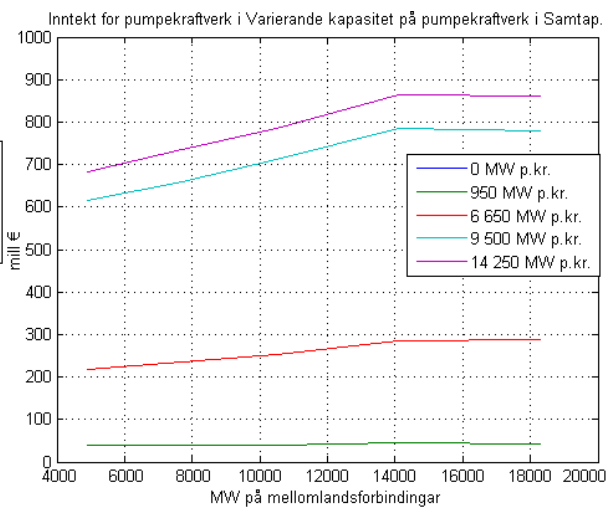
6.7 Lønnsemd på pumpekraftverk krev store endringar i kraftsystemet

Resultata frå ReOpt og Samtap viser inntekter og overskot for alle kraftverka samla, samt overskot per MW for scenarioa i gruppene *Varierende kapasitet på pumpekraftverk* og *14 250 MW pumpekraft*. Ved utrekning av overskotet blir kostnader for bygging av pumpekraftverk og inntekter kraftverket hadde føre opprustinga inkludert.

6.7.1 Inntekter på pumpekraftverk viser liten forskjell mellom ReOpt og Samtap



Figur 6.42: Inntekter på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

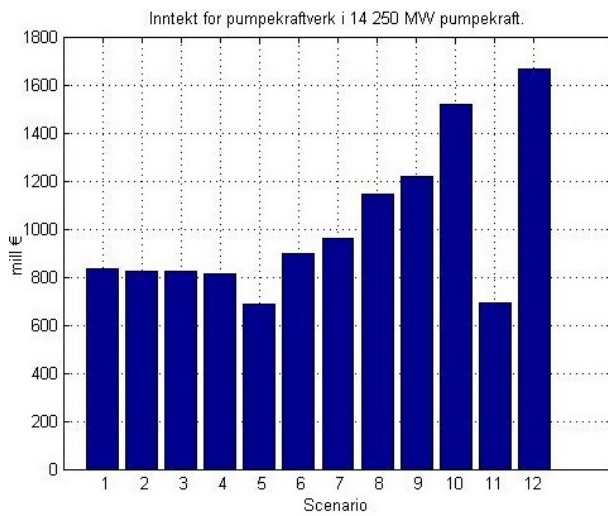


Figur 6.43: Inntekter på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

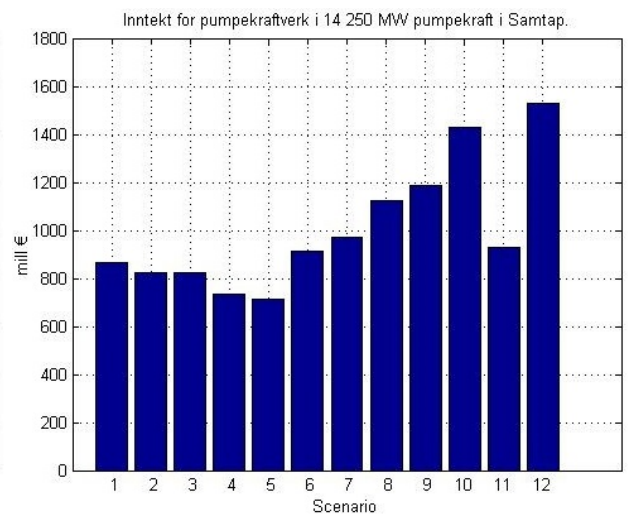
Skilnaden i inntekter ved bruk av ReOpt og Samtap er små. For 9 500 MW og 14 250 MW pumpekraft og 4 900 MW på mellomlandsforbindingane er Samtap meir lønnsamt enn ReOpt. Dette skjer hovudsakeleg fordi brukstida for begge modellane er tilnærma like og kraftverdiene i Samtap er noko høgare i periodar.

Ved stor kapasitet på mellomlandsforbindingane blir forskjellane mellom modellane større. Då får ReOpt større høve til å utnytte døgnpumping, noko som gjev stor gevinst.

Figur 6.42 viser at inntektene aukar lite frå 9 500 MW pumpekraft til 14 250 MW pumpekraft. Dette viser at inntektene til dei 5 siste kraftverka er små og at meir pumpekraft er med på å øydelegge for lønnsmda til allereie eksisterande pumpekraftverk.



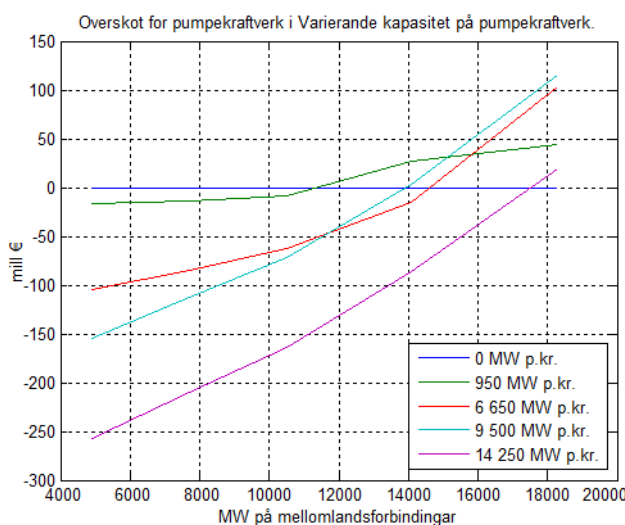
Figur 6.44: Inntekter på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



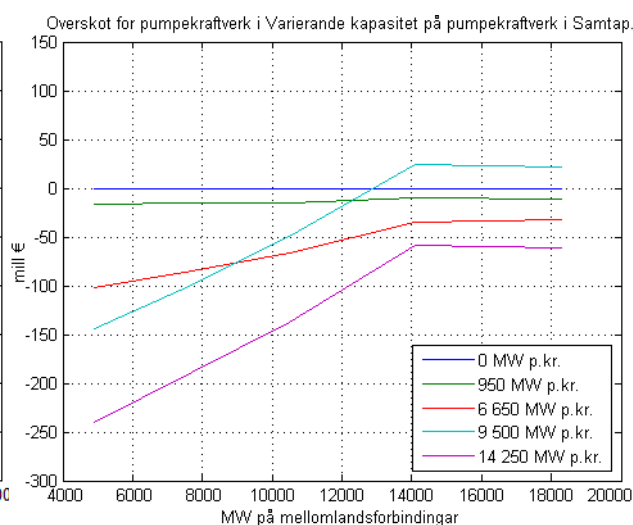
Figur 6.45: Inntekter på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Inntektsskilnaden ved bruk av ReOpt og Samtap aukar etter kvart som det blir meir variasjon i kraftverdiane. Ellers viser resultatane same utfall som resultatane for *Varierte kapasitet på pumpekraftverk*.

6.7.2 For å få overskot på pumpekraftverk treng ein stor kapasitet på mellomlandsforbindingane



Figur 6.46: Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

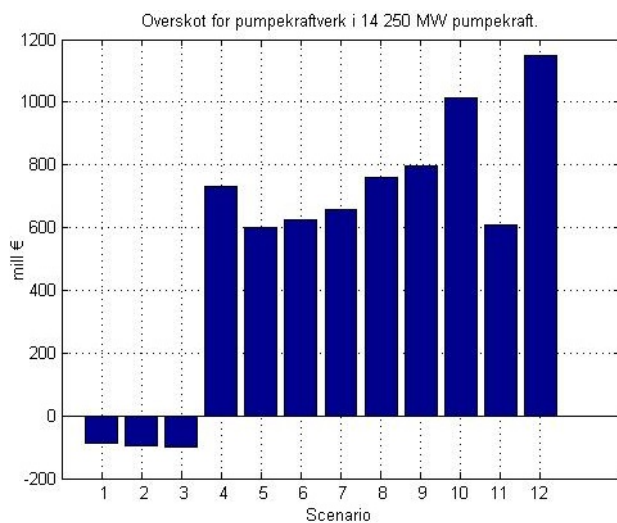


Figur 6.47: Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

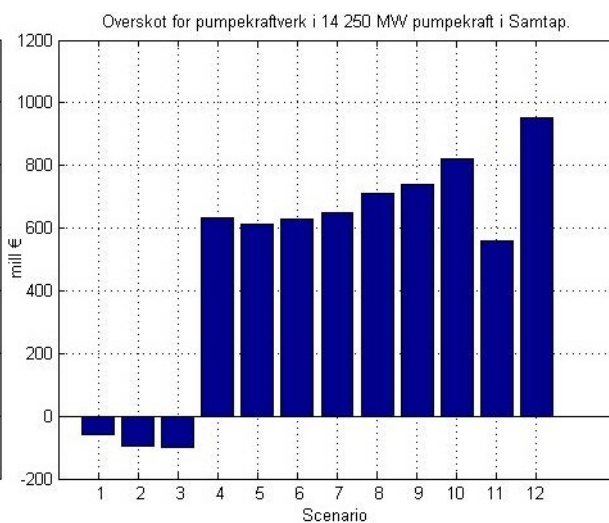
Det er markante skilnadar på overskotet til pumpekraftverka mellom ReOpt og Samtap. Figurane 6.46 og 6.47 viser at endringane kan slå ut både positivt og negativt. ReOpt påverkar negativt ved lite kapasitet på mellomlandsforbindingane, men gjev stor gevinst med stor kapasitet på mellomlandsforbindingane. I ReOpt aukar inntektene raskare dess meir kapasitet det er på mellomlandsforbindingane, medan Samtap minkar dei.

Det må byggast ut store mengder mellomlandsforbindingar for at pumpekraftverk skal vere lønnsamt. Figur 6.46 viser at det må byggast ut over 11 000 MW kapasitet på mellomlandsforbindingane for at det skal vere aktuelt å bygge pumpekraftverk.

Figuren 6.46 viser at å bygge ut 9 500 MW kapasitet på pumpekraftverk er det som gjev størst overskot for eigarane samlasett. Resultatet for 6 650 MW og 9 500 MW er noko uventa og blir diskutert i seksjon 7.2.



Figur 6.48: Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



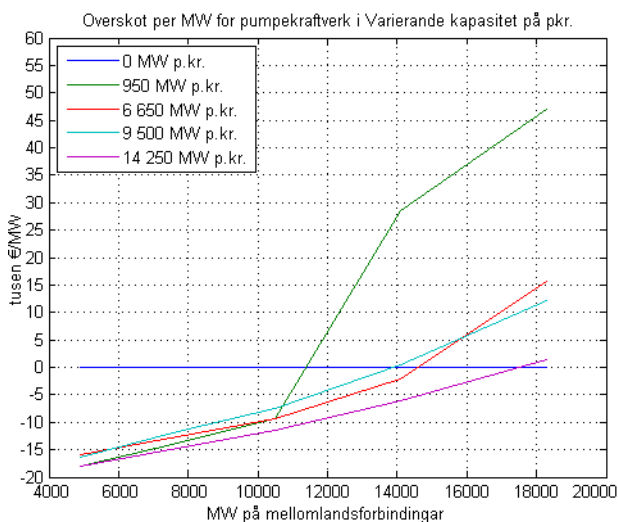
Figur 6.49: Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Skilnaden mellom ReOpt og Samtap blir større etter kvart som variasjonane i kraftverdiane i dei eksogene områda aukar.

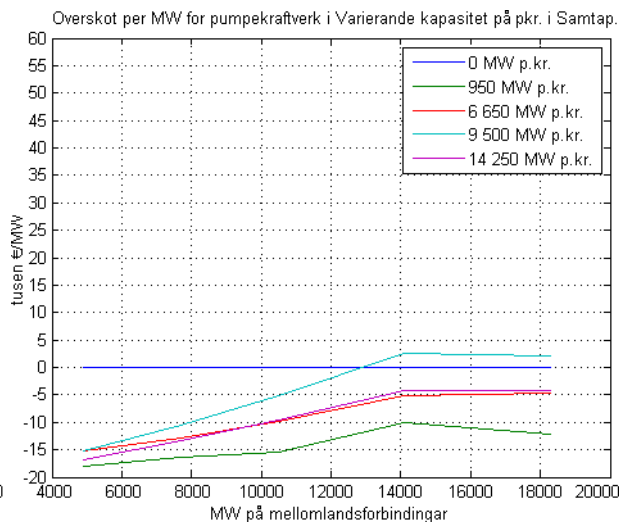
Scenario 2 og 3 viser ein nedgang i forhold til scenario 1. Dette tyder på at pumpekraftverk blir mindre lønnsamt ved sterkare nett i Norden.

Dei resterande scenarioa viser generelt ein auke utover i scenarioa. Unntaket er scenario 4 og 11. Det eine scenarioet får ein auke og det andre ein nedgang. Scenario 4 har eit høgare overskot enn scenario 5, fordi kraftverdiane i dei eksogene områda oftare går mot 0 €/kWh. Dette fordi låge kraftverdier fører til mindre kostnader for pumping. Scenario 11 har ikkje den same auken, sidan det er gjort fleire endringar på prisrekka. At inntektene vil auke utover i scenarioa stemmer med at variasjonen i kraftverdiane blir større og kraftverdiane blir høgare.

6.7.3 Overskot per MW blir mindre dess meir pumpekraftverk



Figur 6.50: Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

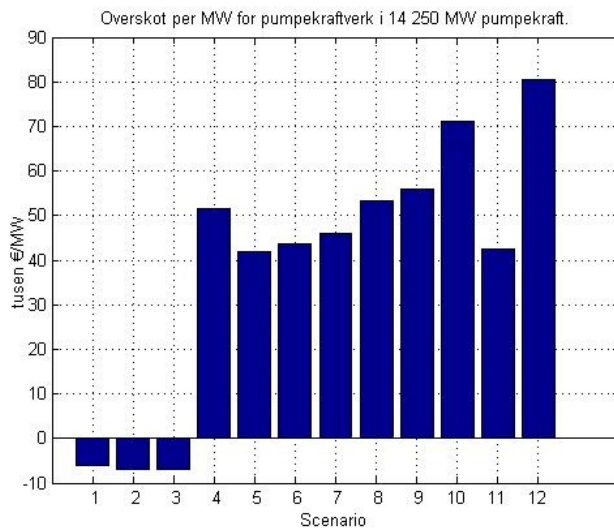


Figur 6.51: Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

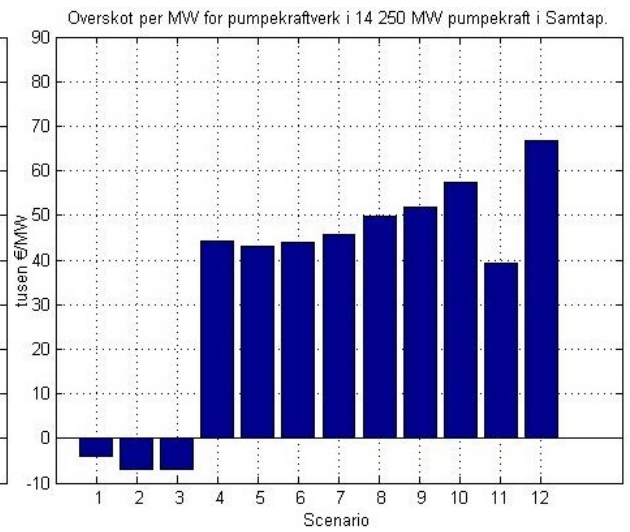
Skilnadane på overskot per MW mellom ReOpt og Samtap er tilsvarande forskjellane for totalt overskot.

Overskot per MW viser tydeleg endring i forhold til mengd installert effekt på pumpekraftverk. Generelt fører meir installert effekt til mindre lønnsemd. Eit uventa resultatet er at 9 500 MW pumpekraft er meir lønnsamt enn 6 650 MW pumpekraft ved 14 100 MW kapasitet på mellomlandsforbindingane. Dette blir drøfta i seksjon 7.2.

Figurane 6.50 og 6.51 viser også at 950 MW pumpekraft aukar raskt i ein kort periode. Dette blir drøfta i seksjon 7.2. Overskotet til pumpekraftverka med andre kapasitetar aukar raskare etter kvart som det blir meir kapasitet på mellomlandsforbindingane, men dess meir kapasitet pumpekraftverka har, dess seinare auka overskotet.



Figur 6.52: Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



Figur 6.53: Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Det er liten skilnad mellom overskot per MW eller samla overskot for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft. Årsaka til dette er at alle scenarioa har like mykje installert kapasitet på pumpekraftverka.

Kapittel 7

Diskusjon

Diskusjonen er delt opp i to hovuddelar; *ReOpt - store og små forskjellar* og *Pumpekraftverk - er det mogleg i Noreg?*. *ReOpt - store og små forskjellar* skal drøfte korleis ReOpt påverkar resultatata i forhold til Samtap og om modellen responderer som forventa. *Pumpekraftverk - er det mogleg i Noreg* skal drøfte korleis pumpekraftverk påverkar kraftsystemet og kva som skal til for at pumpekraftverk skal bli lønnsamt.

7.1 ReOpt - store og små forskjellar

Forskjellane mellom ReOpt og Samtap er store på mange punkt. Resultat for produksjon, kraftflyt, kraftverdiar, konsumentoverskot, produsentoverskot, samfunnsøkonomisk overskot og inntekter for pumpekraftverk viser skilnadar, men av ulik grad.

7.1.1 Kraftsystemet blir utnytta maksimalt

Ved bruk av ReOpt blir maksimal installert kapasitet på kraftverk og forbindingar brukt i periodar der det er gunstig, medan Samtap aldri greier å utnytte potensialet som er i pumpekraftverka og kraftsystemet. ReOpt brukar variasjonane i kraftverdiane til å aktivt kunne drive med sesong- og døgnpumping. Dette visast tydeleg i figurane i seksjon 6.1 og vedlegg C.2. Dette er spesielt synleg på produksjonen til pumpekraftverket Holen III, kraftverdiar i Norgesynd og utveksling mellom Noreg og Europa. Pumpekraftverka pumpar i periodar med låge kraftverdiar og produserar i periodar med høge kraftverdiar, noko som stemmer med røynda. Resultata for produksjon viser også at det er skilnadar mellom måten ReOpt og Samtap driv sesongpumping på. Ved bruk av Samtap pumpar pumpekraftverka med konstant effekt gjennom heile veka og får dermed ikkje med variasjonen i kraftverdiane.

Det er ikkje sikkert at kraftsystemet blir optimalisert på langsikt ved simulering av sesongpumping i ReOpt. Årsaka er at sesongpumping i ReOpt er basert på nesten dei same føresetnadane som i Samtap og får dermed ikkje utnytta dei varierende kraftverdiane. Den einaste forskjellen mellom ReOpt og Samtap er at reservoarnivået på slutten av veka må treffe innanfor eit vindauge i ReOpt. Dette vindauge er an-

tatt å vere lite¹. ReOpt får ikkje høve til å drive med sesongpumping utover det som er mogleg i Samtap. ReOpt kan derfor ikkje utnytte kraftverdiar som ville vore lønnsame for sesongpumping, men som ikkje er lønnsame for døgnpumping. Det kan også vere periodar kor sesongpumping er meir lønnsamt enn døgnpumping, men på grunn av oppbygginga av restriksjonane får ReOpt ikkje utnytta dette potensialet. Modellen har dermed utviklingspotensiale. Korleis ein skal ordne denne utfordringa er uvisst, men ein kan lage ein lengre optimaliseringsperiode, eit større vindaug for reservoarnivå på slutten av perioden eller utnytte tabellane for vassverdiar.

7.1.2 Ikkje mogleg å utnytte kraftsystemet i så stor grad

Å utnytte kraftsystemet så mykje som ReOpt gjer i denne analysen er ikkje mogleg i røynda, noko som er årsaka til at SINTEF Energi AS har gjort det mogleg med ekstra restriksjonar i ReOpt. Tidlegare erfaringar frå SINTEF Energi AS² viser at ved innføring av restriksjonane i seksjon 3.2.1, vil variasjonane i kraftverdiane bli større og kraftverdiane frå ReOpt blir likare Samtap. Større variasjon i kraftverdiane fører til at det blir meir attraktivt å bygge ut pumpekraftverk. Det er likevel forventa at restriksjonane på pumpekraftverk og forbindingar vil gjere det mindre attraktivt. Desse restriksjonane vil føre til avgrensa moglegheiter til å raskt endre seg etter dei uregulerbare energikjeldene. Kva som har mest utslag på lønnsemda for pumpekraftverka er uvisst og må testast.

Sjølv ved innføring av restriksjonane vil kraftsystemet utnyttast maksimalt i ReOpt. Dette gjev liten eller ingen sikkerheitsmargin og kraftsystemet vil vere sårbart for uventa hendingar. Dette vil tale for bruk av Samtap. Samtap har til ei kvar tid ekstra kapasitet, sidan den ikkje finn ei optimalløysing.

7.1.3 ReOpt fører til mindre varierte kraftverdiar

Det gjev store utslag i kraftverdiane i Norgesynd og resten av Norden om det er ReOpt eller Samtap som blir nytta. Dette er vist i seksjon 6.2 og i vedlegg C.2.2 og C.3. Ved bruk av Samtap har kapasitetet og verknadsgrad på pumpekraftverka lite betydning på kraftverdiane. I ReOpt derimot vil standardavviket og korrelasjonen mellom Noreg og Europa bli mindre dess større kapasitet og verknadsgrad det er på pumpekraftverka. Årsaka til at variasjonen i kraftverdiane blir mindre ved bruk av ReOpt er pumpekraftverka og moglegheita deira til å drive med døgnpumping. Pumpekraftverka aukar etterspørselen i periodar med låge kraftverdiar og tilbyr effekt og energi i periodar med høge kraftverdiar. Dette fører til at dei låge kraftverdiane blir høgare og dei høge kraftverdiane blir lågare. Dette vil gjere det mindre lønnsamt å drive med pumpekraftverk.

Det er blitt oppdaga nokre uventa resultat for gjennomsnittlege kraftverdiar for Samtap i vedlegg C.3. Den gjennomsnittlege kraftverdien går ned når det er stor kapasitet

¹Etter samtale med Ivar Husevåg Døskeland.

²Etter samtalar med Geir Warland.

på mellomlandsforbindingane. Dette er diskutert i vedlegget og kjem truleg av korleis Samtap løyser problemet.

7.1.4 Overskot viser lite endring

Målet til ReOpt er å få størst mogleg samfunnsøkonomisk overskot. Forskjellane mellom ReOpt og Samtap er små, men det samfunnsøkonomiske overskotet blir størst ved bruk av ReOpt. Forskjellane blir tydelege når kapasitetane på mellomlandforbindingane kjem over 12 000 MW. Resultata er vist i seksjon 6.5 og i vedlegga C.1 og C.6.

Forskjellane mellom modellane gjev også utslag for produsentane og konsumentane, men det er ikkje eintydig om overskotet deira vil auke eller minke. Årsaka til dette er at Samtap ikkje har optimal fordeling mellom konsumentar og produsentar. Ved bruk av Samtap stagnerer konsument- og produsentoverskotet ved ein spesifikk kapasitet på mellomlandsforbindingane. Ved større kapasitetar bevegar linjene seg tilnærma vassrett og parallelt. Årsaka er at Samtap ikkje greier å utnytte kraftsystemet sitt potensial. ReOpt vil derimot utnytte potencialet så lenge det er høve til det. Dette fører til at produsentoverskotet vil fortsette å auke i takt med mellomlandsforbindingane, så lenge potencialet i kraftverka i Norden ikkje er *brukt opp*. For konsumentane vil derimot overskotet flate ut og gå mot eit bestemt punkt ved stor kapasitet på mellomlandsforbindingane. Dette tyder på at konsumentoverskotet har nådd eit botnpunkt og vil dermed ikkje bli ytterlegare negativt påverka med meir kapasitet på mellomlandsforbindingane. Botnpunktet er nådd fordi kraftverdiane i Norgesyd og Tyskland er fullstendig eller nesten fullstendig korrelerte.

Det er eit noko uventa resultat for samfunnsøkonomisk overskot ved bruk av ReOpt og Samtap. Resultatet for Samtap gjev høgare overskot enn ReOpt, noko som ikkje stemmer med teorien om at ReOpt skal finne optimalt samfunnsøkonomisk overskot. Dette synast spesielt i scenario 11 i gruppa *14 250 MW pumpekraft* som tydeleg har større overskot i Samtap. Årsaka til dette er at overskotet i figurane i seksjon 6.5 ikkje inkluderer flaskehalsinntekter for dei eksogene områda. Flaskehalsinntektene fører derfor til dette uventa resultatet.

Noko av grunnen til at variasjonane mellom ReOpt og Samtap er små ligg i korleis resultatet er framstilt. Begge grafane brukar referansescenarior, men referansescenariora er ulike, fordi referansescenariora for ReOpt er laga i ReOpt og for Samtap er laga i Samtap. Forskjellane mellom referansescenariora er små. For Basis-datasettet er det ein forskjell på 451 millionar €/år mellom ReOpt og Samtap. Dette er ein svært liten forskjell med tanke på at kraftsystemet omfattar heile Norden. Dette tyder på at Samtap gjev svært gode prognosar på kva som er optimalt.

7.1.5 For lønnsemd på pumpekraftverk må ReOpt nyttast

For å gjere pumpekraftverk lønnsame må dei nytte potencialet sitt. ReOpt må bli brukt for at potencialet som er i pumping og maksimalkapasitet skal bli nytta. Dette

er vist i seksjonane 6.1 og 6.7, og i vedlegga C.2 og C.8. Ved bruk av Samtap blir ikkje pumpekraftverk lønnsamt. Unntaket er 9 500 MW pumpekraft som blir marginalt lønnsamt. Årsaka til at det er 9 500 MW som er optimalt er uvisst, men visast tildels i figur 6.38 for brukstid. I denne figuren har 9 500 MW størst brukstid. Årsaka til kvifor brukstidene er størst for 9 500 MW og minst for 950 MW er ikkje kjent, men kjem truleg av kva kraftverk som er valt og kva for område dei ligg i. Meir om brukstid i seksjon 7.2.1

Inntekter og overskot til pumpekraftverk har påfallande små forskjellar mellom resultatane frå ReOpt og Samtap. Ved stor kapasitet på mellomlandsforbindingane blir derimot forskjellane store. Dette er spesielt sidan bruksitda stig og pumpekraftverka blir brukt vesentleg meir i ReOpt enn i Samtap. For å finne årsaka til at resultatet er så likt ved små kapasitetar på mellomlandsforbindingane må vi sjå på kraftverdiane. Inntekt og overskot er vist i seksjonane 6.1 og 6.2, og i vedlegg C.2.

Kraftverdiane er drøfta i seksjon 7.1.3 og viser at variasjonen i kraftverdiar er mindre i ReOpt enn Samtap. Årsaka til dei små variasjonane kjem frå pumpekraftverka. På grunn av stor kapasitet i pumpekraftverka vil døgnpumping vere med på å bestemme både dei låge og dei høge kraftverdiane. Dette fører til lite eller inga inntekt for pumpekraftverk ved døgnpumping. Pumpekraftverka får derfor inntektene frå sesongpumping og tilsig. Inntektene frå sesongpumping er antatt å vere begrensa, sidan maksimal brukstid er på under 200 timar og ein del av inntektene går med til kostnader for pumping. Derfor kjem i hovudsak inntektene frå tilsig. Kraftverka vil få auka inntektene sine ved å gjere utbetringar på pumpekraftverk. Når ein gjer utbetringar vil auka effekt på pumpekraftverket føre til at ein kan produsere meir energi i periodar med høge kraftverdiar og dermed sit dei att med større gevinst. Forskjellane på inntektene i ReOpt og Samtap blir små, fordi begge har likt tilsig. Samtap har høgare kraftverdiar, men ReOpt utnyttar moglegheita til maksimal produksjon i dei periodane det er mest gunstig.

7.2 Pumpekraftverk - er det mogleg i Noreg?

Seksjonen drøftar korleis kraftsystemet påverkar pumpekraft, korleis pumpekraftverk påverkar økonomiske faktorar, samt kva endringar som må til i kraftsystemet for at pumpekraftverk skal bli lønnsamt.

7.2.1 Verknadsgrad, område og tilsig påverkar pumpekraftverk

Brukstida på pumpekraftverk varierer mellom kvart enkelt pumpekraftverk. Grunnen til variasjonen er i hovudsak verknadsgraden, tilsiget og kva område dei ligg plassert i. Verknadsgraden visast i *Andre faktorar* i vedlegg C.7.1. Verknadsgraden er også årsak til at pumpekraftverket Jukla-Høy i SKL blir lite brukt og med tilnærma konstant brukstid. Dette er fordi verknadsgraden til energiekvivalenten på anlegget er på 56 %.

I etterkant av analysen viser resultatet at også energiekvivalenten burde endrast på nokre av pumpekraftverka. For eksempel burde alle pumpekraftverk med ein låg verknadsgrad få ein høgare verknadsgrad. Dette gjeld spesielt kraftverk som har energiekvivalentar på under 80 %. Fordelen med den varierende verknadsgraden er at grafane viser betydninga av verknadsgraden.

Tisig på kvart enkelt kraftverk er ikkje direkte oppgitt i rapporten, men det er tildels vist med kva kapasitet kraftverka har før dei blir oppgradert til pumpekraftverk. Dei opphavlege kapasitetane er vist i vedlegg B.1. Betydninga tilsiget har for bruk av pumpekraftverka visast for pumpekraftverka Saurdal og Kvilldal. Begge kraftverka har ein total verknadsgrad på 82,8 % og ligg i same område (felles kraftverdi), men har ulik brukstid. Saurdal har eit mindre tilsig og blir brukt meir til pumping.

Ser ein på områdenivå viser resultatet ein nedgang i brukstida dess lengre frå mellomlandsforbindingane ein kjem. Dette visast spesielt godt på pumpekraftverket Nedalsfoss i Trøndelag. Nedalsfoss har god verknadsgrad og lite tilsig, men blir likevel lite brukt til pumping.

Forsterkning av forbindingar mellom produksjonsområda og mellomlandsforbindingane, samt forsterkning av forbindingar internt i Noreg og Sverige, vil også påverke brukstida til pumpekraftverk. Brukstida blir redusert, fordi at andre kraftverk blir brukt framfor pumpekraftverk.

7.2.2 Kraftverdiane er nøkkelen for lønnsamd på pumpekraftverk

Den avgjerande faktoren for om pumpekraftverk skal bli lønnsamt er kraftverdiar, rettare sagt variasjon i kraftverdiar. Resultatet for standardavvik viser tydeleg korleis

pumpekraftverk påverkar kraftverdiar. Meir pumpekraftverk fører til eit lågare standardavvik. Derfor er pumpekraftverk med på å øydelegge for utbygging av pumpekraftverk. For å kompensere for dei stabile kraftverdiane i Noreg og stabiliteten som pumpekraftverk tilfører må Noreg knytte seg til område med svært varierende kraftverdiar, altså Europa. Sterkare tilknytning til Europa fører til meir varierende kraftverdiar og pumpekraftverk blir dermed meir aktuelt.

Ved å sjå på korrelasjonen mellom kraftverdiane i Noregsyd og Tyskland ser ein at kraftverdiane i Noregsyd gradvis gå mot kraftverdiane i Tyskland ved forsterkning av mellomlandsforbindingane. Dette er vist i seksjon 6.2. Pumpekraftverk vil prøve å motverke at kraftverdiane i Noregsyd skal bli likare dei tyske kraftverdiane. Dette sørgjer for at det må vere større kapasitet på mellomlandsforbindingane for at områda skal bli fullstendig korrelert.

Det er ikkje eit fast forhold mellom korrelasjon og standardavvik, noko som visast ved eit standardavvik på 0,75 €/kWh. Ved 0,75 €/kWh i standardavvik blir korrelasjonen for 0 MW pumpekraft 0,7, medan den for 14 250 MW pumpekraft blir 0,8. Årsaka til dette kjem av dei mange andre faktorane som ligg i Samkjøringsmodellen, til dømes tilsig. Tilsig er ein avgjerande faktorar for kraftverdiane i Noreg.

7.2.3 Pumpekraftverk er lite lønnsamt for Norden

Totalkapasiten på pumpekraftverka påverkar overskotet til konsumentar, produsentar og samfunnsøkonomien. Konsumentane får eit aukande overskot dess meir kapasitet det er på pumpekraftverk. Unntaket er ved 4 900 MW mellomlandsforbindingar. Ved 4 900 MW mellomlandsforbindingar reduserast konsumentoverskotet. Årsaka til dette kan vere mange, men truleg kjem det av at pumpekraftverk aukar dei minste kraftverdiane, men endrar dei høgste kraftverdiane lite. Auka kapasitet på mellomlandsforbindingane fører til at konsumentane tapar. Det kjem av at kraftverdiane blir meir varierende, blant anna blir dei høgare på dagtid. Endring på kraftverdiane kjem i midlertidig produsentane til gode. Produsentoverskotet vil ha eit motsett resultat av konsumentoverskotet. Dermed vil produsentane tene på desse endringane.

Samfunnsøkonomisk overskot i seksjon 6.5 viser eit noko uventa resultat. Overskotet går ned sjølv om det blir installert meir effekt og moglegheita for utveksling med eksogene område aukar. Endringane gjev meir slakk i restiksjonane og dette skal føre til at det samfunnsøkonomiske overskot anten forblir det same eller aukar. Årsaka til dette vert vist i figurane i vedlegg C.6.3. Figurane viser at det samfunnsøkonomiske overskotet får ein auke ved større kapasitet på pumpekraftverk og mellomlandsforbindingane. Forskjellen på figurane i vedlegget og i hovuddelen av rapporten, er at figurane i hovuddelen ikkje inkluderer flaskehalsinntekter for dei eksogene områda. Dette tyder på at dess meir pumpekraft ein bygg ut dess meir overskotet vil forsvinne ut av Norden og til Europa. At det samfunnsøkonomiske overskotet går ned ved utbygging av meir pumpekraft viser at det er lite aktuelt å bygge ut storskala pumpekraft i Noreg. Samfunnsøkonomisk er det betre å bygge ut lite eller ingen pumpekraft.

Ved auka kraftverdiar og auka variasjon i kraftverdiane i Europa vil det vere meir samfunnsøkonomisk lønnsamt å bygge ut pumpekraftverk for Norden. Resultata viser at scenario 8, 9, 10 og 12 i grupa *14 250 MW pumpekraft* vil gje eit større samfunnsøkonomisk overskot enn det beste scenario i gruppa *Variierende kapasitet på pumpekraftverk*. I scenario 8 aukar ein brenselprisane med 66 % og CO_2 -avgifta med 1000 % i forhold til i dag. I forhold til forventinga på kva brenselprisane og CO_2 -avgifta skal vere i 2030 er det ein auke på 37 % og 25 %. Dei andre scenarioa har ein større auke.

Resultatet med 950 MW pumpekraft og 4 900 MW mellomlandsforbindingar i gruppa *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* viser eit stort avvik i forhold til dei andre pumpekapasitetane for konsument- og produsentoverskotet i seksjonane 6.3 og 6.4. Same resultatet visast også for korrelasjon mellom kraftverdiar i Norgesyd og Tyskland i seksjon 6.2.2, kor 950 MW pumpekraft har noko større korrelasjon enn 0 MW. Samfunnsøkonomisk overskot i seksjon 6.5 viser derimot ingen forskjellar mellom 950 MW og andre kapasitetar på pumpekraftverk ved 4 900 MW mellomlandsforbindingar. Kva som fører til denne endringa er uvisst, men det kan kome frå innlesing av data eller at 950 MW pumpekraft fører til denne utviklinga ved simulering. Det er ikkje funne feil i innlesinga av data, men ein vil likevel ikkje avkrefte at dette kan vere tilfelle. Det uventa resultatet kan også ligge i Samkjøringsmodellen, siden Samkjøringsmodellen har mange faktorar som påverkar overskotet.

7.2.4 Pumpekraft øydlegg for utbygging av pumpekraftverk

Auka kapasitet på mellomlandsforbindingar, meir variasjon i kraftverdiane i Europa og endringar av verknadsgrad på pumpekraftverk fører til at brukstida på pumpekraftverka aukar. Derimot er det ikkje sikkert at auka brukstid fører til auka inntekt og overskot, som er diskutert i seksjon 7.1.5. Årsaken ligg i at pumpekraftverka ofte vil bestemme dei høgaste og lågaste kraftverdiane, noko som fører til låg profitt for døgnpumping.

For å kompensere for at pumpekraftverka bestemmer kraftverdiane må det utbyggast store mengder mellomlandsforbindingar. Dette er vist i seksjon 6.7. Ved sterkare tilknytning til Europa vil inntektene for pumpekraftverk bli gradvis større, men inntektene aukar seint. Unntaket er 950 MW pumpekraft som får ein rask auke i inntekt mellom 10 300 MW og 14 100 MW mellomlandsforbindingar. Årsaka til den hurtige stigninga er at kapasiteten på mellomlandsforbindingane blir større enn kva pumpekraftverka og vasskraftverka i Norden greier å levere. Då vil ikkje pumpekraftverk kunne bestemme kraftverdiane og vil sitte att med eit større overskot.

Resultata viser også at det nordiske kraftsystemet har ein stor fleksibilitet utan pumpekraftverk og treng dermed ikkje å bygge pumpekraft før kapasiteten på mellomlandsforbindingane er over 11 000 MW. Dette viser tilbake på EIA sine prognosar om at Norden kan greie ein auke på 48 % uregulerbar produksjon før det må byggast ut meir balansekraft. 11 000 MW er berre ei tilnærming på grunn av at analysen operer med spesifikke og ikkje kontinuerlege kapasitetar på pumpekraftverk og mel-

lomlandsforbindingar. Dei er gjort kontinuerleg ved å trekke lineære linjer mellom punkta.

Tabell 7.1 viser ei oversikt over kor stor kapasitet det må vere på mellomlandsforbindingane for at dei ulike kapasitetane på pumpekraftverk skal vere lønnsame. Tabellen viser at det må byggast ut store mengder mellomlandsforbindingar. Resultatet for 6 650 MW og 9 500 MW pumpekraft er overaskande. Det er overaskande sidan 9 500 MW pumpekraft krev mindre kapasitet på mellomlandsforbindingane enn 6 650 MW pumpekraft. Årsaka kjem truleg av kva pumpekraftverk som er valt og kva for område dei ligg i. Brukstida for 9 500 MW pumpekraft er også høgare enn for 6 650 MW pumpekraft. Spesielt gjeld dette brukstida i Samtap, noko som tyder på at kraftverka med 9 500 MW blir brukt meir til sesongpumping. Sidan kraftverka med 6 650 MW også er ein del av kraftverka med ein kapasitet på 9 500 MW tyder det på at nokon av pumpekraftverka blir mykje brukt. Grunnen til dette er vist i seksjon 6.6.2 og vedlegg C.7.3, som viser at brukstida for pumpekraftverket Saurdal i Vestsyd er svært høg. Årsaka til den høge brukstida er at pumpekraftverket har god verknadsgrad, det finst berre tre pumpekraftverk i Vestsyd og desse har god kontakt med Storbritannia, fordi mellomlandsforbindingane til Storbritannia starta i Vestsyd. Nesten all kapasiteten på 6 650 MW ligg i Norgesynd, noko som truleg fører til mindre brukstid for dei aktuelle pumpekraftverka.

Pumpekraft [MW]	Mellomlandsforindingar [MW]
0	0
950	11 000
6 650	14 000
9 500	14 500
14 250	17 000

Tabell 7.1: Oversikt over kva kapasiteten på mellomlandsforbindingane må vere for at pumpekraftverk skal vere lønnsamt.

7.2.5 14 250 MW er lite aktuellt

Å bygge ut 14 250 MW pumpekraft er lite aktuellt i analysen. 14 250 MW krev stor kapasitet på mellomlandsforbindingane. Frå eit samfunnsøkonomisk perspektiv fører det til tap i Norden å bygge ut 14 250 MW pumpekraft og den totale samfunnsøkonomiske nytten for Nord-Europa-modellen blir ikkje større enn ved 9 500 MW pumpekraft. Det totale samfunnsøkonomiske overskotet kan bli større for 14 250 MW pumpekraft enn for 9 500 MW ved utbygging av over 18 000 MW mellomlandsforbindingar. Derfor er 9 500 MW eit meir realistisk scenario, men også 9 500 MW pumpekraft krev store endringar av kraftsystemet.

7.2.6 Kraftverdiar i Europa kan gjere pumpekraftverk meir aktuelt

Ved endring av kraftverdiane i Europa vil utbygging av pumpekraftverk bli meir aktuelt. Endring av kraftverdiane kan eksempelvis vere at dei høgste kraftverdiane blir høgare eller at dei låge kraftverdiane blir lågare. Begge eksempla vil gjere det meir aktuelt å bygge ut pumpekraftverk og det skal berre nokre små endringar til på kraftverdiane før lønnsmda til pumpekraftverka aukar. Det er vanskeleg å seie kvar grensene går sidan det ikkje er testa for ulike mengder pumpekraft og mellomlandsforbindingar for ulike kraftverdiar i Europa.

Ved endring av kraftverdiane i Europa vil også storskala pumpekraftverk bli meir samfunnsøkonomisk aktuelt, men kraftverdiane i Europa påverke kraftverdiane i Noreg i stor grad.

7.2.7 Mangel på detaljert overføringsystem og dynamiske kraftverdiar i Europa er ein svakheit

Modellen som er nytta i analysen har ei grov beskriving av forbindingar i kraftsystemet, noko som fører til at ein ikkje får med flaskehalsar internt i områda, samt energitap. Flaskehalsar og energitap er berre representert på forbindingar mellom områda, medan energitap er representert i kvart område ved eit fast energitap, som er uavhengig av produksjon og forbruk. Etter samtale med Ivar Husevåg Døskeland har ein komet fram til at eit pumpekraftverk i Trøndelag kanskje kan vere meir aktuelt ved ei betre framstilling av forbindingane. Det har tidelegare vore problem med å levere nok effekt inn til Trøndelag i periodar med lite vatn i reservoara og kaldt vêr. Pumpekraftverk vil kunne importere energi i periodar der det er god kapasitet på forbindingane inn til området og lagre energien til periodar der den trengs.

Analysen er gjennomført i ein modell over Norden. Europa er moddelert med faste kraftverdiar, som er laga for Basis-datasettet. Kraftverdiane stemmer bra for små endringar i kraftsystemet. Ved store endringar vil derimot Norden kunne vere med på å endre kraftverdiane i Europa, noko som ikkje blir tatt med i analysen. Dette vil vere ein svakheit, men resultatet vil likevel gje eit inntrykk av kva endringar som må til i kraftsystemet for at pumpekraftverk skal vere aktuelt. Kraftverdiane i Europa vil mest sannsynleg bli meir stabile ved sterke forbindingar mellom Norden og Europa³ og pumpekraftverk vil bli mindre lønnsamt.

7.2.8 Pumpekraftverk tilfører ekstra effekt og fører til meir robuste kraftsystem

Pumpekraftverk vil gje positive og negative ringverknadar. Ny effekt vil gje lokale gevinstar ved at det er reservekapasitet i områda. Dei kan vere med på å stabilisere

³Etter samtale med Eirik Bøhnsdalen ved Statnett SF.

den daglege drifta, samt betre situasjonar kor mangel på energi. Pumpekraftverk vil også kunne tilføre kraftsystemet systemtenester. I analysen er det ikkje tatt med inntekter for systemtenestene, noko som kan gjere pumpekraftverk meir lønnsame enn det som vert vist i denne analysen.

Mellomlandsforbindingane vil også gje gevinst ved at Norden lettare kan takle situasjonar med ekstremt vêr. Europa kan bidra med energi ved lite nedbør og vind, samt kunne ta i mot energi når det er energioverskot i Norden.

Kapittel 8

Konklusjon

Gjennom analysen og litteraturstudien har ein fått kjennskap til modellane Samkjøringsmodellen, ReOpt og Samtap. ReOpt og Samtap blir omtala som eigne modellar, men er i realiteten underfunksjonar av Samkjøringsmodellen. Ein har òg fått god kjennskap til det nordiske kraftsystemet, korleis pumpekraftverk påverkar kraftsystemet og korleis kraftsystemet påverkar pumpekraftverk.

8.1 ReOpt - ein framtidig modell

Modellen ReOpt er laga for framtidig kraftsystem med store mengder fornybar energi og uregulerbare energikjelder. ReOpt blir brukt i staden for Samtap. Skilnaden på ReOpt og Samtap er måten dei løyser problemet på. ReOpt gjennomfører ei optimalisering, medan Samtap baserer seg på iterasjonar og gyldige løysingar. Begge modellane baserer seg på vassverdiar og områdeoptimalisering som er gjennomført i Samkjøringsmodellen. Sidan ReOpt optimaliserer problemet skal den sørgje for best mogleg samspel mellom aktørane og utnytte alle delane av kraftsystemet maksimalt, noko som gjev høve til døgnpumping.

Det er klare skilnadar på modellane når ein ser på detaljresultata. ReOpt utnyttar maksimalkapasiteten på kraftverk og forbindingar, medan Samtap sjeldan eller aldri greier å utnytte potensialet. Dette viser også att på brukstid og bruk av pumpekraftverk. Kraftverket blir i større grad brukt til pumping og produksjon, og endringar i produksjonsmengda skjer kontinuerleg.

Dei økonomiske resultata viser derimot ikkje klare skilnadar mellom ReOpt og Samtap. Skilnaden på det samfunnøkonomiske ovserskotet på Basis-datasettet frå ReOpt og Samtap er på 451 millionar €/år, men desse skilnadane er små i forhold til størrelsen på kraftsystemet, som er heile Norden. For at skilnadane skal vere av økonomisk betydning må det byggast ut over 12 000 MW mellomlandsforbindingar.

ReOpt vil kunne bli ein viktig modell for framtida sitt kraftsystem, som har store mengder pumpekraft, mellomlandsforbindingar og uregulerbare energikjelder, men per dags dato gjev Samtap tilstrekkelege resultat.

8.2 Pumpekraft - ein lang prosess

Å bygge ut storskala pumpekraft er mogleg i Noreg. Potensialet for utbygging av pumpekraftverk er stort og det er ein av dei beste teknologiane for å lagre store energimengder og produsere store effektar. Noreg har store reservoar og kan enkelt bygge ut store mengder pumpekraft, men det vil krevje store endringar i kraftsystemet for at pumpekraftverk skal vere økonomisk lønnsamt.

Samfunnsøkonomisk er det lite gunstig å bygge ut store mengder pumpekraft for Norden. Norden vil tape og Europa vil tene. Det mest samfunnsøkonomiske for Norden er å bygge ut 950 MW pumpekraft og 14 100 MW mellomlandsforbindingar. Konsumentane vil tape på den sterke tilknytninga til Europa, medan produsentane vil få eit større overskot. Frå eit samfunnsøkonomisk perspektiv vil aktualiteten for å bygge ut meir pumpekraft i Norden stige i takt med at kraftverdiane i Europa blir høgare og meir varierte.

Utbygging av pumpekraft vil vere lønnsamt for pumpekraftverka med mindre variasjon i kraftverdiane enn kva som skal til for at det er samfunnsøkonomisk lønnsamt for Norden. Områda med pumpekraftverk må ha dobbelt så stor variasjon i kraftverdiane som dei har i dag. Det må byggast ut store mengder mellomlandsforbindingar for å få tilstrekkeleg variasjon i kraftverdiane. Dette føresetter også at kraftverdiane i Europa blir uforandra, noko som ikkje er realistisk ved store utbyggingar av pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar. Kapasiteten på mellomlandsforbindingane må vere vesentleg større enn den totale kapasiteten på pumpekraftverka. Årsaka til dette er den store fleksibiliteten som er i det nordiske kraftsystemet og at døgnpumping gjev lite profitt. Ved store mengder pumpekraftverk er det ofte pumpekraftverka som bestemmer kraftverdiane, både dei høgaste og dei lågaste. Dette fører til at inntektene til pumpekraftverka kjem frå tilsig og sesongpumping. For at det skal vere aktuelt å bygge 14 250 MW pumpekraft må det vere 17 000 MW mellomlandsforbindingar. Å bygge 9 500 MW pumpekraft er eit meir realistisk scenario, sidan 9 500 MW pumpekraft krev 14 000 MW mellomlandsforbindingar og samfunnsøkonomisk gjev det eit like stort overskot som ved 14 250 MW pumpekraft.

Samla sett må det store endringar til i kraftsystemet for at det skal bli aktuelt å bygge ut pumpekraftverk. Det må skje store endringar i kraftverdiane og det må byggast ut store mengder mellomlandsforbindingar.

Analysen manglar tidsfarseinkingar og maksimal endring av produksjon, reservoarnivå og kraftflyt i kraftsystemet, samt inntekter frå systemenester. Dermed kan pumpekraftverk vere aktuelt med mindre endringar i kraftsystemet, men analysen kan ikkje bekrefte eller avkrefte dette.

Kapittel 9

Vidare arbeid

9.1 Nye analysar

Gjennom analysen av pumpekraft i Noreg og bruk av ReOpt har det blitt oppdaga mange interessante problemstillingar som ikkje har blitt testa og analysert. Ei interessant utfordring vil vere å teste korleis ReOpt og kraftsystemet responderer på innføring av dei fysiske og pålagde restriksjonane i kraftsystemet som manglar i analysen. Dette vil vere eit tidkrevjande arbeid, som krev store mengder informasjon frå alle kraftverk og reservoar i Noreg/Norden. Kostnaden og innsatsen ved innsamling av informasjon og data kan reduserast ved at fleire av bedriftene samarbeider.

Gjennom analysen av resultatata er det oppdaga at enkelte av energiekvivalentane har svært låg verknadsgrad. Den låge verknadsgraden vil gjere det lite attraktivt å pumpe. Det hadde vore interessant å kontrollere om auka verknadsgrad ville føre til større lønnsemd for storskala pumpekraft. Det hadde også vore interessant å sjå korleis resultatata endra seg ved endra produksjon- og pumpekaraktaristikk. Pumpekaraktaristikk er samanhengen mellom produksjon og vassføring. I analysen har alle pumpekraftverka og vasskraftverka lineær samanheng, noko som ikkje er tilfelle i verkelegheita.

Å teste kan vere samfunnsøkonomisk overskot med dei ulike eksogene prisrekkene og mindre kapasitet på pumpekraftverka (mindre enn 14 250 MW) vil også vere ei aktuell problemstilling. Dette for å finne ut om pumpekraftverk får større verdi ved meir varierende kraftverdiar i Europa eller om kraftsystemet i dag gjev det beste resultatet.

9.2 Utbetring av ReOpt

ReOpt fungerer godt, men analysane har vist nokre mindre feil i ReOpt. Blant anna kjem det ut feilkodar ved simulering av kraftsystemet og ved bruk av utskriftsfunksjonen Samoverskudd, skriv den ut feil informasjon om kva for program som er køyrt sist (Skriv at Saminn er brukt sist). Feilkodane frå CPLEX omfattar blant anna kodane: 1507328, 3211264, 4915200, 5046272 og 589824. Årsaka til dette er ikkje

kjent for rapportskrivar, men programmet fungerer tilsynelatande bra sjølv om der oppstår nokre feilmeldingar.

For å forenkle bruken av ReOpt og lage eit enklare grensesnitt, ville det vore ein fordel om namnet på oppstart av ReOpt hadde blitt forandra og at innlesing av data kunne gjerast med dei same funksjonane som ved innlesing av data til Samkjøringsmodellen.

ReOpt er ein modell som tar med seg mange aspekt frå kraftsystemet, men der er likevel faktorar som kunne vore interessante å få med i modellen. Sidan ReOpt finn løysningar på kanten av det som er tillate, ville det kanskje vore nyttig å få med nokre ekstra restriksjonar som sørgjer for ei ekstra sikkerheit i tilfelle bortfall av laster, kraftverk eller forbindingar. I samsvar med den ekstra sikkerheita ville det vore aktuelt å få med inntekter for systemtenester.

Det er også usikkert om ReOpt utnyttar sesongpumping optimalt fordi ReOpt har lite høve til å drive sesongpumping utover det som er mogleg i Samtap. Modellen får derfor ikkje utnytta potensialet med varierende kraftverdiar. Dette er eit utviklingspotensiale for modellen. Korleis ein skal ordne denne utfordringa er uvisst, men ein kan lage ein lengre optimaliseringsperiode, større vindauge for reservoarnivå ved enden av perioden eller utnytte tabellane for vassverdiar.

Referansar

Bøker

- [1] Odd Guttormsen. *Kompendium Vassdragsteknikk II*. Kompendieforlaget, Tapir Akademisk Forlag, 2006.
- [2] Ali Keyhani. *Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems*. 1 edition. Wiley-IEEE Press, 2011.
- [3] J. Lundgren, M. Rönnqvist og P. Värbrand. *Optimization*. Studentlitteratur, 2010.
- [4] T.M. Smith og R-L. Smith. *Elements of Ecology*. 8th. Pearson International Edition, 2012.
- [5] Ivar Wangensteen. *Power System Economics, the Nordic Electricity Market*. Tapir Akademisk Forlag, 2012.

Tekniske rapportar

- [6] Ellen Bakken mfl. *Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet*. 2011.
- [7] Eirik Bøhnsdalen, Anders Kringstad (prosjektleder) og Lasse Christiansen fra Nettdriftsdivisjonen (seksjon Markedsanalyse Statnett SF). *Analyserapport, Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel*. 2013.
- [8] Gerard L. Doorman. *Hydro Power Scheduling*. Trondheim, Norway, 2012.
- [9] U.S. Energy Information Administration (EIA). *Annual Energy Outlook 2013*. 2013.
- [10] SINTEF Energiforskning. *Samkjøringsmodellen brukerveiledning*. Brukerveiledning. 2006.
- [11] SINTEF Energiforskning. *Vansimtap brukerveiledning*. Brukerveiledning. 2006.
- [12] Ingeborg Graabak og Hans Ivar Skjelbred. *Large scale exchange of balancing power between Norway and Europ - analysis of impacts*. 2010.
- [13] Eivind Grøv mfl. *Developing future 20 000 MW hydro electric power in Norway*. 2011.
- [14] Professor AAnund Killingtveit. *Balansekraft og Pumpekraftverk*. URL: <http://www.ntva.no/images/stories/Rapporter/Energistrategi/Balansekraft-killingtveit.pdf>.

- [15] Marie Lindberg. *Possibilities for electricity exchange between Norway and Germany*.
- [16] Birger Mo. *Eksogen usikkerhet i Samkjøringsmodellen – beskrivelse av funksjonalitet*. 12X698.01. Sem Sælands vei 11, Trondheim, 2010.
- [17] Birger Mo og Arne Haugstad. *Individuelle vannverdier i Vansimtap*. 1996.
- [18] Finn R.Førsund og Birger Mo og Balbir Singh og Ove Wolfgang. *Samskjøringsmodellen: en oversikt med vekt på økonomisk tolkning*. SNF-prosjekt nr. 3615. 2005.
- [19] Helge Røed mfl. *Lister– Europas ”grønne batteri”, Trusler og muligheter for regionen*. 2011.
- [20] Eivind Solvang, Atle Harby og Ånund Killingtveit. *Økt balsekraftkapasitet i norske vannkraftverk*. 2011.
- [21] Geir Warland. *ReOpt; Modeling of short term optimization and pumped storage in EMPS*. Sem Sælands vei 11, Trondheim, 2011.

Artikler

- [22] Øyvind Lie. «PUMPEKRAFT I NORGE - Statnett knuser pumpekraftdrømmen». I: *Teknisk Ukeblad* (2012).
- [23] Håvard Hammaberg og Vattenfall Power Consultant. «Pumpekraft i Noreg, Kostnader og utsikter til potensial». I: *Noregs vassdrags- og energidirektorat, NVE* 22 (2011).

Master- og prosjektoppgåver

- [24] Erika Kjetså Stadler og Arild Lote Henden. *Kraftutveksling med usikkerhet i brenselpriser*. Prosjektoppgåve. NTNU, 2013.
- [25] Torbjørn Sæthre og Øyvind S. Kristoffersen. *Elektrisitetsprisen ved EEX: Empiriske egenskaper og mulige faktormodeller*. Prosjektoppgåve. NTNU, 2006.

Nettsider

- [26] EnergiNorge v/ Bjarne Børresen. *Pumpekraft - utfordringer og muligheter*. 2011. URL: <http://www.energinorge.no/fou/pumpekraft-utfordringer-og-muligheter-article8998-442.html> (sjekket 18.02.2014).
- [27] About.com Economics. *Definition of Exogeneous*. 2013. URL: <http://economics.about.com/od/termsbeginningwiththe/g/exogenous.html> (sjekket 13.12.2014).
- [28] Norsk Vindkraftforening og Energi Norge. *Hva leverer en turbin i løpet av et år ?* 2014. URL: <http://www.vindportalen.no/el-produksjon.aspx> (sjekket 14.02.2014).
- [29] Energifakta.no. *Fysiske konsekvenser av vassdragsinngrep*. 2014. URL: <http://www.energifakta.no/documents/vannkraft/Miljo/Fysiske%20konsekvenser.htm#Erosjon> (sjekket 07.06.2014).

-
- [30] Energifakta.no. *Naturinngrep, vannkraft*. 2014. URL: <http://www.energifakta.no/documents/vannkraft/Miljo/Inngrep.htm> (sjekket 07.06.2014).
- [31] Energifakta.no. *Viktige miljørelaterte problemstillinger*. 2014. URL: <http://www.energifakta.no/documents/vannkraft/Miljo/Utfordringer.htm> (sjekket 07.06.2014).
- [32] Sørlandets Europakontor. *Nord.Link prosjektet i Sirdal sentralt i europeisk energipolitikk*. 2013. URL: <http://south-norway.no/nord-link-prosjektet-i-sirdal-sentralt-i-europeisk-energi-politikk/> (sjekket 26.02.2014).
- [33] The Scottish Government. *Energy Storage and Management Study*. 2010. URL: <http://www.scotland.gov.uk/Publications/2010/10/28091356/4> (sjekket 08.02.2014).
- [34] Magnus Engh Juel. *Sol og vind blir svinn*. 2013. URL: <http://www.aftenposteninnsikt.no/1-januar-2013/sol-og-vind-blir-svinn> (sjekket 11.06.2014).
- [35] Eniro/Krak. Karttakeskus. Lantmäteriet/Metria. *GULE SIDER*. 2014. URL: <http://kart.gulesider.no/> (sjekket 28.02.2014).
- [36] Kjell Saugstad (Store Norske Leksikon). *termisk kraftverk*. 2013. URL: http://snl.no/termisk_kraftverk (sjekket 10.12.2014).
- [37] Finansdepartementet v/Runar Malkenes. *Samfunnsøkonomiske analyser, Levetid, analyseperiode og restverdi*. 2012. URL: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2012/nou-2012-16/7.html?id=700899> (sjekket 04.04.2014).
- [38] Fornybar.no v/ Multiconsult. *Elektrisitetlagring*. 2013. URL: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/elektrisitetlagring> (sjekket 21.01.2014).
- [39] Fornybar.no v/ Multiconsult. *Pumpekraftverk*. URL: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/elektrisitetlagring/pumpekraftverk> (sjekket 18.02.2014).
- [40] Fornybar.no v/ Multiconsult. *Vannkraft, 2. Teknologi*. URL: http://fornybar.no/vannkraft/teknologi#store_vannkraftverk (sjekket 19.02.2014).
- [41] Norges vassdrags-og energidirektorat (NVE). *Forenklete samfunnsøkonomiske vurderinger av forventede investeringer og alternative løsninger*. 2013. URL: <http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Kraftsystemutredninger/Veiledningsmateriale/Mulige-utviklinger-i-behovet-for-overforingskapasitet-og-lastflytanalyser/Forenklete-samfunnsokonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-losninger/> (sjekket 04.04.2014).
- [42] Olje og energidepartementet /v Ole Berthelsen. *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø, 14 Kraftutveksling med utlandet*. 2012. URL: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/15.html?id=675616> (sjekket 11.02.2014).
- [43] Statnett SF. *Marginaltap*. 2014. URL: <https://www.nettavregning.no/Marginaltap/Marginaltapssatser.aspx> (sjekket 14.02.2014).
- [44] Kunnskapssenteret.com v/Kjetil Sander. *Prosentil og kvartil*. 2014. URL: <http://kunnskapssenteret.com/prosentiler-kvartiler/> (sjekket 05.05.2014).

- [45] Nord Pool Spot. *Transmission system operators (TSOs)*. URL: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Transmission-system-operators-TSOs/> (sjekket 29.04.2014).
- [46] Statkraft. *Kraftuttrykk*. URL: <http://www.statkraft.no/pressesenter/kraftuttrykk/> (sjekket 19.02.2014).
- [47] Statkraft. *Pumpekraft*. 2013. URL: <http://www.statkraft.no/energikilder/vannkraft/pumpekraft/> (sjekket 18.02.2014).
- [48] UngEnergi.no. *Vannkraft*. 2012. URL: <http://ungenergi.no/fornybar-energi/vannkraft-2/> (sjekket 26.02.2014).
- [49] Norsk Vindkraftforening. *Lagring av elektrisk energi*. 2013. URL: <http://www.vindportalen.no/teori/lagring-av-elektrisk-energi.aspx> (sjekket 21.01.2014).
- [50] Robin Webster. *The Carbon Brief*. 2014. URL: <http://www.carbonbrief.org/blog/2013/07/decc%E2%80%99s-conflicting-gas-price-projections/> (sjekket 28.02.2014).
- [51] Wikipedia. *Elektrisitetslagring*. 2013. URL: <http://no.wikipedia.org/wiki/Pumpekraftverk> (sjekket 21.01.2014).
- [52] Wikipedia. *Korrelasjon*. 2013. URL: <http://no.wikipedia.org/wiki/Korrelasjon> (sjekket 21.05.2014).
- [53] Wikipedia. *Standardavvik*. 2013. URL: <http://no.wikipedia.org/wiki/Standardavvik> (sjekket 21.05.2014).
- [54] NVE Norges vassdrag-og energidirektorat. *Vannkraftverk*. 2008. URL: <http://www.nve.no/no/Energistatus-2008/Energiproduksjon/Vannkraftproduksjon/Vannkraftverk/> (sjekket 21.01.2014).
- [55] Direktoratet for økonomistyring. *Nåverdimetoden*. URL: <http://www.dfo.no/no/Styring/Samfunnsokonomisk-analyse/Hvordan-gjennomfore-en-samfunnsokonomisk-analyse/Trinn-4-Beregne-samfunnsokonomisk-lonnsomhet/Naverdimetoden/> (sjekket 01.04.2014).

Vedlegg

Tillegg A

Oppbygging av modell

A.1 Forbindingar

Områda i modellen er knytt saman ved å samle linjer og kablar til ein forbinding. Tabell A.1 og A.2 viser ei oversikt over forbindingar med tilhøyrande kapasitetar. Det er valt å bruke namna frå modellen. Namna kan avvike noko frå figur 3.1, men samanhengen er lett å forstå.

Forbindingar		Basis datasett 2030	
Frå	Til	Frå [MW]	Til [MW]
FINNMARK	TROMS	500	800
FINNMARK	FIN_NORD	500	500
TROMS	SVARTISEN	1200	1200
TROMS	SVER_SNO1	1300	1300
SVARTISEN	HELGELAND	1200	1200
HELGELAND	TRONDELAG	2000	2000
HELGELAND	SVER_SNO2	350	350
TRONDELAG	MORE	2300	2300
TRONDELAG	SVER_SNO2	1000	1000
MORE	NORDVEST	1400	1400
MORE	NORGEOST	1200	1200
NORDVEST	INDRESOGN	1250	1250
NORDVEST	BKK	2000	2000
NORDVEST	HALLINGDAL	2200	2200
BKK	SKL	1700	1700
BKK	HALLINGDAL	1800	1800
SKL	VESTSYD	3000	3000
VESTSYD	NORGESYD	3500	3500
VESTSYD	TELEMARK	3000	3000

Tabell A.1: Oversikt over forbindingar i Nord-Europa-modellen og tilhøyrande kapasitetar, del 1.

Forbindingar		Basis datasett 2030	
TELEMARK	NORGESYD	2000	2500
TELEMARK	NORGEOST	3500	3500
HALLINGDAL	NORGEOST	4000	4000
NORGEOST	SVER_SNO3	2050	2000
SVER_SNO1	SVER_SNO2	5000	5000
SVER_SNO1	FIN_NORD	1500	1100
SVER_SNO2	SVER_SNO3	8700	8700
SVER_SNO3	SVER_SNO4	6400	6400
SVER_SNO4	DANM_OST	1700	1700
FIN_NORD	FIN_SYD	3500	2000
JYLL_NORD	JYLL_SYD	2600	2600
JYLL_SYD	FYN	1600	1600
JYLL_SYD	TYSKLAND	2500	2500
BKK	GB	1400	1400
VESTSYD	GB	1400	1400
TELEMARK	SYDLENKEN	1440	1440
SVER_SNO3	SYDLENKEN	1440	1440
SVER_SNO4	SYDLENKEN	1440	1440
NORGESYD	JYLL_NORD	1700	1700
NORGESYD	TYSKLAND	1400	1400
NORGESYD	NEDERLAND	700	700
SVER_SNO3	FIN_SYD	1350	1350
SVER_SNO3	JYLL_NORD	720	720
SVER_SNO4	TYSKLAND	1200	1200
SVER_SNO4	POLEN	1200	1200
DANM_OST	FYN	600	600
DANM_OST	TYSKLAND	600	600
JYLL_SYD	NEDERLAND	700	700
SVER_SNO4	LITHUANIA	700	700
FIN_SYD	ESTONIA	1000	1000
ESTONIA	LATVIA	1200	1200
LATVIA	LITHUANIA	1600	1600
LITHUANIA	POLEN	1000	1000

Tabell A.2: Oversikt over forbindingar i Nord-Europa-modellen og tilhøyrande kapasitetar, del 2.

A.2 Prisavsnitt

Prisavsnitt brukast for å dele opp veka og er ei oppsamlinga av fleire timar. Det kunne blitt brukt timar, men dette vil krevje ein svært kraftig datamaskin. Derfor nyttar Statnett SF 5 og 56 prisavsnitt. 5 prisavsnitt er ei grov inndeling av veka; peaklast (topplast), daglast, mo-ev-last (morgon- og kveldslast), nattlast og helgelast. Desse tar med dei viktigaste skilja mellom døgn. Figur A.1 viser korleis timane og prisavsnitt i ei veke er delt opp ved 5 prisavsnitt.

```

5, * Antall prisavsnitt
1, PEAK * Avsnitt nr, Navn
2, DAY
3, MO-EV
4, NIGHT
5, W-END
4, 4, 4, 4, 4, 4, 3, 3, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 3, 3, 3, 4, Mon
4, 4, 4, 4, 4, 4, 3, 3, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 3, 3, 3, 4, Tue
4, 4, 4, 4, 4, 4, 3, 3, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 3, 3, 3, 4, Wed
4, 4, 4, 4, 4, 4, 3, 3, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 3, 3, 3, 4, Thu
4, 4, 4, 4, 4, 4, 3, 3, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 3, 3, 3, 4, Fri
4, 4, 4, 4, 4, 4, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 4, Sat
4, 4, 4, 4, 4, 4, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 5, 4, Sun

```

Figur A.1: PRISAVSNITT.DATA for 5 prisavsnitt. Viser korleis veka er inndelt.

56 prisavsnitt inneheld 3 og 3 timar samla og er kronologisk organisert. Figur A.2 viser korleis prisavsnitt er inndelt og viser eit utdrag av fila PRISAVSNITT.DATA.

```

48, 'SAT_21', * Avsnitt nr, navn
49, 'SUN_00', * Avsnitt nr, navn
50, 'SUN_03', * Avsnitt nr, navn
51, 'SUN_06', * Avsnitt nr, navn
52, 'SUN_09', * Avsnitt nr, navn
53, 'SUN_12', * Avsnitt nr, navn
54, 'SUN_15', * Avsnitt nr, navn
55, 'SUN_18', * Avsnitt nr, navn
56, 'SUN_21', * Avsnitt nr, navn
1, 1, 1, 2, 2, 2, 3, 3, 3, 4, 4, 4, 5, 5, 5, 6, 6, 6, 7, 7, 7, 8, 8, 8, MON
9, 9, 9, 10, 10, 10, 11, 11, 11, 12, 12, 12, 13, 13, 13, 14, 14, 14, 15, 15, 15, 16, 16, 16, TUE
17, 17, 17, 18, 18, 18, 19, 19, 19, 20, 20, 20, 21, 21, 21, 22, 22, 22, 23, 23, 23, 24, 24, 24, WED
25, 25, 25, 26, 26, 26, 27, 27, 27, 28, 28, 28, 29, 29, 29, 30, 30, 30, 31, 31, 31, 32, 32, 32, THU
33, 33, 33, 34, 34, 34, 35, 35, 35, 36, 36, 36, 37, 37, 37, 38, 38, 38, 39, 39, 39, 40, 40, 40, FRI
41, 41, 41, 42, 42, 42, 43, 43, 43, 44, 44, 44, 45, 45, 45, 46, 46, 46, 47, 47, 47, 48, 48, 48, SAT
49, 49, 49, 50, 50, 50, 51, 51, 51, 52, 52, 52, 53, 53, 53, 54, 54, 54, 55, 55, 55, 56, 56, 56, SUN

```

Figur A.2: Utdrag av PRISAVSNITT.DATA for 56 prisavsnitt. Viser korleis veka er inndelt.

A.3 Maskenett

Eksempel på utforming av maskenett visast i figur A.3.

- Første linje inneheld namn på fil, mengd prisavsnitt og oppdeling av prisavsnitt (mengd timar det er i kvart prisavsnitt).
- Andre linje viser delområde nettet går frå og til, både nummer og namn.
- Tredje linje viser effekttap (energitap) og overføringsavgift for forbindingar i begge retningar.
- Fjerde linje viser om effektoverføringa gjeld alle prisavsnitt, kva som er største og minste effektoverføringa. Minste effektoverføringa er negativ. Den er negativ fordi krafta flyt motsett veg i forhold til det namnet forklarar.

```
'MASKENETT',5,25,35,25,49,34,
1,'FINNMARK',2,'TROMS',
0,0.01,0.01,
0,500,800,
0,
1,'FINNMARK',20,'FIN-NORD',
0,0.01,0.01,
0,500,500,
0,
2,'TROMS',3,'SVARTISEN',
0,0.01,0.01,
0,1200,1200,
0,
2,'TROMS',16,'SVER-SNO1',
0,0.01,0.01,
0,1300,1300,
0,
3,'SVARTISEN',4,'HELGELAND',
0,0.01,0.01,
0,1200,1200,|
0,
4,'HELGELAND',5,'TRONDELAG',
0,0.01,0.01,
0,2000,2000,
0,
4,'HELGELAND',17,'SVER-SNO2',
0,0.01,0.01,
0,350,350,
0,
5,'TRONDELAG',6,'MORE',
0,0.01,0.01,
0,2300,2300,
0,
```

Figur A.3: MASKENETT.DATA.

A.4 ReOpt

Dette vedlegget er ei oppsummering av LP-problem og val ved køyring og utskrift av resultatata frå programmet ReOpt.

A.4.1 LP-problem

LP-problem er ein metode som har mål om å løyse eit problem optimalt [3]. Det føresett at alle restriksjonane er lineære og har gyldige løysning. Det er ulike måtar å løyse problemet. Den enklaste metoden er primal-simplex. Primal-simplex startar med ei gyldig løysing og løyser problemet ved at ein går på randen av gyldige løysingar til ein finn ei optimal løysing. Optimale løysingar vil alltid vere eit hjørnepunkt. Dette gjer at fleire av restriksjonane må utnyttast fullt ut og gjerlite fleksibilitet. Barrier som blir brukt i ReOpt er ein anna metode å finne optimal løysing, men i prinsippe startar dei med same restriksjonane. LP-problem er bygd på følgjande hovudlikningar/restriksjonar:

$$\max Z = c^T * x \tag{A.1}$$

$$Ax \leq b \tag{A.2}$$

$$x \geq 0 \tag{A.3}$$

Startar problemet utanfor område med gyldig løysing kan dual-simplex nyttast. Det vil finne løysing ved å gå mot randen til område med gyldig løysing og bevege seg mot det optimale punktet. Dual-simplex har desse hovudlikningane:

$$\min W = b^T * y \tag{A.4}$$

$$A^T \leq c \tag{A.5}$$

$$y \geq 0 \tag{A.6}$$

A.4.2 Kommandovindauge

Figuren A.4 viser kva kommandoar som kan køyrast i *samtap_reopt_32*. Dette ved å køyre skrive *samtap_reopt_32 -kommando*. Kva kommandoar som er i ReOpt finn ein ved å skrive *samtap_reopt_32 -h*.

Ved køyring av prisavsnitt med varierende rekkefølge og lengd, og ved scenario med mykje vindkraft, kan det vere nyttig å køyre ved hjelp av funksjonen sekvensiell. Funksjonen sorterer rekkene riktig.

Scenario med store problem med å finne beste løysing er det aktuelt å bruke -Ig(nNonOpt). Viss ReOpt ikkje finner beste løysing ved bruk av barrier eller dual-simplex kan ReOpt kutte siste løysingsmetode. Den akseptere løysinga som er funnet,

sjølv om løysinga ikkje er optimal.

```
D:\arild\2030 Basis (sbds_015) EMPS - 1 GW >samtap_reopt_32 -h
-Help                : Hjelp
-H(jelp)             : Hjelp
-T(app)              : Simulering med detaljert vann
-E(nmag)             : Simulering med akkumulert vann
-S(ekvensiell)      : Med sekvensiell tidsoppløsning
-IN(DVV)             : Sesongmodell individuelt
-V(ind)              : Oppdaterer vindserier under simulering
-ID                  : ID-app eller database: ??brukes?
-R(eopt)             : Reoptimaliserer ukesproblem
-Ig(nNonopt)         : Godtar alle gyldige løsninger
-b(ARRIER)          : Bruker barrier-solver (default)
-d(ual)              : Bruker dual simplex-solver
-p(riMAl)           : Bruker primal simplex-solver
-hy(bnet)            : Bruker hybrid net-solver
-a(uto)              : Bruker simplex-solver (p/d)?
-N(ett)              : ReOpt med nett
-J(SLUTT) <val>     : Setter sluttuke for sim med ReOpt
-t(olerance) <val> : tolerance hvis barrier (def=1e-8)
-pa(rallell)        : hvis barrier og CPLEX 12.2 er det
                    : tilgjengelig parallell-modus
                    : "gevinst" : over maggrense
-PrisLagre           : Straffekostnad: under maggrense
-PrisTappe           : Lagre detaljproduksjon per modul,
                    : for bruk i Lastflytres.exe
-La(greDetP)         : Rampekrav på linjer (Ramping.csv)
-Ra(mping)           : Sluttmag gitt av tappefordeling
-St(yrvoI)           : Andel av skikt (%) til vv*relvv
-sk(ikt) <val>       : Del(%) av magasin over/under
-De(lta) <val>       : siktemag verdsatt til vannverdi
-Sa(mtap)            : Lagrer samtap-magasin til neste
                    : uke. Opsjon benyttes for direkte
                    : sammenligning mellom resultater
                    : fra samtap og reopt
                    : fra samtap og reopt
-Set(SmaaMag)        : Setter grenser for endring
-M(AvSmaaMag) <val> : max tillatt endr msaamag (%)
                    : For disse magasin tillates maks
-L(imSmaaMag) <val> : Grenser for "smaamagasin"
                    : For disse magasin tillates maks
-Ty(pe_Endrevannf) <val>
                    : Type krav til endring vannføring
                    : val=1: tilsvarende tappeford
                    : val=2: maks endr mellom prisavsn.
                    : val=3: inkl. kopl mellom uker
                    : ellers: neglisjeres i ReOpt
-Ti(dsforsinkelse) : Bruker tidsforsinkelse dersom
                    : filen TimeDelay.csv er gitt
-Sta(rttransitt)     : Andel vann i transitt i start
                    : av uke: andel av maks
                    : Hvis=0% => bruker res fra tappef.
                    : Default: 0%
```

Figur A.4: Kommandovindaug for samtap_reopt_32.

Figur A.5 er ei oversikt over styredata ein kan bestemme før oppstart av ReOpt.

```

>
----- Valg av utførelseskoder -----
Kode verdi   Forklaring
PRO  - 0 -   Tilsigsprognose brukes
DET  --1 -   Utskrift av resultater fra tappefordelingen på fil
FOR  --1 -   Flom og forbitapping tillates hvis nødvendig for } [ke produksjon
MEL  - 0 -   Mellomlagring i reguleringsmagasin tillates
PRE  --1 -   Lagring av resultat per trinn
\KP  - 1 -   \konomiske kriterier brukes til } vurdere pumping
OMR  - - -   Innleste delområder skrives ut på skjermen

Tast delområde, utførelseskode og evt. verdi ..... :

----- Beregningsparametre -----
Parameter verdi   Stikkord
IT      840      Maks. antall iterasjoner, opplasting trinn 2
TR      0.1      Maksimal trinnsforrelse under opplastingen (p.u.)
KO      0.5      Konvergenskrav til produksjon (Mw)
PU      0.01     Pumpekonstant
PK      10000.0  Høyeste kraftverdi for drift av pumpekraftverk
PL      0.01     Høyeste kraftverdi for pålagt pumping i pumpekraftverk
V]      18       V]ruken
H\      40       H]stuken
SK      1.50     Skaleringsfaktor for vannverdi

OMR      Innleste delområder skrives ut på skjerm

```

Figur A.5: Styredata for ReOpt.

A.4.3 Registrering av restriksjoner

Ved registrering av restriksjoner kan ein nytte følgjande oppsett. Dette oppsette er laga av Geir Warlanda og vart sendt på e-post den 4.mars.2014:

Restriksjonsfilene er satt opp som følger:

Endringvannføring.xlsx:

```

# kommentar – linjer starter med '#'
<modulnr>; <modulnavn, tror dette er vilkårlig>; <krav i m3/s>;
Filen avsluttes med linje med verdien 0.

```

f.eks:

```

413; fallfoss ; 100;
0;

```

Angir en linje per vannkraftmodul med krav. Mener rekkefølge skal være tilfeldig + en trenger ikke ta hensyn til hvilket delområde modulen er i (dette angis uansett ikke). Filen brukes for to typer restriksjoner: 1) maksimalt tillatt endring fra min-verdi til max-verdi innenfor uken og 2) rampingkrav for endring i vassføring fra ett tidsskritt til neste.

Tidsforsinkelse.xlsx:

```

<modulnr>; <modulnavn, tror dette er vilkårlig>; <tidsforsinkelse tappe-
vei (i timer)>; <tidsf. Forbitapping>; <flomvei>;
Filen avsluttes med linje med verdien 0.

```

F.eks:

413; fallfoss; 10; 8.5; 9;
0;

Rampekrav.xlsx: Filen gir rampingkrav for endring i flyt på overføringsforbindelser (MASKENETT.DATA)

<omr-fra>;<MW-endr. Time 1>;<MW-endr. Time 2>; 8736 verdier (52 x 168 verdier, dvs Mengd timer i ett "EFI-år")

<omr-til>;<MW-endr. Time 1>;<MW-endr. Time 2>; 8736 verdier (52 x 168 verdier, dvs Mengd timer i ett "EFI-år")

Rampekrav for linjen må angis med to linjer i filen. Eks (krav for endring på linjen fra område 1 – 2):

1; 10; 10; 5;; 8.5;

2; 8; 8; 4;; 2.5;

MaksEndrMagasin.xlsx:

I filen angis hvor mye det tillates at magasin endrer nivå bort fra "styrekurve". Både maks endring og styrekurve gis på fil

<modulnr>; <maks endring i %>; <styrekurve startuke 1 i beregning>;

<verdi slutt uke 1>;<verdi slutt uke 2>;<verdi slutt uke 3>; ... Må ha verdier angitt fra JSTART til JSLUTT for beregningen

Filen avsluttes med linje med verdien 0.

valgtabell for innlesing :

TOTMAG - Magasin i GWH
QPUMP - Pumpet energi i GWH
FLOSUM - Sum flom i GWH
FORSUM - Sum forbitapping i GWH
PRSUM - Sum produksjon i GWH
ELPUMP - Forbrukt pumpeenergi i GWH

M o d u l d a t a :

MAG - Magasinfylling (PROSENT, KOTE, MM3 eller Gwh)
PROD - Produksjon (GWH eller MW)
VANNF - Produksjonsvannføring (M3/SEK eller MM3)
QFORB - Flom + Forbitapping (M3/SEK eller MM3)
TILSIG - Modultilsig (M3/SEK eller MM3)

Figur A.8: Hovedverdier ein kan velge i SI.

Tillegg B

Data til Samkjøringsmodellen

B.1 Pumpekraftverk

Tabell B.2 viser ei oversikt over vasskraftverk som er blitt endra til pumpekraftverk i Samkjøringsmodellen. Pumpekraftverka er blitt lagt inn med ein verknadsgrad på 90 %. Formelen som er brukt for utrekning av pumpekapasitet er formel 2.1 i kapittel 2.1. Alle kraftverk har fått 950 MW ekstra kapasitet; både i pumpe og turbin. Reservoarvolum, energiekvivalentar og høgdekurver er haldt uendra.

Område	Til (namn)	Frå (namn)
BKK	Hodnab_VOS	Kaldest_BKK
Hallingdal	3-Aurland	2L-Aurland
Hallingdal	Øljusjø	Borgund
Norgesyd	Roskrepp	Kvinen
Norgesyd	Tjørholm	Tonstad
Norgesyd	Solhom	Tonstad
Norgesyd	Holen III	Brokke
Norgesyd	Holen I-II	Brokke
Norgesyd	Duge	Tjørhom
SKL	Jukla-Høy	Mauranger
Telemark	Songa+Bitdal	Vinje
Trøndelag	Nedalsfoss	Vessingfoss
Vest Syd	Kvilldal	Hylen
Vest Syd	Røldal	Suldal 1
Vest Syd	Saurdal	Kvilldal

Tabell B.1: Tabellen viser pumpekraftverk med ny kapasitet.

Eksisterande turbin kapasitet [MW]	Ny turbin kapasitet [MW]	Ny vassføring [m ³ /s]
31	981	411,6336992
300	1250	358,3311547
41	991	572,6255486
50	1000	1388,444444
110	1060	796,8132132
200	1150	627,2291939
154	1104	200,7021524
174	1124	581,4132009
210	1260	619,4786325
35	985	902,9204254
120	1070	463,683134
27	977	1159,730294
1310	2260	479,7499151
160	1110	388,7728738
640	1590	422,2838326

Tabell B.2: Tabellen viser eksisterande og ny turbinkapasitet. Same rekkefølge som i tabell B.1.

Gjennomsnittleg pumpe-effekt [MW]	HRV (til modul)	LRV (til modul)	Utløpskote (til modul)
950	892,75	857,75	585
1190	1438	1364	1013,3
985	1333	1307	1115,3
950	929	890	831
950	660	625	492
950	715	677	490
950	1175	1141	543
950	551	495	245
1150	899	780	655
990	1082,9	950	838,6
950	974	939	682,3
950	851	831	748,3
950	605	550	70,5
950	745	675	363
1270	1055	930	574

Tabell B.3: Tabellen viser pumpekraftverk med eksisterande turbinstørrelse og ny turbinstørrelse. Same rekkefølge som i tabell B.1.

Gjennomsnittleg pumpe-effekt [MW]	HRV (til modul)	LRV (til modulen)	Utløpskote (til modul)
950	892,75	857,75	585
1190	1438	1364	1013,3
985	1333	1307	1115,3
950	929	890	831
950	660	625	492
950	715	677	490
950	1175	1141	543
950	551	495	245
1150	899	780	655
990	1082,9	950	838,6
950	974	939	682,3
950	851	831	748,3
950	605	550	70,5
950	745	675	363
1270	1055	930	574

Tabell B.4: Tabell med pumpekapasitet og anna pumpeinformasjon. Same rekkefølge som i tabell B.1.

Største løftehøgde [m]	Tilhøyrande pumpekapasitet [m ³ /s]	Minste løftehøgde [m]	Tilhøyrande pumpekapasitet [m ³ /s]	Eksisterande pumpekapasitet
307,75	283	272,75	320	Nei
424,7	257	350,7	311	240 MW
217,7	415	191,7	471	35 MW
98	889	59	1477	Nei
168	519	133	655	Nei
225	387	187	466	Nei
632	138	598	146	Nei
306	285	250	349	Nei
244	432	125	844	200 MW
244,3	372	111,4	815	40 MW
291,7	299	256,7	340	Nei
102,7	849	82,7	1054	Nei
534,5	163	479,5	182	Nei
382	228	312	279	Nei
481	242	356	327	320 MW

Tabell B.5: Tabell med løftehøgde, pumpekapasitet og eksisterande pumpekapasitet. Same rekkefølge som i tabell B.1.

B.2 Endring av eksogene prisrekker

I denne seksjonen er det lagt ved kode for endring av prisrekker, samt prisrekker for Tyskland basert på dei ulike alternativa i tabell 4.4 i kapittel 4. Prisrekkene for Tyskland er representert i to figurar. Den eine figuren viser det første året av prisrekkene og den andre viser gjennomsnitt og prosentilar av prisrekkene gjennom eit år.

B.2.1 Matlab-skript

Matlab-skriptet som blei nytta for å endre på dei eksogene prisrekkene er forklart nedanfor. I skriptet kan ein endre kor mykje dei høgste kraftverdiane skal auke, med omsyn til fossile brenselprisar og CO_2 -avgift. Då forsterkast kraftverdiane over eit spesifisert nivå kor fossilt brensel utgjer 70 % av kostnadane og CO_2 -avgift utgjer 28 %. Desse tala er bygd på fordeling av marginalkostnadar i dei termiske kraftverka i Norden.

Skriptet kan også minke dei lågaste verdiane. Då går verdiane under eit spesifisert nivå mot 0 €/kWh. Ein siste funksjon skriptet har er at ein endrar alle verdiane med ein konstant verdi. Dei lågaste kraftverdiane vil ikkje gå under 0 €/kWh. Dette fordi at kraftverdiar under 0 €/kWh er lite truleg på lang sikt, men kan forkomme i korte periodar.

```
% Dette skriptet er laga for å modifisere eksogene område i Samkjøringsmodellen.
% Under kan ein spesifisere inngangsdata
utskrift_eksogen = 1; % Skal ein skrive prisrekkka til fil.
modifisering_laveprisar = 1; % Om rekka skal forsterkast for lave prisar, meir tilknytt
fornybar energi.
modifisering_hogeprisar = 1; % Om rekka skal forsterkast for høge prisar, tilknytt
brenselprisar og CO2.
modifisering_nedgang_snitt = 1; % Om heile prisrekka skal minke.
tak_fossilt = 7; % Pris over denne verdien blir skal forsterkast.
tak_fornybar = 5; % Pris under denne verdien blir skal forsterkast.
forsterkning_fornybar = 0.95; % Kor mykje fornybar skal endre seg, ved 1 blir det
ingen endring.
forsterkning_brensel = (60.3/30.4-1); % Kor mykje auka pris på fossiltbrennsel i %,
70 % av kraftprisen er satt av brensel.
forsterkning_CO2 = (67/45-1); % Kor mykje auka pris på CO2-avgift i %, 28 % av
kraftprisen er CO2 - avgift.
nedgang_snitt = 2; % Kor mykje minka prisrekka.

% Dei neste linjene hentar ut tidlegare prisrekke.
tyskland = xlsread('tyskland56.xls');
% skrivar data frå fil, innehelder eksogeneomraade.
polen = xlsread('polen56.xls');
% skrivar data frå fil, innehelder eksogeneomraade.
nederland = xlsread('nederland56.xls');
```

```
%skriver data frå fil, inneholder eksogeneomraade.  
gb = xlsread('gb56.xls');  
%skriver data frå fil, inneholder eksogeneomraade.
```

```
%Data i frå Samkjøringsmodellen.  
Mengd_aar = 47; % Mengd år som simulerast.  
start_aar = 1962; % Første år i tilsigsperioda.  
%Mengd_prisavsnitt = 56; % Mengd prisavsnitt, enten 5 eller 56.  
Mengd_timar = 24*7; % Mengd timar på ei veke.  
Mengd_veke = 52; % Mengd veker i eit år.  
%oppdeling_prisavsnitt = [1, 1, 1, 2, 2, 2, 3, 3, 3, 4, 4, 4, 5, 5, 5, 6, 6, 6, 7, 7, 7, 8, 8,  
8, 9, 9, 9, 10, 10, 10, 11, 11, 11, 12, 12, 12, 13, 13, 13, 14, 14, 14, 15, 15, 15, 16, 16,  
16, 17, 17, 17, 18, 18, 18, 19, 19, 19, 20, 20, 20, 21, 21, 21, 22, 22, 22, 23, 23, 23, 24,  
24, 24, 25, 25, 25, 26, 26, 26, 27, 27, 27, 28, 28, 28, 29, 29, 29, 30, 30, 30, 31, 31, 31,  
32, 32, 32, 33, 33, 33, 34, 34, 34, 35, 35, 35, 36, 36, 36, 37, 37, 37, 38, 38, 38, 39, 39,  
39, 40, 40, 40, 41, 41, 41, 42, 42, 42, 43, 43, 43, 44, 44, 44, 45, 45, 45, 46, 46, 46, 47,  
47, 47, 48, 48, 48, 49, 49, 49, 50, 50, 50, 51, 51, 51, 52, 52, 52, 53, 53, 53, 54, 54, 54,  
55, 55, 55, 56, 56, 56]; % Oppdeling av ei veke med 56 prisavsnitt.  
verdi_fornybar = 0.1; %Hjelpe verdi fornybar.
```

```
% Løkke for å senke prisrekka.  
if(modifisering_nedgang_snitt)  
for i = 1:Mengd_timar*Mengd_veke*Mengd_aar  
tyskland2(i) = tyskland(i) - nedgang_snitt;  
if(tyskland2(i) <0)  
tyskland2(i) = 0;  
end  
polen2(i) = polen(i) - nedgang_snitt;  
if(poln2(i) <0)  
polen2(i) = 0;  
end  
nederland2(i) = nederland(i) - nedgang_snitt;  
if(nederland2(i) <0)  
nederland2(i) = 0;  
end  
gb2(i) = gb(i) - nedgang_snitt;  
if(gb2(i) <0)  
gb2(i) = 0;  
end  
end  
end  
% Prisrekka blir modifisert med forsterkning for lågare og høgare verdiar.  
for i = 1:length(tyskland)  
if(tyskland2(i) >tak_fossilt && modifisering_hogeprisar)  
tyskland_modifisert(i) = tyskland2(i) + tyskland2(i)*forsterkning_brensel*0.7 + tysk-  
land(i)*forsterkning_CO2*0.28;  
elseif(tyskland2(i) <tak_fornybar && modifisering_laveprisar)
```

```

for j = 0:0.5:tak_fornybar
if (tyskland2(i) <j)
tyskland_modifisert(i) = verdi_fornybar;
break;
end
end
else
tyskland_modifisert(i) = tyskland2(i);
end
if(nederland2(i) >tak_fossilt && modifisering_hogeprisar)
nederland_modifisert(i) = nederland2(i) + nederland2(i)*forsterkning_brensel*0.7 +
nederland(i)*forsterkning_CO2*0.28;
elseif(nederland2(i) <tak_fornybar && modifisering_laveprisar)
for j = 0:0.5:tak_fornybar
if (nederland2(i) <j)
nederland_modifisert(i) = verdi_fornybar;
break;
end
end
else
nederland_modifisert(i) = nederland2(i);
end
if(polens2(i) >tak_fossilt && modifisering_hogeprisar)
polens_modifisert(i) = polens2(i) + polens2(i)*forsterkning_brensel*0.7 + polens(i)*forsterkning_CO2*0.28;
elseif(polens2(i) <tak_fornybar && modifisering_laveprisar)
for j = 0:0.5:tak_fornybar
if (polens2(i) <j)
polens_modifisert(i) = verdi_fornybar;
break;
end
end
else
polens_modifisert(i) = polens2(i);
end
if(german2(i) >tak_fossilt && modifisering_hogeprisar)
german_modifisert(i) = german2(i) + german2(i)*forsterkning_brensel*0.7 + german(i)*forsterkning_CO2*0.28;
elseif(german2(i) <tak_fornybar && modifisering_laveprisar)
for j = 0:0.5:tak_fornybar
if (german2(i) <j)
german_modifisert(i) = verdi_fornybar;
break;
end
end
else
german_modifisert(i) = german2(i);
end
end
end

```

```

% Skriver den nye prisrekka til fil.
if (utskrift_eksogen)
fid = fopen('tyskland_eksogen.xlsx','w');
%hvor filen blir lagret
fprintf(fid,'%2.10f\r\n', tyskland_modifisert);
%skriver data til fil
fclose(fid);
%lukker filen der data er lagret
fid = fopen('nederland_eksogen.xlsx','w');
%hvor filen blir lagret
fprintf(fid,'%2.10f\r\n', nederland_modifisert);
%skriver data til fil
fclose(fid);
%lukker filen der data er lagra
fid = fopen('polen_eksogen.xlsx','w');
%hvor filen blir lagret
fprintf(fid,'%2.10f\r\n', polen_modifisert);
%skriver data til fil
fclose(fid);
%lukker filen der data er lagra
fid = fopen('gb_eksogen.xlsx','w');
%hvor filen blir lagret
fprintf(fid,'%2.10f\r\n', gb_modifisert);
%skriver data til fil
fclose(fid);
%lukker filen der data er lagra
end

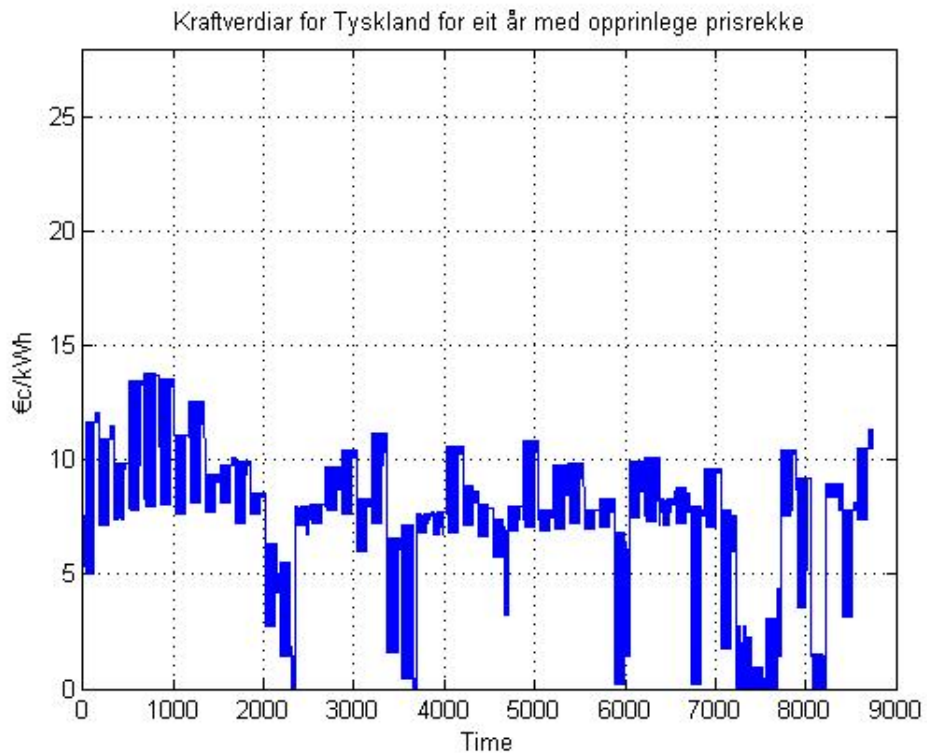
```

B.2.2 Oppbygging av prisrekker i Tyskland

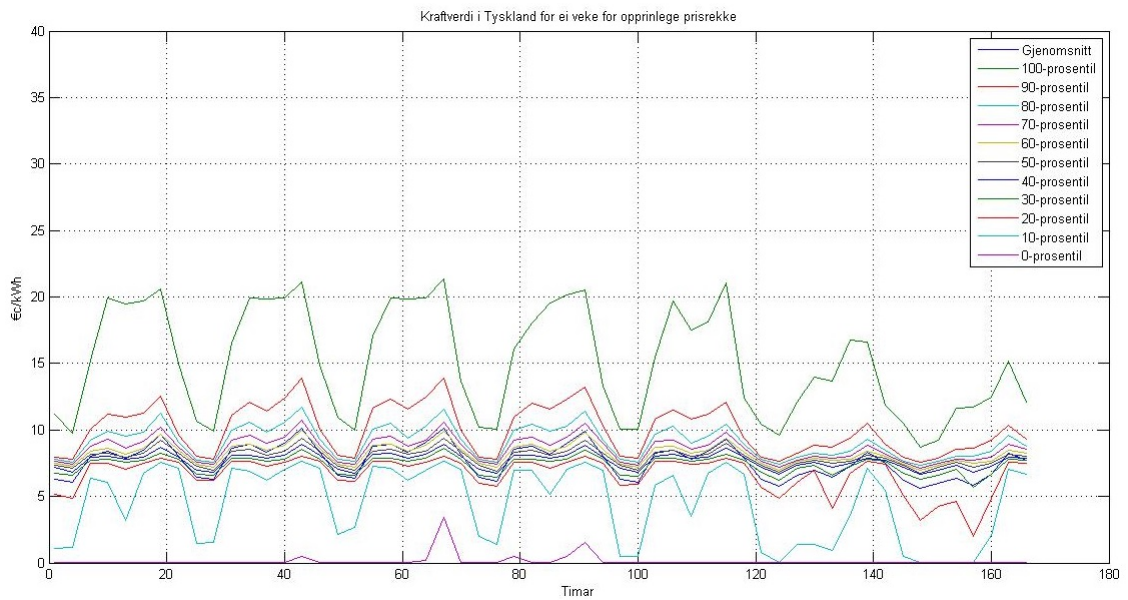
Figurane viser endringane som blir gjort av Matlab-skriptet. Dei viser det første året i Tyskland, samt ulike prosentil nivå. Figurane viser korleis endringane påverkar resultatet og gir eit inntrykk over korleis dei ulike prisrekkene er utforma og endra. Dei blå bolkaner som oppstår, viser variasjonen som er gjennom ei veke. Til dømes varierer kraftverdiane i den første veka frå omtrent 5 €/kWh til omtrent 11,8 €/kWh i figur B.1s.

Det er berre vist prisrekke for Tyskland, men dei andre eksogene områda er tilnærma likt utforma. Det er også valt å vise berre eit år fordi at det er vanskeleg å få ei forståing når alle år er vist. For alle år er det prøvd å samle innan eit år med gjennomsnitt og prosentilar.

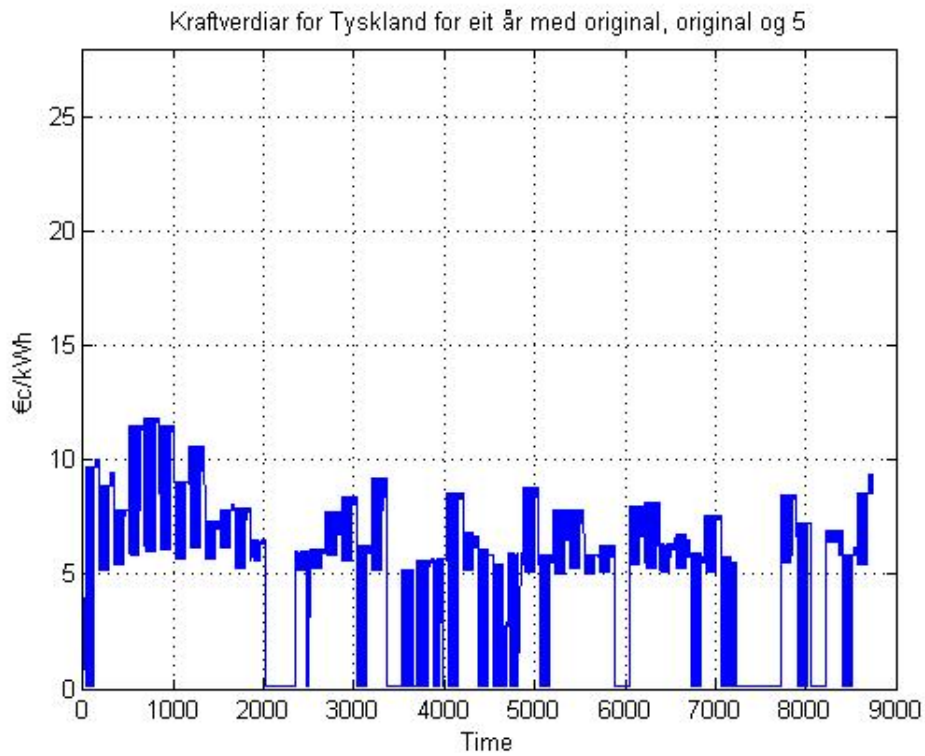
Titelen og tekstane på bildene er forkorta, men visar til kva for endringar som er gjort. Rekkefølgja er endring på fossile brenselprisar, CO_2 -avgift og senking av kraftverdiar under oppgitt nivå.



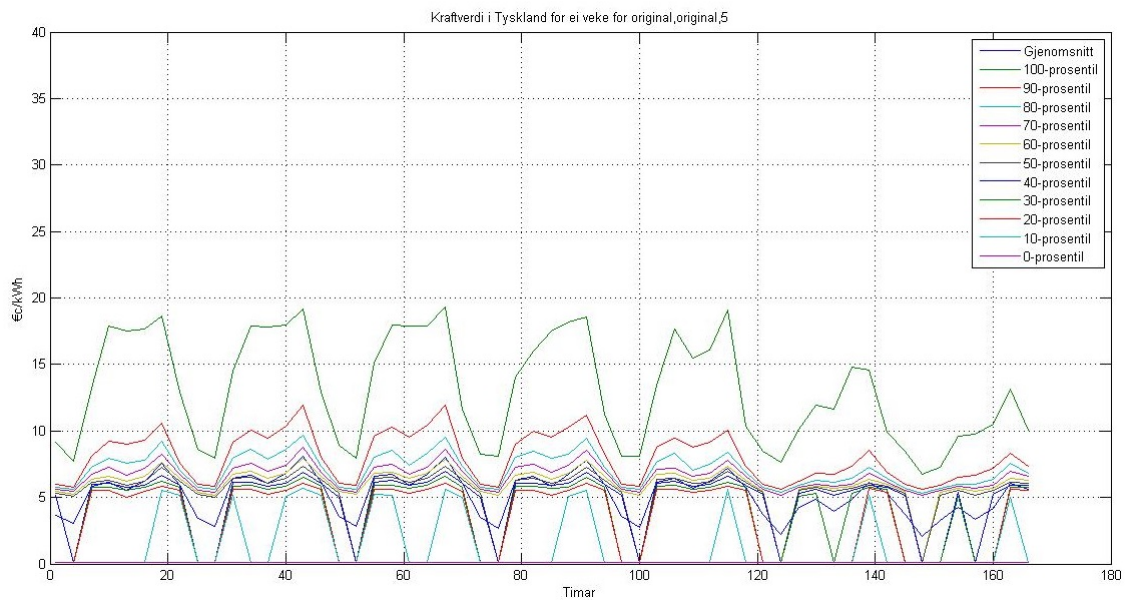
Figur B.1: Opprinlege prisrekka for eit år.



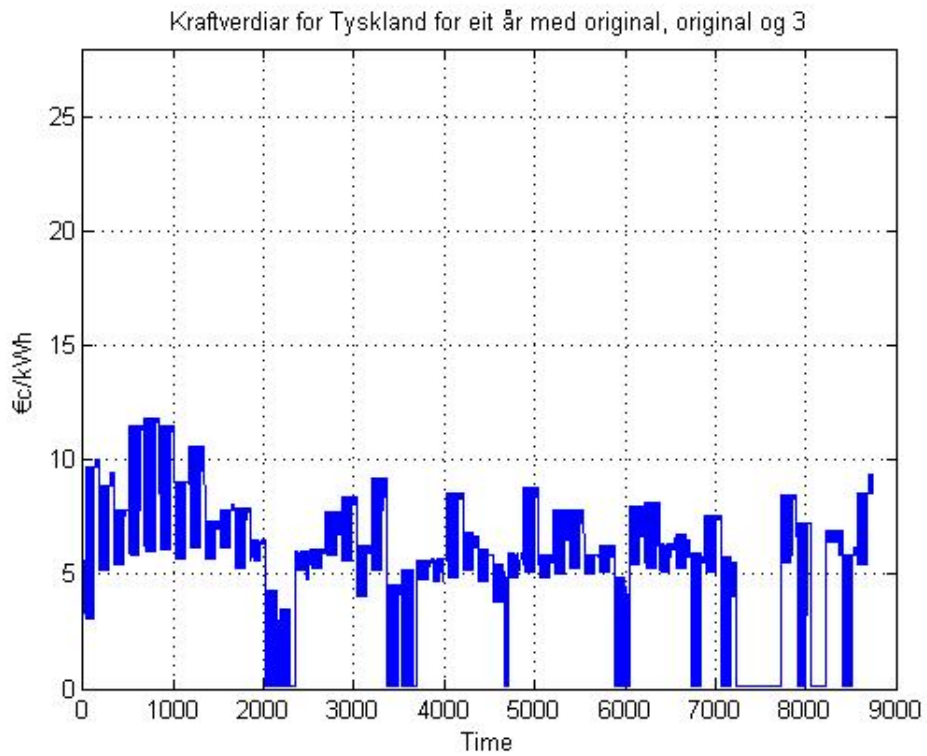
Figur B.2: Opprinlege prisrekka med gjennomsnitt og prosentilar.



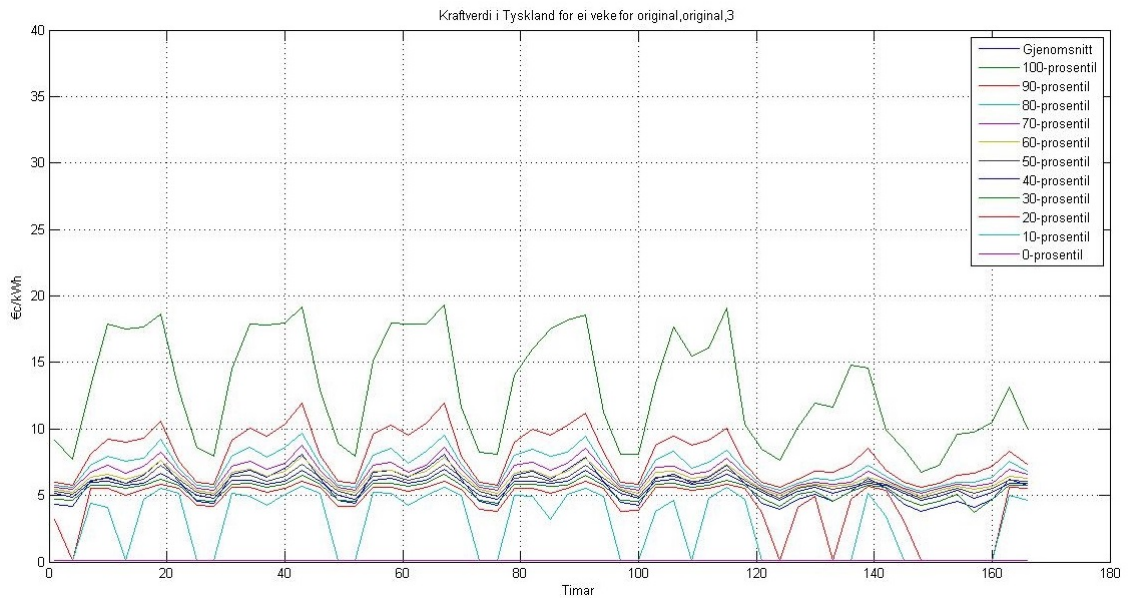
Figur B.3: Prisrekke for eit år med original, original og 5.



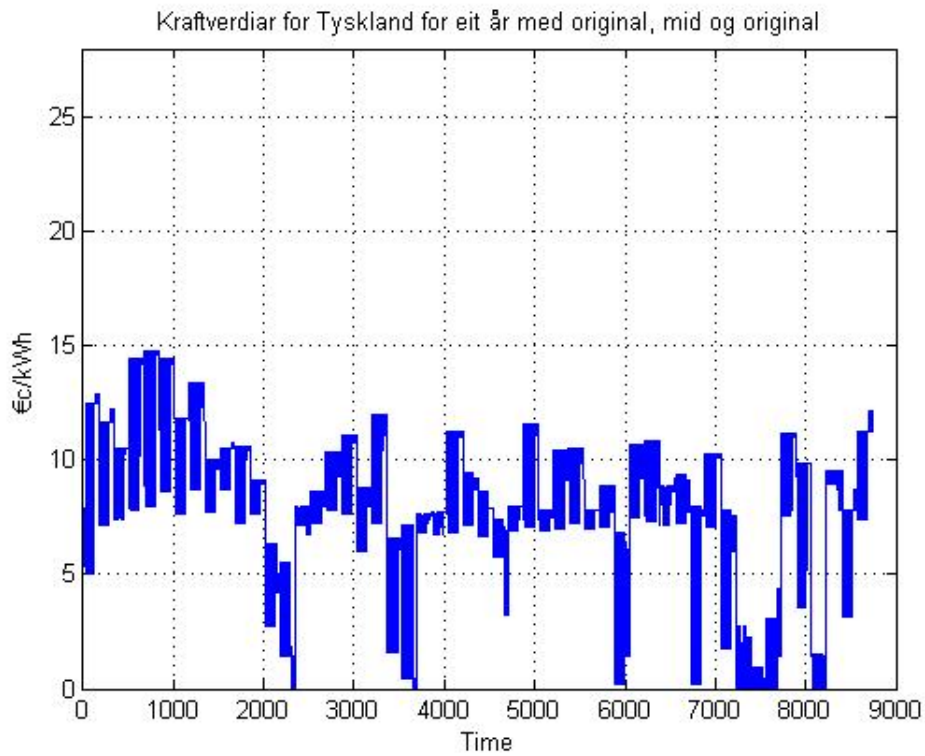
Figur B.4: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med original, original og 5.



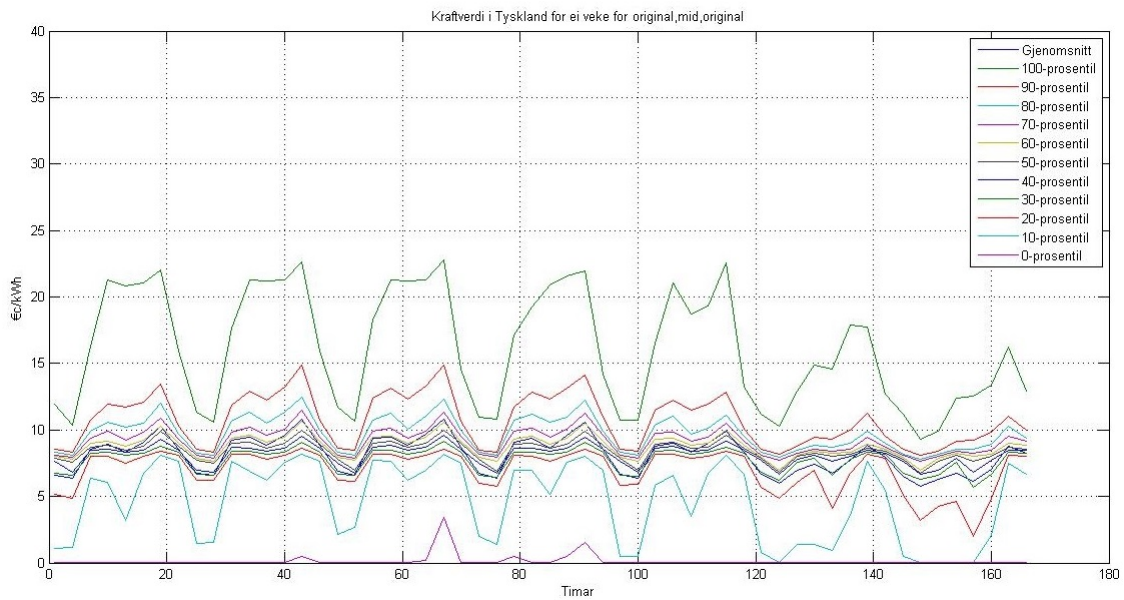
Figur B.5: Prisrekke for eit år med original, original og 3.



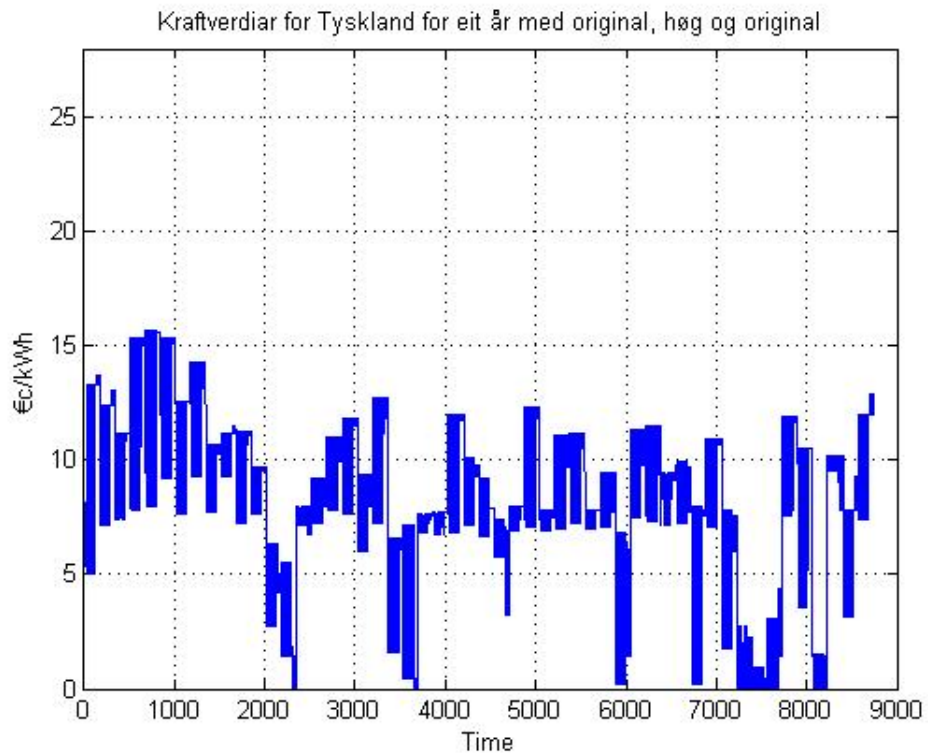
Figur B.6: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med original, original og 3.



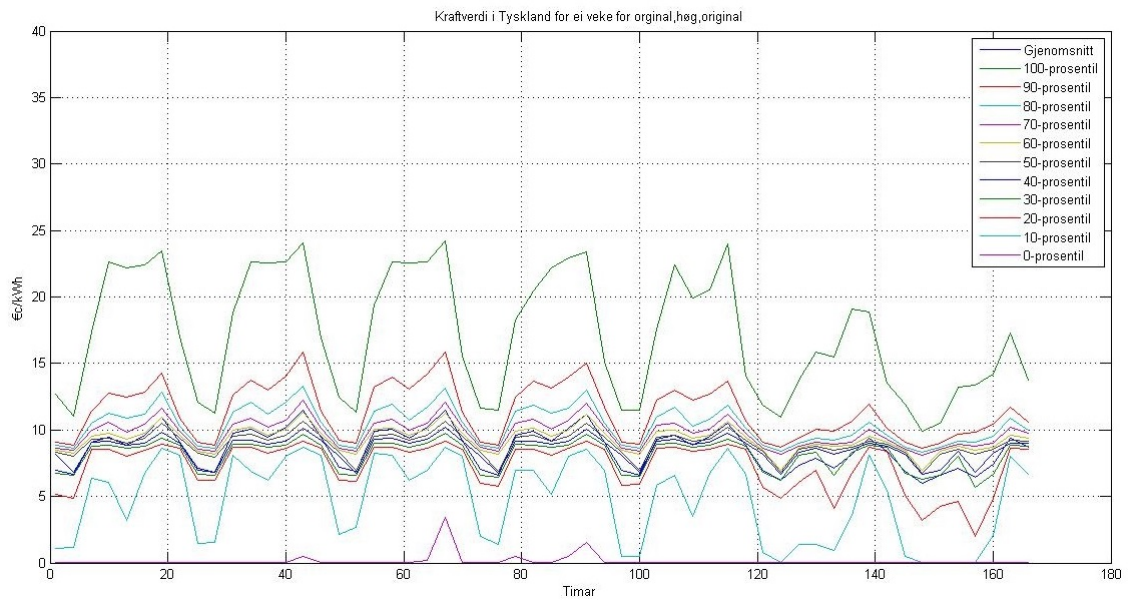
Figur B.7: Prisrekke for eit år med original, mid og original.



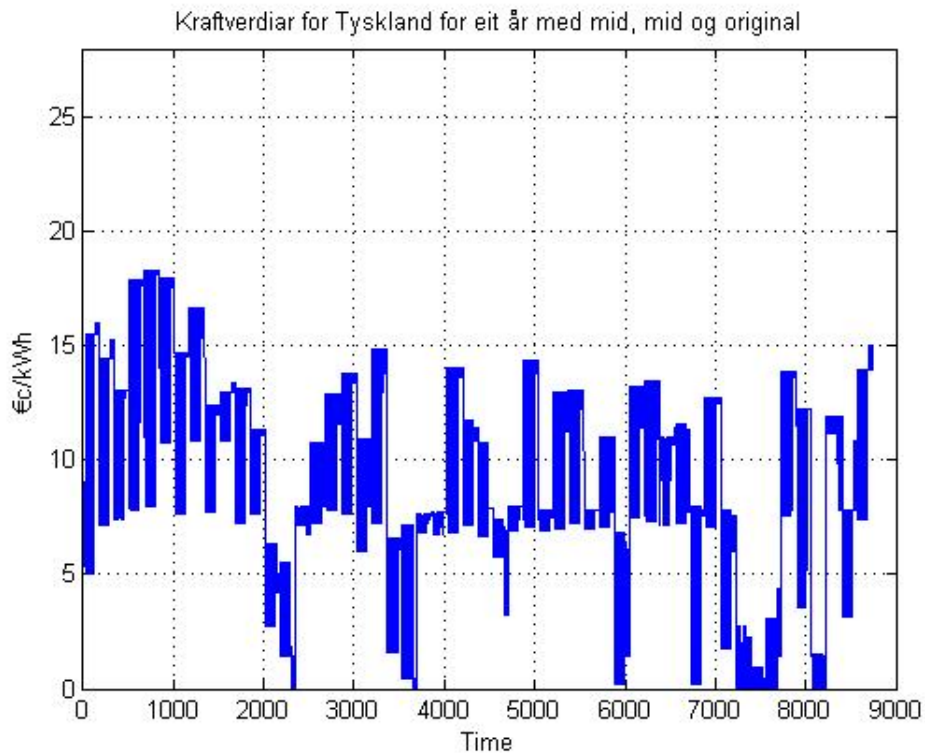
Figur B.8: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med original, mid og original.



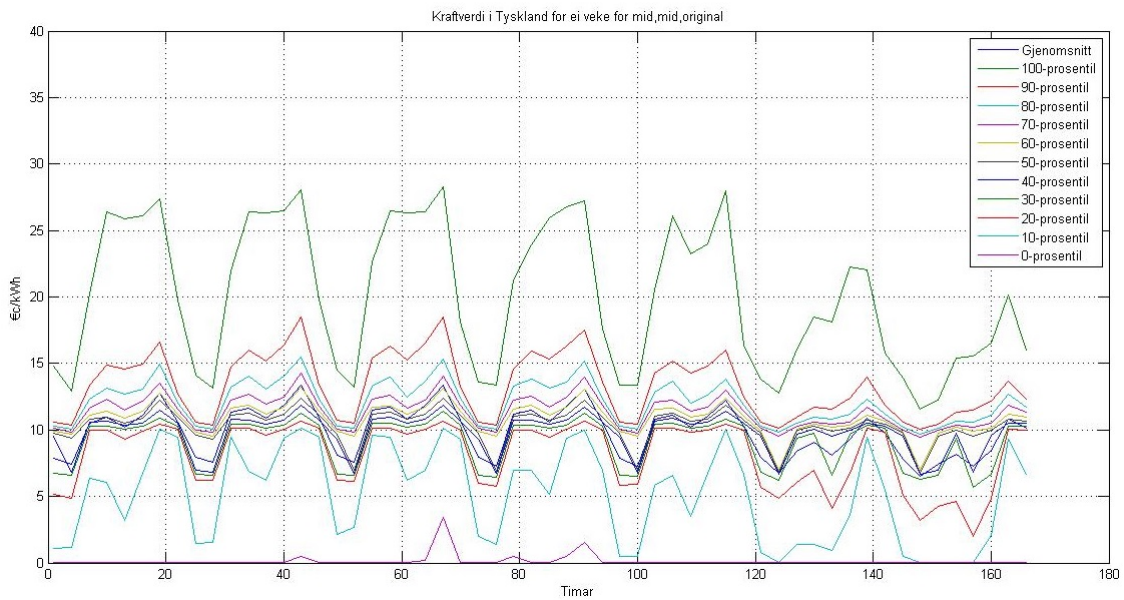
Figur B.9: Prisrekke for eit år med original, høg og original.



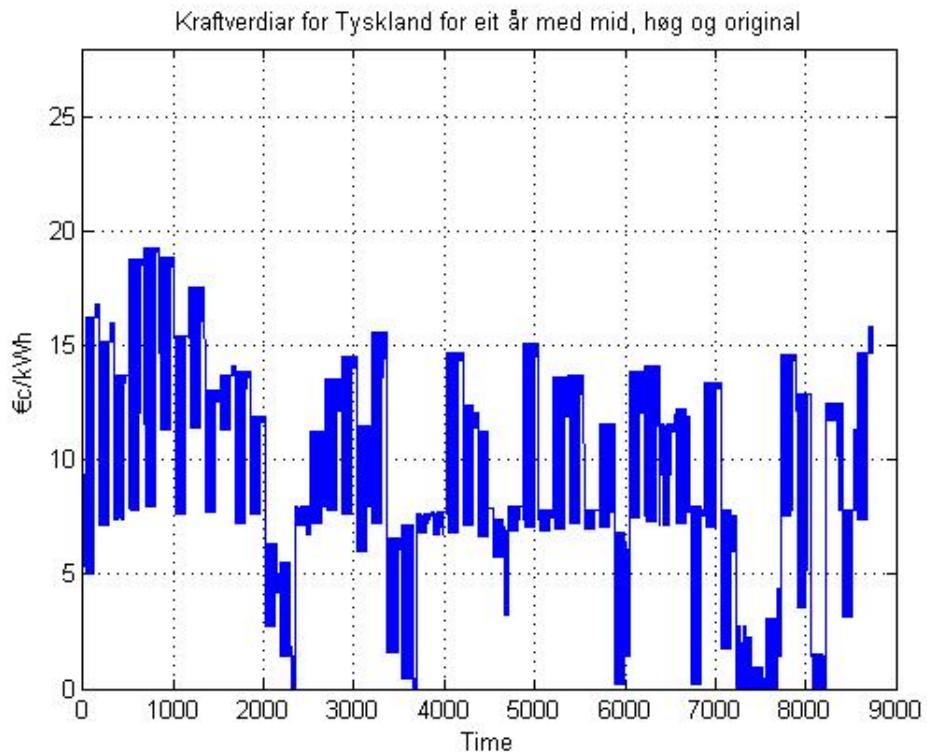
Figur B.10: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med original, høg og original.



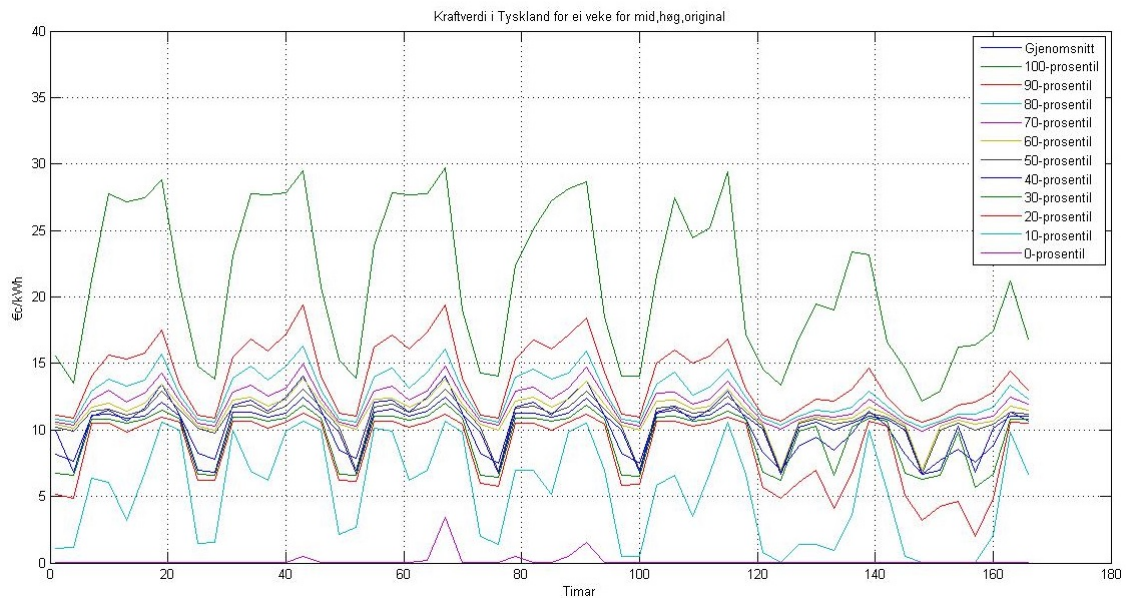
Figur B.11: Prisrekke for eit år med mid, mid og original.



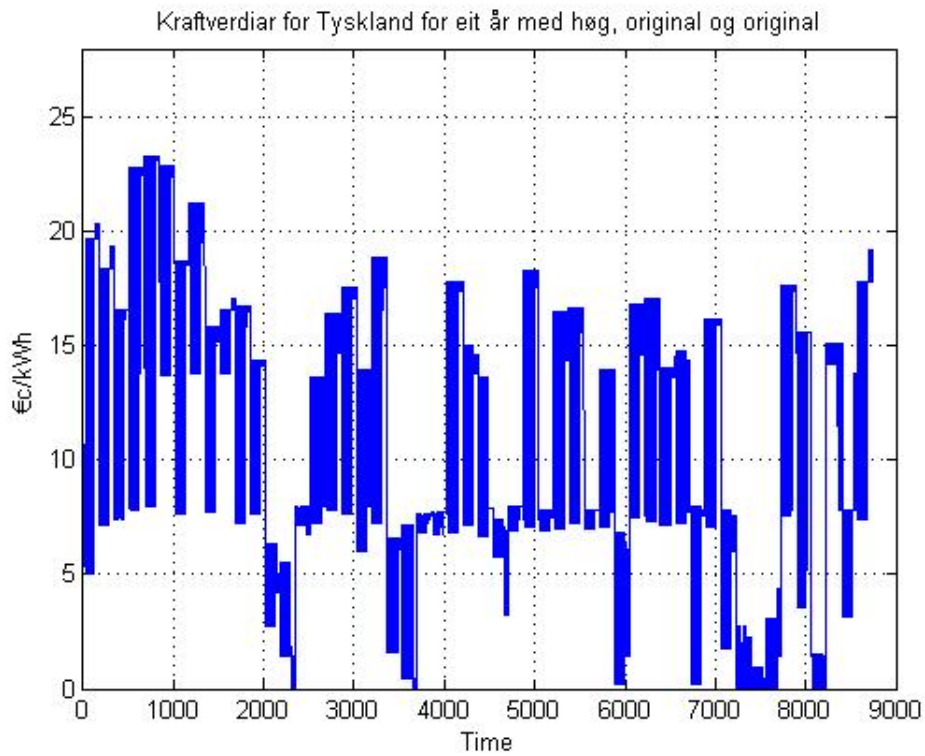
Figur B.12: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med mid, mid og original.



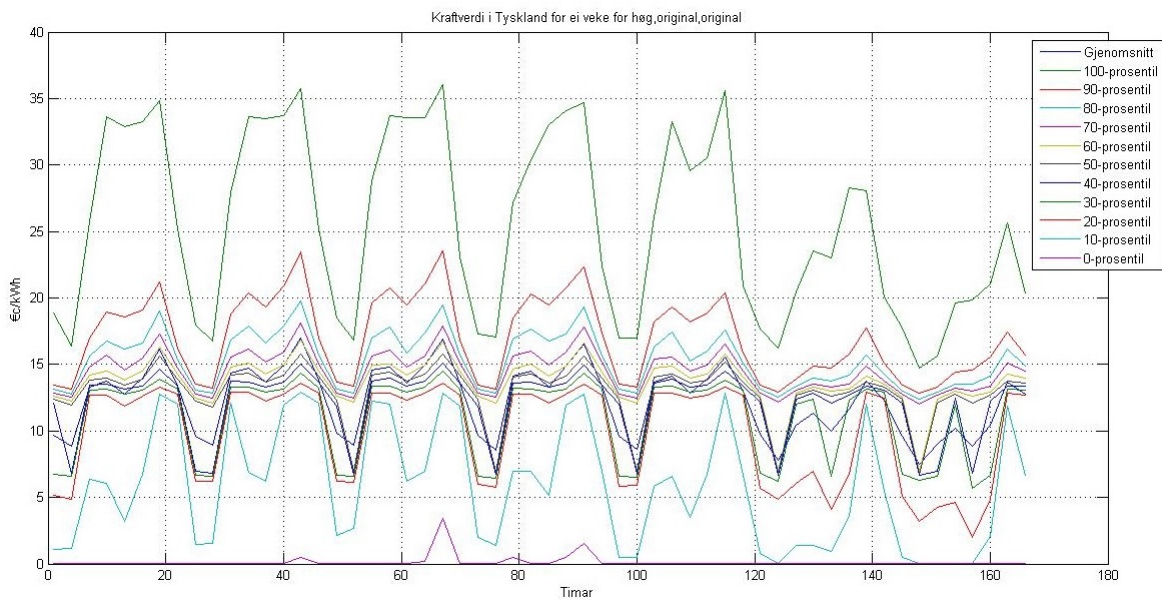
Figur B.13: Prisrekke for eit år med mid, høg og original.



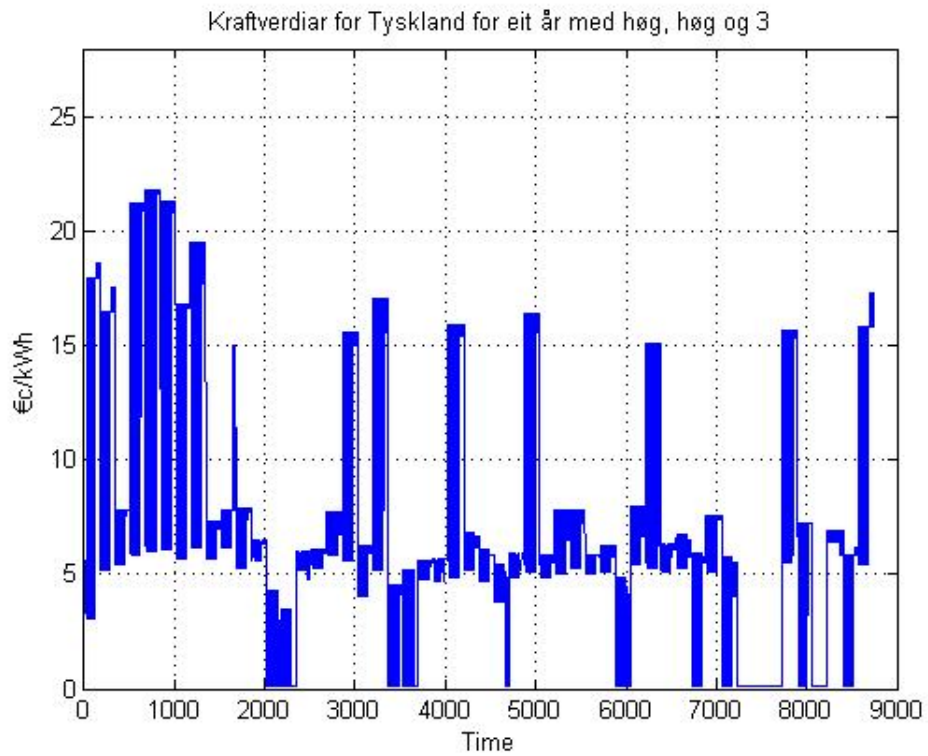
Figur B.14: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med mid, høg og original.



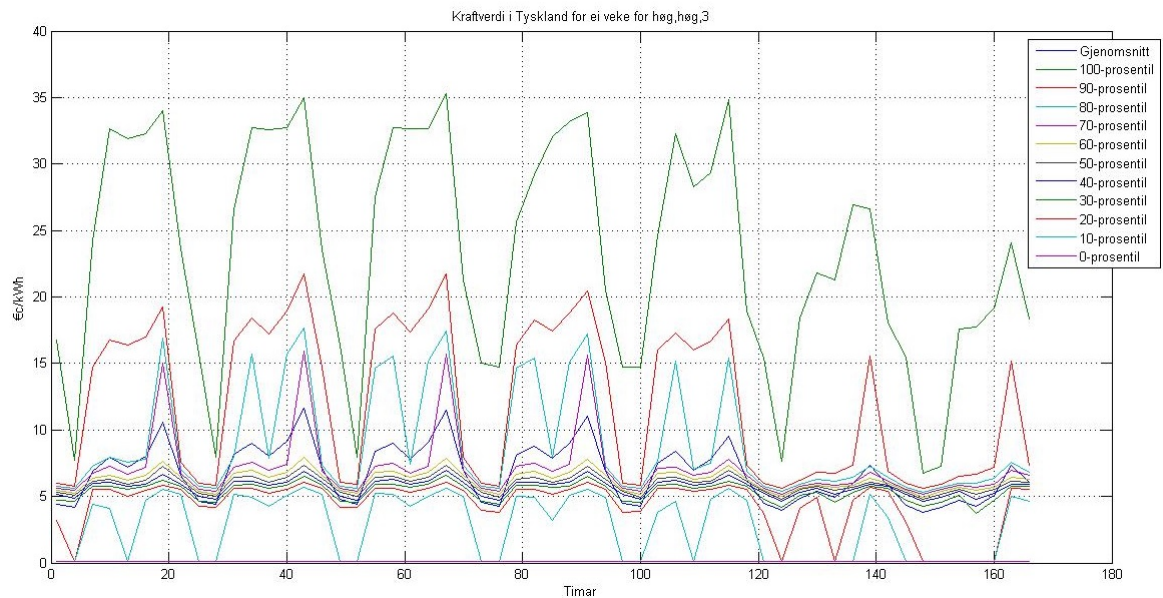
Figur B.15: Prisrekke for eit år med høg, original og original.



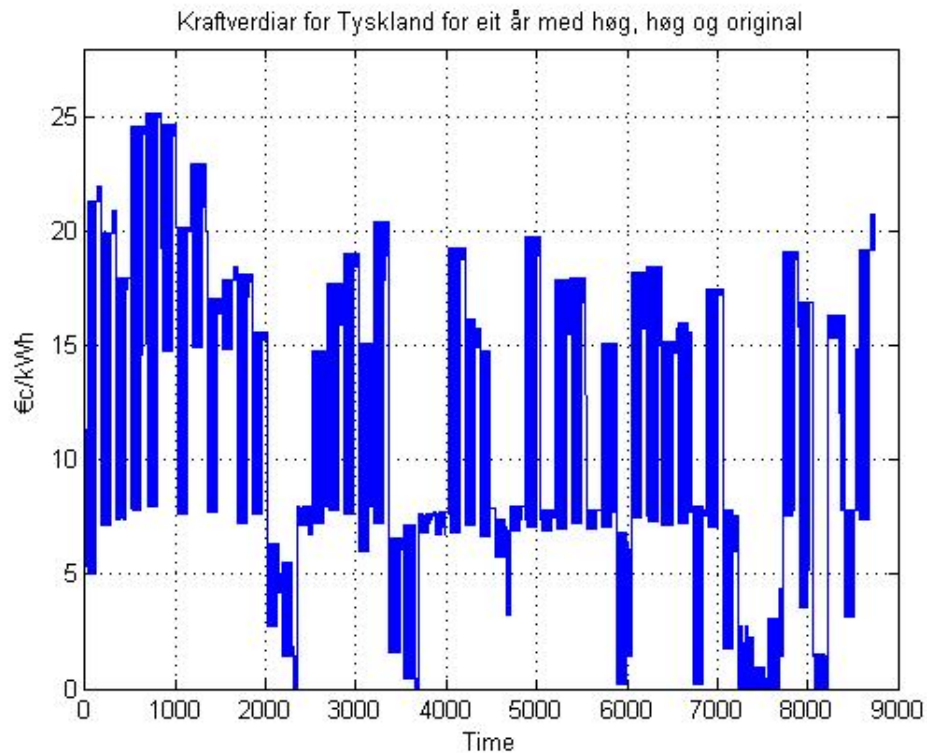
Figur B.16: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med høg, original og original.



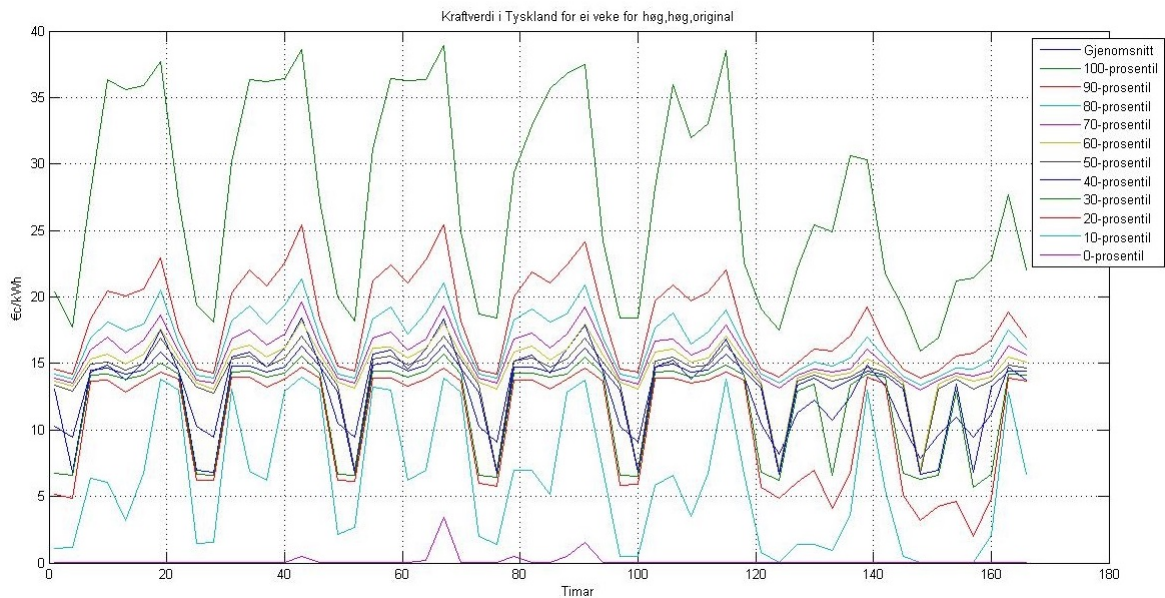
Figur B.17: Prisrekke for eit år med høg, høg og 3.



Figur B.18: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med høg, høg og 3.



Figur B.19: Prisrekke for eit år med høg, høg og original.



Figur B.20: Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med høg, høg og original.

B.3 Forsterkning av interne forbindingar

Tabellane B.6 og B.7 viser ei oversikt over forsterkning av forbindingar. Det er forsterkning av forbindingane mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingane (mellom Noreg, Tyskland, Nederland og Storbritannia) og forsterkning av alle forbindingane internt i Noreg og Sverige. Forbindingane får dobbelkapasitet i forhold til Basis-datasettet. Oversikt over dei opphavlege verdiane er vist i tabell A.1 og A.2.

Tabellane viser ikkje endring av mellomlandsforbindingane mellom Noreg, Tyskland, Nederland og Storbritannia. Desse forbindingane er vist i tabell 4.2 i kapittel 4.

Forbindingar		Dobbel kapasitet mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar		Dobbel kapasitet internt i land	
Frå	Til	Frå [MW]	Til [MW]	Frå [MW]	Til [MW]
FINNMARK	TROMS	500	800	1000	1600
TROMS	SVARTISEN	1200	1200	2400	2400
TROMS	SVER_SNO1	1300	1300	2600	2600
SVARTISEN	HELGELAND	1200	1200	2400	2400
HELGELAND	TRONDELAG	2000	2000	4000	4000
HELGELAND	SVER_SNO2	350	350	700	700
TRONDELAG	MORE	4600	4600	4600	4600
TRONDELAG	SVER_SNO2	1000	1000	2000	2000
MORE	NORDVEST	2800	2800	2800	2800
MORE	NORGEOST	1200	1200	2400	2400
NORDVEST	INDRESOGN	1250	1250	2500	2500
NORDVEST	BKK	4000	4000	4000	4000
NORDVEST	HALLINGDAL	4400	4400	4400	4400
BKK	SKL	3400	3400	3400	3400
BKK	HALLINGDAL	3600	3600	3600	3600
SKL	VESTSYD	6000	6000	6000	6000
VESTSYD	NORGESYD	7000	7000	7000	7000
VESTSYD	TELEMARK	6000	6000	6000	6000

Tabell B.6: Oversikt over forbindingar i Noreg og Sverige med ulike forsterkingar del 1.

Forbindingar		Dobbel kapasitet mellom pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar		Dobbel kapasitet internt i land	
Frå	Til	Frå [MW]	Til [MW]	Frå [MW]	Til [MW]
TELEMARK	NORGESYD	4000	5000	4000	5000
TELEMARK	NORGEOST	3500	3500	7000	7000
HALLINGDAL	NORGEOST	4000	4000	8000	8000
NORGEOST	SVER_SNO3	2050	2000	4100	4000
SVER_SNO1	SVER_SNO2	5000	5000	10000	10000
SVER_SNO1	FIN_NORD	1500	1100	1500	1100
SVER_SNO2	SVER_SNO3	8700	8700	17400	17400
SVER_SNO3	SVER_SNO4	6400	6400	12800	12800

Tabell B.7: Oversikt over forbindingar i Noreg og Sverige med ulike forsterkningar del 2.

B.4 Pumpekapasitet med 100 % verknadsgrad

Tabell B.8 viser maksimal vassføring ved pumping med ein verknadsgrad på 100 % på pumper i pumpekraftverka.

Til (namn)	Frå (namn)	Tilhøyrande pumpe-kapasitet [m ³ /s]	Tilhøyrande pumpe-kapasitet [m ³ /s]
Hodnab_VOS	Kaldest_BKK	315	355
3-Aurland	2L-Aurland	286	346
Øljusjø	Borgund	461	524
Roskrepp	Kvinen	988	1641
Tjørholm	Tonstad	576	728
Solhom	Tonstad	430	518
Holen III	Brokke	153	162
Holen I-II	Brokke	316	387
Duge	Tjørhom	480	938
Jukla-Høy	Mauranger	413	906
Songa+Bitdal	Vinje	332	377
Nendalsfoss	Vessingfoss	943	1171
Kvilldal	Hylen	181	202
Røldal	Suldal 1	254	310
Saurdal	Kvilldal	269	364

Tabell B.8: Maksimal vassføring for 100 % verknadsgrad.

B.5 Referansescenario

Denne tabellen viser ei oversikt over referansescenario som er brukt i analysen. Referansescenarioa har ikkje tatt med utbygging av pumpekraftverk eller mellomlandsforbindingar utover det som er i Basis-datasettet.

Scenario	Fossile brensel- prisar	CO2-avgift	Minke låge kraft- verdiar
Referanse 1	Original	Original	Original
Referanse 2	Original	Original	5
Referanse 3	Original	Original	3
Referanse 4	Original	Mid	Original
Referanse 5	Original	Høg	Original
Referanse 6	Mid	Mid	Original
Referanse 7	Mid	Høg	Original
Referanse 8	Høg	Original	Original
Referanse 9	Høg	Høg	3
Referanse 10	Høg	Høg	Original

Tabell B.9: Tabellen er ei oversikt over referanse-scenario.

Tillegg C

Resultat

Kapittelet dokumentar dei same observasjonane som er vist i hovuddelen av rapporten, men er ment som ei ekstra støtte, samt innehelder større figurar for resultat frå ReOpt.

Her er fleire resultat for scenarioet p.14250(100)/u.18300 i gruppa *Variierende kapasitet på pumpekraft* og gjennomsnittlege kratverdiar, samt resultat for gruppa *Andre faktorar*. Det blir også vist store figurar for resultatata frå ReOpt i hovuddelen av rapporten.

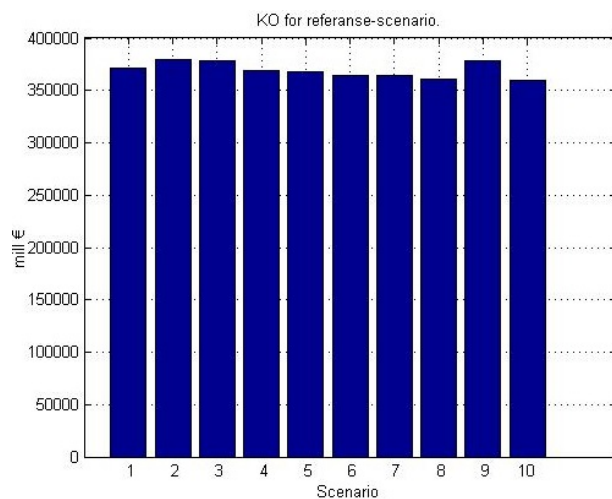
C.1 Referansescenario

Referansescenarioa er med i rapporten for å vise til at endring av marginalkostnader og eksogene prisrekker påverkar heile kraftsystemet.

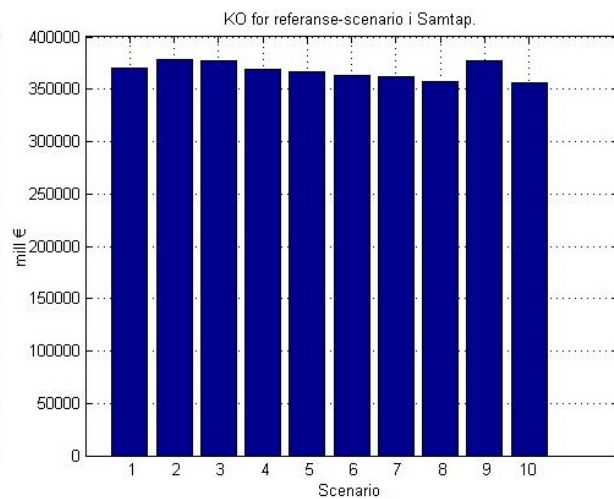
Resultatet eksiterar berre i små figurar, sidan dei har liten gevinst for rapporten.

C.1.1 Konsumentoverskot

Seksjonen viser endring av konsumentoverskot for referansescenarioa i ReOpt og Samtap. Forskjellen mellom konsumentoverskotet for ReOpt og Samtap for referansescenario 1 er på 1 006 millionar €, der ReOpt er høgst.



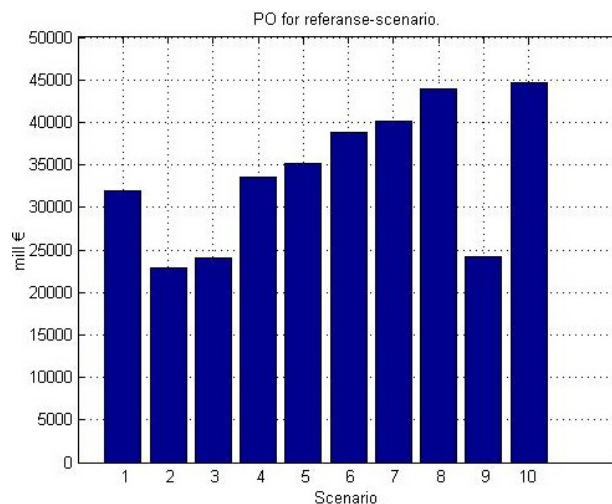
Figur C.1: KO for referanse-scenarier i ReOpt.



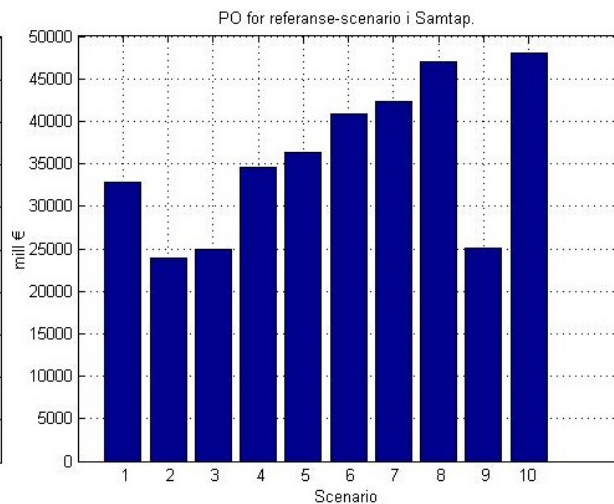
Figur C.2: KO for referanse-scenarier i Samtap.

C.1.2 Produsentoverskot

Seksjonen viser endring av produsentoverskot for referansescenarier i ReOpt og Samtap. Forskjellen mellom produsentoverskotet i ReOpt og Samtap for referansescenario 1 var på -840 millioner €. Resultatet for Samtap er 840 millinar € større enn resultatet for ReOpt.



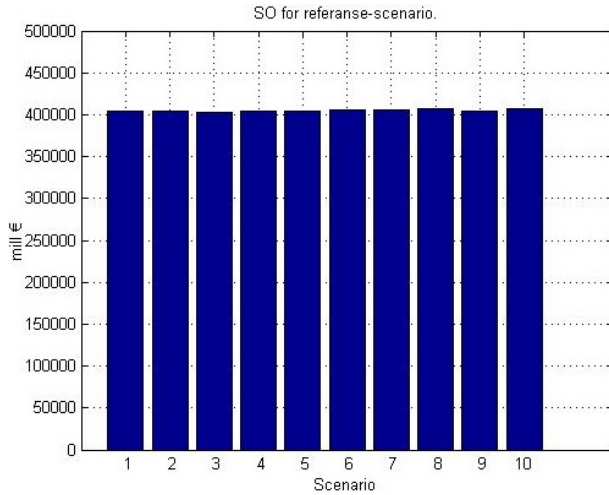
Figur C.3: PO for referanse-scenarier i ReOpt.



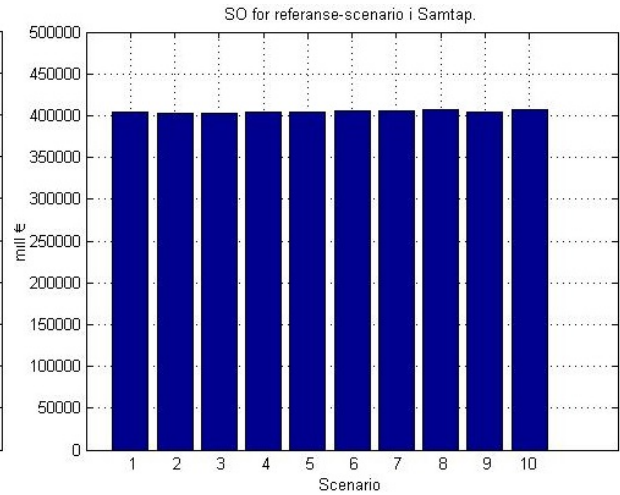
Figur C.4: PO for referanse-scenarier i Samtap.

C.1.3 Samfunnsøkonomisk overskot

Seksjonen viser endring av samfunnsøkonomisk overskot for referansescenarioa i ReOpt og Samtap. Forskjellen i samfunnsøkonomisk overskot i ReOpt og Samtap for referansescenario 1 er på 451 millionar €. ReOpt er 451 millionar € større enn Samtap.



Figur C.5: SO for referanse-scenarioa i ReOpt.



Figur C.6: SO for referanse-scenarioa i Samtap.

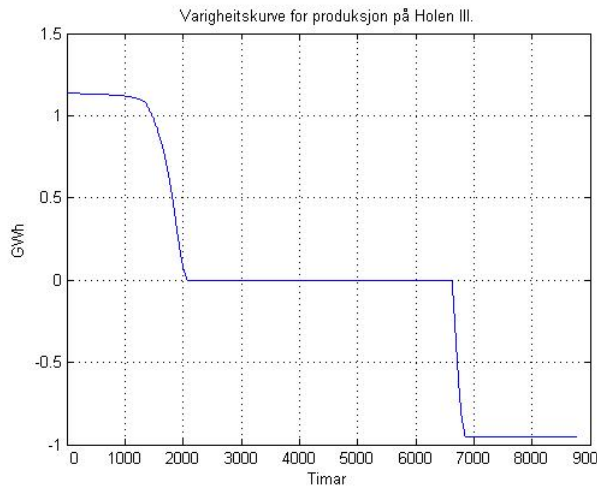
C.2 Detaljresultat for scenario p.14250/u.18300

Seksjonen viser produksjon, kraftverdiar og utveksling ved bruk av ReOpt og Samtap for scenariolet *p.14250/u.18300* i gruppa *Varierende kapasitet på pumpekraftverk*. Produksjon blir vist på kraftverka Holen III i Norgesyd og Nedalsfoss i Trøndelag. Kraftverdiar i Norgesyd og Trøndelag og Utveksling mellom Noreg og Europa.

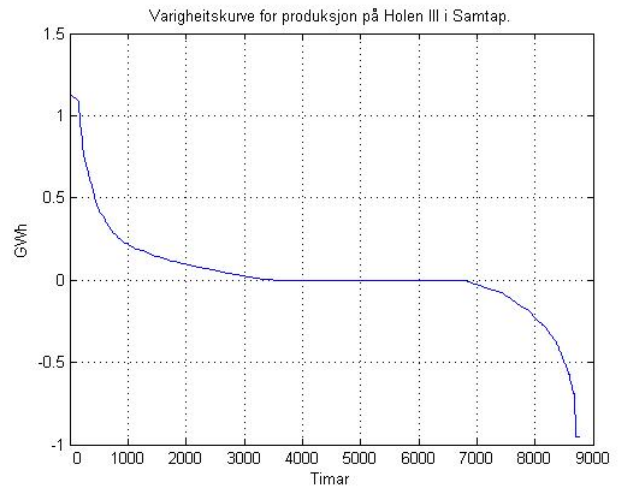
C.2.1 Produksjon

Det blir vist figurar med varigheitskurve for produksjon på dei to kraftverka, samt figurar med gjennomsnittleg produksjon, og 0- og 100-prosentil.

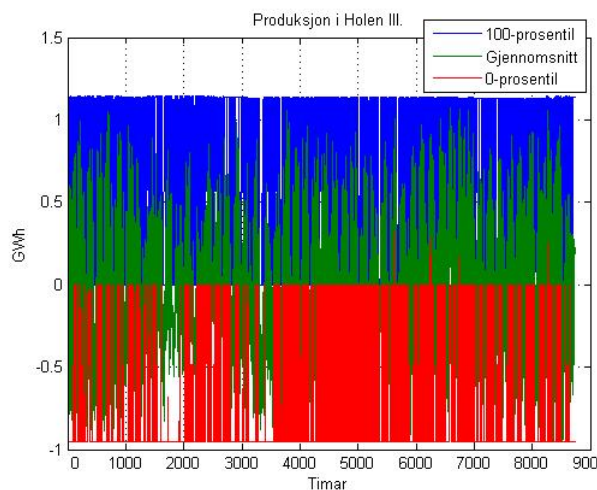
Holen III



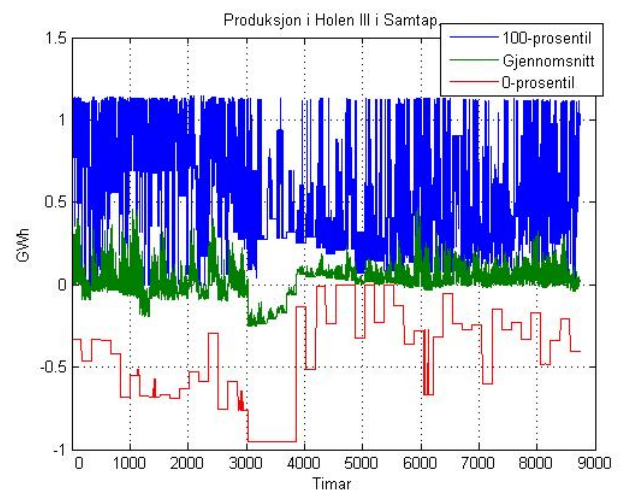
Figur C.7: Varigheitskurve for produksjon i Holen III for scenario *p.14250/u.18300* i gruppa *Varierende kapasitet på pumpekraftverk* i ReOpt.



Figur C.8: Varigheitskurve for produksjon i Holen III for scenario *p.14250/u.18300* i gruppa *Varierende kapasitet på pumpekraftverk* i Samtap.



Figur C.9: 0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for produksjon i Holen III for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

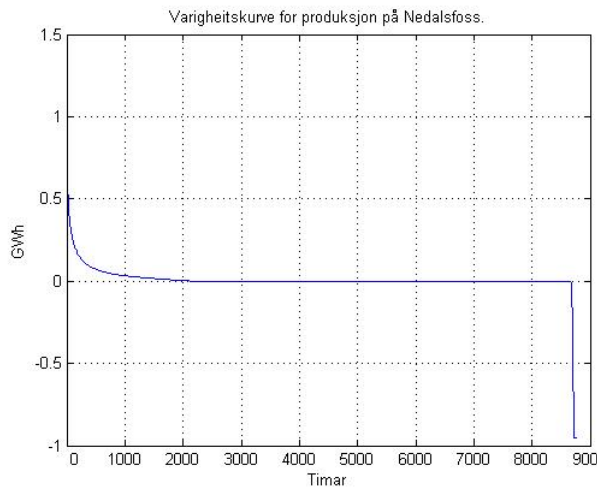


Figur C.10: 0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for produksjon i Holen III for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

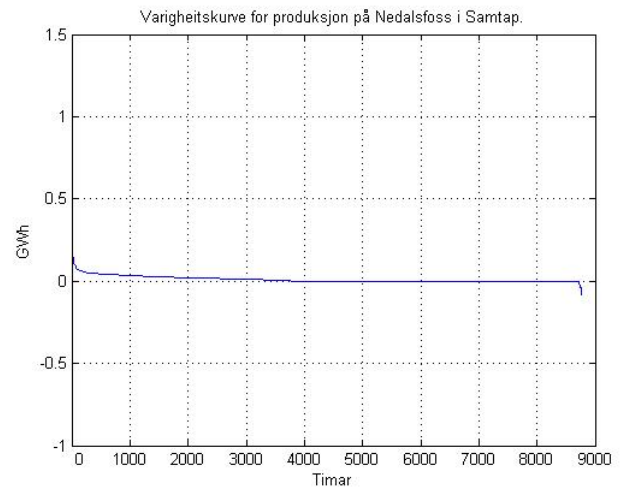
Figurane viser ei klar endring i produksjon på Holen III. Ved bruk av Samtap er det liten produksjon og produksjonen er meir stabil. Ved bruk av ReOpt er det kapasiteten på kraftverket brukt mykje og kraftverket varierer ofte. Dette visast på 0-prosentilen som går mykje opp og ned for ReOpt men er stabil for Samtap.

Gjennomsnittsverdiane for produksjon viser at pumpekraftverket produsera og pumper heile året, men at det pumpar mest om vinteren og tidlegg sommar. Døgnpumping skjer gjennom heile året og sesongpumping er tidlegg sommar.

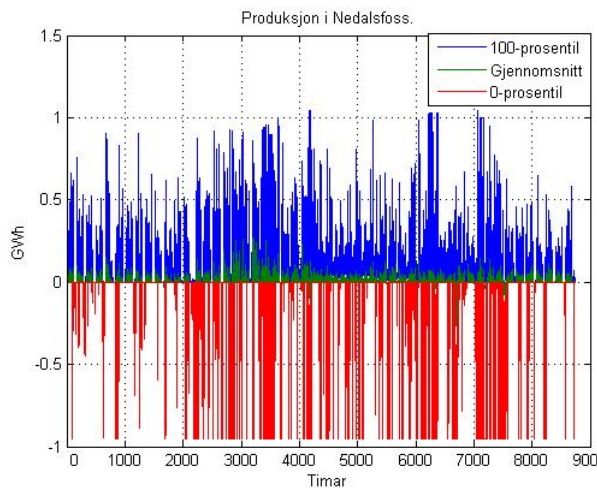
Nedalsfoss



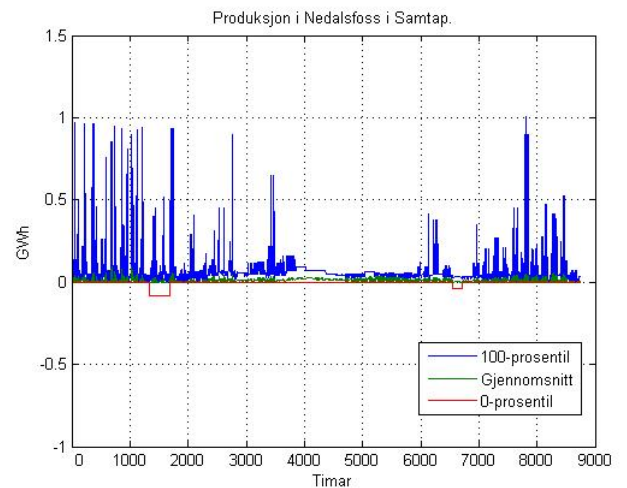
Figur C.11: Varigheitskurve for produksjon i Nedalsfoss for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Re-Opt.



Figur C.12: Varigheitskurve for produksjon i Nedalsfoss for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.



Figur C.13: 0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for produksjon i Nedalsfoss for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



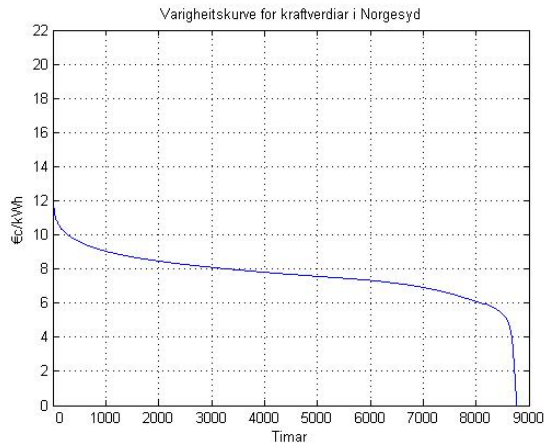
Figur C.14: 0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for produksjon i Nedalsfoss for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

For Nedalsfoss er det same resultat mellom ReOpt og Samtap, men generelt er kraftverket Nedalsfoss mykje mindre brukt.

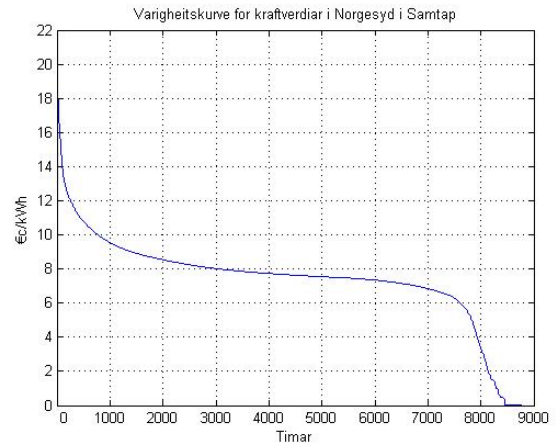
C.2.2 Kraftverdiar

Det blir vist figurar med varigheitskurve for kraftverdiar i Norgesyd og Trøndelag, samt figurar med gjennomsnittleg kraftverdiar, og 0- og 100-prosentil.

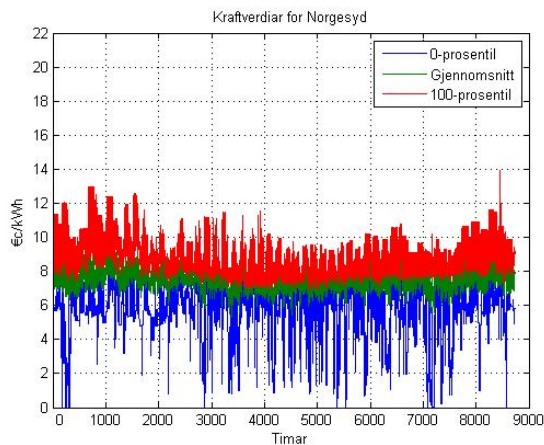
Norgesyd



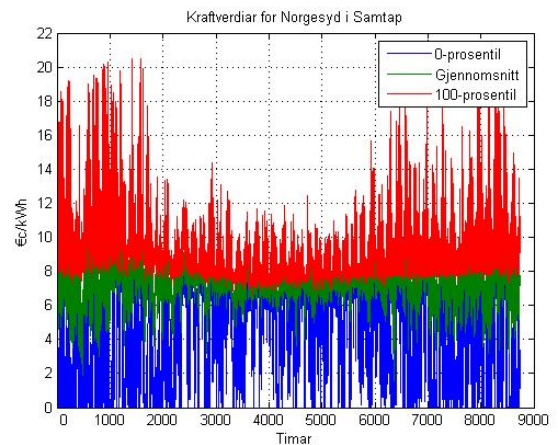
Figur C.15: Varigheitskurve for kraftverdiar i Norgesyd for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.16: Varigheitskurve for kraftverdiar i Norgesyd for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.



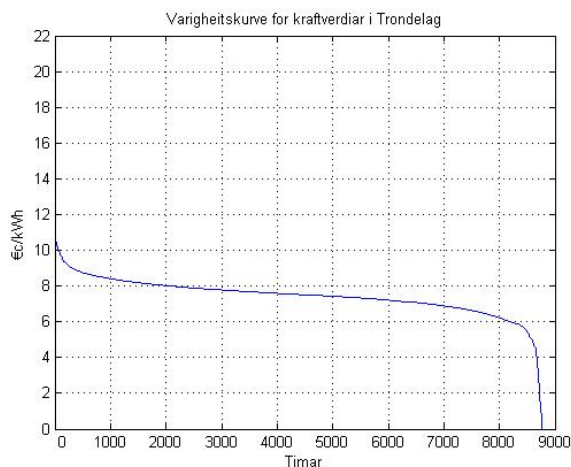
Figur C.17: 0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for kraftverdiar i Norgesyd for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



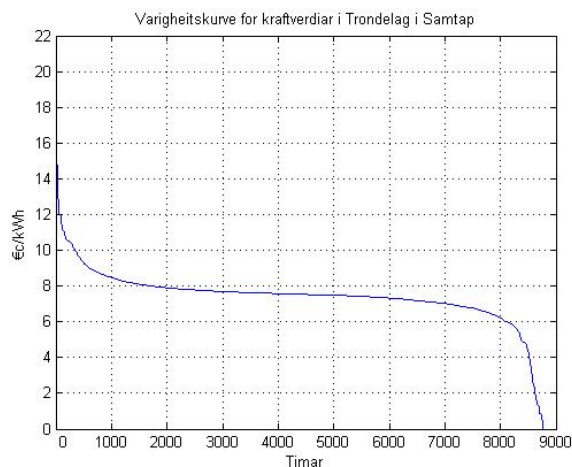
Figur C.18: 0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for kraftverdiar i Norgesyd for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Kraftverdiane i Norgesyd er betydeleg meir stabile ved bruk av ReOpt, enn ved bruk av Samtap. Forskjellen er svært tydeleg når ein ser på 0- og 100-prosentilen. I Samtap kan det oppstå ekstreme kraftverdiane på vinteren, medan ReOpt har relativt stabile kraftverdier gjennom året, både for 0- og 100-prosentil.

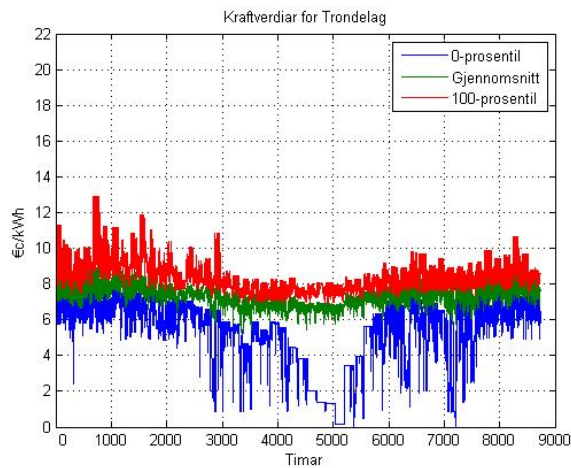
Trøndelag



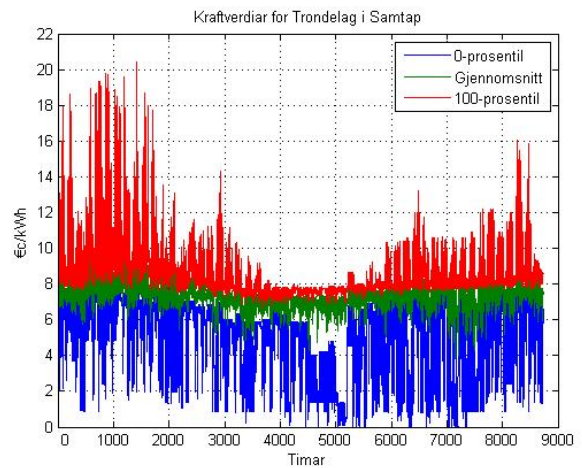
Figur C.19: Varigheitskurve for kraftverdier i Trøndelag for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.20: Varigheitskurve for kraftverdier i Trøndelag for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.



Figur C.21: 0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for kraftverdier i Trøndelag for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

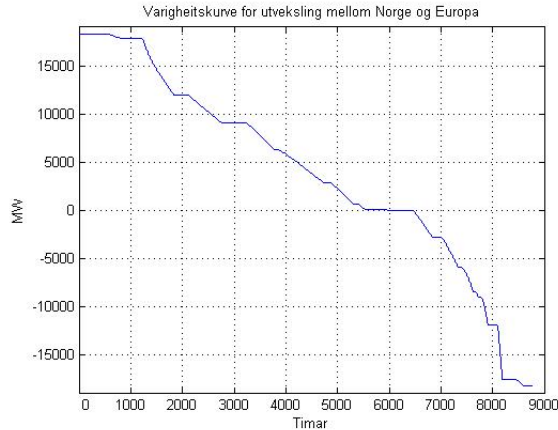


Figur C.22: 0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for kraftverdier i Trøndelag for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

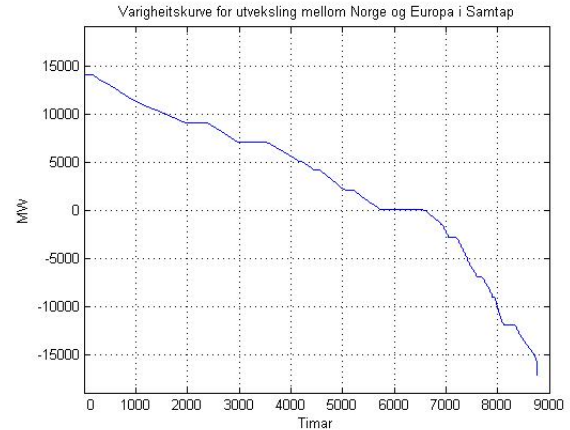
Resultatet for Norgesyd synast att i Trøndelag, med mindre variasjon i ReOpt enn i Samtap. Kraftverdiane i Trøndelag har mindre differanse mellom dei minste og dei høgste prisane enn Norgesyd. Dette vil føre til at det er lite attraktivt å bruke pumpekraftverk og viser til kvifor Nedalsfoss blir brukt så lite.

C.2.3 Utveksling

Seksjonen viser varigheitskurve for utveksling ved bruk av ReOpt og Samtap.



Figur C.23: Varigheitskurve for utveksling frå Noreg til Europa for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierande kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



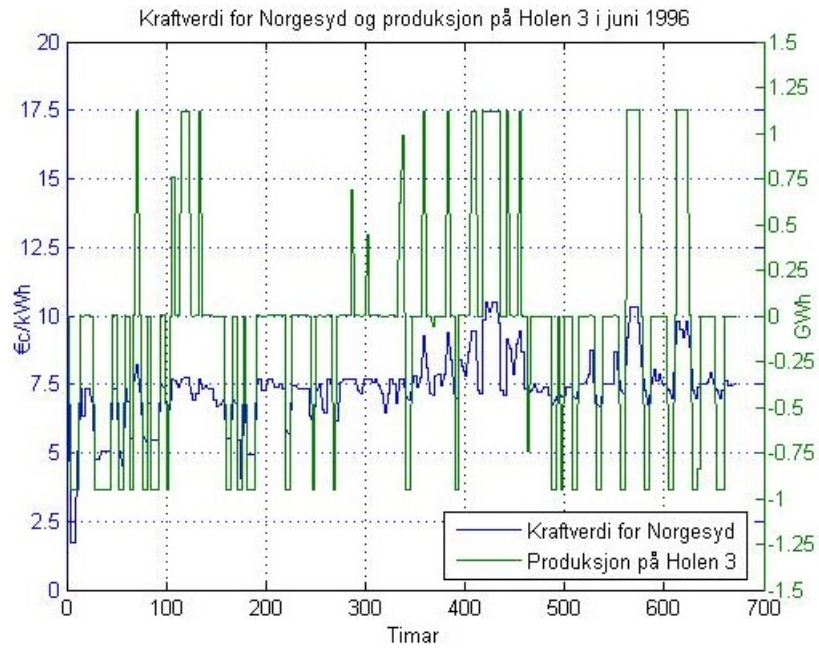
Figur C.24: Varigheitskurve for utveksling frå Noreg til Europa for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierande kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

I scenarioet er det valt å bruke svært stor kapasitet på mellomlandsforbindingar og dette visast i figurane C.23 og C.23. Figurane viser at mellomlandsforbindingane blir brukt med maksimal kapasitet ein liten del av året. Dette var ønskjeleg sidan ein får testa kva avgrensingar mellomlandsforbindingane setter på lønnsamheit til pumpekraftverk. Figurane viser også tydeleg forskjell mellom ReOpt og Samtap, ReOpt brukar mellomlandsforbindingane maksimalt i delar av året medan Samtap aldri utnyttar den verdien som mellomlandsforbindingane tilfører.

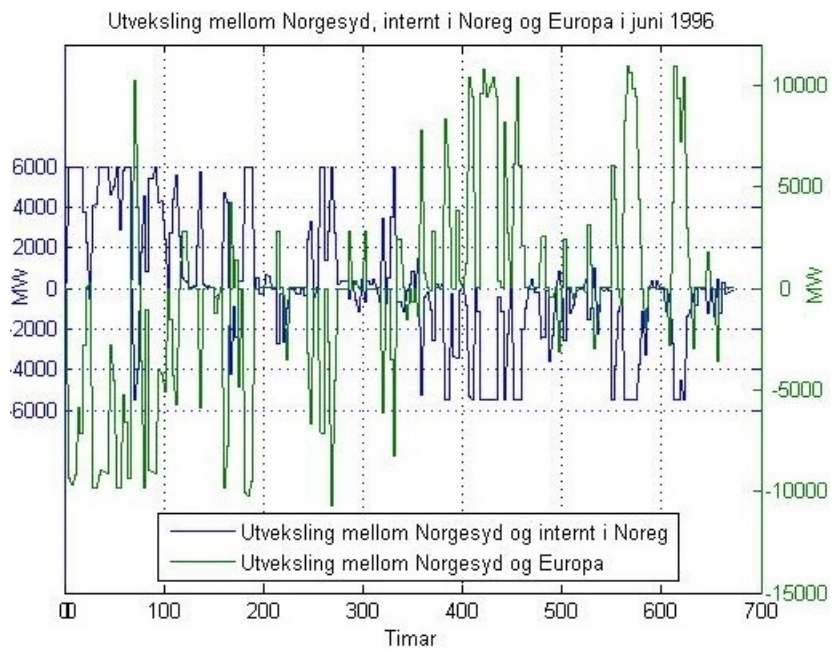
C.2.4 Juni 1996

Seksjonen viser resultat frå ReOpt i hovuddelen av rapporten i store figurar.

Store figurar for juni 1996



Figur C.25: Kraftverdiar i Norgesynd og produksjon på Hølen III i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



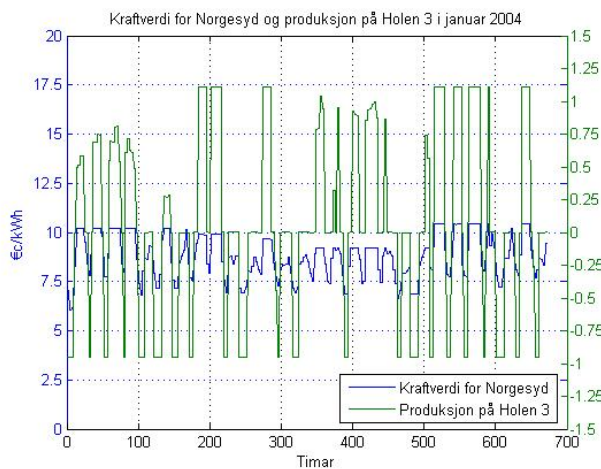
Figur C.26: Utveksling i Norgesynd i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

C.2.5 Januar 2004

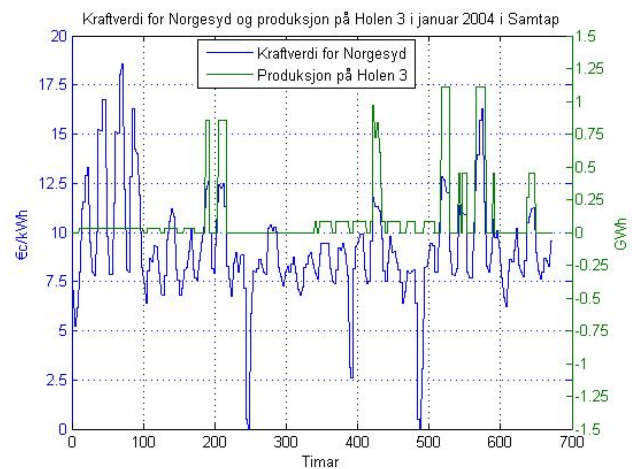
Seksjonen gjer ei oversikt over produksjon i forhold til kraftprisar for Holen III i Norgesynd og Nedalsfoss i Trøndelag for juni 2004, samt ei oversikt over utveksling for område.

Uttekslinga er delt opp i to grafar. Ein graf mot mellomlandsforbindingane og ein graf i frå mellomlandsforbindingane.

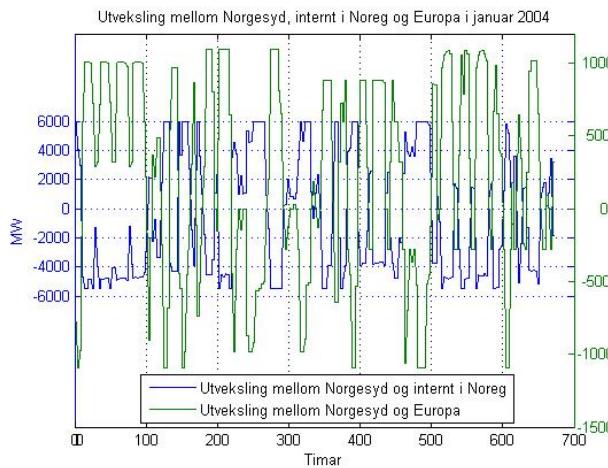
Holen III



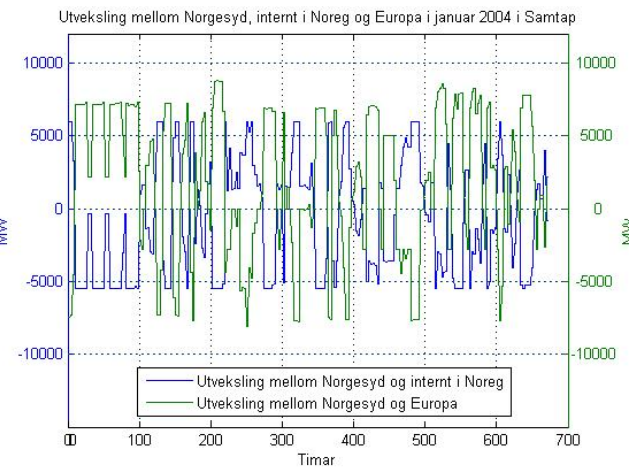
Figur C.27: Kraftverdiar i Norgesynd og produksjon på Holen III i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.28: Kraftverdiar i Norgesynd og produksjon på Holen III i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.



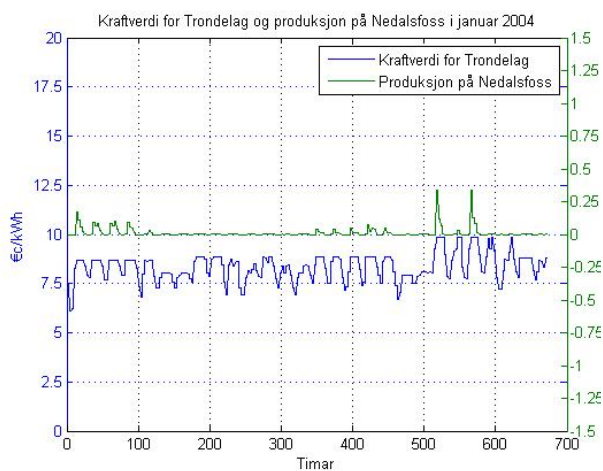
Figur C.29: Utveksling i Norgesyd i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



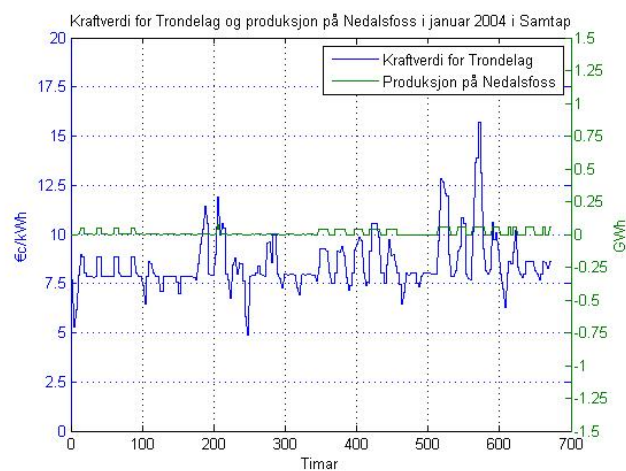
Figur C.30: Utveksling i Norgesyd i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Samtap utnyttar pumpekraftverket og forbindingane lite, noko som fører til svært varierende kraftverdiar. ReOpt har stabile kraftverdiar, men større variasjon for produksjon og utveksling gjennom veka.

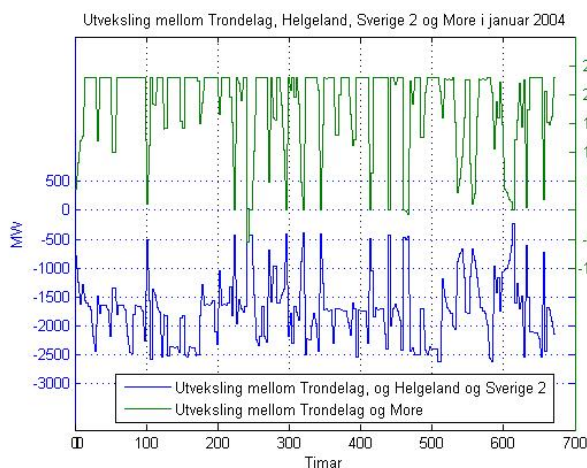
Nedalsfoss



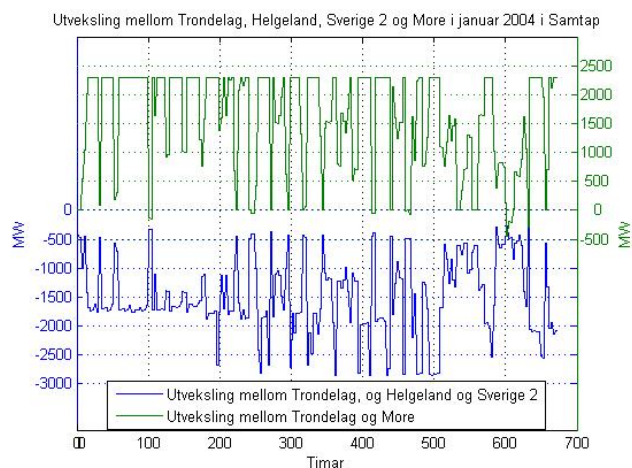
Figur C.31: Kraftverdiar i Trøndelag og produksjon på Nedalsfoss i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.32: Kraftverdiar i Trøndelag og produksjon på Nedalsfoss i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.



Figur C.33: Utveksling i Trøndelag i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

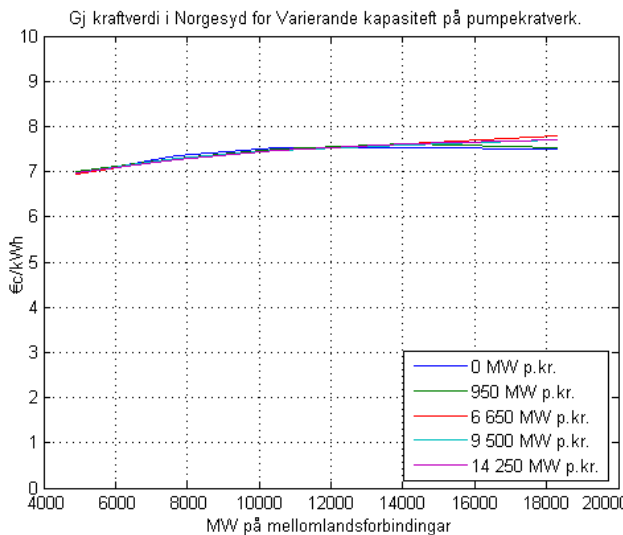


Figur C.34: Utveksling i Trøndelag i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

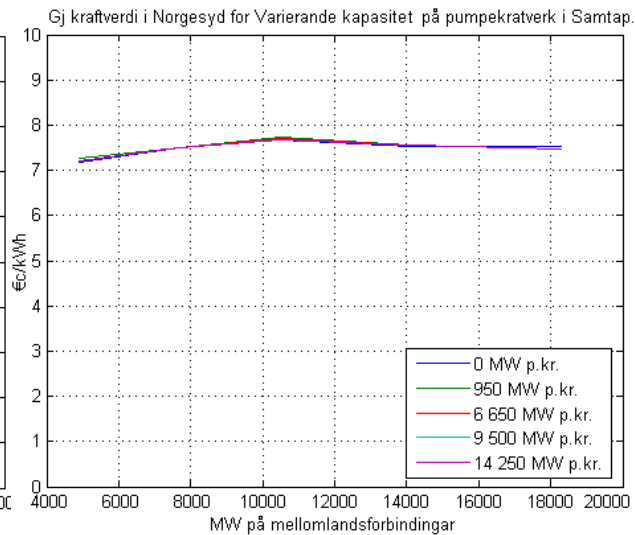
I Trøndelag er kraftverdiane stabile og krafta i område flyter mot mellomlandsforbindingane med full kapasitet i periodane med høge kraftverdiar. Dette gjer at mogleheitene for pumping ikkje er til stades.

C.3 Kraftverdiar

C.3.1 Gjennomsnitt i Norgesyd



Figur C.35: Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.36: Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i Samtap.

Forskjellane på dei gjennomsnittlege kraftverdiane er små både i ReOpt og Samtap, og er lite avhengig av kapasitet på pumpekraftverk og mellomlandsforbindingane. Det er likevel ei svak stigning etter kvart som ein knytter seg til Europa. Generelt er dei gjennomsnittlege kraftverdiane i ReOpt noko under gjennomsnittlege kraftverdiane i Samtap ved låge kapasitetar på mellomlandsforbindingane.

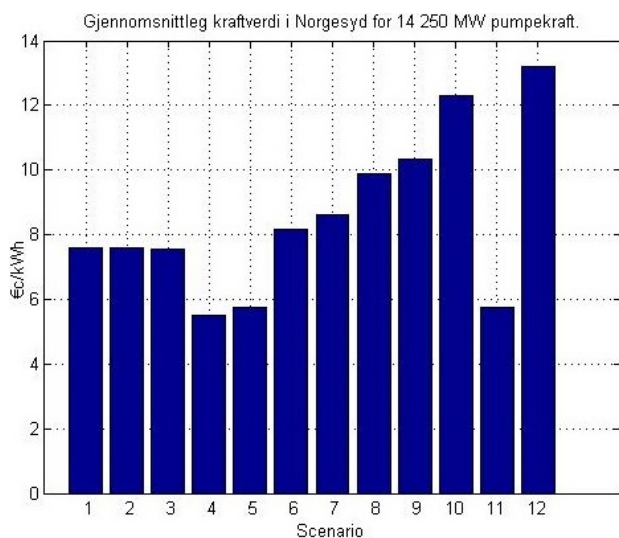
Gjennomsnittleg kraftverdi i ReOpt i figur C.35 viser at kraftverdiane med 0 MW, 950 MW og 6 650 MW pumpekraft har noko høgare gjennomsnittleg kraftverdi ved stor kapasitet på mellomlandsforbindingane enn for 9 950 MW og 14 250 MW pumpekraft.

Ved stor kapasitet på mellomlandsforbindingane endrar resultatet seg. Dette fordi kraftverdiane i Samtap får ein svak nedgang etter 10 300 MW. Dette er uventa, sidan forventninga var at prisane skulle stagnere ved meir mellomlandsforbindingar. Årsaka til nedgangen kan komme frå fleire hald; set kan vere feil i innlesing av data, feil i kalibrering, metoden som er brukt for å berekne gjennomsnittleg kraftverdi eller det naturleg vil oppstå ved bruk av Samtap.

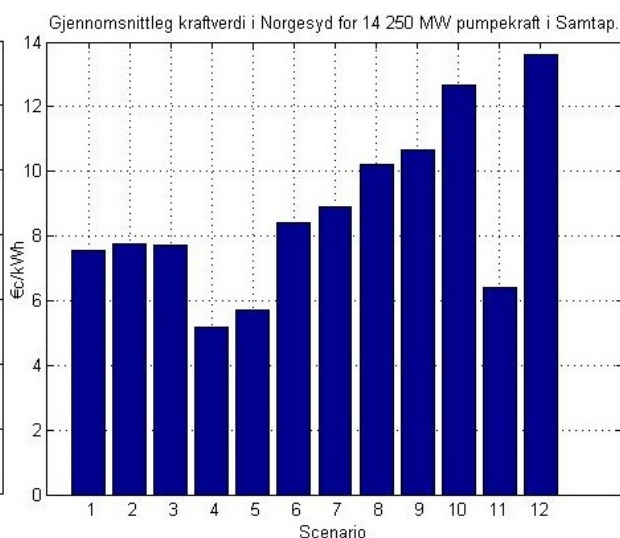
Feil i innlesing er lite truleg sidan det er brukt same data for ReOpt og Samtap, samt at dei andre resultatata ikkje tyder på feil i datasettet. Ein ser at det i sam-

funnsøkonomisk overskotet har ein naturleg stagnasjon. Meir mellomlandsforbindingar gjev ikkje auka samfunnsøkonomisk overskot. Resultat for korrelasjon mellom områda viser derimot at kraftverdiane i Norgesyd og Tyskland ikkje er fullstendig korrelerte før 18 300 MW på mellomlandsforbindingane. Det kan vere feil i kalibreringa, men dette er også lite truleg sidan alle scenarioa får same utvikling og er tilnærma like, og ingen av scenarioa har felles kalibrering. Det er også brukt same kalibreringsfaktorar for ReOpt og Samtap.

Mest sannsynleg oppstår feilen på grunn av måten gjennomsnittet er berekna eller metoden som Samtap brukar for å leite etter den optimale løysinga. Gjennomsnittet er berekna med at alle prisavsnitt er likt vekta, sjølv om det er ulik produksjon og forbruk i kvart prisavsnitt. Dette gjev ikkje eit bilde på den *verklege* gjennomsnittlege kraftverdien og kan vere årsaken til feilen. Derimot er viser resultatet for ReOpt ei anna utvikling og kan tyde på at feilen ligger ein annan stad. Det som står igjen er korleis kraftverdiane blir berekna i Samtap. Samtap finn ikkje det optimale punktet og kan føre til noko uventa resultat når problemet endrar seg så mykje.

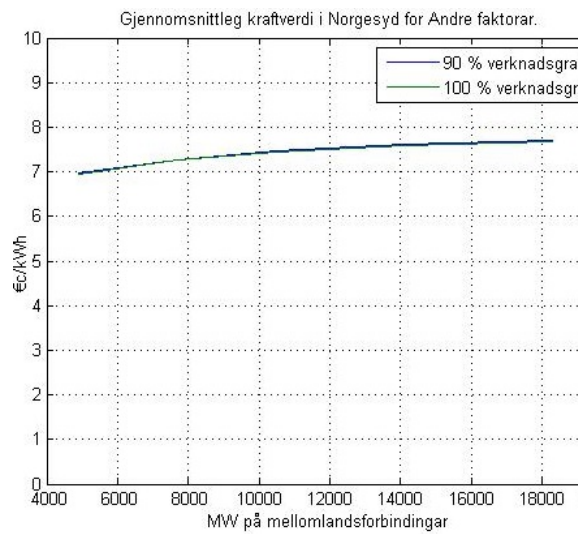


Figur C.37: Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

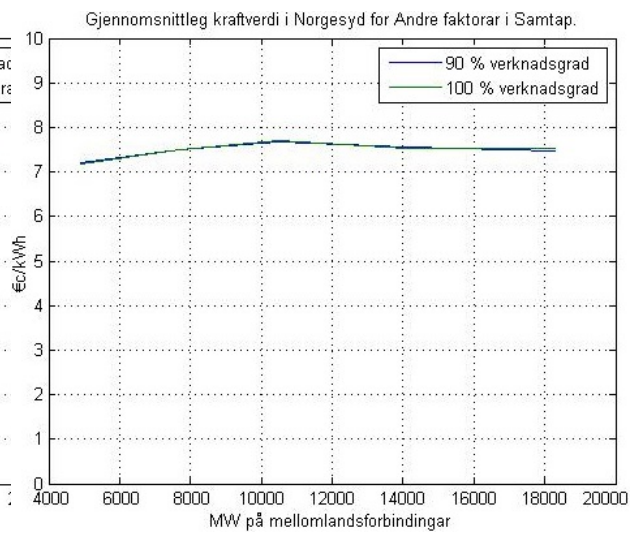


Figur C.38: Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa 14 250 MW pumpekraft i Samtap.

Dei gjennomsnittlege kraftverdiane i gruppa 14 250 MW pumpekraft vil bli både høgare og lågare ved bruk av ReOpt i forhold til Samtap. Ved høge gjennomsnittlege kraftverdiar vil ReOpt føre til lågare kraftverdiar enn Samtap og ved låge gjennomsnittlege kraftverdiar vil ReOpt sørje for at dei blir høgare.



Figur C.39: Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa Andre faktorar i ReOpt.

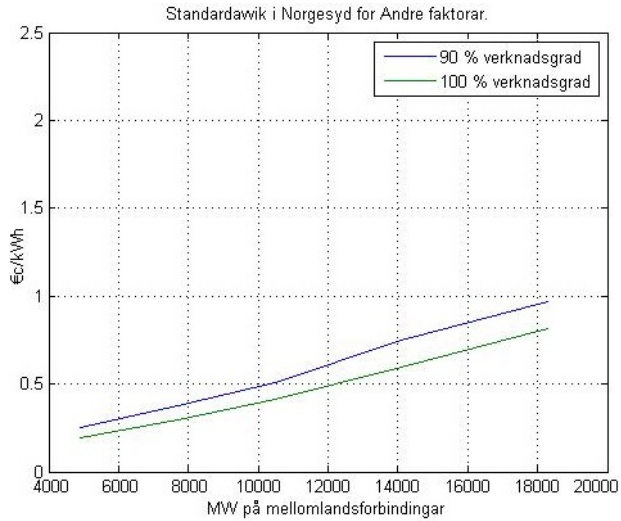


Figur C.40: Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa Andre faktorar i Samtap.

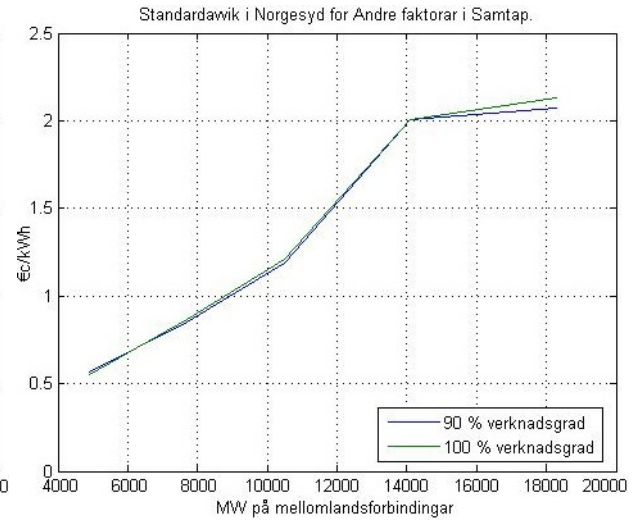
Det er lite endringar på gjennomsnittlege kraftverdiane ved endring av verknadsgrad. I ReOpt er det ei kontinuerleg stigning, medan det for Samtap er ein liten nedgang etter 10 300 MW. Dette er diskutert tidlegare i seksjonen.

C.3.2 Standardavvik i Norgesyd

Andre faktorar



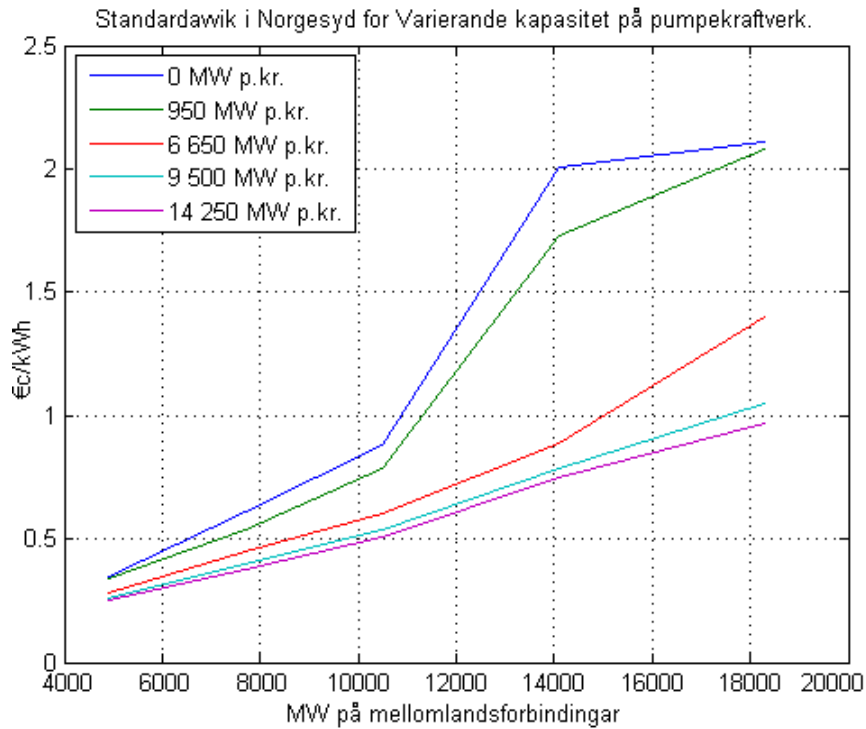
Figur C.41: Standardavvik i Norgesyd for gruppa Andre faktorar i ReOpt.



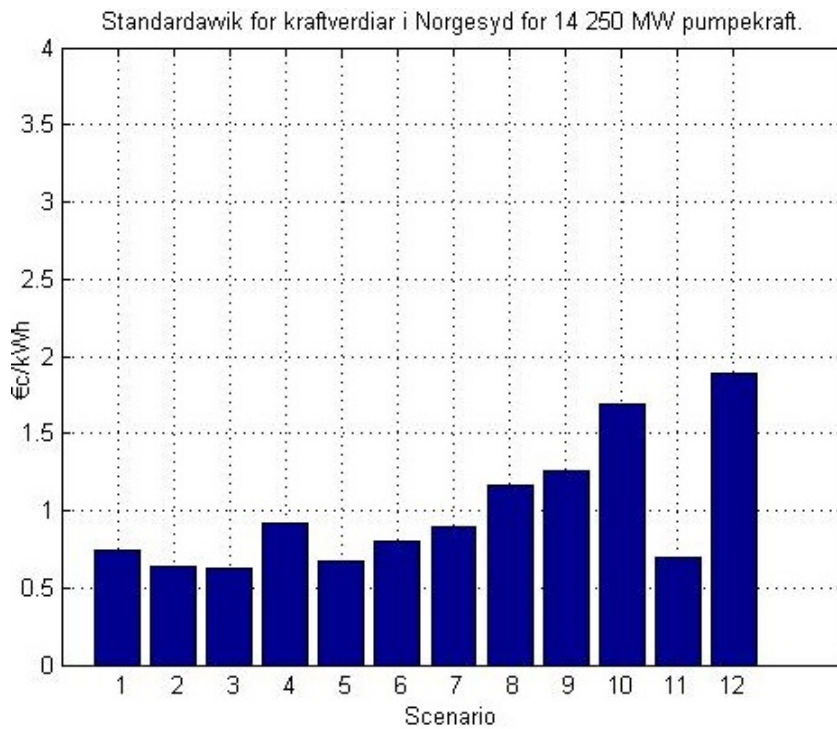
Figur C.42: Standardavvik i Norgesyd for gruppa Andre faktorar i Samtap.

Ved auka verknadsgrad på pumpekraftverk vil standardavviket gå ned i ReOpt og variasjonen i kraftverdiane bli meir stabile. I Samtap er resultatet nesten upåverka av verknadsgrad på pumpene.

Store figurar for korrelasjon mellom Norgesynd og Tyskland



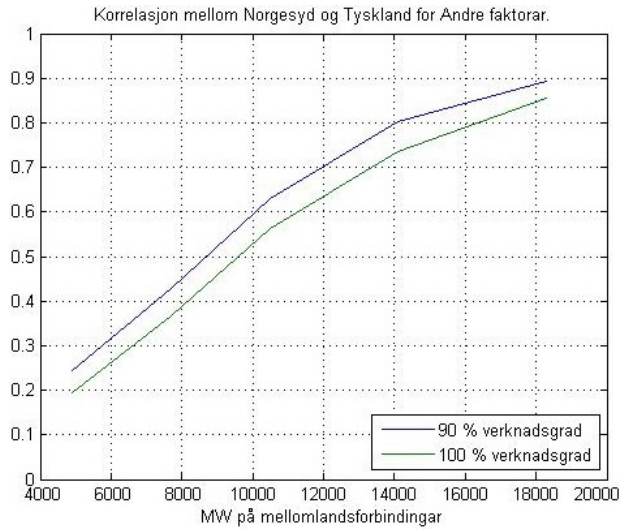
Figur C.43: Standardavvik i Norgesynd for gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



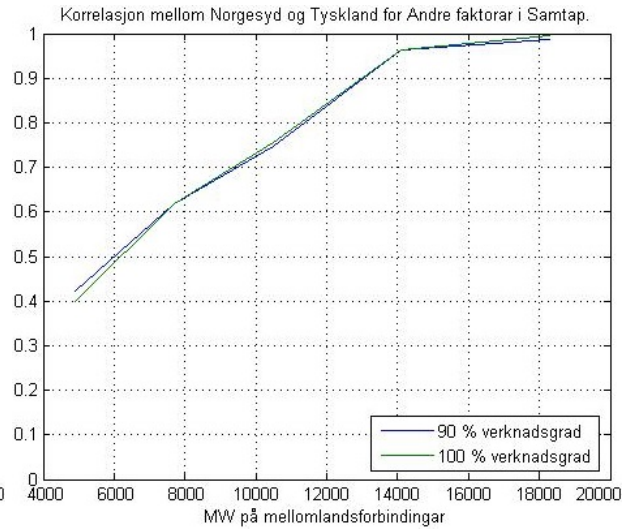
Figur C.44: Standardavvik i Norgesynd for gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

C.3.3 Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland

Andre faktorer



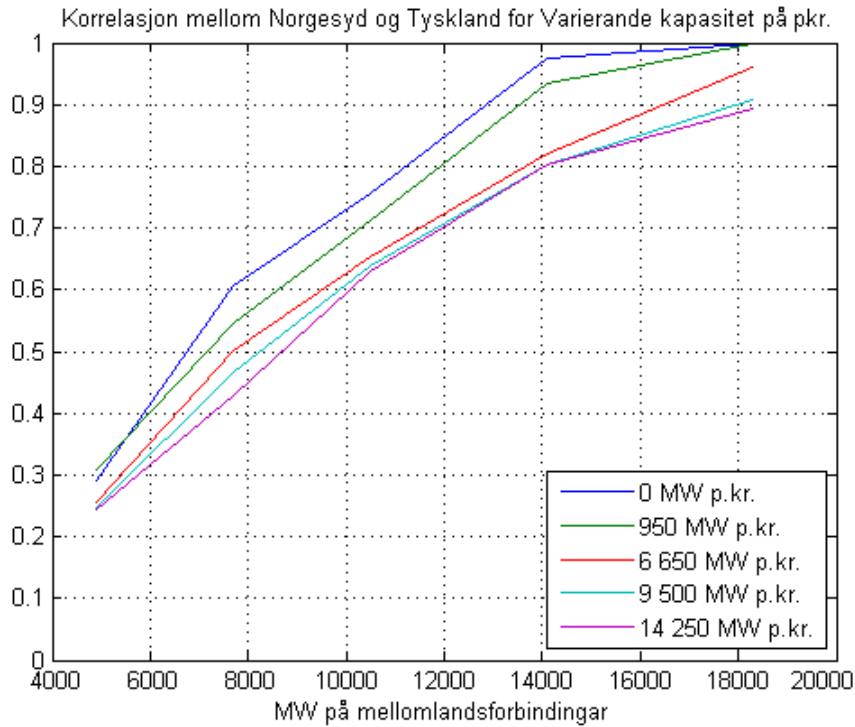
Figur C.45: Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa Andre faktorer i ReOpt.



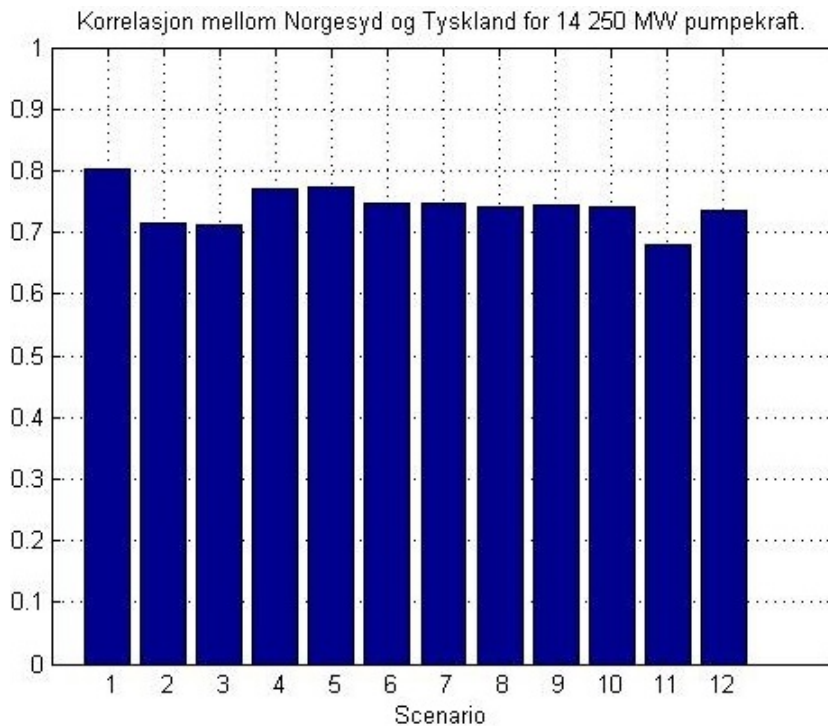
Figur C.46: Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa Andre faktorer i Samtap.

Ved auka verknadsgrad på pumpekraftverk blir korrelasjonen mellom Norgesyd og Tyskland mindre i ReOpt. I Samtap er korrelasjon upåverka av verknadsgrad på pumpekraftverk.

Store figurar for korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland



Figur C.47: Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

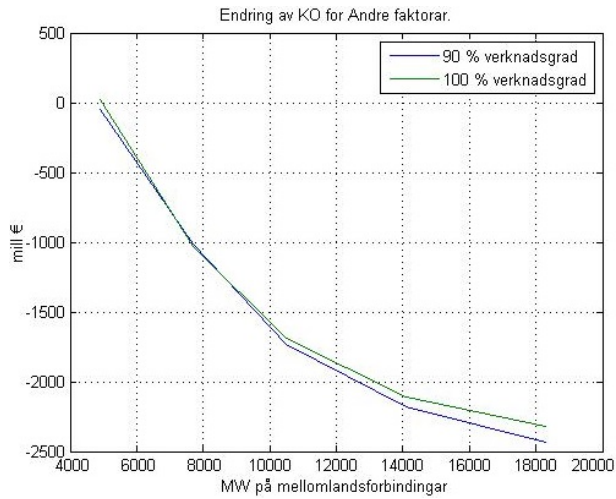


Figur C.48: Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

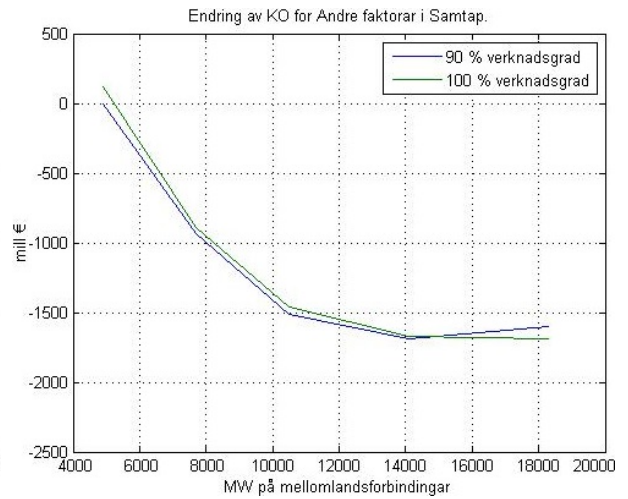
C.4 Konsumentoverskot

Seksjonen viser endring av konsumentoverskot ved bruk av ReOpt og Samtap. Figur C.49 og C.50 viser inntekter for scenario i gruppa *Andre faktorar*.

C.4.1 Andre faktorar



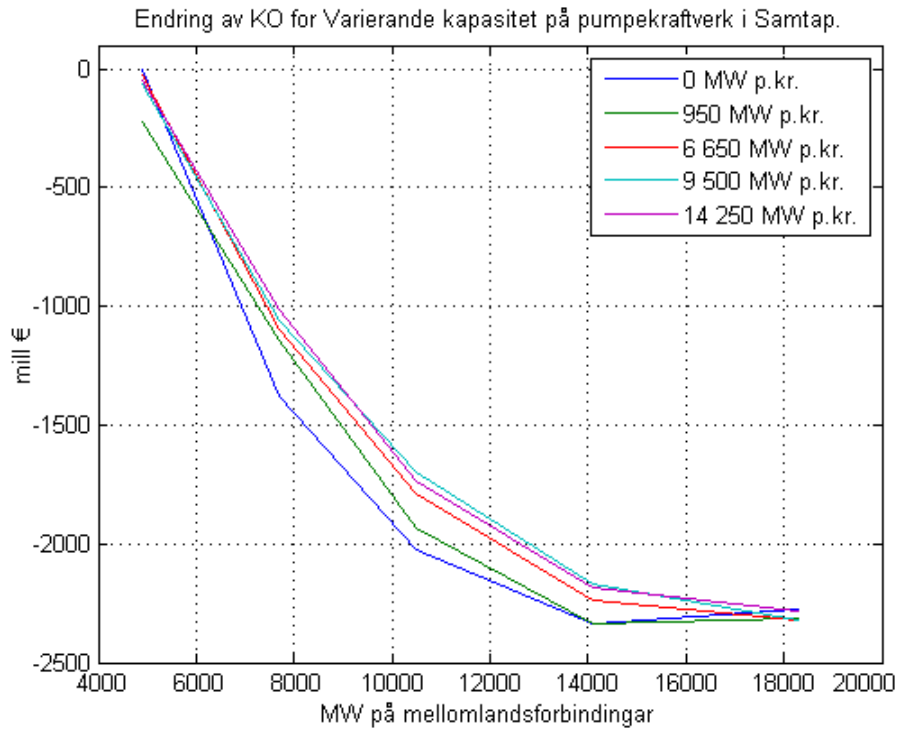
Figur C.49: Endringar i KO for scenario i gruppa *Andre faktorar* i ReOpt.



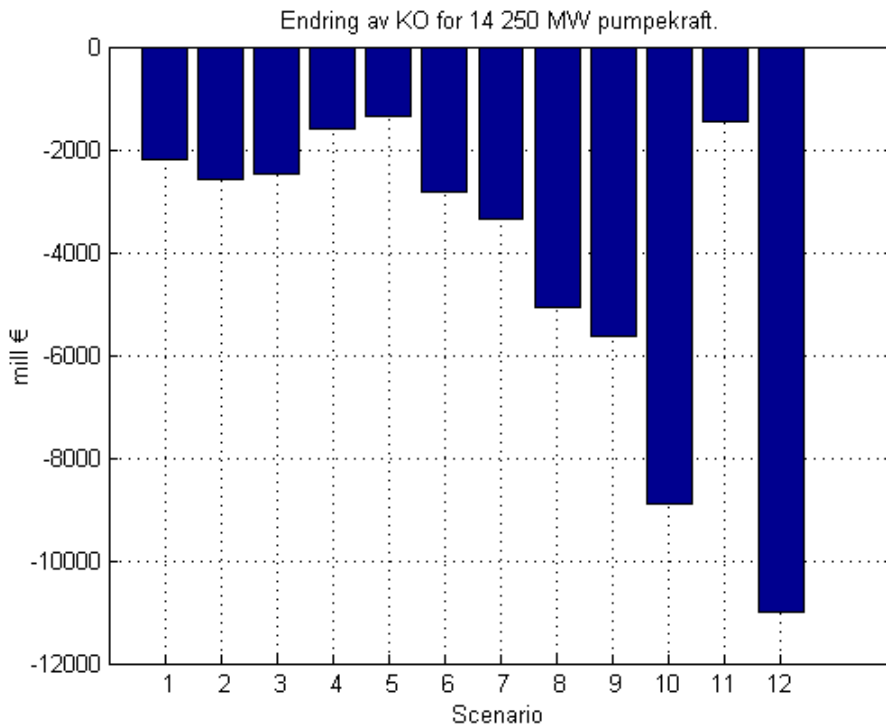
Figur C.50: Endringar i KO for scenario i gruppa *Andre faktorar* i Samtap.

Figurane C.49 og C.50 viser at høgare verknadsgrad gjev positiv gevinst for konsumentane i ReOpt og ein negativ gevinst i Samtap.

C.4.2 Store figurar for konsumentoverskot



Figur C.51: Endringer i KO for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



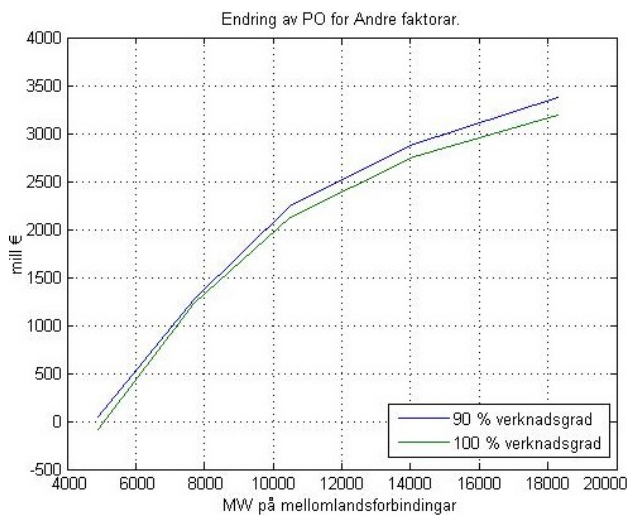
Figur C.52: Endringer i KO for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

C.5 Produsentoverskot

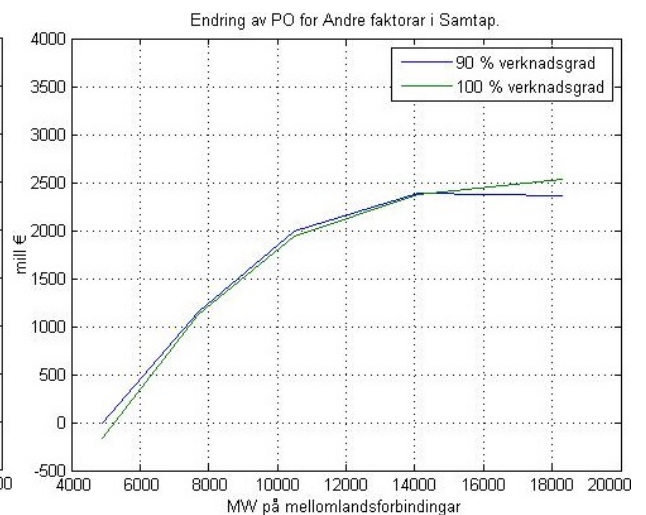
Seksjonen viser endring av produsentoverskot med og utan utbyggingskostnader for pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar for ReOpt og Samtap for gruppa *Andre faktorar*.

C.5.1 Ekskludert utbyggingskostnadene

Andre faktorar



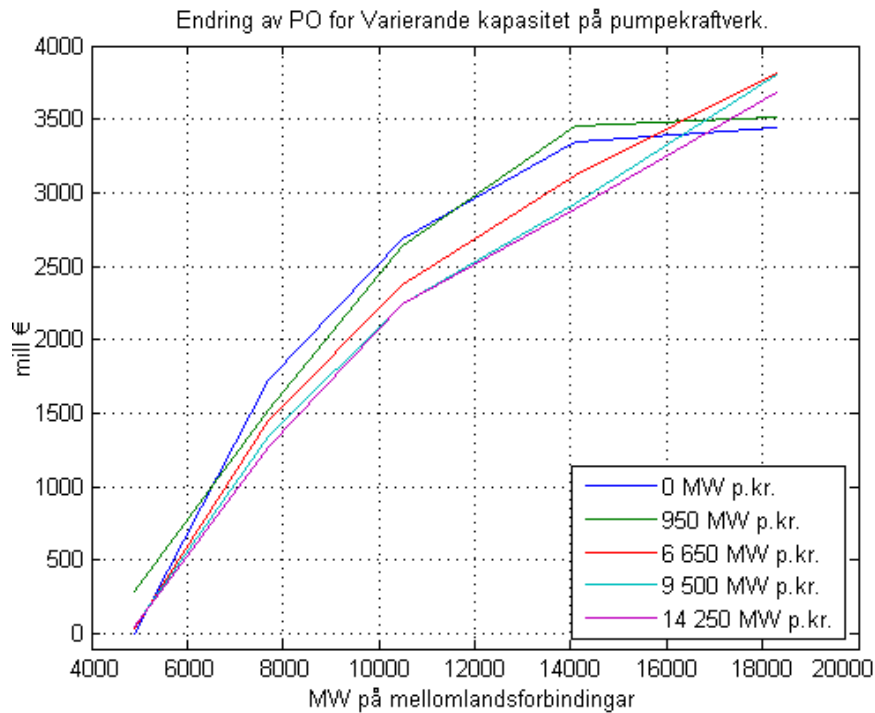
Figur C.53: Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa *Andre faktorar* i ReOpt.



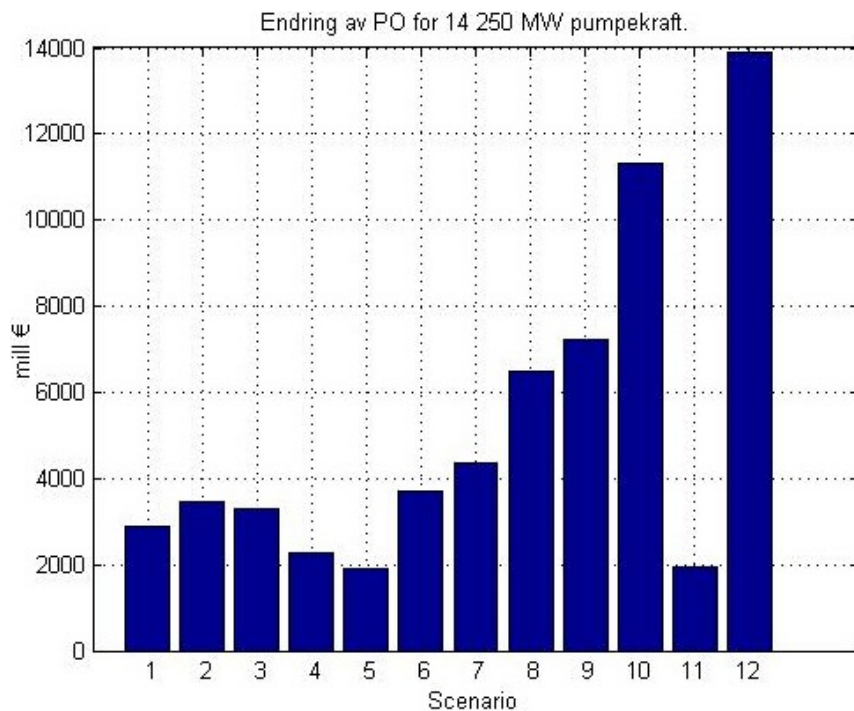
Figur C.54: Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa *Andre faktorar* i Samtap.

Produsentoverskotet får ein reduksjon i overskot ved betre verknadsgrad både i ReOpt og Samtap. Produsentoverskotet stiger med meir kapasitet på mellomlandsforbindingar og minkar ved betre verknadsgrad.

Store figurar for produsentoverskot ekskludert utbyggingskostnader



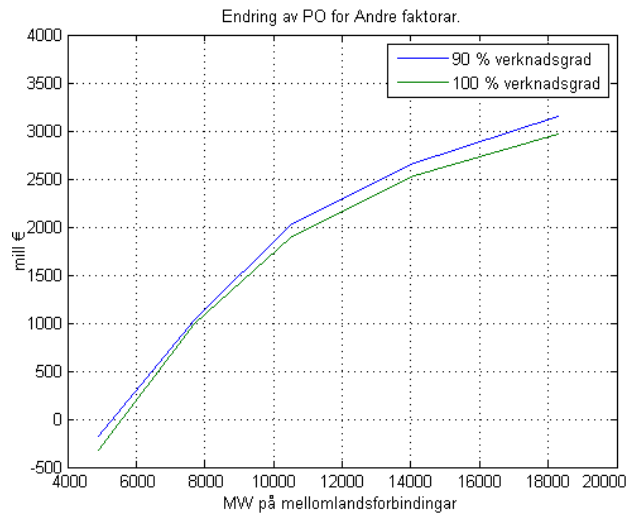
Figur C.55: Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



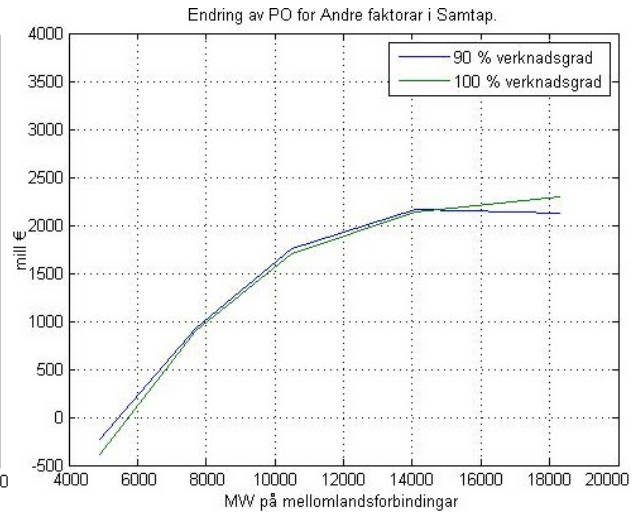
Figur C.56: Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

C.5.2 Inkludert utbyggingskostnadene

Andre faktorar



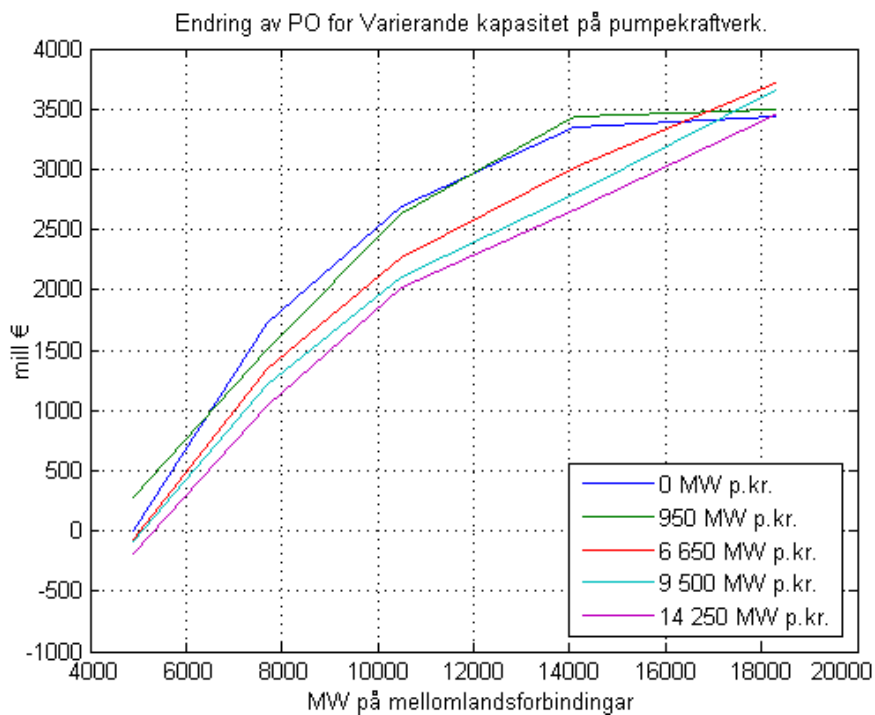
Figur C.57: Endringar i PO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa Andre faktorar i ReOpt.



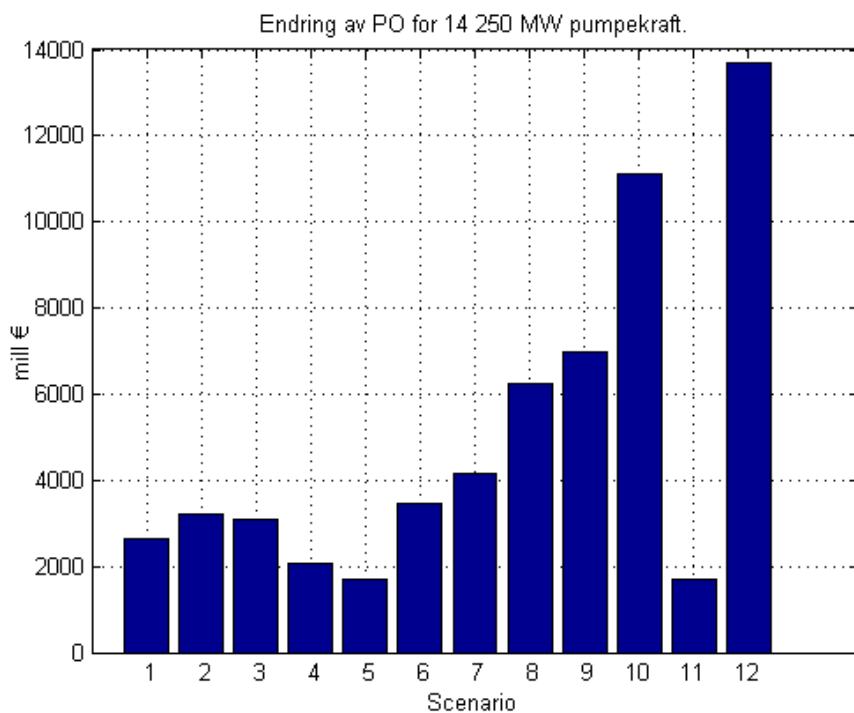
Figur C.58: Endringar i PO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa Andre faktorar i Samtap.

Ved å inkludere utbyggingskostnadene blir linjene senka med 230 millionar € og resultatata blir tilnærma like resultatata der utbyggingskostnadene er ekskludert.

Store figurar for produsentoverskot inkludert utbyggingskostnadene



Figur C.59: Endringar i PO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



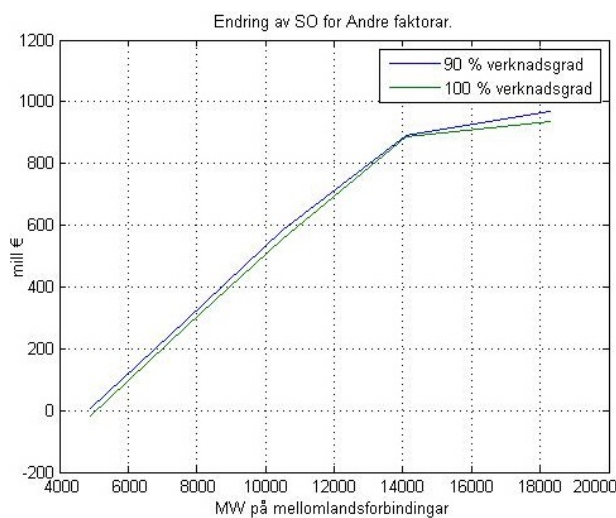
Figur C.60: Endringar i PO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

C.6 Samfunnsøkonomisk overskot

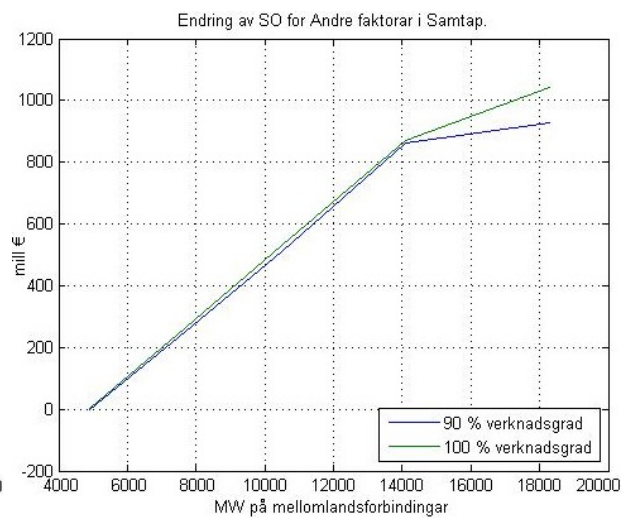
C.6.1 Ekskludert utbyggingskostnader

Andre faktorar

Seksjonen viser endring av samfunnsøkonomisk overskot inkludert kostnader for utbygging av pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar for ReOpt og Samtap for gruppa *Andre faktorar*.



Figur C.61: Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa *Andre faktorar* i ReOpt.

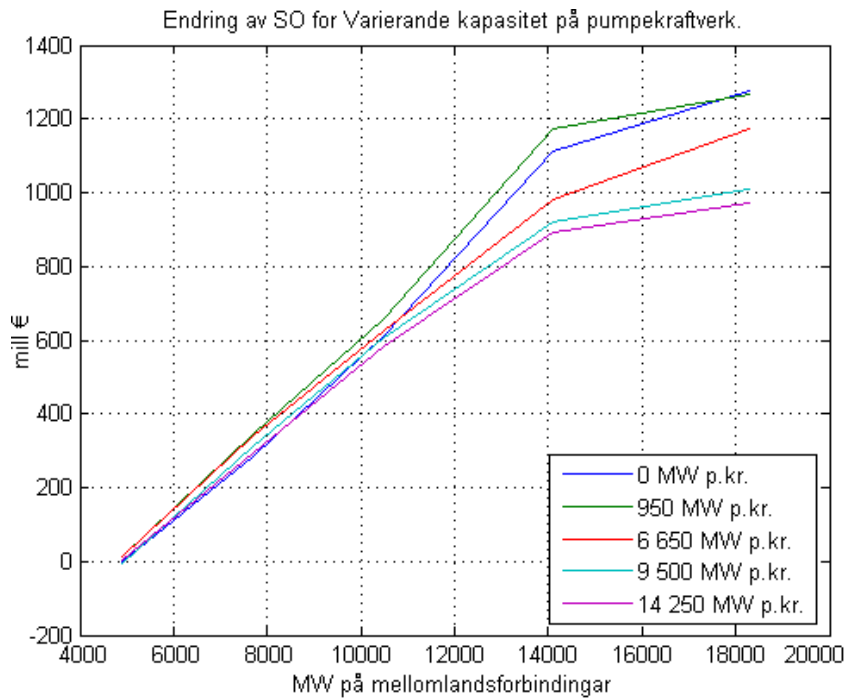


Figur C.62: Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa *Andre faktorar* i Samtap.

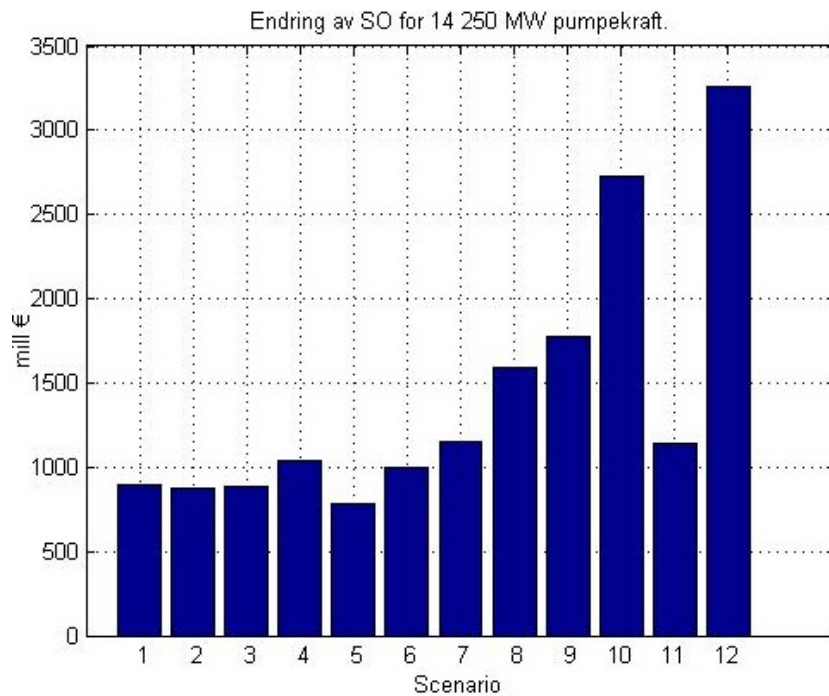
Samfunnsøkonomisk overskot for gruppa *Andre faktorar* viser at verknadsgraden gjev utslag, men fungerer ulikt i ReOpt og Samtap. Verknadsgraden har eit negativ utslag i ReOpt og positivt utslag i Samtap. Verknadsgrad utgjer ein liten endring ved liten kapasitet på mellomlandsforbindingane, men eit større utslag når kapasiteten på mellomlandsforbindingane blir større.

Endringar mellom ReOpt og Samtap er små, årsaken til dette blir drøfta i seksjon 7.1. At samfunnsøkonomisk overskot går ned ved bruk av ReOpt er overraskande. Det er overraskande sidan betre verknadsgrad og større utfallsrom bør føre til likt eller betre resultat for samfunnsøkonomisk overskot.

Store figurar for samfunnsøkonomisk overskot ekskludert utbyggingskostnader



Figur C.63: Endringer i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

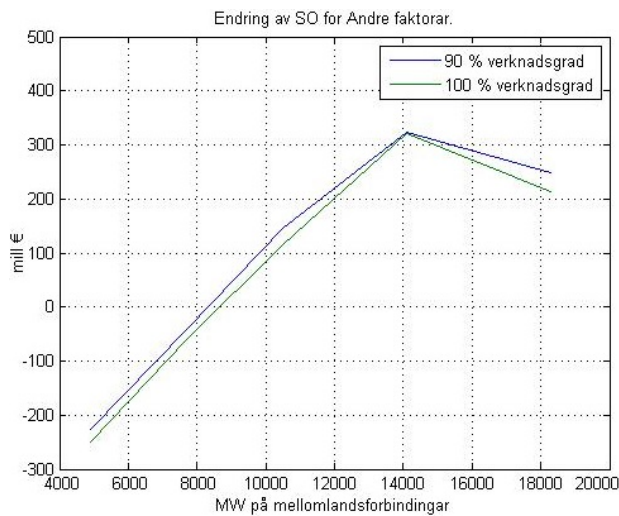


Figur C.64: Endringer i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

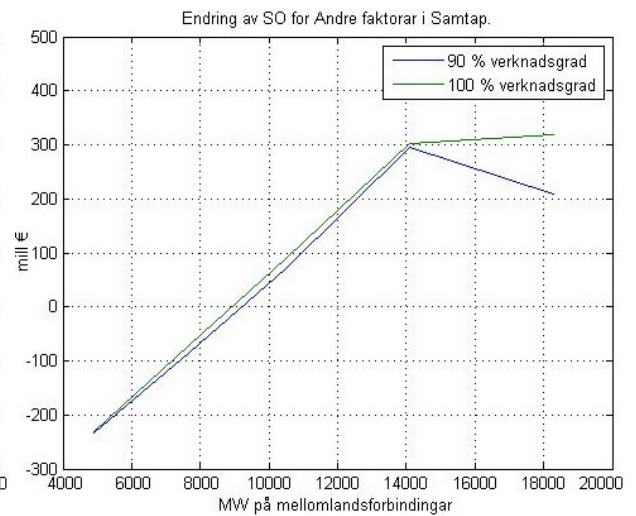
C.6.2 Inkludert utbyggingskostnader

Andre faktorar

Seksjonen viser endring av samfunnsøkonomisk overskot inkludert kostnader for utbygging av pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar for ReOpt og Samtap for gruppa *Andre faktorar*.



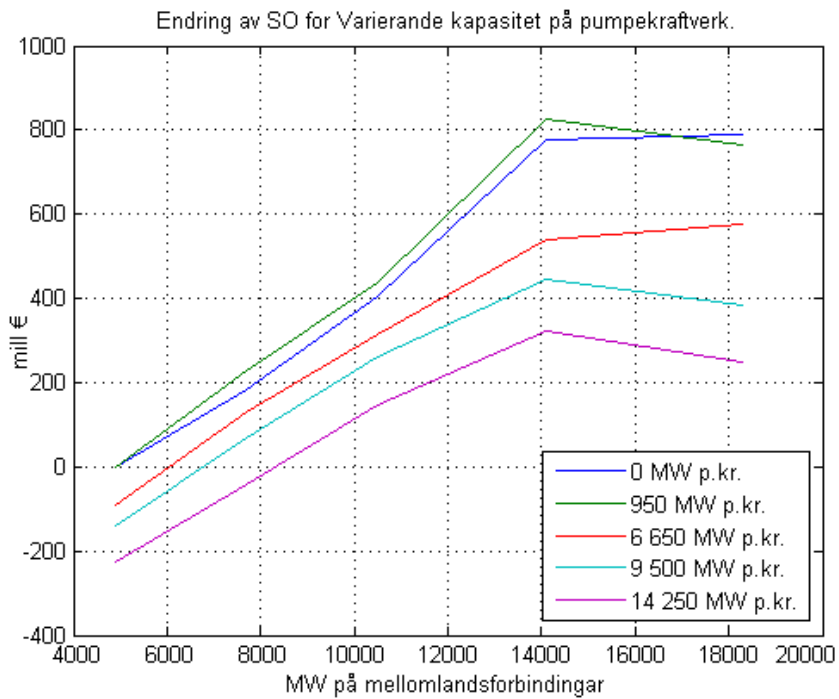
Figur C.65: Endringar i SO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa *Andre faktorar* i ReOpt.



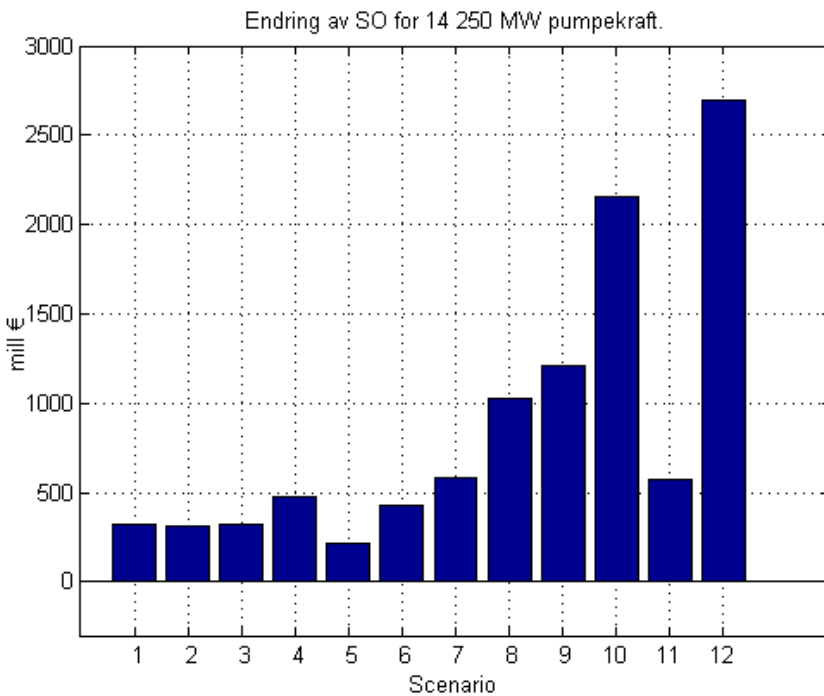
Figur C.66: Endringar i SO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa *Andre faktorar* i Samtap.

Å inkludere utbyggingskostnadene vil linjene bli senka, men linjene er uforandra i sin karakteristikk.

Store figurar for samfunnsøkonomisk overskot inkludert utbyggingskostnader

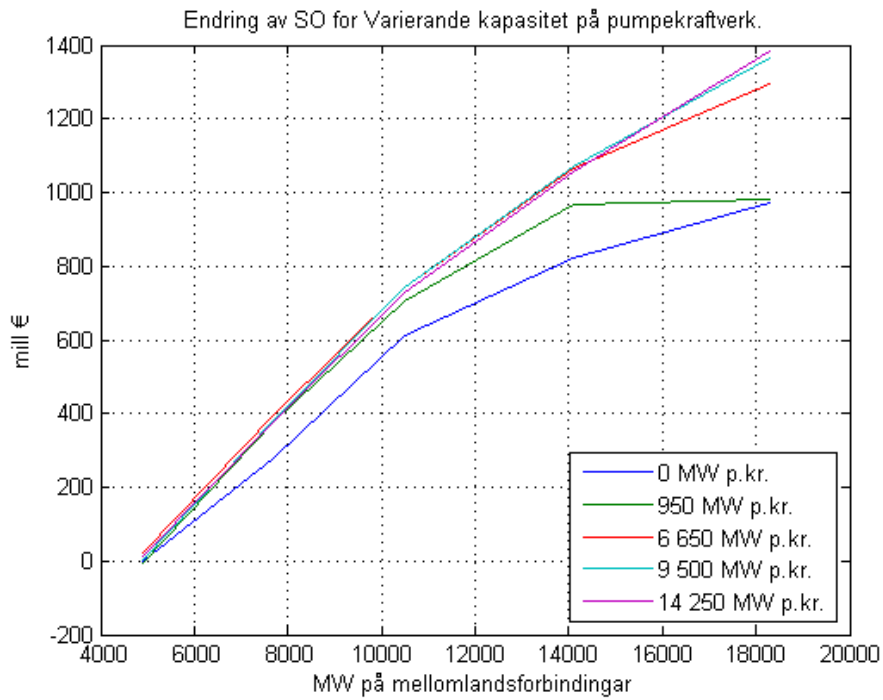


Figur C.67: Endringer i SO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

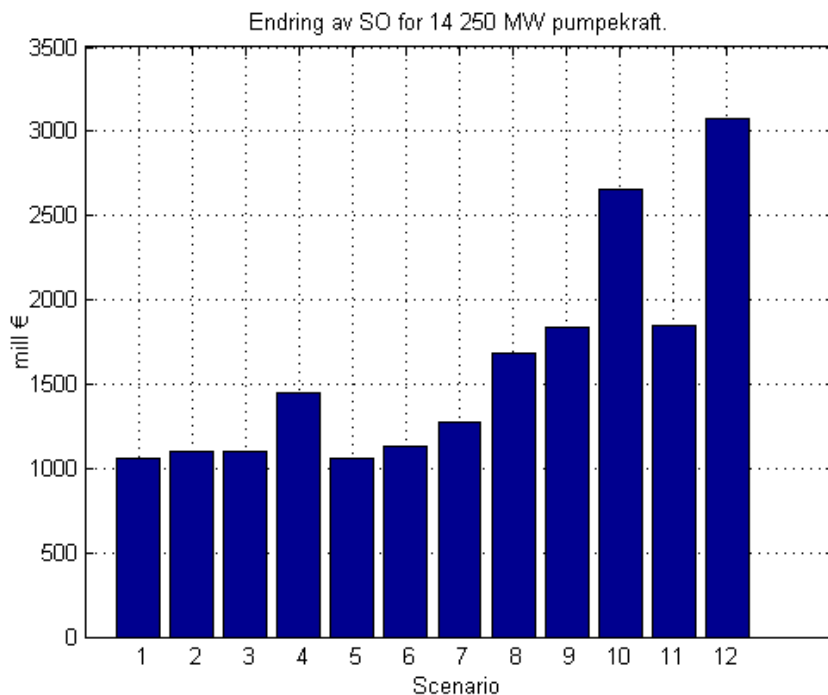


Figur C.68: Endringer i SO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

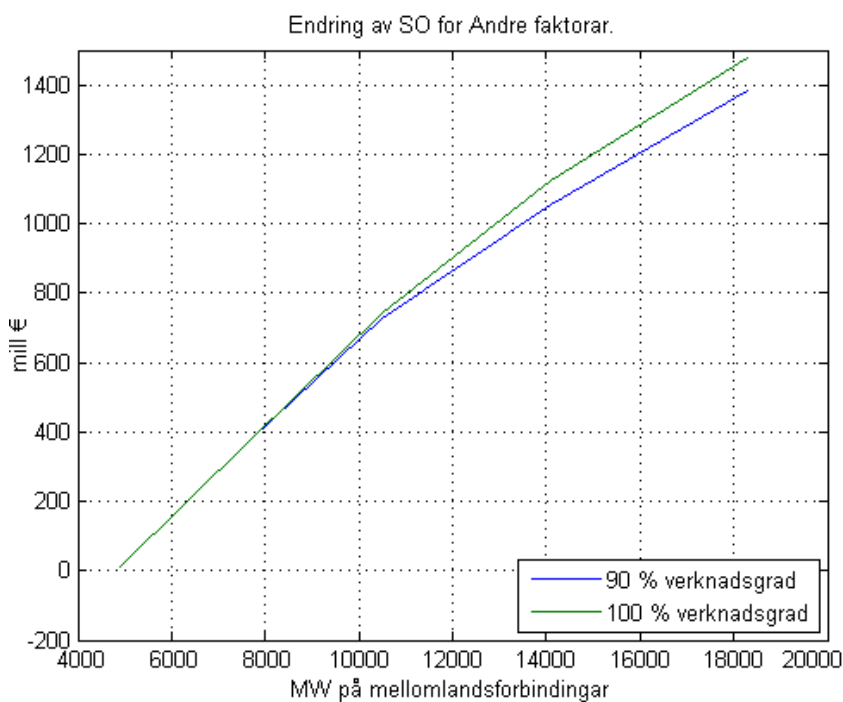
C.6.3 Samfunnsøkonomisk overskot for heile modellen



Figur C.69: Endringar i SO for heile modellen ekskludert utbyggingskostnadene for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.70: Endringar i SO for heile modellen ekskludert utbyggingskostnadene for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.



Figur C.71: Endringar i SO for heile modellen ekskludert utbyggingskostnadene for scenario i gruppa Andre faktorar i ReOpt.

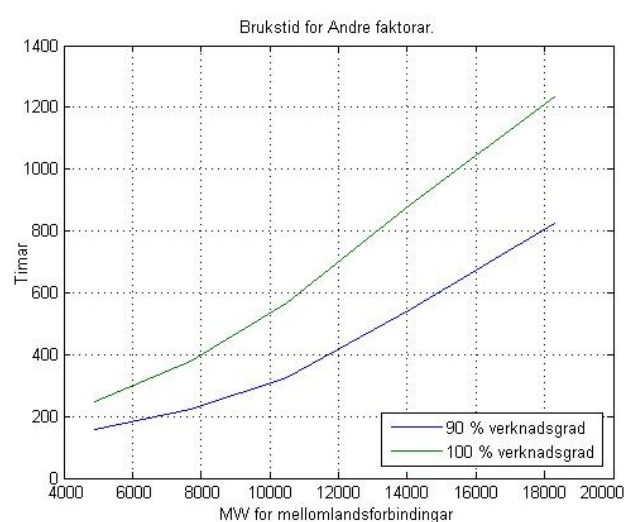
Ved å ta med samfunnsøkonomisk overskot for heile modellen vil auka kapasitet på pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar gje gevinst. Til meir endring til meir

gevinst. Dette er naturleg med tanke på LP-problem. Til meir slakk i restriksjonane til høgare overskot.

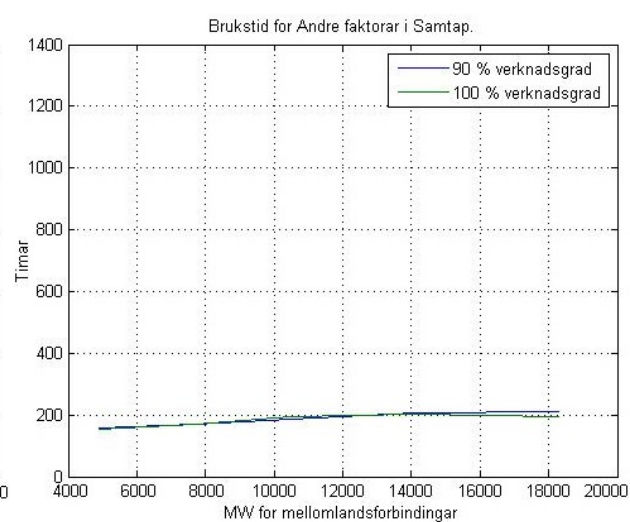
C.7 Brukstid for pumpe

Seksjonen viser brukstid for bruk av ReOpt og Samtap scenario i gruppa *Andre faktorar*. Under er det større figurar for resultat i ReOpt.

C.7.1 Andre faktorar



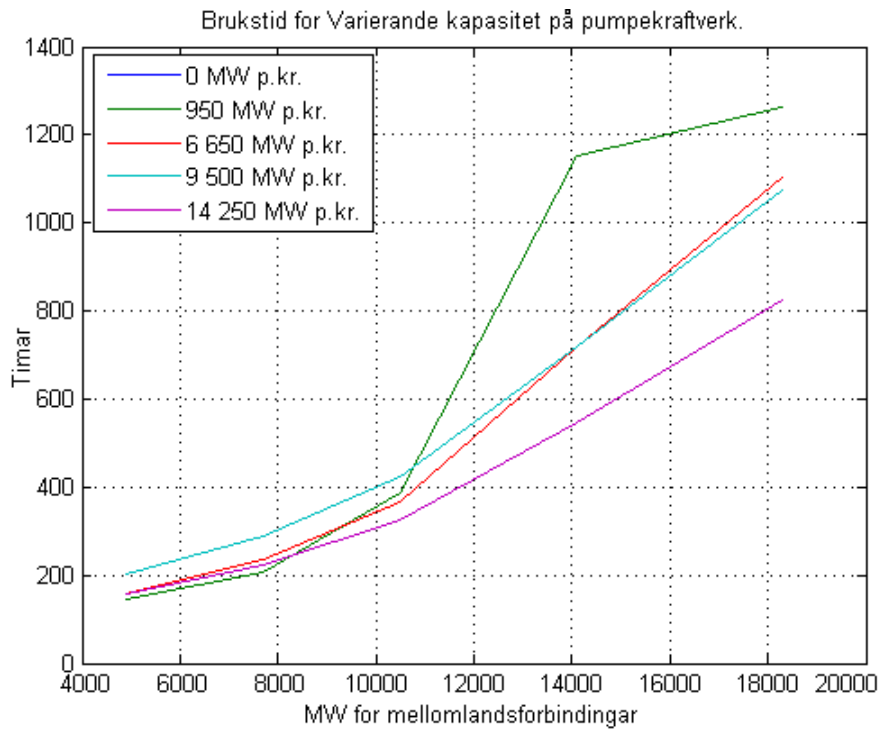
Figur C.72: Brukstid for scenarioa i gruppa Andre faktorar i ReOpt.



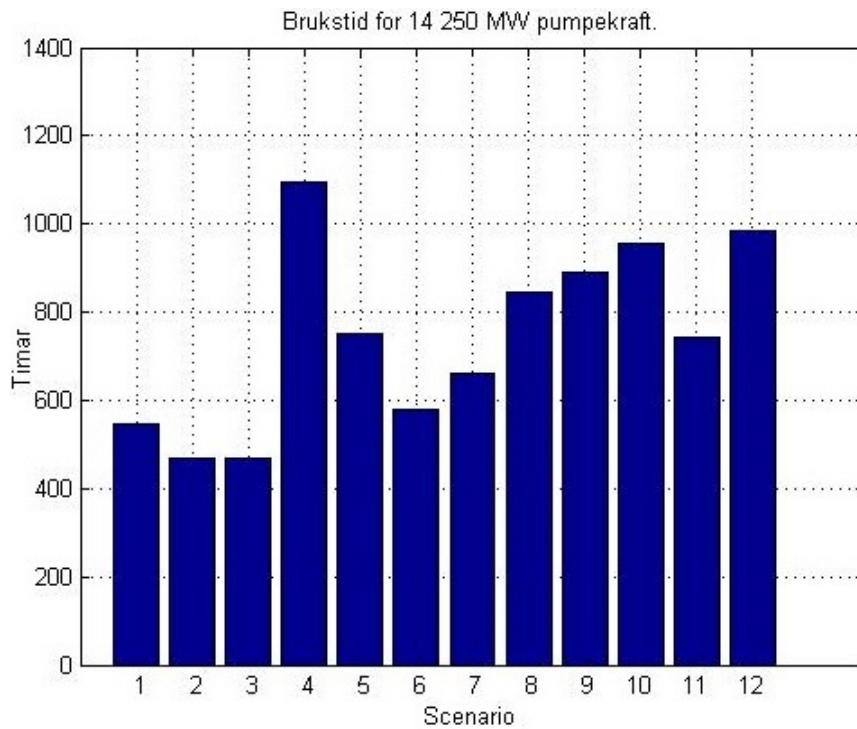
Figur C.73: Brukstid for scenarioa i gruppa Andre faktorar i Samtap.

Verknadsgrad viser store endringar for brukstid i ReOpt, men ingen endring i Samtap. Dette bekreftar at verknadsgrad har stor påverknad på kor mykje kraftverket blir brukt.

C.7.2 Store figurar for brukstid for pumpe

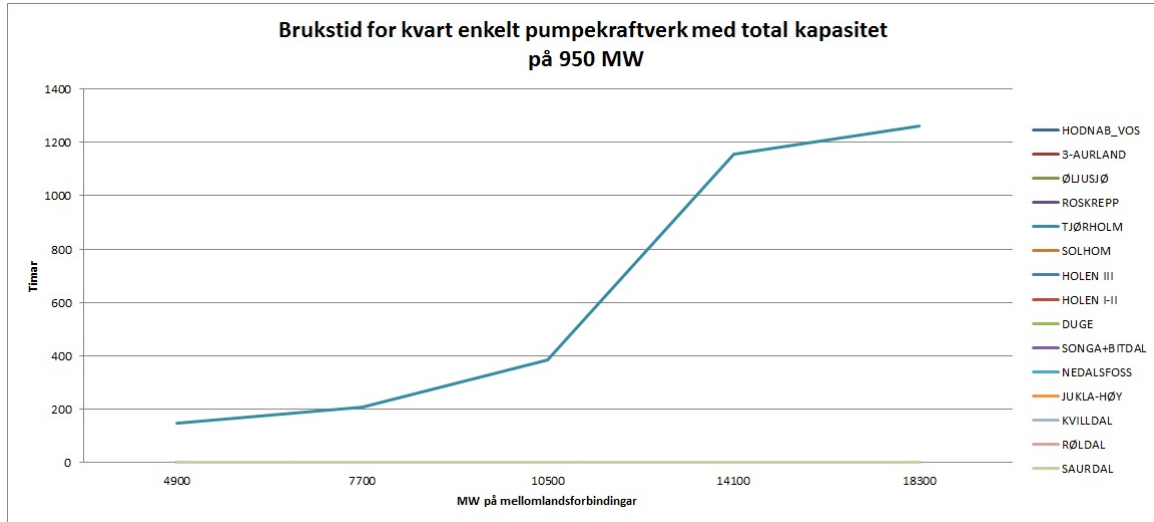


Figur C.74: Brukstid for scenarioa i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

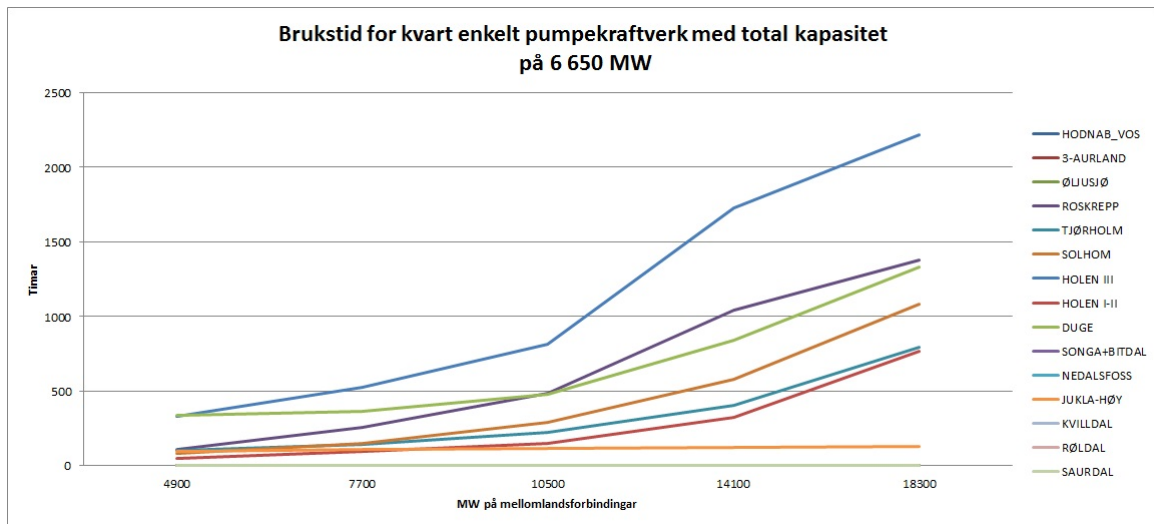


Figur C.75: Brukstid for scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

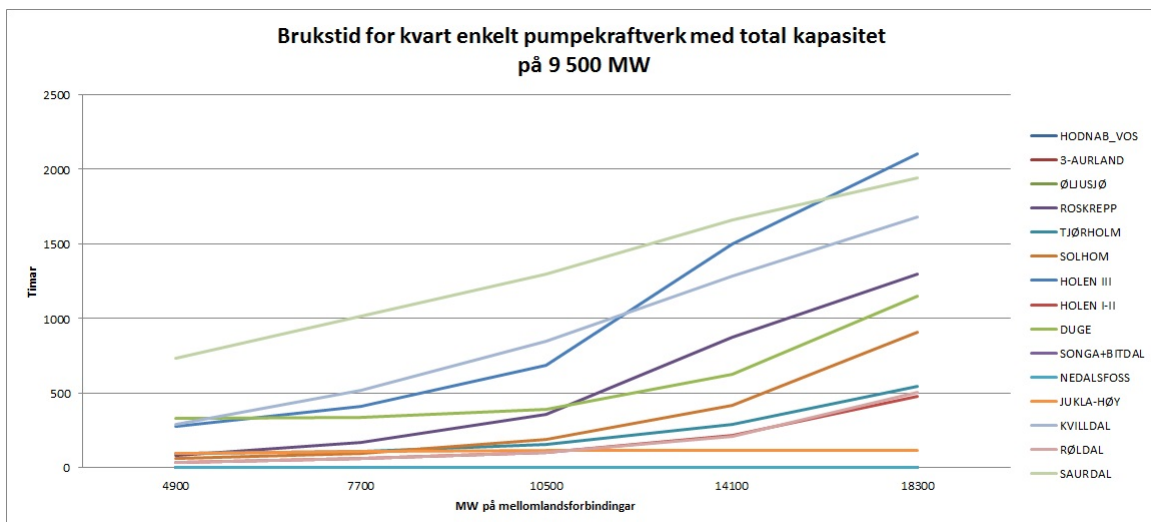
C.7.3 Brukstid for pumpe på kvart pumpekraftverk



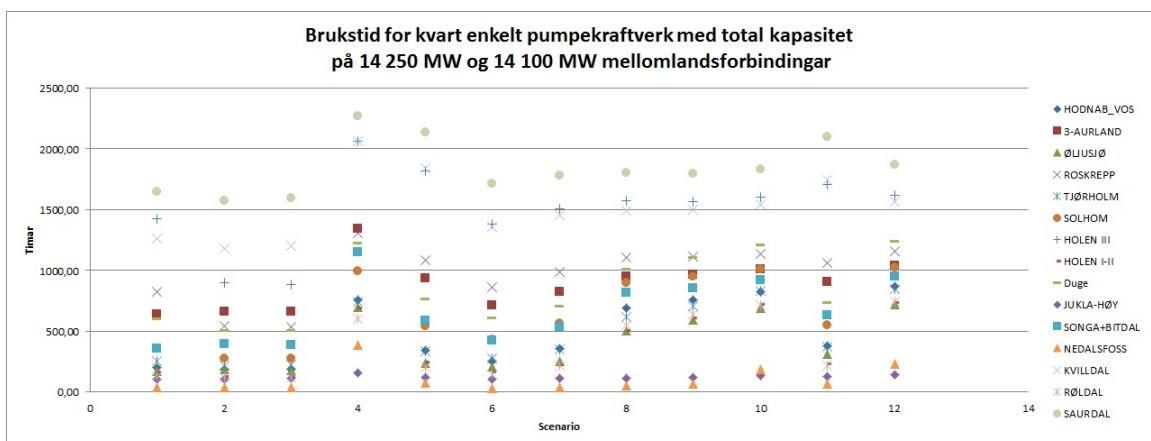
Figur C.76: Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa med 950 MW kapasitet i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.77: Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa med 6 650 MW kapasitet i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.78: Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa med 9 500 MW kapasitet i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.79: Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

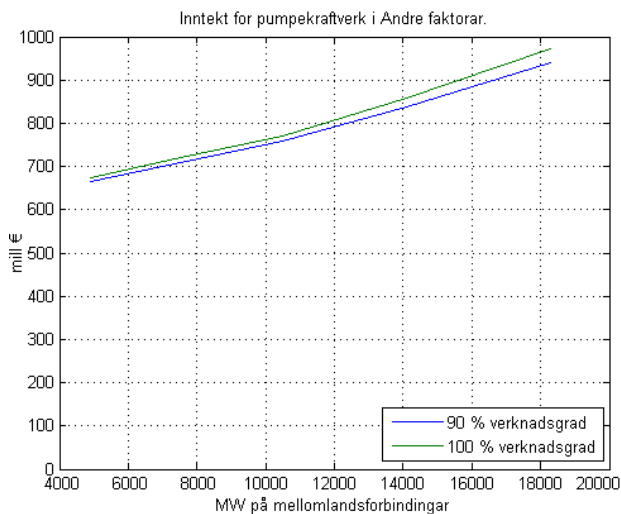
Resultata viser det same som i hovuddelen av rapporten. Betre verknadsgrad, lite tilsig og nærleik til mellomlandsforbindingar gjev høg brukstid.

C.8 Lønnsemd på pumpekraftverk

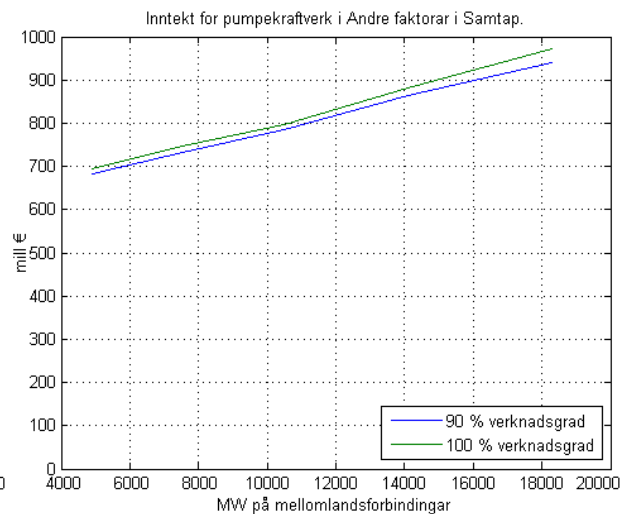
Seksjonen viser inntekter for alle kraftverk, overskot for alle kraftverka og overskot per MW for scenario i gruppa *Andre faktorar*. Samt store figurar for figurane i gruppane *Variierende kapasitet på pumpekraftverk* og *14 250 MW pumpekraftverk* for ReOpt.

C.8.1 Samla inntekt på pumpekraftverk

Andre faktorar



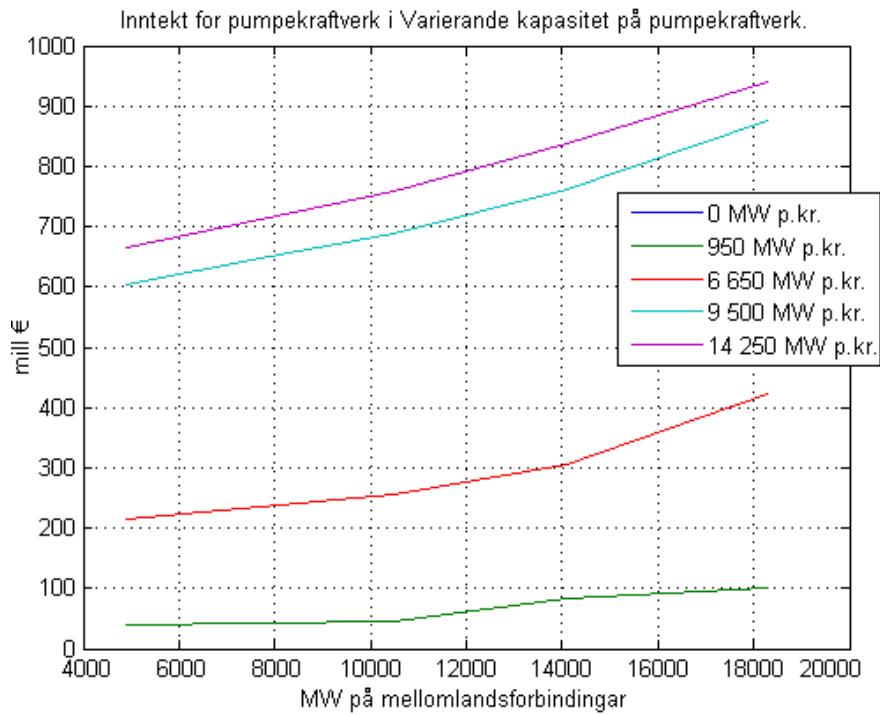
Figur C.80: Inntekter på pumpekraftverka for scenario i gruppa *Andre faktorar* i ReOpt.



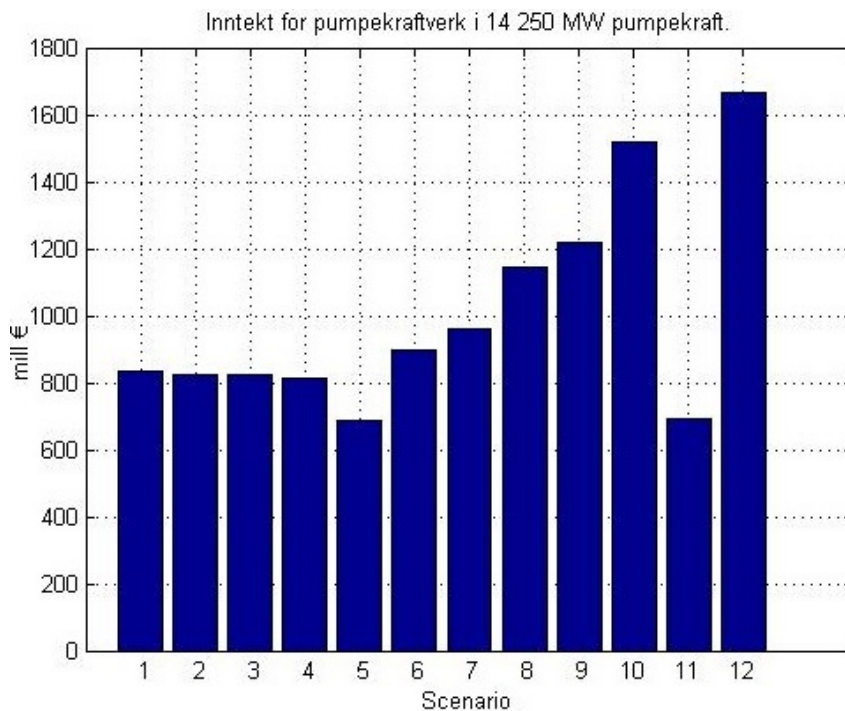
Figur C.81: Inntekter på pumpekraftverka for scenario i gruppa *Andre faktorar* i Samtap.

Resultatet med høgare verknadsgrad viser at lønnsemd for kraftverk blir høgare i ReOpt og Samtap, dette er som forventa. Det viser også at lønnsemd for kraftverket blir større til meir kapasitet som er på overføringa. Forskjellen mellom ReOpt og Samtap er små. Dette er noko overraskande sidan ReOpt også gjer moglegheit til døgnpumping. Dette blir drøfta i seksjon 7.1.

Store figurar for samla inntekt for pumpekraftverk



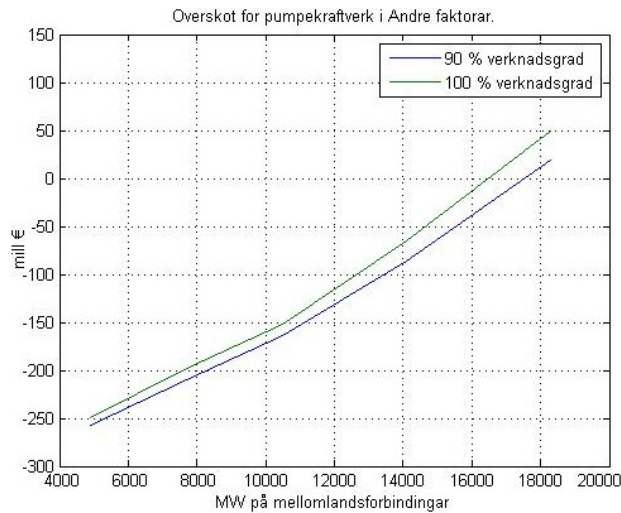
Figur C.82: Inntekter på pumpekraftverka for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



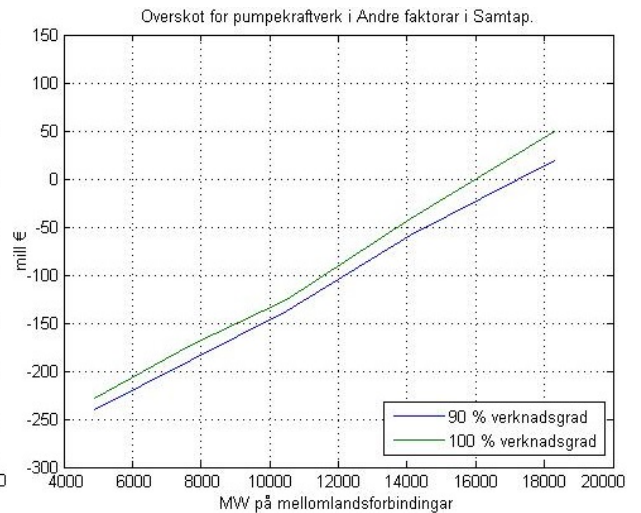
Figur C.83: Inntekter på pumpekraftverka for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

C.8.2 Samla overskot på pumpekraftverk

Andre faktorar



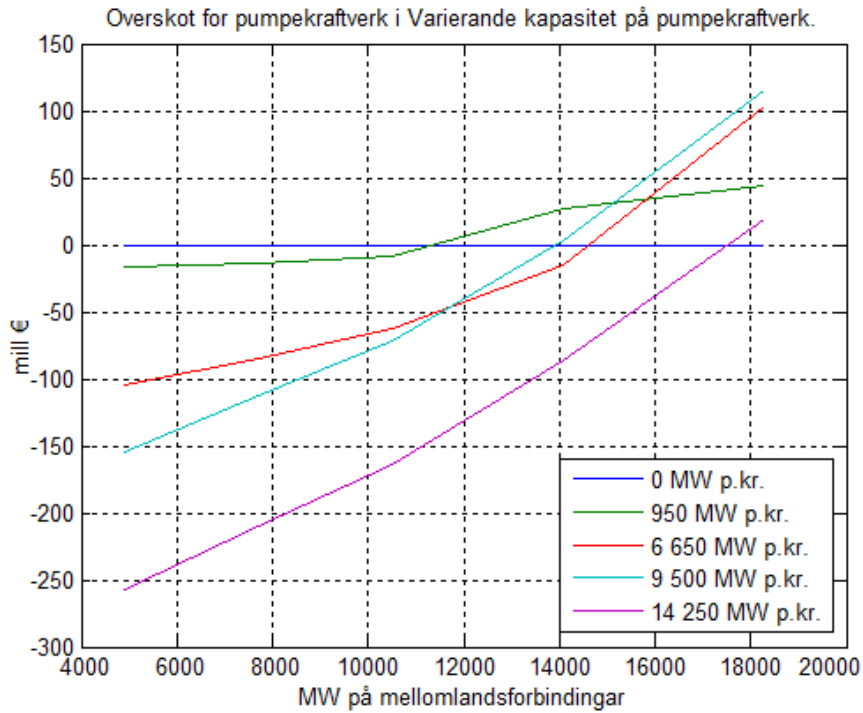
Figur C.84: Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa Andre faktorar i ReOpt.



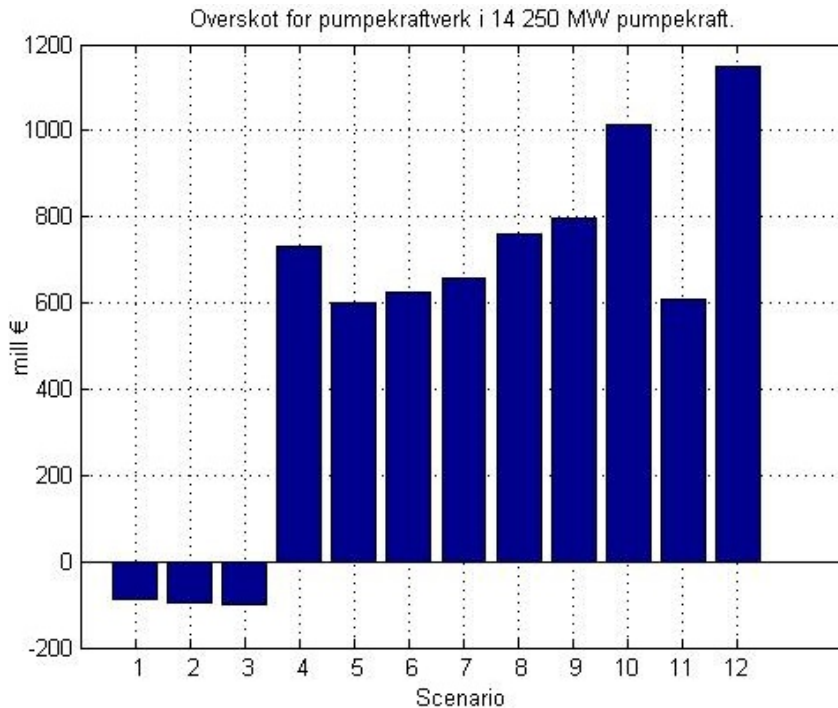
Figur C.85: Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa Andre faktorar i Samtap.

Ved å ta med kostnader for utbygging av pumpekraftverk vil linja bli senka med 230 millionar €, noko som gjer utbygging av pumpekraftverk med 14 250 MW lite lønnsamt under 17 000 MW på mellomlandsforbindingane.

Store figurar for samla overskot på pumpekraftverk

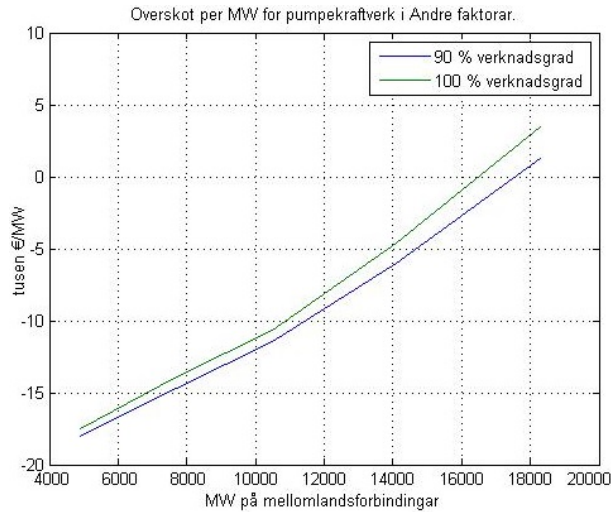


Figur C.86: Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.

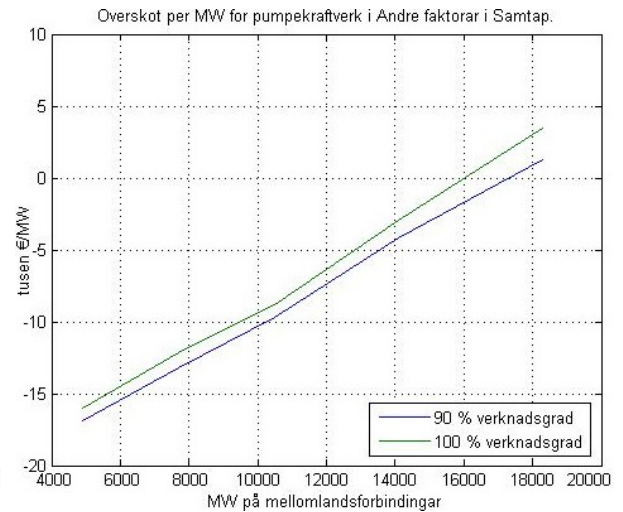


Figur C.87: Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

C.8.3 Overskot per MW på pumpekraftverk



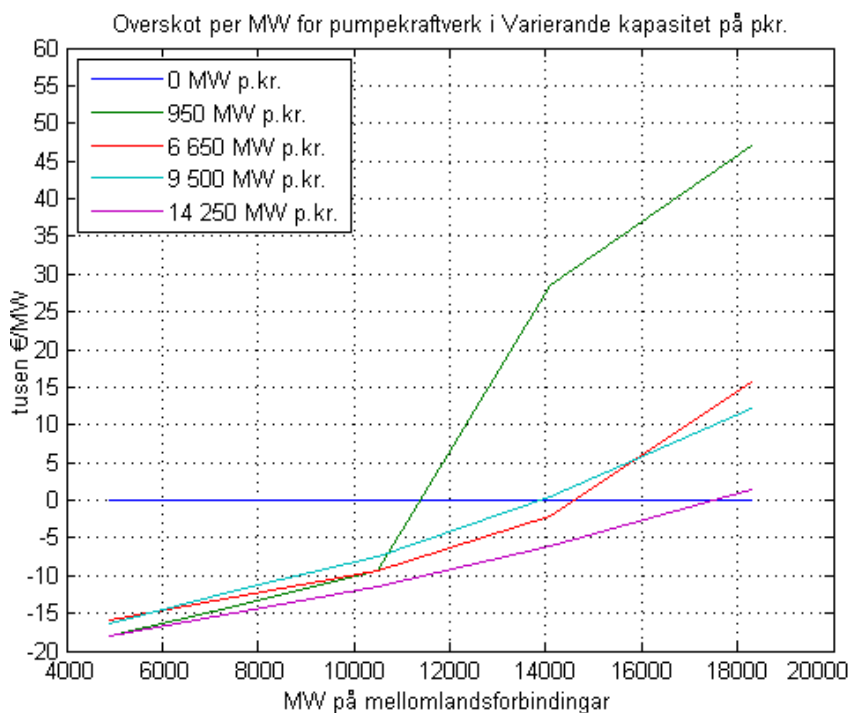
Figur C.88: Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa Andre faktorar i ReOpt.



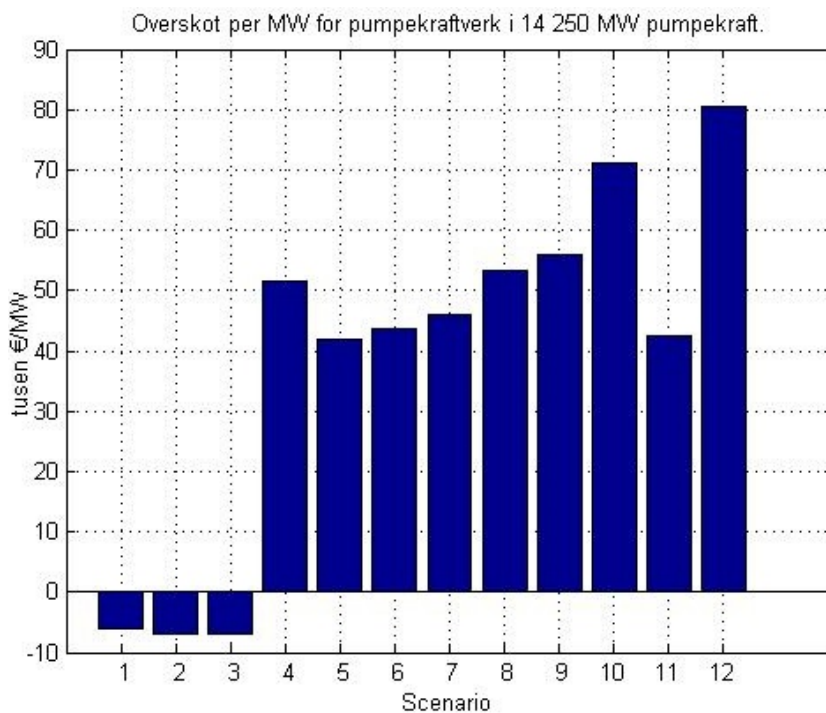
Figur C.89: Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa Andre faktorar i Samtap.

Overskot per MW er tilsvarende resultatet for overskot for alle pumpekraftverk samla.

Store figurar for overskot per MW for pumpekraftverk



Figur C.90: Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa Varierende kapasitet på pumpekraftverk i ReOpt.



Figur C.91: Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa 14 250 MW pumpekraft i ReOpt.

C.9 Verknadsgrad

Tabell C.1 viser verknadsgraden på produksjonsdelen av anlegget. Verknadsgraden er noko lav på enkelte av anlegga spesielt gjelder Jukla-Høy i SKL. Dette vil gjere pumpekraftverk mindre aktuelt.

I etter kant av analysen burde kraftverk med låg verknadsgrad fått nye og høgare energiekvivalentar. Spesielt sidan verknadsgrad på anlegg er svært avgjerande for kor mykje pumpene blir brukt.

Område	Til	Verknadsgrad
BKK	Hodnab_VOS	0,82
Hallingdal	3-Aurland	0,89
Hallingdal	Øljusjø	0,84
Norgesyd	Roskrepp	0,87
Norgesyd	Tjørholm	0,85
Norgesyd	Solhom	0,88
Norgesyd	Holen III	0,92
Norgesyd	Holen I-II	0,79
Norgesyd	Duge	0,81
SKL	Jukla-Høy	0,56
Telemark	Songa+Bitdal	0,84
Trøndelag	Nedalsfoss	0,89
Vest Syd	Kvilldal	0,92
Vest Syd	Røldal	0,80
Vest Syd	Saurdal	0,92

Tabell C.1: Verknadsgrad på produksjonsdelen på anlegget.

Figurer

1.1	Noreg og Norden som <i>grønt batteri</i> for Europa.	2
2.1	Lagringsformer for elektrisitet.	6
2.2	Eksempel på oppbygging av pumpekraftverk.	7
2.3	Gjennomsnittlige kraftverdier i perioden 2002 til 2011 i Noreg, Sverige og Tyskland.	9
2.4	Oversikt over forbruk, produksjon, gjennomsnittleg produksjon i Noreg frå 1935 til 2010, samt utfallsrom for produksjon.	11
2.5	Prognosar for framtidige gassprisar, frå 2011.	14
2.6	Prognosar for framtidige oljeprisar, frå 2010.	15
3.1	Oversikt over områda i Nord-Europa-modellen til Statnett SF.	19
3.2	Eksempel på innhald i eit aggregert delområde.	20
3.3	Skjematisk oppbygging av vasskraft.	21
3.4	Sluttreservoarnivå med vassverdier frå Samkjøringsmodellen.	27
4.1	Kvar pumpekraftverka ligg plassert.	31
6.1	Kraftverdier i Norgesyd og produksjon på Holen III i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	51
6.2	Kraftverdier i Norgesyd og produksjon på Holen III i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	51
6.3	Utveksling i Norgesyd, internt i Noreg og på mellomlandsforbindingane i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	52
6.4	Utveksling i Norgesyd, internt i Noreg og på mellomlandsforbindingane i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	52
6.5	Kraftverdier i Trøndelag og produksjon på Nedalsfoss i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	53
6.6	Kraftverdier i Trøndelag og produksjon på Nedalsfoss i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	53

6.7	Utveksling i Trøndelag, frå mellomlandsdforbindingane og mot mellomlandsforbindingane i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	53
6.8	Utveksling i Trøndelag, frå mellomlandsdforbindingane og mot mellomlandsforbindingane i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	53
6.9	Standardavvik i Norgesyd for gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	55
6.10	Standardavvik i Norgesyd for gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	55
6.11	Standardavvik i Norgesyd for gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	56
6.12	Standardavvik i Norgesyd for gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	56
6.13	Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	57
6.14	Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	57
6.15	Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	58
6.16	Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	58
6.17	Endringar i KO for scenarioa i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	59
6.18	Endringar i KO for scenarioa i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	59
6.19	Endringar i KO for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	60
6.20	Endringar i KO for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	60
6.21	Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	61
6.22	Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	61
6.23	Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	62
6.24	Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader, for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	62
6.25	Endringar i PO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	63
6.26	Endringar i PO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	63
6.27	Endringar i PO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	63
6.28	Endringar i PO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	63
6.29	Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	64
6.30	Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>Varierande kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	64

6.31	Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	65
6.32	Endringar i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	65
6.33	Endringar i SO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	66
6.34	Endringar i SO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	66
6.35	Endringar i SO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	67
6.36	Endringar i SO inkludert utbyggingskostnader for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	67
6.37	Brukstid for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	68
6.38	Brukstid for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	68
6.39	Brukstid for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	69
6.40	Brukstid for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	69
6.41	Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa med 14 250 MW kapasitet i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	70
6.42	Inntekter på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	71
6.43	Inntekter på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	71
6.44	Inntekter på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	72
6.45	Inntekter på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	72
6.46	Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	73
6.47	Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	73
6.48	Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	74
6.49	Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	74
6.50	Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	75
6.51	Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	75
6.52	Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	76
6.53	Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	76
A.1	PRISAVSNITT.DATA for 5 prisavsnitt. Viser korleis veka er inndelt.	V

A.2	Utdrag av PRISAVSNITT.DATA for 56 prisavsnitt. Viser korleis veka er inndelt.	V
A.3	MASKENETT.DATA.	VI
A.4	Kommandovindaug for <i>samtap_reopt_32</i>	VIII
A.5	Styredata for ReOpt.	IX
A.6	Hovudval i Kurvetegn.	XI
A.7	Hovudverdiar ein kan velge i SA.	XI
A.8	Hovudverdiar ein kan velge i SI.	XII
B.1	Opprinlege prisrekka for eit år.	XX
B.2	Opprinlege prisrekka med gjennomsnitt og prosentilar.	XX
B.3	Prisrekke for eit år med original, original og 5.	XXI
B.4	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med original, original og 5.	XXI
B.5	Prisrekke for eit år med original, original og 3.	XXII
B.6	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med original, original og 3.	XXII
B.7	Prisrekke for eit år med original, mid og original.	XXIII
B.8	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med original, mid og original.	XXIII
B.9	Prisrekke for eit år med original, høg og original.	XXIV
B.10	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med original, høg og original.	XXIV
B.11	Prisrekke for eit år med mid, mid og original.	XXV
B.12	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med mid, mid og original.	XXV
B.13	Prisrekke for eit år med mid, høg og original.	XXVI
B.14	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med mid, høg og original.	XXVI
B.15	Prisrekke for eit år med høg, original og original.	XXVII
B.16	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med høg, original og original.	XXVII
B.17	Prisrekke for eit år med høg, høg og 3.	XXVIII
B.18	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med høg, høg og 3.	XXVIII
B.19	Prisrekke for eit år med høg, høg og original.	XXIX
B.20	Prisrekke for gjennomsnitt og prosentilar med høg, høg og original.	XXIX
C.1	KO for referanse-scenarioa i ReOpt.	XXXIV
C.2	KO for referanse-scenarioa i Samtap.	XXXIV
C.3	PO for referanse-scenarioa i ReOpt.	XXXIV
C.4	PO for referanse-scenarioa i Samtap.	XXXIV
C.5	SO for referanse-scenarioa i ReOpt.	XXXV
C.6	SO for referanse-scenarioa i Samtap.	XXXV
C.7	Varigheitskurve for produksjon i Holen III for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XXXVI
C.8	Varigheitskurve for produksjon i Holen III for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XXXVI
C.9	0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for produksjon i Holen III for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XXXVII
C.10	0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for produksjon i Holen III for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XXXVII
C.11	Varigheitskurve for produksjon i Nedalsfoss for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Re-Opt.	XXXVIII

C.12	Varighetskurve for produksjon i Nedalsfoss for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XXXVIII
C.13	0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for produksjon i Nedalsfoss for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XXXVIII
C.14	0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for produksjon i Nedalsfoss for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XXXVIII
C.15	Varighetskurve for kraftverdier i Norgesyd for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XXXIX
C.16	Varighetskurve for kraftverdier i Norgesyd for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XXXIX
C.17	0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for kraftverdier i Norgesyd for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XXXIX
C.18	0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for kraftverdier i Norgesyd for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XXXIX
C.19	Varighetskurve for kraftverdier i Trøndelag for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XL
C.20	Varighetskurve for kraftverdier i Trøndelag for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XL
C.21	0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for kraftverdier i Trøndelag for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLI
C.22	0- og 100-prosentil, og gjennomsnitt for kraftverdier i Trøndelag for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XLI
C.23	Varighetskurve for utveksling frå Noreg til Europa for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLII
C.24	Varighetskurve for utveksling frå Noreg til Europa for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XLII
C.25	Kraftverdier i Norgesyd og produksjon på Holen III i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLIII
C.26	Utteksling i Norgesyd i juni 1996 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLIII
C.27	Kraftverdier i Norgesyd og produksjon på Holen III i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLIV
C.28	Kraftverdier i Norgesyd og produksjon på Holen III i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XLIV
C.29	Utteksling i Norgesyd i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLV
C.30	Utteksling i Norgesyd i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Varierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XLV

C.31 Kraftverdiar i Trøndelag og produksjon på Nedalsfoss i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLVI
C.32 Kraftverdiar i Trøndelag og produksjon på Nedalsfoss i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XLVI
C.33 Utveksling i Trøndelag i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLVI
C.34 Utveksling i Trøndelag i januar 2004 for scenario p.14250/u.18300 i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XLVI
C.35 Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	XLVII
C.36 Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i Samtap.	XLVII
C.37 Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	XLVIII
C.38 Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i Samtap.	XLVIII
C.39 Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	XLIX
C.40 Gjennomsnittleg kraftverdi i Norgesyd for gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	XLIX
C.41 Standardavvik i Norgesyd for gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	L
C.42 Standardavvik i Norgesyd for gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	L
C.43 Standardavvik i Norgesyd for gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LI
C.44 Standardavvik i Norgesyd for gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LI
C.45 Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LII
C.46 Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LII
C.47 Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LIII
C.48 Korrelasjon mellom Norgesyd og Tyskland i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LIII
C.49 Endringar i KO for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LIV
C.50 Endringar i KO for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LIV
C.51 Endringar i KO for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LV
C.52 Endringar i KO for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LV
C.53 Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LVI
C.54 Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LVI
C.55 Endringar i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LVII

C.56	Endringer i PO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LVII
C.57	Endringer i PO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LVIII
C.58	Endringer i PO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LVIII
C.59	Endringer i PO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LIX
C.60	Endringer i PO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LIX
C.61	Endringer i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LX
C.62	Endringer i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LX
C.63	Endringer i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXI
C.64	Endringer i SO ekskludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LXI
C.65	Endringer i SO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LXII
C.66	Endringer i SO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LXII
C.67	Endringer i SO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXIII
C.68	Endringer i SO inkludert utbyggingskostnader for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LXIII
C.69	Endringer i SO for heile modellen ekskludert utbyggingskostnadene for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXIV
C.70	Endringer i SO for heile modellen ekskludert utbyggingskostnadene for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LXV
C.71	Endringer i SO for heile modellen ekskludert utbyggingskostnadene for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LXV
C.72	Brukstid for scenarioa i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LXVI
C.73	Brukstid for scenarioa i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LXVI
C.74	Brukstid for scenarioa i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraft- verk</i> i ReOpt.	LXVII
C.75	Brukstid for scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt. . . .	LXVII
C.76	Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa med 950 MW kapasitet i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXVIII
C.77	Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa med 6 650 MW kapa- sitet i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXVIII
C.78	Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa med 9 500 MW kapa- sitet i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXIX
C.79	Brukstid for kvart pumpekraftverk i scenarioa i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LXIX
C.80	Inntekter på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LXX

C.81	Inntekter på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LXX
C.82	Inntekter på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXXI
C.83	Inntekter på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LXXI
C.84	Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LXXII
C.85	Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LXXII
C.86	Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXXIII
C.87	Overskot (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LXXIII
C.88	Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i ReOpt.	LXXIV
C.89	Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Andre faktorar</i> i Samtap.	LXXIV
C.90	Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>Variierende kapasitet på pumpekraftverk</i> i ReOpt.	LXXV
C.91	Overskot per MW (inkl. utbyggingskostnader) på pumpekraftverka for scenario i gruppa <i>14 250 MW pumpekraft</i> i ReOpt.	LXXV

Tabeller

2.1	Tabellen viser prisar i € for å vere i beredskap og aktivert.	10
4.1	Tabellen viser pumpekraftverk som blir endra.	31
4.2	Nye kapasitetar på mellomlandsforbindingar i analysen.	33
4.3	Kostnader for fossilt brensel og utsleppsavgift i 2030.	35
4.4	Oversikt over scenarioa med ulike brenselprisar og utsleppsavgifter. . .	36
4.5	Scenario med ulik kapasitet på pumpekraftverk og mellomlandsforbindingar.	38
4.6	Scenario med 14 250 MW kapasitet på pumpekraftverka og 14 100 MW kapasitet på mellomlandsforbindingane.	39
4.7	Scenario med varierende verknadsgrad.	40
5.1	Tabellen viser utbyggingskostnader for pumpekraftverk.	48
5.2	Tabellen viser kostnader for ulik mengd MW pumpekraft.	48
5.3	Kostnader per MW kabel frå Noreg til Europa.	49
5.4	Utbyggingskostnader for ulike kapasitetar på kablar mellom Noreg og Europa.	49
7.1	Oversikt over kva kapasiteten på mellomlandsforbindingane må vere for at pumpekraftverk skal vere lønnsamt.	84
A.1	Oversikt over forbindingar i Nord-Europa-modellen og tilhøyrande kapasitetar, del 1.	III
A.2	Oversikt over forbindingar i Nord-Europa-modellen og tilhøyrande kapasitetar, del 2.	IV
B.1	Tabellen viser pumpekraftverk med ny kapasitet.	XIII
B.2	Tabellen viser eksisterande og ny turbinkapasitet.	XIV
B.3	Tabellen viser pumpekraftverk med eksisterande turbinstørrelse . . .	XIV
B.4	Tabell med pumpekapasitet og anna pumpeinformasjon.	XV
B.5	Tabell med løftehøgde, pumpekapasitet og eksisterande pumpekapasitet. . .	XV
B.6	Oversikt over forbindingar i Noreg og Sverige med ulike forsterkningar del 1.	XXX
B.7	Oversikt over forbindingar i Noreg og Sverige med ulike forsterkningar del 2.	XXXI
B.8	Maksimal vassføring for 100 % verknadsgrad.	XXXI
B.9	Tabellen er ei oversikt over referanse-scenario.	XXXII
C.1	Verknadsgrad på produksjonsdelen på anlegget.	LXXVI