



SINTEF

Rapport

Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022

Sluttrapport

Forfatter(e):

Birger Mo

Ove Wolfgang

Christian Øyn Naversen

Rapportnummer:

2023:00179

Oppdragsgiver(e):

Olje- og energidepartementet (OED)



SINTEF

SINTEF Energi AS
Postadresse:
Postboks 4761 Torgarden
7465 Trondheim
Sentralbord: 45456000
energy.research@sintef.no

Foretaksregister:
NO 939 350 675 MVA

Rapport

Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022

Sluttrapport

EMNEORD

Magasindisponering
Vannkraft

VERSJON

1.0

DATO

2023-01-19

FORFATTER(E)

Birger Mo
Ove Wolfgang
Christian Øyn Naversen

OPPDRAGSGIVER(E)

Olje- og energidepartementet (OED)

OPPDRAGSGIVERS REFERANSE

Eli Jensen

PROSJEKTNUMMER

502003390

ANTALL SIDER OG VEDLEGG

55

SAMMENDRAG

Denne rapporten beskriver resultat fra prosjektet "Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022", som SINTEF Energi har utført på oppdrag fra OED. Rapporten består av fire hoveddeler. Den første delen omhandler magasindisponering høsten 2021. Vi har sammenliknet observert magasindisponering i Sør-Norge fra uke 36 og ut året med en beregnet samfunnsøkonomisk optimal disponering for samme periode. I tillegg har vi undersøkt priskonsekvenser av de to nye kablene til henholdsvis Tyskland og Storbritannia, dvs. NordLink og North Sea Link. I den andre delene undersøkes hvordan ulike typer magasinrestriksjoner påvirker magasindisponering og priser, og hvilken nytte disse restriksjonene kan ha eksemplifisert ved en ekstremhendelse. Del tre omhandler betydningen av rasjoneringspris på magasindisponering. I den siste delen testes forskningsprototype-modellen FanSi på noen av casene fra de andre delene.

UTARBEIDET AV

Birger Mo
Ove Wolfgang
Christian Øyn Naversen

SIGNATUR

BM

bm (Feb 6, 2023 12:06 GMT+1)

Ove Wolfgang

Christian Ø. Naversen

KONTROLLERT AV

Stefan Jaehnert

SIGNATUR

Stefan Jaehnert

Stefan Jaehnert (Feb 9, 2023 11:01 GMT+1)

GODKJENT AV

Knut Samdal

SIGNATUR

Knut Samdal

Knut Samdal (Feb 9, 2023 11:09 GMT+1)

COMPANY WITH
MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED BY DNV
ISO 9001 • ISO 14001
ISO 45001

RAPPORT NR.

2023:00179

ISBN

978-82-14-07956-2

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
1.0	2022-12-01	Første versjon av åpen versjon

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	Metode	6
2.1	Kort om Samkjøringsmodellen.....	6
2.2	Analyse av optimal magasindisponering høsten 2021	6
2.3	Kalibrering	7
3	Datasett	8
3.1	Datasett fra NVE.....	8
3.2	Oppdatering av værstatistikk til 2021.....	8
4	Observert magasindisponering og mulige forklaringer	10
4.1	Observert magasindisponering.....	10
4.2	Tilsiig til magasiner.....	10
4.3	Kraftpriser utenfor Norden	11
4.4	Vurderinger	12
5	Kvantitative analyser av magasindisponering høsten 2021	13
5.1	Innledning	13
5.2	Kalibrering	13
5.3	Nedre grense for optimal magasindisponering	14
5.4	Resultater	15
5.5	Oppsummering av kvantitativ analyse av optimal versus observert magasindisponering ...	18
5.6	Betydning av risiko for disponering av vannkraftmagasiner	18
6	Konsekvenser av kabler til Tyskland og Storbritannia	19
6.1	Analysemetode	19
6.2	Resultater for magasindisponering.....	19
6.3	Resultater for kraftpriser	20
7	Risiko for lignende hendelser	22
8	Magasinrestriksjoner	24
8.1	Restriksjoner per område	24
8.2	Restriksjoner på individuelle magasiner	28
8.3	Magasinrestriksjoner og en ikke-planlagt hendelse	31
9	Konsekvenser av økt rasjoneringspris	35
10	Testing av FanSi	37
10.1	Om FanSi	37

10.2	Sammenligning: FanSi - Samkjøringsmodellen for referanse case	38
10.3	Konsekvenser av kabler	42
10.4	Individuelle magasinrestriksjoner	44
10.5	Endret rasjoneringspris	46
10.6	FanSi - status og videre arbeid	48
11	Konklusjon	50
	Appendix A: Versjoner av datasettene (A, B, og C)	52
	Appendix B: Nøkkeltall fra simuleringene med Samkjøringsmodellen og FanSi	53
	Appendix C: FanSi simulering med ulikt antall scenarier i scenarioviften	55

1 Innledning

Dette er sluttrapporten fra utredningen "Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022" utført av SINTEF Energi. Kraftsituasjonen 2021-2022 er utfordrende og OED ønsker en grundig gjennomgang av årsakene, samt en vurdering av risiko for at lignende situasjoner kan oppstå i fremtiden. Utredningen har særlig fokus på å vurdere magasindisponeringen. Vurdering av kraftsituasjonen gjøres med blant annet modellsimuleringer ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Utredningen er delt i fire deler og skal se på nåsituasjon, framtidig risiko, mulige tiltak og i del fire benyttes en alternativ prototype markedsmodell modell kalt FanSi til noen av de samme analysene som i de andre delene av rapporten er utført med Samkjøringsmodellen.

Del 1:

- a) Observerte magasinhandtering sammenliknet med en samfunnsøkonomisk optimal håndtering
- b) Norsk krafteksport og påvirkning på strømpriser

Del 2: Framtidig forsyningssikkerhet

Del 3: Konsekvenser av mulige tiltak

Del 4: Testing av FanSi

Arbeidet med del 1 ble avsluttet i september 2022 og dokumentert i en egen rapport¹. Denne sluttrapporten inkluderer hele prosjektet inkludert resultatene fra del 1. Etter at del 1 av prosjektet ble avsluttet har vi blitt oppmerksomme på og fått tilgang til data som kan tyde på at noen deler av modelleringen av Sverige har noen svakheter med hensyn på kraftflyten. Dette kan påvirke resultatene fra den første delen og da særlig vurderingen av magasindisponeringen. Det er ikke gjort noen endringer basert på dette i sluttrapporten og modelleringen av Sverige er som før.

¹ B.Mo, O. Wolfgang, C. Ø. Naversen, "Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022, Del 1 Magasindisponering høsten 2021", Rapport nr. 2022-00995 -ISBN 978-82-14-079212-8.

2 Metode

2.1 Kort om Samkjøringsmodellen

Analysene gjennomføres ved hjelp av Samkjøringsmodellen², som er en el-markedsmodell brukt av mange aktører i det nordiske kraftmarkedet. Modellen gjør en systemoptimalisering, bl.a. ved at den beregner den magasindisponeringen som gir størst mulig forventet samfunnsøkonomisk overskudd for hele det simulerte systemet. Vi har derfor brukt Samkjøringsmodellen til å beregne hva som ville vært en optimal magasindisponering siste del av året 2021.

Modellen består av to deler, en strategidel og en simuleringsdel. Målet for strategidelen er å beregne marginalverdien av vann, også kalt vannverdien, for ulike tidspunkt frem i tid. Dette problemet løses ved hjelp av stokastisk optimalisering i kombinasjon med en del heuristikk.

I simuleringsdelen blir den fortløpende balansen mellom tilbud og etterspørsel simulert, gitt den beregnede strategien for disponering av vannmagasinene. For en mer utførende forklaring av teorien bak optimal vanddisponering henviser vi til historien bak vannverdiberegning^{3,4} samt faglitteratur⁵.

2.2 Analyse av optimal magasindisponering høsten 2021

Siden situasjonen i kraftsystemet endrer seg kontinuerlig så er det viktig å ta med oppdaterte beskrivelser av situasjonen slik den var i ulike uker. For eksempel var det store endringer i forventede fremtidige priser i Europa i løpet av høsten 2021, og dette påvirker den optimale magasindisponeringen i Norge. I tillegg må en ta hensyn til at de realiserte prisene og utvekslingskapasitetene uke for uke kan avvike fra det som var forventningen.

Det vil være optimalt å produsere fra magasin vann dersom kraftprisene er høyere enn vannverdiene. For å kunne analysere hva som er en optimal magasindisponering kan en gå fram som følger:

- Strategien for vannkraft (vannverdier) oppdateres i ulike uker for å ta hensyn til ny informasjon som var tilgjengelig i de ukene, bl.a. oppdaterte forventninger til fremtidige kraftpriser i Europa.
- Optimal produksjon for norsk vannkraft simuleres uke for uke basert på den sist oppdaterte optimale strategien, og den faktiske situasjonen i kraftmarkedet for den simulerte uken (faktiske kraftpriser og faktisk overføringskapasitet i den uken).

Ut fra analysen som er skissert ovenfor kan en beregne en samfunnsøkonomisk optimal magasindisponering som tar hensyn både til den informasjonen om fremtiden som var kjent på ulike tidspunkt, og den faktiske situasjonen i kraftmarkedet uke for uke.⁶

I praksis har vi beregnet en *nedre grense* for hva som kan være en optimal fyllingsgrad for Sør-Norge gjennom høsten 2021, og så har vi sammenliknet denne med statistikk for fyllingsgraden. Dette beskrives mer detaljert senere i rapporten.

² <https://www.sintef.no/programvare/samkjoeringsmodellen/>

³ <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/hva-i-all-verden-skjer-med-kraftmarkedet/>

⁴ S. Aam, "Opprinnelsen til vannverdiberegningen", TR 7566, Rapport. SINTEF Energi AS, 2016

⁵ O. Wolfgang, et al, "Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation", Energy, 2009, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.025>.

⁶ Det vil naturligvis aldri være mulig å gjøre en perfekt beregning av hva som er den optimale magasindisponeringen, da det alltid vil være begrensninger og svakheter både i modellapparat, datasett og analysen som er gjort. Men vi har anvendt et modellapparat som er utviklet for, og brukes til, å beregne optimal magasindisponering i Norge. Videre har vi brukt datasett som oppdateres kontinuerlig av NVE.

2.3 Kalibrering

Som nevnt så løses Samkjøringsmodellen med stokastisk optimalisering i kombinasjon med en del heuristikk. Heuristikk-delen gjør at modellen må kalibreres av bruker. Her kan en enten bruke en funksjonalitet (automatisk kalibrering) som setter kalibreringsfaktorene slik at samfunnsøkonomisk overskudd for hele systemet blir størst mulig, eller modellen kan kalibreres manuelt ut fra et sett kriterier for god magasindisponering.

Gitt det problemet modellen skal løse, er den automatiske kalibreringen den som er rett teoretisk og ikke avhengig av brukerens preferanser for magasindisponering. Fordelen med en manuell kalibrering er at en gjennom kalibreringen kan korrigere for forhold som evt. ikke er tatt med i modellen.

Samkjøringsmodellen benyttes av de fleste aktørene i de nordiske markedet til prisprognosering. Vår forståelse er at aktørene i disse analysene normalt baserer seg på en manuell kalibrering. Vi har brukt både en optimal kalibrering og en manuell kalibrering i denne utredningen for å øke robustheten i analysene.

3 Datasett

3.1 Datasett fra NVE

Et datasett til Samkjøringsmodellen gir en detaljert beskrivelse av det nordiske kraftsystemet, samt en beskrivelse av kraftsystemet i andre områder og land i Europa. Viktige inngangsdata er kapasiteter bl.a. for produksjon, magasiner og transmisjon, nivå og variabilitet i tilsig og fornybar kraft, annen detaljert informasjon om vannkraftsystemet, forbruk, priser på fossil energi og CO₂-utslipp, og priser i tilknyttede områder utenfor det analyserte systemet.

Vi har mottatt datasett til Samkjøringsmodellen fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) til bruk i denne utredningen. Vi har fått tre datasett fra NVE som er en beskrivelse av situasjonen på tre ulike tidspunkt:

- Uke 36, 2021
- Uke 45, 2021
- Uke 2, 2022

NVE har oppdatert disse datasettene med den informasjon som var tilgjengelig i de respektive ukene. Viktige data som typisk oppdateres er blant annet observert magasinifylling i alle magasin, prognoser for tilsig, brenselpriser, andre eksogene priser som kraftpriser utenfor analyseområdet, revisjoner, samt utfall av kraftverk og linjer.

Tilsigsprognosene i datasettene vi har fått fra NVE er ikke korrigert for mengden snø i fjellet (snømagasin). Det har imidlertid ikke så stor betydning siden snømagasinet som eksisterer om høsten har ikke stor betydning for forventet vårflom.

Datasettene gir en detaljert beskrivelse av kraftsystemet i de nordiske landene, mens omliggende land som f.eks. Tyskland, Polen, Storbritannia er representert med kraftpriser og overføringskapasiteter til Norden. Europeiske kraftpriser er altså en input til modellen i disse datasettene. Totalt består modellen av 30 delområder. Modellen er satt opp med tre timers tidsoppløsning og har en planleggingsperiode på 3 år.

Vi har vurdert datasettene fra NVE etter vår beste evne innenfor prosjektets tidsramme, og legger til grunn at de gir en realistisk beskrivelse av dagens system og situasjonen slik den var i de tre aktuelle ukene. Men vi har ikke full oversikt over alle antakelser datasettet bygger på.

Vår simuleringsperiode er fra uke 36/2021 til uke 2/2022. Dvs. at vi vurderer magasinindisponeringen i dette tidsintervallet.

3.2 Oppdatering av værstatistikk til 2021

Samkjøringsmodellen optimaliserer vannkraften hensyntatt at fremtidige værforhold (tilsig til vannkraft, temperaturer, samt vind- og solkraft) er usikkert, og simulerer systemet med beregnet optimal strategi (vannverdier) for vannkraft og alle historiske værår. Værstatistikken er derfor en viktig del av datasettet.

Datasettene fra NVE inneholdt i utgangspunktet værstatistikk for perioden 1981-2010. Fordi vi i analysene spesielt fokuserer på det som skjedde i 2021 og 2022 ble datasettene oppdatert med værstatistikk for perioden 2011 til og med 2021. Vi ønsket også å inkludere statistikk for 2022 men det har vist seg å være

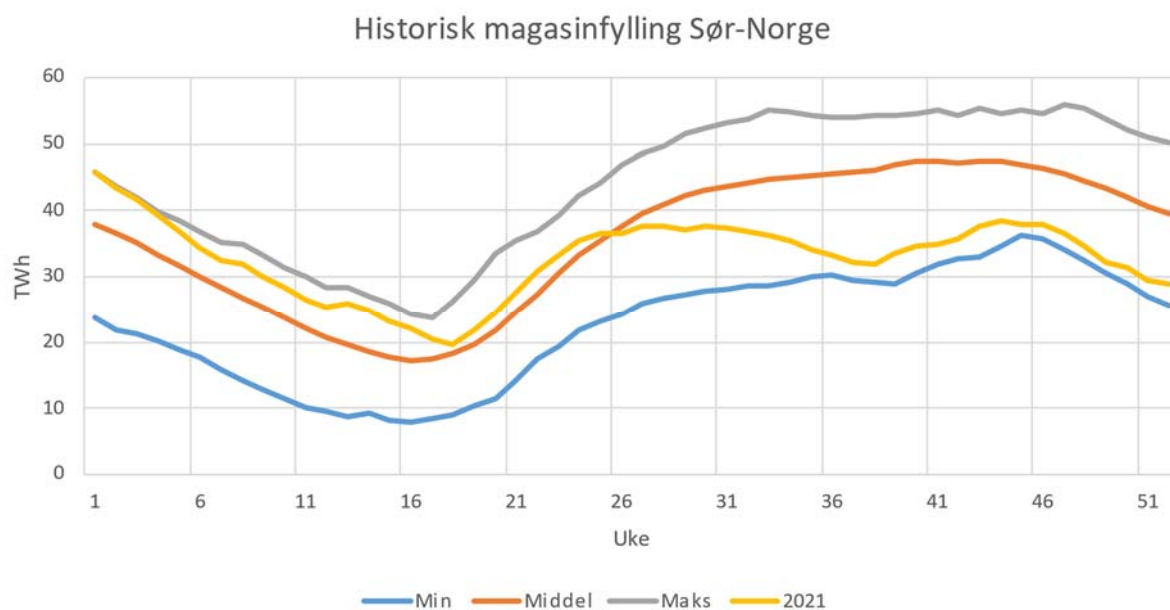
mer komplisert og er ikke gjennomført så langt. Oppdatering av datasettet ble utført av SINTEF, men underlaget kommer fra NVE.

Fordi vi så langt ikke har fått oppdatert datasettene med værstatistikk for 2022 og betydningen av tilsigsprognoser basert på snømagasin øker utover våren 2022 har vi i de kvantitative analysene fokusert på hva som skjedde utover høsten 2021.

4 Observert magasindisponering og mulige forklaringer

4.1 Observert magasindisponering

Figur 1 viser minimum, maksimum og gjennomsnittlig magasinfylling for Sør-Norge⁷ for årene 1995 til og med 2021, sammenlignet med magasinfylling 2021. Figuren illustrerer at det skjedde en betydelig nedtapping av magasiner i 2021 sammenlignet med tidligere år. Merk at vår analyseperiode er uke 36/2021 til uke 2/2022, og at magasinfyllingen allerede hadde blitt ganske lav i uke 36 som er starten av vår analyseperiode.



Figur 1: Magasinfylling i Sør-Norge – minimum, maksimum og gjennomsnitt 1995 – 2021, samt observert magasinfylling 2021, basert på NVE magasinstatistikk⁸

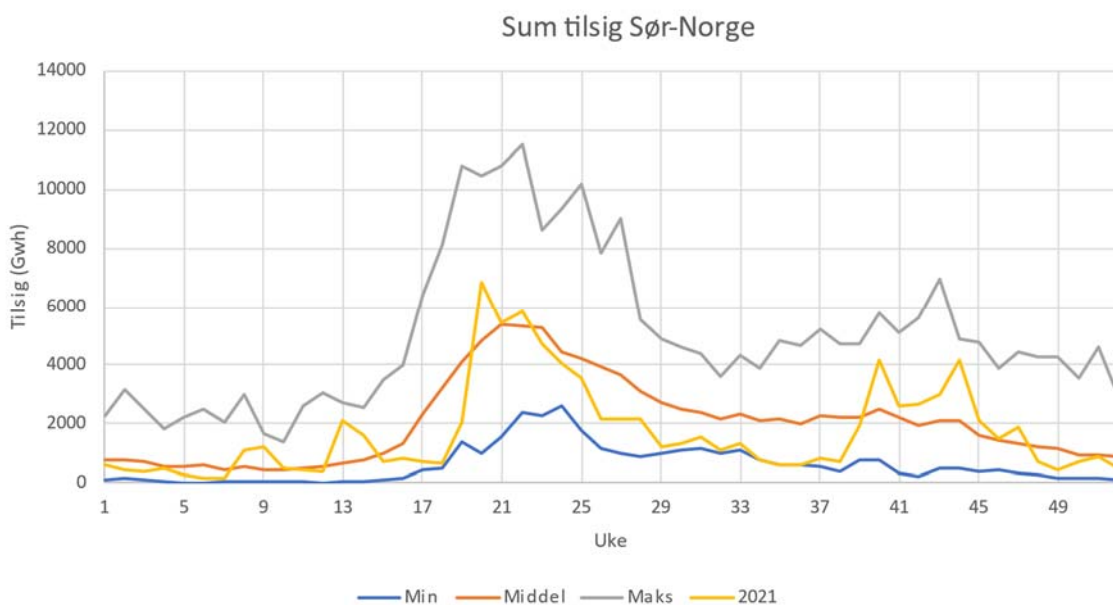
4.2 Tilsig til magasiner

Tilsiget til magasiner er viktig for å forklare utviklingen i magasinfylling. Figur 2 viser tilsiget i Sør-Norge for 2021 sammenlignet med gjennomsnitt, minste og høyeste registrerte uketilsig for perioden 1981-2021. Vi ser at tilsiget er mindre enn gjennomsnittlig og ned mot minimumstilsiget i statistikken i perioden fra uke 23 til uke 38. Dette sammenfaller med den perioden hvor magasinfyllingen for 2021 reduseres fra å være over gjennomsnittet i statistikken til å komme ned mot minimum fyllingsgrad i statistikken. Det lave tilsiget i denne perioden er åpenbart en viktig forklaring til at fyllingsgraden gikk ned i den perioden.

Hvis vi derimot ser på perioden etterpå, f.eks. fra uke 39 og ut året, er tilsiget betydelig større enn gjennomsnittlig. Normalt ville dette tilsi at fyllingsgraden skulle nærme seg den gjennomsnittlige magasinfyllingen noe. En slik normalisering av fyllingsgraden skjedde imidlertid ikke.

⁷ Magasinfylling in Sør-Norge er summen av alle magasin sør for Dovre og Sognefjorden, dvs. prosområdene NO1, NO2 og NO5

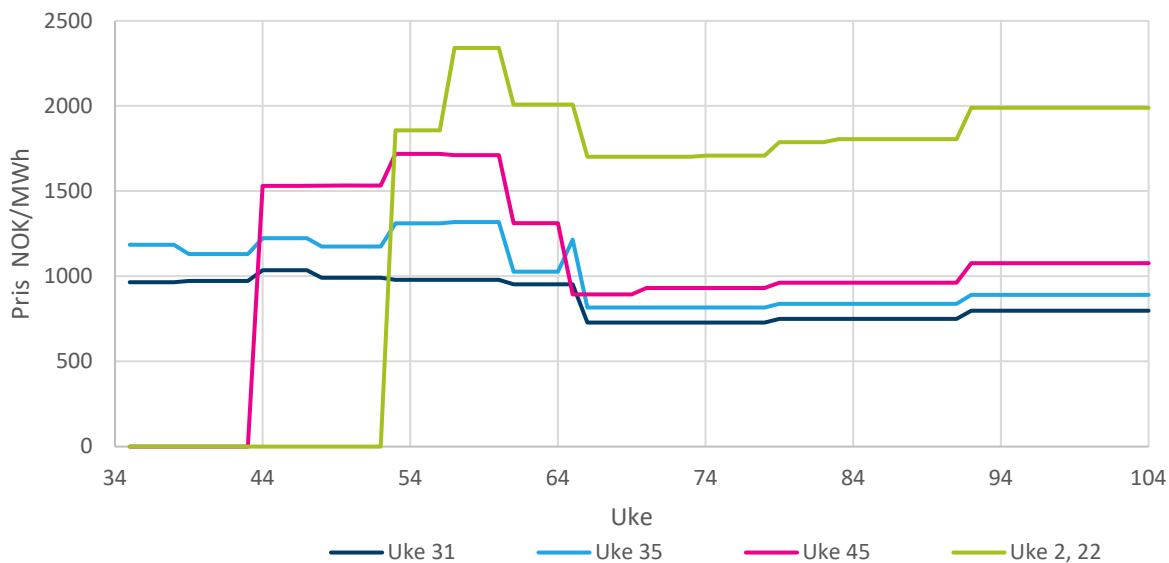
⁸ <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/>



Figur 2: Sum tilsig til Sør-Norge høsten 2021 sammenlignet med min, middel og maks for perioden 1981-2021.

4.3 Kraftpriser utenfor Norden

En annen viktig faktor for å forklare magasindisponeringen er utviklingen i kraftpriser utenfor Norden. Vi bruker her terminprisene i Tyskland som eksempel på kraftpriser og forventning om prisutvikling utenfor Norden. Prisen i de andre eksogene strømmarkedene (dvs. dem som er modellert med pris og overføringskapasitet til Norden) hadde samme utvikling fordi de er styrt av de samme eksterne faktorer, hvor gassprisen er den viktigste. Figur 3 viser hvordan terminprisene i Tyskland for leveringstidspunkter frem til utgangen av 2022 utviklet seg i løpet av høsten/vinter 2021. Terminprisene kan tolkes som markedets forventning til fremtidige tyske spotpriser. Det er sannsynlig at norske aktørers forventning til de samme priser ikke avviker mye fra dette.



Figur 3: Utvikling av tyske terminpriser høsten 2021 (uke 31, 35, og 45) og vinteren 2022 (uke 2, 2022). En kurve (f.eks. uke 35) viser terminprisen i uke 35 for leveranser fra uke 36/2021 og ut 2022. Kilde: Markedsdata mottatt fra NVE.

Det er spesielt to ting som er viktig når man skal forklare magasindisponeringen for fleksibel norsk vannkraft: 1) Terminprisene øker utover høsten. Den mørkeblå kurven (uke 31) er lavere enn den lyseblå (uke 35) som er lavere enn den rosa (uke 45) som igjen er lavere enn den grønne (uke 2, 2022). Dette viser at markedet hele tiden har underestimert hva som kommer til å skje frem i tid. 2) Den andre observasjonen er at markedet hele tiden trodde at prisene blir lavere frem i tid, dette er spesielt tydelig på høsten 2021 og særlig ved den rosa kurven. Kurven har en topp de nærmeste ukene og så faller igjen utover året.

Kraftprodusentene ønsker å bruke vannet slik at en produserer når prisen er høyest. Prisprognosene er derfor helt avgjørende for om en ønsker å spare vannet eller produsere i den aktuelle uken. Med en slik prisprognose som skissert i Figur 3 vil det være optimalt å produsere/eksportere mye utover høsten 2021, når prisen er høyest. Man tror hele tiden at prisene i starten av perioden er høyere enn prisen lenger frem i tid. Dvs. vannkraften og vann som lagres i magasiner har sin høyest forventede verdi i den første/inneværende uke. I tillegg stiger det generelle prisnivået hele tiden som kan føre til en forsinkelse av oppdatering av prognoser og vannverdier. Når prisen hele tiden stiger, kan det fort bli slik at vannverdiene basert på tidligere informasjon er foreldet før man tar de i bruk. Dette fører til at man underestimerer vannverdien og prisen frem i tid og ender med å produsere mer enn man burde.

4.4 Vurderinger

I 2021 ble fyllingsgraden redusert fra å være over gjennomsnittlig før uke 26 til å gå under gjennomsnitt og videre ned mot minimum fyllingsgrad i statistikken fram mot uke 38. En viktig forklaring til denne reduksjonen i relativ fyllingsgrad er at tilsiget var mye lavere enn gjennomsnittlig i den perioden det skjedde.

Fyllingsgraden holdt seg deretter lavt ut hele 2021, til tross for at tilsiget var høyere enn normalt og til tross for at en typisk skal være mer forsiktig med å bruke magasin vann når fyllingsgraden er lav. En viktig forklaring til at dette skjedde er utviklingen av forventet fremtidig pris i Europa. Høsten 2021 forventet en at prisen kom til å gå noe ned fra det gjeldende prisnivået i aktuell uke i løpet av våren 2022, og den forventede prisreduksjonen økte utover året i 2021. Dermed var det optimalt å produsere relativt mye selv om magasin fyllingen var lav. Dette kan forklare at magasin fyllingen holdt seg lav selv om tilsiget var større enn gjennomsnittlig.

Hvorvidt produksjonen var høyere eller lavere enn det som var samfunnsøkonomisk optimalt undersøkes i det følgende.

5 Kvantitative analyser av magasindisponering høsten 2021

5.1 Innledning

I dette kapittelet forsøker vi å svare på om magasinfyllingen ble lavere høsten 2021 enn det som var optimalt, hensyntatt den observerte pris og tilsigsutviklingen. I denne vurderingen baserer vi oss på analyser med Samkjøringsmodellen. Utgangspunktet er da at Samkjøringsmodellen gir den samfunnsøkonomisk optimale disponeringen av magasinene.

Vår analyseperiode starter i uke 36, dvs. etter at fyllingsgraden i Sør-Norge har blitt redusert fra over gjennomsnittlig til å komme ned mot minimum fyllingsgrad i statistikken. I den påfølgende perioden, som vi analyserer, var imidlertid tilsiget større enn normalt. Likevel holdt fyllingsgraden holdt seg ned mot minimum i statistikken.

Vi har i størst mulig grad benyttet oss av det analyseopplegget som er beskrevet i metodekapittelet:

- Vi har beregnet en optimal strategi for vannkraften for uke 36 og uke 45. Tilsvarende datasett var ikke tilgjengelig for uker før uke 36, og derfor er vår første strategiberegning for datasettet i uke 36.
- Vi har deretter simulert kraftsystemet og magasindisponeringen med værstatistikken for år 2021. I hver uke har vi brukt den sist oppdaterte strategien, dvs. strategien som ble beregnet for datasettet tilpasset uke 36 i alle uker fra uke 36 fram til oppdateringen i uke 45, og strategien beregnet for datasettet tilpasset uke 45 deretter. I simuleringene uke-for-uke har vi imidlertid brukt de faktiske europeiske prisene og de faktiske overføringskapasitetene for land som er modellert med eksogen pris og en utvekslingskapasitet i datasettet.

5.2 Kalibrering

Først undersøker vi hva kalibreringen av modellen betyr for beregnet optimal magasindisponering, ved at vi sammenlikner magasindisponeringen ved henholdsvis en a) manuell kalibrering og en b) automatisk kalibrering. Til dette bruker vi datasettet som er tilpasset for uke 36, uten oppdateringer av strategien for fremtidige uker og uten bruk av observerte priser og overføringskapasiteter underveis i simuleringene.

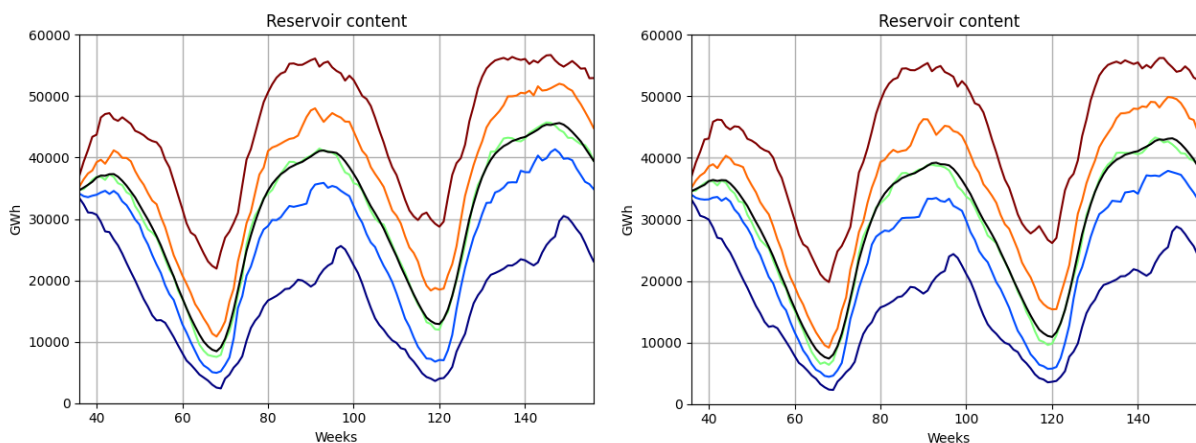
Kalibrering gjøres på de to følgende måter:

- a) Manuell kalibrering - En kvalitativ vurdering basert på den simulerte magasindisponering og priser. Følgende kriterier vurderes for bl.a. magasinfylling som er vist i Figur 4:
 - i. utnytter magasinkapasitet godt,
 - ii. lite flom,
 - iii. liten rasjoneringsrisiko,
 - iv. forholdsvis flat gjennomsnittlig prisutvikling i tappesesongen.

Vår forståelse er at aktørene som bruker Samkjøringsmodell normalt baserer seg på en kvalitativ kalibrering basert på størrelsene nevnt ovenfor.

- b) Automatisk kalibrering - Den simulerte magasindisponering som maksimaliserer forventet samfunnsøkonomisk overskudd. Dette er et objektivt kriterium som fra et teoretisk ståsted er det korrekte. Men, dette forutsetter at alle størrelsene i modellen er korrekt estimert (f.eks. forbrukselastisiteter, rasjoneringspris) og at modellerte usikkerheter beskriver matematisk korrekt all risiko som magasinene skal disponeres med hensyn på.

Figur 4 viser sannsynlighetsfordelinger for ulike magasininnfyllinger for Sør-Norge for ulike uker gjennom høsten 2021, når en simulerer med alle værårerne i statistikken (1981 - 2021). Figuren til venstre viser resultatene med en manuell kalibrering, mens figuren til høyre viser resultatene med en automatisk kalibrering. Det er typisk denne typen prosentiler på delområdenivå som brukes som en del av vurdering i den manuelle/kvalitative kalibreringen. Det fremgår av prosentilene at magasininnfyllingen blir noe lavere med den automatiske kalibreringen.



Figur 4. Prosentiler (0%, 20%, 50%, 80%, 100%) og gjennomsnitt (svart) for simulert magasininnfylling i Sør-Norge med manuell/kvalitativ kalibrering a) (til venstre) og automatisk/maksimalt samfunnsøkonomisk overskudd kalibrering b) (til høyre)

Den manuelle kalibreringen gir marginalt større samfunnsøkonomisk overskudd for Norge, mens den automatiske kalibreringen (per konstruksjon) gir høyest samfunnsøkonomisk overskudd i sum for alle de områdene som modellen beregner kraftpriser for.

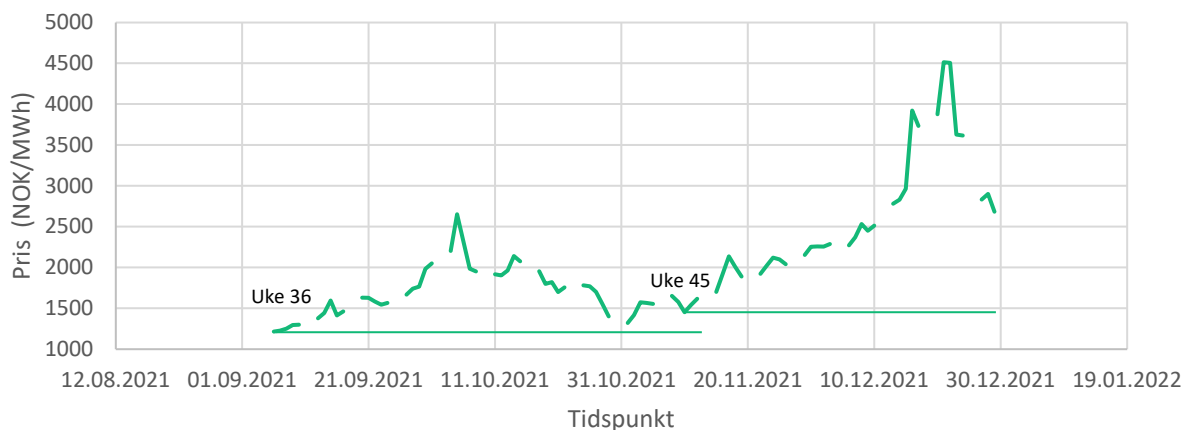
Mens Figur 4 er en sannsynlighetsfordeling for magasininnfylling når en simulerer alle år i værstatistikken, vil vi i resten av dette dokumentet fokusere på den simuleringen som representerer værår 2021 i statistikken.

5.3 Nedre grense for optimal magasinindisponering

Ideelt sett burde vi hatt ett oppdatert datasett for hver uke gjennom hele planleggingsperioden med oppdaterte forutsetninger, slik at modellen kunne beregnet en oppdatert strategi for hver uke ut fra det som var kjent i ulike uker. For våre analyser har vi kun oppdaterte Samkjøringsmodell datasett tilgjengelig for uke 36, og uke 45 i 2021 samt uke 2 i 2022. I det følgende forklarer vi hvorfor vi mener vi likevel kan bruke disse datasettene til å belyse magasinindisponeringen høsten 2021.

Figur 5 viser hvordan prisen på terminkontrakt for Tyskland med levering Q1 2022 har utviklet seg gjennom høsten 2021.

Tyskland Q1 2022



Figur 5: Prisutvikling høsten 2021 på terminkontrakt for Tyskland med levering i Q1 2022. Kilde: Markedsdata mottatt fra NVE.

Vi legger merke til at uke 36 (6. september) og uke 45 (8. november) begge er svært nær de to tidspunkt i perioden hvor terminprisen (forventet fremtidig pris i Europa) er lavest. Dvs. at de eksogene prisene som brukes for å beregne strategien fra uke 36 til uke 44 i vår analyse er lavere enn det de faktiske terminprisene var i denne perioden. For lav terminpris i input gir for lave vannverdier fra strategiberegningen. Vannverdier basert på forutsetningene i uke 36 vil derfor være lavere enn dersom vannverdier hadde blitt beregnet nytt med oppdaterte datasett for hver uke mellom uke 36 og uke 45. For lave vannverdier gir for høy simulert produksjon, og dermed for lave magasinfylling. Våre simuleringer gir derfor en nedre grense for hva som var den optimale fyllingsgraden i ulike uker høsten 2021, og i praksis skal den optimale fyllingsgraden var høyere enn den nedre grensen.

I det følgende sammenlikner vi observert fyllingsgrad for magasinene i Sør-Norge med denne nedre grensen for optimal fyllingsgrad.

5.4 Resultater

Resultatene fra analysene er vist i figur 6 og figur 7, hvor vi sammenlikner observert magasinfylling med simulert optimal magasinfylling (ved slutten av hver uke) for de to kalibreringene som er omtalt tidligere i rapporten. Resultatene med den manuelle/kvalitative kalibreringen er avmerket som "Simulert a)", mens resultatene fra automatisk kalibrering er avmerket som "Simulert b)".

Tidligere har vi vist at den manuelle kalibreringen gir en noe høyere forventet magasinfylling enn den automatiske kalibreringen. Fra figur 6 og 7 ser vi at den manuelle kalibreringen også gir høyere magasinfylling i en simulering med værstatistikk for året 2021.

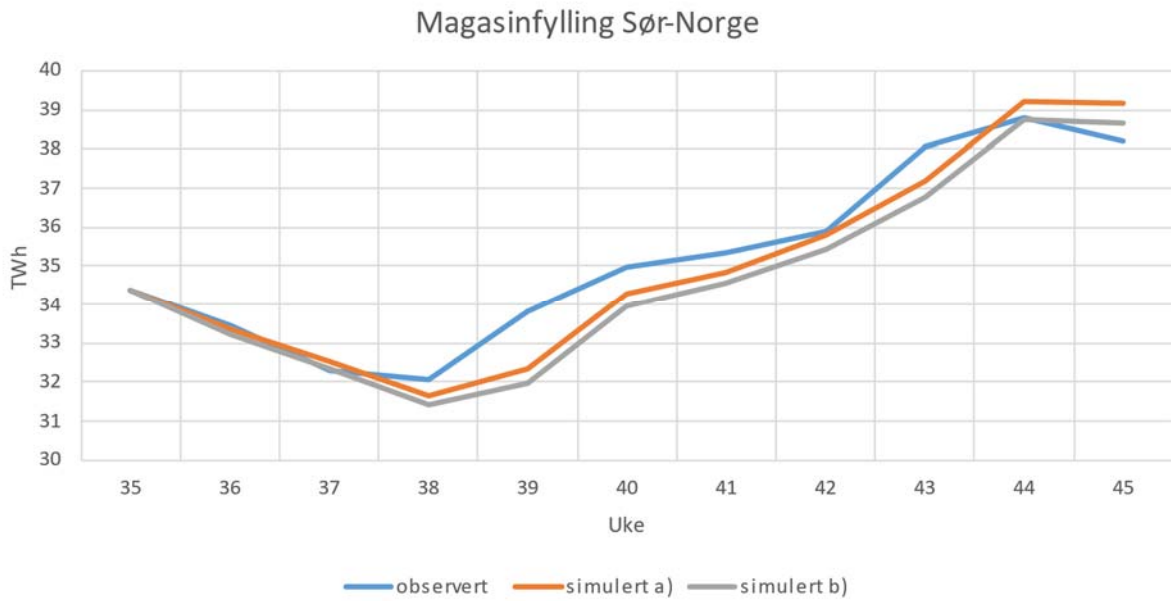
Vi ser fra figur 6 at observert magasinfylling i den første periode (uke 36 og framover) først ligger likt med eller over de simulerte nedre grensene, men at den deretter ligger under i uke 44 og 45.

Før vi simulerte med den oppdaterte strategien fra uke 45 og framover, så oppdaterte vi startmagasinene. Det er altså ikke avvik mellom simulert og observert magasinfylling i starten av den nye simuleringssperioden som starter i uke 45. Fra figur 7 ser vi at observert magasinfylling ligger under de simulerte nedre grensene i hele perioden fra uke 45 og ut året.

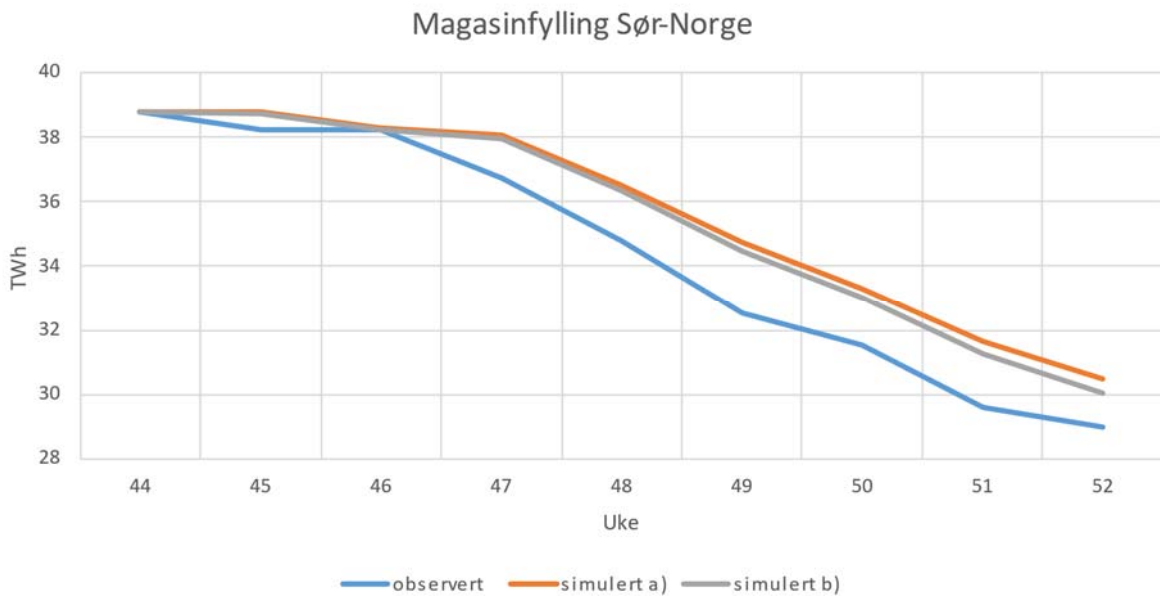
Den beregnede nedre grensen er en mer "ekstrem" grense jo lenger fra startpunktet man er fordi man da har fulgt strategien uten oppdatering over lenger tid. På slutten av den første perioden (figur 6) og den andre perioden (figur 7) tyder modellresultatene på at det har vært produsert mer i Sør-Norge enn det som beregnes som optimalt med våre modeller og inngangsdata.

Avviket i magasinutfylling og aggregert produksjon i hele perioden er i underkant av 1 TWh for den første perioden og i overkant av 1 TWh for den siste perioden. Dette tilsvarer i underkant av en uke med gjennomsnittlig tilsig til magasinene fra tilsigsstatistikken for de respektive periodene.

Modellen viser beregnet nedre grense for den optimale fyllingsgraden. Den optimale fyllingsgraden vil derfor ligge høyere enn denne grensen. Denne vurderingen forutsetter at andre størrelser (som aktørene kontinuerlig oppdaterer, f.eks. kortidstilsigsprognoser) ikke har gitt signifikant informasjon som skulle påvirke vannverdiene i perioden.



Figur 6: Simulert nedre grense for magasinfylling i slutten av uka sammenlignet med observert fylling for uke 36 og fremover.



Figur 7. Simulert nedre grense for magasinfylling i slutten av uka sammenlignet med observert fylling for uke 45 og fremover.

5.5 Oppsummering av kvantitativ analyse av optimal versus observert magasindisponering

Ut fra analysene trekker vi følgende hovedkonklusjoner:

- Stigende europeiske terminpriser høsten 2021, sammen med en forventning om "normalisering" lenger frem i tid, er en viktig grunn til høy produksjon og dermed eksport fra Norge. Som en konsekvens holdt fyllingsgraden seg lav resten av året (ned mot minimum i statistikken) selv om tilsiget var litt over gjennomsnittet fra uke 36 og ut året.
- Våre beregninger basert på våre modeller, samt datasett fra NVE oppdatert med tilgjengelig informasjon, tyder likevel på at magasinene ble tappet ned noe mer enn det som den spesielle prisutviklingen skulle tilsi.

5.6 Betydning av risiko for disponering av vannkraftmagasiner

Samkjøringsmodellen maksimaliserer forventet samfunnsøkonomisk overskudd. Dette gir en optimal tilpasning dersom en forutsetter en nøytral holdning til risiko. Analysen vår har imidlertid vist at produksjonen siste del av 2021 var noe større i Sør-Norge enn det modellen beregnet som en samfunnsøkonomisk optimal produksjon. I analysene som er presentert ovenfor har vi ikke eksplisitt hensyntatt risikohåndtering. Dersom en kalibrerer modellen basert på magasindisponering, som er vanlig med manuell kalibrering, istedenfor samfunnsøkonomisk overskudd som brukes ved automatisk kalibrering, så vil kalibreringen indirekte også ta hensyn til risiko.

6 Konsekvenser av kabler til Tyskland og Storbritannia

6.1 Analysemetode

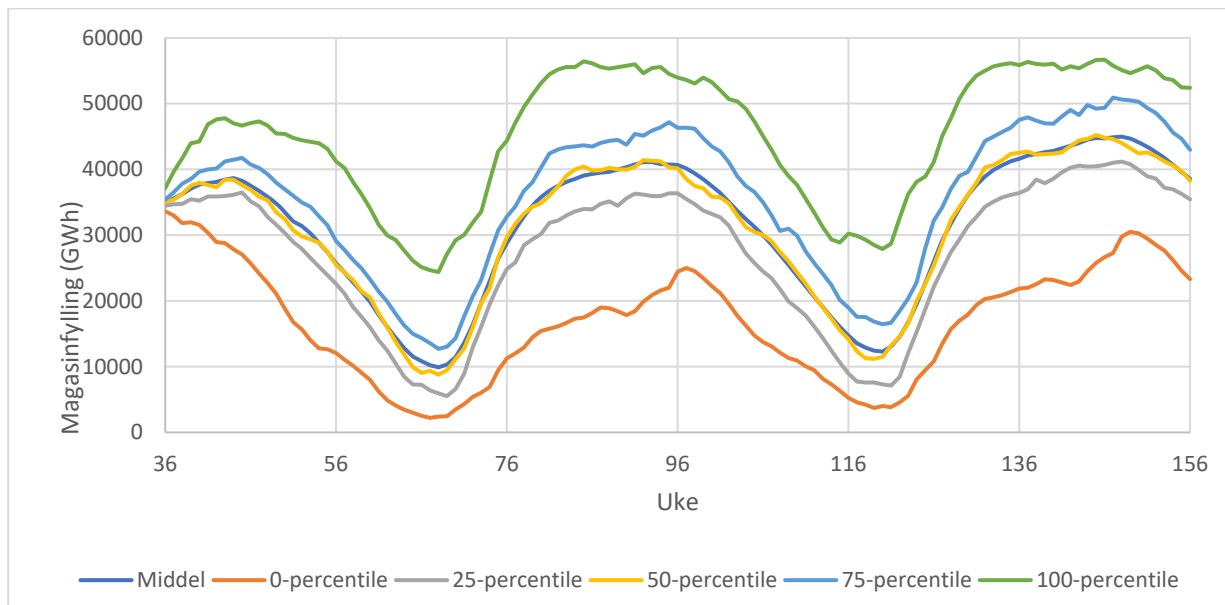
Samkjøringsmodellen er også benyttet til å vurdere hvordan kablene til Tyskland (NordLink) og Storbritannia (North Sea Link) påvirket magasindisponeringen og strømprisen i Norge høsten 2021. For å undersøke dette har vi gjort simuleringer med og uten de nevnte kablene, og så har vi sammenliknet resultatene for de to simuleringene.

Siden vi skal undersøke priskonsekvensen spesielt for året 2021, ville det ideelle vært å oppdatere datasettet og strategien⁹ uke for uke høsten 2021 basert på det som var tilgjengelig informasjon i ulike uker. Dette har ikke vært mulig innenfor rammene av prosjektet. Vi har derfor valgt å ikke oppdatere strategien underveis i analyseperioden. Vi har også forutsatt at den fremtidige utviklingen i de europeiske prisene fra uke 36 2021 til uke 25 2022 var kjent informasjon. Prisene for resten av planleggingsperiodene er slik som opprinnelig antatt i uke 36, se figur 10.

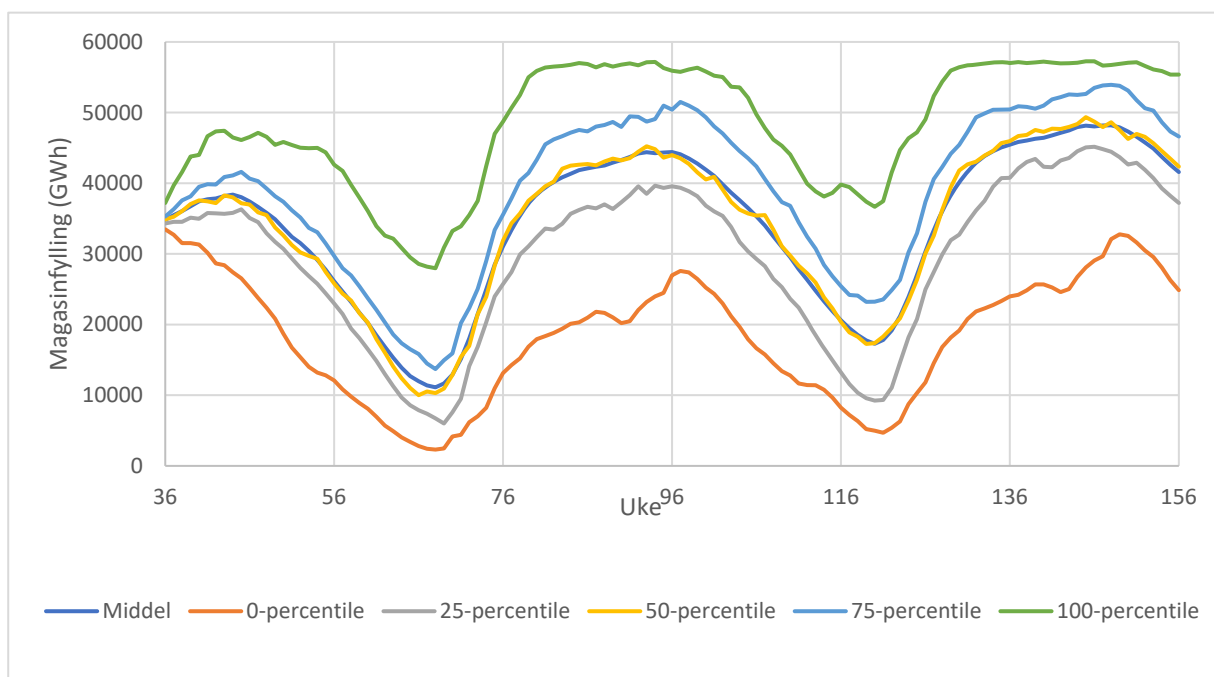
6.2 Resultater for magasindisponering

Resultatene for optimal magasinutfylling i Sør-Norge vises i figur 8 og figur 9. Analysene er basert på simuleringer med automatisk kalibrering. Det fremgår av figurene at magasinene tappes lenger ned i caset der kablene er med (Figur 8) enn i caset der kablene ikke er med (Figur 9). Sammenlign for eksempel gjennomsnittlig magasinutfylling rett før vårfloppen. Årsaken til dette er at en har mulighet til å importere mer når det er lite tilsig dersom kablene eksisterer, og derfor kan en kjøre magasinene lenger ned.

⁹ En strategi er en plan for hva en skal gjøre i ulike mulige fremtider når det eksisterer usikkerhet. I Samkjøringsmodellen er strategiene representert av vannverdiene, som varierer mellom uker, områder og fyllingsgrader. Men hvis en av inngangsparametere til modellen, som tyske priser, endrer seg, så endres også den optimale strategien.



Figur 8. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt (svart) for simulert magasinifylling i Sør-Norge med eksisterende kabler mot Tyskland og UK.



Figur 9. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt (svart) for simulert magasinifylling i Sør-Norge uten eksisterende kabler mot Tyskland og Storbritannia.

6.3 Resultater for kraftpriser

Tabell 2 viser resultatene for kraftpriser i prisområde NO1 (Østlandet) for simuleringer med og uten kabler til Tyskland og Storbritannia. Prisene i de ulike delområder i Sør-Norge er ganske like og vi har valgt å kun vise prisen for NO1 som representerer det største forbruksområdet i Sør-Norge.

Som nevnt vil denne type analyser alltid ha begrensninger og svakheter. I dette tilfellet kan det for eksempel argumenteres med at feilen man gjør ved å behandle de eksogene prisene som deterministisk er større for caset med kabler enn caset uten kabler fordi betydningen av de eksogene prisene da er noe større. I tillegg er det alltid begrensninger og svakheter både i modellapparatet og datasettet som medfører at analysen ikke kan bli perfekt. Blant annet på grunn av dette viser vi resultatene for to ulike kalibreringer for modellen (kvalitativ manuell kalibrering, og automatisk kalibrering for maksimalt samfunnsøkonomisk overskudd), for å illustrere et utfallsrom av analysene fra ulik kalibrering, og for å underbygge det som er den generelle trenden i resultatene.

Tabellen viser gjennomsnittspriser for alle værår og uker i planleggingsperioden sammen med det spesifikke resultatet for høsten 2021. Resultatene viser at prisen på Østlandet høsten 2021 er i størrelsesorden 15-25 øre/kWh høyere i simuleringen med kablene til Tyskland og Storbritannia sammenlignet med simulering uten de to kablene. Men, det er stor variasjon i priskonsekvensen avhengig av værår og tidspunkt på året. Variasjonen er størst rundt slutten på tappesesongen. Beregningene er gjort med forutsetning om at man vet hva de eksogene prisene kommer til å bli. Den samme forutsetning er brukt for begge casene med og uten kabler.

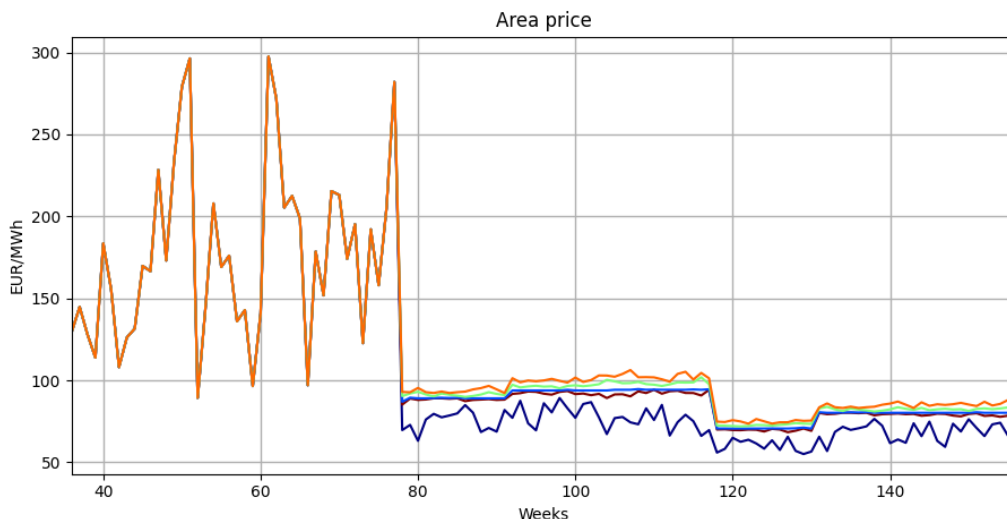
Tabell 2. Resultater for priskonsekvenser av kabler til Storbritannia og Tyskland. Simulerte priser (øre/kWh) i NO1 for ulike case.

Type resultat	Strategi	Med kabler	Uten kabler	Differanse (%)
Uke 36-52, 2021	a) kvalitativ kalibrering	124.7	109.4	14.0
Uke 36-52, 2021	b) maks samfunnsøkonomisk overskudd	124.9	99.0	26.1
Alle scenarier og uker	a) kvalitativ kalibrering	88.2	71.2	23.8
Alle scenarier og uker	b) maks samfunnsøkonomisk overskudd	88.4	83.9	5.4

Det er grunn til å tro at priskonsekvensen av kablene til Tyskland og Storbritannia (målt i øre/kWh) er større i denne analysen enn dersom en hadde brukt eksogene priser basert på et år med mer vanlige kraftpriser i Europa.

7 Risiko for lignende hendelser

Utviklingen i kraftmarkedet fra og med høsten 2021 og frem til i dag er ekstrem hvis man sammenligner prisvariasjonene i den ca. 30 år gamle historien til kraftmarkedet, men også hvis man sammenligner med hva aktører i kraftmarkedet har antatt i sine kortsiktige og langsiktige prisprognoser.



Figur 10: Pris for Tyskland, observert fra uke 36, 2021 til og med uke 25, 2022 (dvs. uke 77 i figuren). Prosentiler (0,25, 50, 75, 100 og gjennomsnitt) for prognoserte priser, sett fra uke 36, for resten av perioden.

Et eksempel på de store kortsiktige variasjonene som har vært er vist i figur 10. For uke 36/2021 til uke 26/2022 (dvs. uke 77 i figuren) er realiserte markedspriser. Fra uke 78 vises prisprognosen i NVEs datasett fra uke 36, 2021. Vi ser at de observerte prisene i starten av planleggingsperioden, uke 36-77, har variert mye mer enn utfallsrommet for priser etter uke 77.

Et annet eksempel er Statnetts langsiktige markedsanalyse fra oktober 2020. Der brukes det et utfallsrom på gasspris fra mellom 15 til 25 EUR/MWh for perioden 2030-2040. Når rapporten ble laget var prisen i futures-markedet for gass 18 EUR/MWh. På datoen 24. august 2022 var imidlertid gassprisen nesten 300 EUR/MWh.

Eksemplene ovenfor illustrerer at det som har skjedd siste år er langt utenfor det som har vært antatt å være utfallsrommet til den viktigste forklaringsvariabelen til kraftprisen i perioden, det vil si gassprisen. Vi antar at de fleste, om ikke alle, aktører i kraftmarkedet har gjort den samme underestimering av utfallsrommet.

Underestimering av usikkerheten påvirker ulike typer beslutninger. Underestimering av den langsiktige (mange år frem i tid) prisusikkerheten påvirker investeringsbeslutningene mens underestimering av den mer kortsiktige prisusikkerhet påvirker magasindisponeringen. Hadde man besluttet å bygge de nevnte kabler dersom man hadde inkludert en sannsynlighet for at det som har skjedd med gassprisen kunne skje i de beregninger som dannet beslutningsgrunnlaget? Vi tar ikke stilling til det, men forventer at sannsynligheten man hadde tillagt en sånn type hendelse og hvor lenge den kommer til vare vil være en del av vurderingen. Risiko av en type HILP (High-impact-low-probability) hendelse er vanskelig å estimere og har ikke nødvendigvis en stor innvirkning på en optimal strategi på grunn av den lave sannsynligheten, men kan føre til ekstreme situasjoner når den opptrer.

Underestimering av den kortsiktige prisusikkerheten fører til at magasinkapasiteten utnyttes mer enn man ville gjort dersom man hadde inkludert større prisusikkerhet. Generelt sett vil fleksible vannkraftverk få høyere vannverdi ved større prisusikkerhet, spesiell ved lav fyllingsgrad. Men strukturen til prisusikkerheten har også noe å si.

Fundamentale markedsmodeller benyttes i stor grad av de fleste aktører i kraftmarkedet. Flere av disse modellene har vært gode til å inkludere værrelatert usikkerhet, men det har i mindre grad blitt fokusert på annen type usikkerhet selv om Samkjøringsmodellen ble utvidet til å kunne håndtere en type eksogen prisusikkerhet i 2010. Fokus har vært på værusikkerheten fordi den har vært og sannsynligvis fortsatt er den viktigste i det nordiske kraftmarkedet i normale situasjoner. Men også fordi den har vært forholdsvis enkel å kvantifisere. Både variasjonsområde og sannsynlighet kan kvantifiseres med utgangspunkt i historiske observasjoner. Annen type usikkerhet, som eksempelvis gasspris, har hatt mindre fokus. Hvis man hadde brukt historiske priser som utgangspunkt for å si noe om fremtiden ville man likevel undervurdert usikkerheten.

Vi tror at det som har skjedd siste år vil fremover øke fokus på modellering av usikkerhet for flere underliggende faktorer. Det vil likevel i noen tilfeller være en utfordring å inkludere denne usikkerheten i kvantitative modeller, i hvert fall med eksisterende metodikk/funksjonalitet. Slike ekstremhendelser som vi har opplevd siste år er hendelser med svært liten sannsynlighet, men hvor konsekvensene kan være store og til dels uakseptable. Det vil alltid finnes kombinasjoner av hendelser som man ikke greier å forutse eller kvantifisere. Slike typer hendelser trenger muligvis tiltak og ordninger i tillegg til og utenfor kraftmarkedet.

Magasinrestrisjoner kan sees på som et middel som i noen grad bidrar til å redusere konsekvensene av noen slike uforutsette/ikke modellerte hendelser som påvirker driften av systemet. Dettet undersøkes nærmere i neste kapittel. Investering i flere kabler er isolert sett risikoreducerende i forhold til værrelatert usikkerhet/variasjon og andre ugunstige hendelser i det nordiske systemet. Den værrelaterte nytteverdien er tydelig med de modellverktøy som brukes til beslutningstøtte. Men flere kabler øker også påvirkningen på det nordiske kraftmarkedet av det som skjer utenfor Norden. Risikoen dette innebærer er ikke inkludert i de kvantitative verktøy på samme måte.

8 Magasinrestriksjoner

I denne delen av rapporten ser vi på konsekvensene av å innføre restriksjoner på magasinindisponeringen utover det som ligger i gjeldende konsesjonsvilkår. I undersøkelsene bruker vi Samkjøringsmodellen og NVE datasettet fra uke 36, 2021 men oppdatert med observerte eksogene priser og utvekslingskapasiteter for perioden uke 36, 2021 - uke 25, 2022 (se også appendix A). Fordi vi benytter Samkjøringsmodellen vil analysene av magasinrestriksjoner ikke inkludere eventuelle konsekvenser på balansemarkeder, system stabilitet osv.

Beregningene er utført basert på den manuelle kalibreringen, men med ny vannverdberegning for hvert case.

SINTEF har også tidligere vurdert konsekvenser av restriksjoner på magasinindisponering, se Flatabø et al¹⁰. I 2003 konkluderte man med at alle restriksjonsutformingene som ble testet i gjennomsnitt gav høyere priser pga større flomtap og redusert produksjon. Alle de ekstra restriksjonene reduserte det samfunnsøkonomiske overskuddet. Dette er som forventet fra teorien, da et optimaliseringsproblem alltid vil gi dårligere objektivfunksjonsverdi dersom man legger til nye restriksjoner. Men et par av restriksjonene gav marginal redusert rasjonering.

Kraftsystemet og elektrisitetsmarkedet har endret seg betydelig siden 2003, blant annet har andelen uregulerbar fornybar produksjon økt og koplingen mellom Norden og Europa har blitt sterkere. Prisnivået nå er også mye høyere enn det var sist man gjorde slike analyser. I tillegg prøver vi nå å kvantifisere mulig nytte av magasinrestriksjonene dersom det oppstår en hendelse (utfall av linjer) man ikke har planlagt for. Vi analyserer om det er forskjell på om restriksjonene knyttes til enkeltmagasiner eller om de i større grad kan plasseres fritt. Til slutt undersøker vi om det er forskjell på om restriksjonene utformes som "harde" eller "myke" restriksjoner. Harde magasinrestriksjoner er magasinrestriksjoner som må oppfylles, dvs at man i forkant må planlegge disponeringen slik at restriksjonen overholdes for alle værår. En myk restriksjon kun innebærer at man ikke kan tappe fra magasinet dersom fyllingen er under kravet på et gitt tidspunkt, men man trenger ikke disponere med hensyn på dette i forkant av restriksjonsperioden.

8.1 Restriksjoner per område

Først tester vi konsekvensen av restriksjoner på enmagasinnivå¹¹ i Samkjøringsmodellen. Det vil si at kravet er definert på delområdenivå og modellen kan selv distribuere kravet til de individuelle magasinene i delområdet på en slik måte at det koster minst mulig for systemet. Et slikt krav fins ikke i dag, men kan implementeres for et geografisk område f.eks. ved at kravet kjøpes på en auksjon og at man deretter tillater kontinuerlig handel med andeler av magasinkravet.

For å handle med magasinkrav må aktørene beregne verdien av kravene. Aktørene har p.t. ikke beslutningsstøtteverktøy som gjør det mulig å detaljplanlegge driften i forhold til magasinrestriksjoner som gjelder summen av utvalgte individuelle magasiner. Det er mulig å implementere i de verktøyene som brukes, men fordi denne typen sumrestriksjoner ikke finnes i dag er det heller ikke implementert funksjonalitet for å håndtere det i dagens beslutningsstøtteverktøy.

¹⁰ N. Flatabø, A. Haugstad, E. S. Huse, "Utredning vedrørende magasinindisponering 2002-2003", TR 5851, 2003

¹¹ Enmagasinnivå referer til at alle magasin i et geografisk område er aggregert til et magasin.

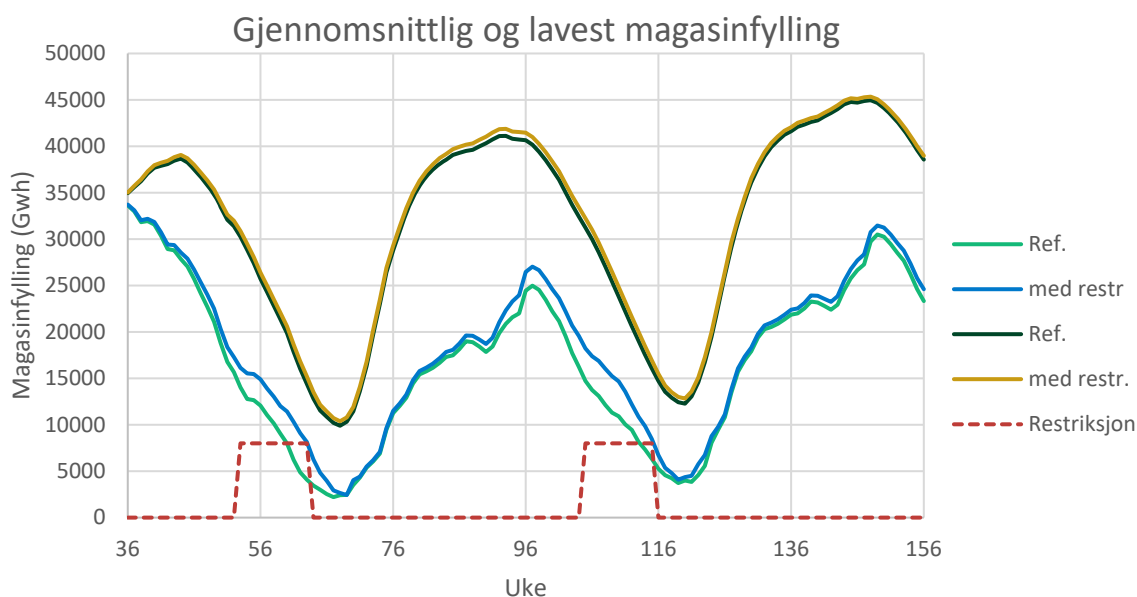
Den enmagasinrestriksjon vi tester er definert som følger:

- Restriksjonen gjelder fra starten av hvert år frem til og med uke 11. Dvs. restriksjonen gjelder ukene 53-63 og 105-115 i simulering. Formålet er at dette skal bidra til at det er mer vann i magasinene tilgjengelig for produksjon frem mot "vårknipen" som er ca. uke 17.
- I sum er kravet på 8 TWh, dvs. 14.1 % av magasinkapasiteten i Sør-Norge, som er fordelt proporsjonalt med magasinkapasitetene i hvert delområde i Sør-Norge. Det er ikke definert magasinkrav for andre deler av Norge enn Sør-Norge.

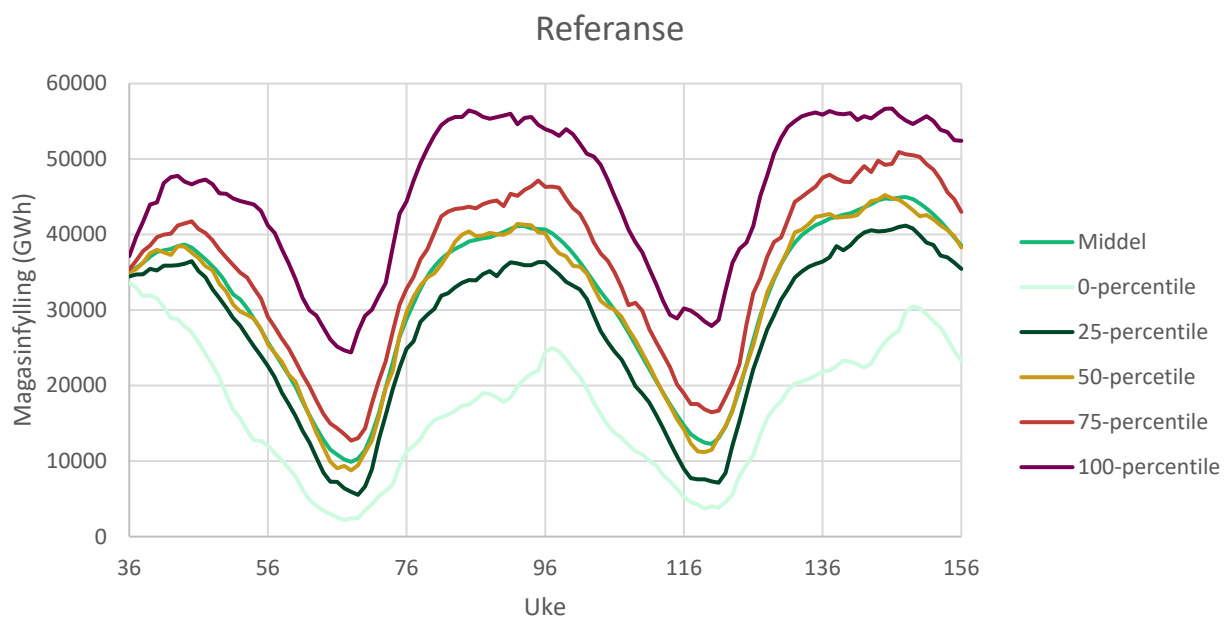
Resultater for pris og magasinhandtering

Følgende figurer illustrerer effekten av en enmagasinrestriksjon. Figur 11 viser hovedeffekten på magasinindisponering. Figuren viser en sammenligning av simulert minimumsmagasin og gjennomsnittlig magasinutfylling for casene med og uten restriksjonene samt restriksjonen som er lagt inn. Figur 12 og figur 13 viser alle prosentiler for simulert magasinutfylling i Sør-Norge.

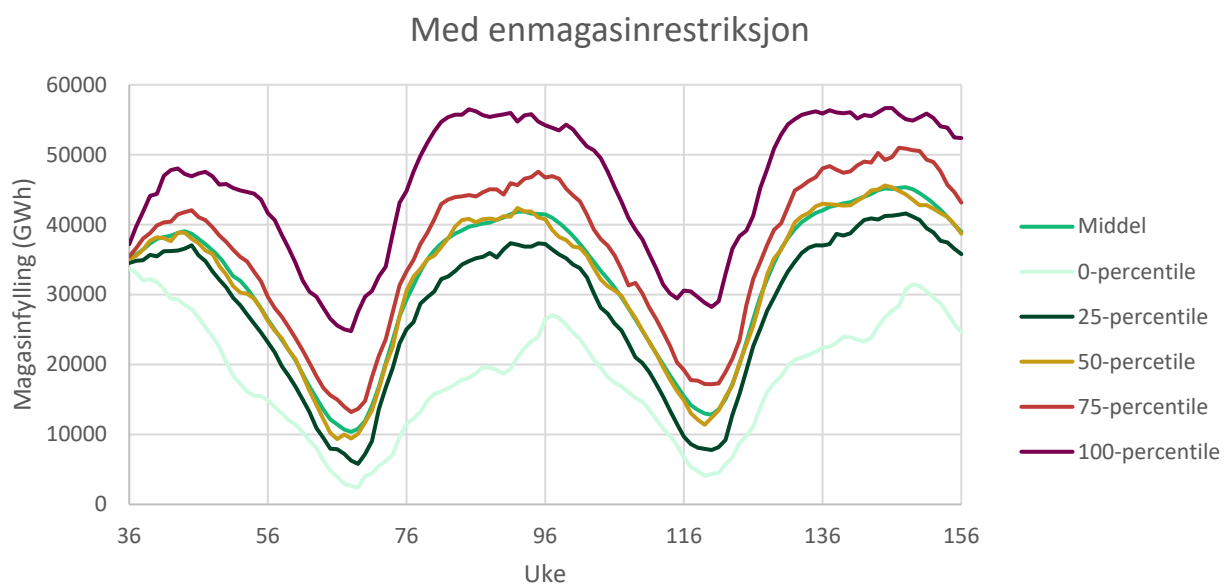
Simulert minimumsutfylling i uke 63 (siste uke med restriksjon i år 2) øker fra 4.1 TWh i caset uten restriksjonene til 8.1 TWh i caset med restriksjoner, se 0-prosentiler i figur 11. Gjennomsnittlig magasinutfylling for første vårkulminasjon er henholdsvis 9.9 TWh og 10.4 TWh for casene uten og med restriksjonene, se den lavest punkt for gjennomsnittlig utfylling for referansecase og case med restriksjon i figur 11.



Figur 11: Sammenligning magasinhandtering i Sør-Norge av 0-percentiler og gjennomsnitt for case med ("med restr.") og uten magasinrestriksjoner ("Ref.").

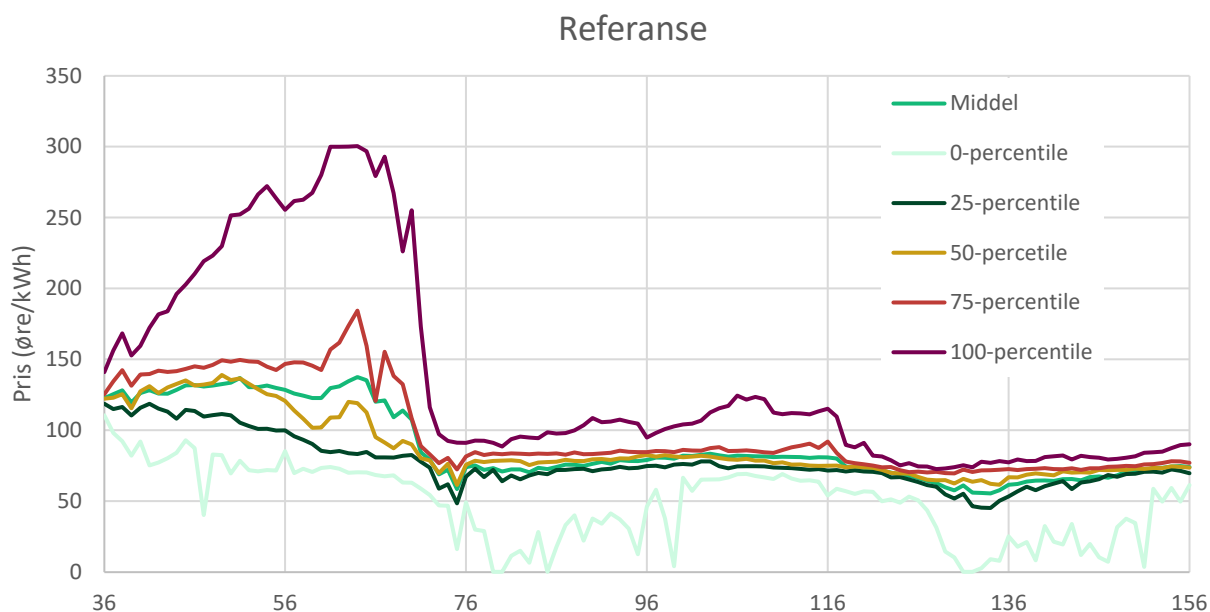


Figur 12: Prosentiler (0, 25, 50, 75 og 100) og gjennomsnitt for simulerte magasinfylling i Sør-Norge uten magasinrestriksjoner.

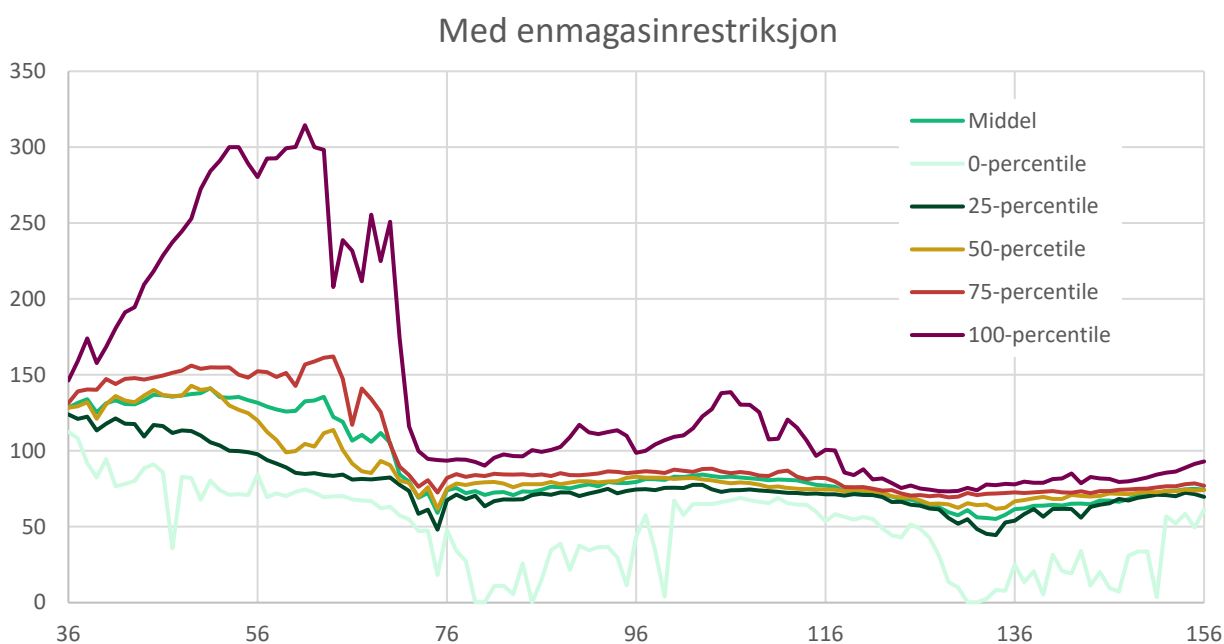


Figur 13: Prosentiler (0, 25, 50, 75 og 100) og gjennomsnitt for simulerte magasinfylling i Sør-Norge med minimumsrestriksjoner på enmagasinnivå.

Figur 14 viser prosentiler av simulerte priser for caset uten enmagasinrestriksjoner. Priser for caset med restriksjoner er vist i figur 15. Beregningene viser at det samfunnsøkonomiske overskuddet reduseres med 314 mill NOK i sum for hele planleggingsperioden dersom man innfører magasinrestriksjoner på enmagasinnivå. Planleggingsperioden er fra uke 36 i 2021 til og med uke 51 i 2023 (uke 156). Gjennomsnittsprisen for hele planleggingsperioden øker da fra 88.4 til 88.7 øre/kWh for delområde Ostland. I tillegg kan man observere en tydelig fall av det høyeste prisprosentil ved slutten av restriksjonsperioden i case med enmagasinrestriksjon.



Figur 14: Prosentiler (0, 25, 50, 75 og 100) og gjennomsnitt for simulerte priser i delområde Ostland i referansecase (uten ekstra magasinrestriksjoner).



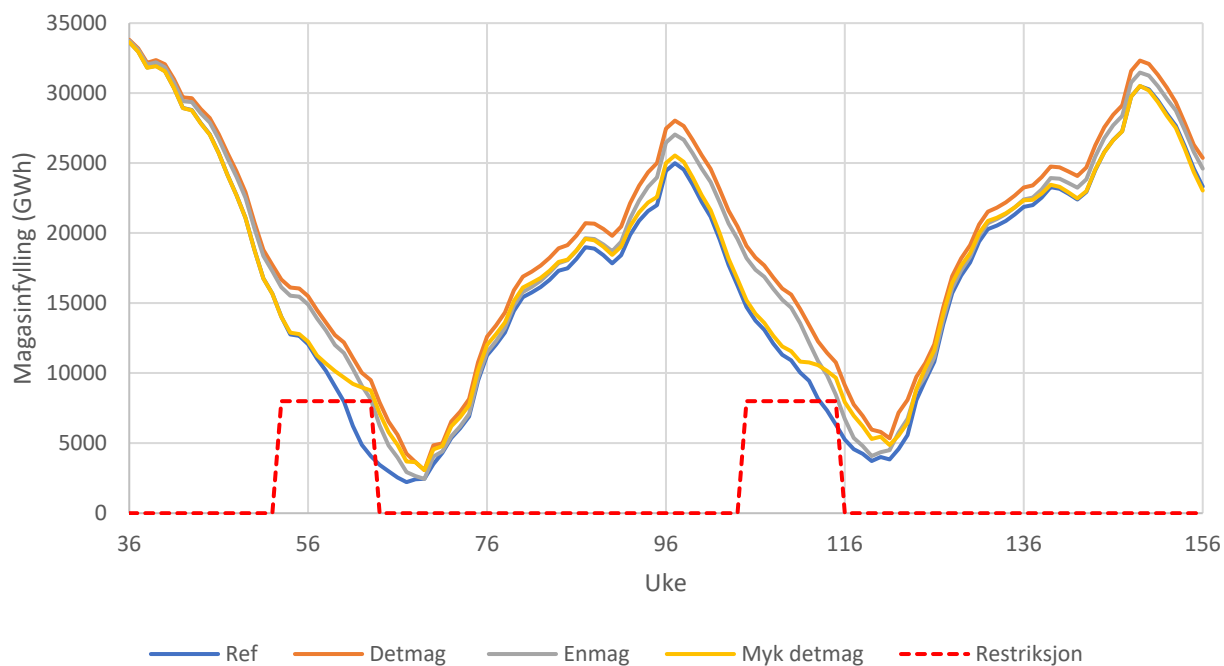
Figur 15: Prosentiler (0, 25, 50, 75 og 100) og gjennomsnitt for simulerte priser i delområde Ostland med enmagasinrestriksjoner.

8.2 Restriksjoner på individuelle magasiner.

I dette kapitlet beskrives resultatet av simuleringer hvor magasinrestriksjonene er knyttet til individuelle magasiner. Kravet er det samme som i forrige kapittel, dvs minimum 8 TWh i sum for Sør-Norge for perioden uke 1-uke 11 hvert år i planleggingsperioden. Vi har valgt å legge de individuelle magasinrestriksjonene på de 24 største magasinene i Sør-Norge sortert etter lagret energi. Blåsjø er det største av disse magasinene med en lagringskapasitet på ca 7.8 TWh, Svartevann i Sira-Kvina systemet er det nest største med en lagringskapasitet på ca 2.9 TWh. For å oppnå kravet på 8 TWh må disse magasinene ha et minimumskrav til fylling på 25 % av maksimal magasinutfylling i restriksjonsperioden, hvis vi antar samme prosentvise krav til fylling i de valgte magasinene. Et krav til 25% fylling innsnevrer produksjonsfleksibiliteten fra de største magasinene, som kan ha betydelige konsekvenser utover samfunnsøkonomi og rasjonering som vi belyser etterpå.

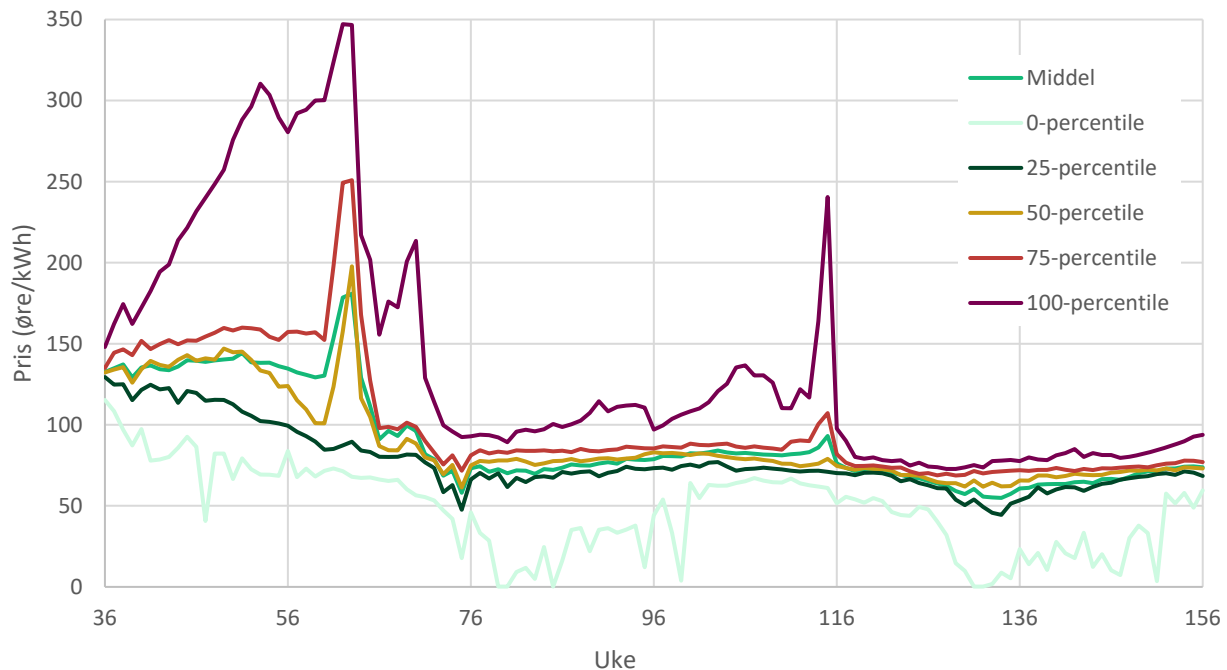
Vi har sett på to ulike case. I det første caset er de individuelle magasinrestriksjonene definert som harde, det vil si at man må planlegge i forkant for å overholde restriksjonene. I det andre caset er restriksjonene definert til å være myke som betyr at man ikke trenger å planlegge i forkant av restriksjonsperioden, men tappingen må stoppe hvis man i perioden er under kravet.

Figur 16 viser en sammenligning av simulert minimumsmagasin for de ulike restriksjonscasene sammen med caset uten restriksjoner, dvs referansecaset uten spesielle restriksjoner, case med restriksjoner definert på enmagasinnivå, og de to nye casene med individuelle magasinrestriksjoner. Simulerte nedre magasininnivå heves for alle restriksjonscasene og vi ser at de harde magasinrestriksjonene hever magasinet mer enn de myke restriksjonene. Observasjoner er som forventet. I uke 64 har de harde restriksjonene hevet minimumsmagasinet med 5.4 TWh sammenlignet med caset uten restriksjoner. Caset med enmagasinrestriksjoner gir en maksimal økning på 4.8 TWh for uke 62 mens den myke restriksjonen gir en maksimal økning på 4.7 TWh for uke 64.



Figur 16: Simulert minimumsmagasin i Sør-Norge for original case sammen med tre case med tre ulike magasinrestriksjoner (Ref = Uten restriksjoner, Enmag = Restriksjon på hele området, ikke på enkeltmagasin, Myk detmag=Myke restriksjoner på enkeltmagasin, Detmag=Harde restriksjoner på enkeltmagasin).

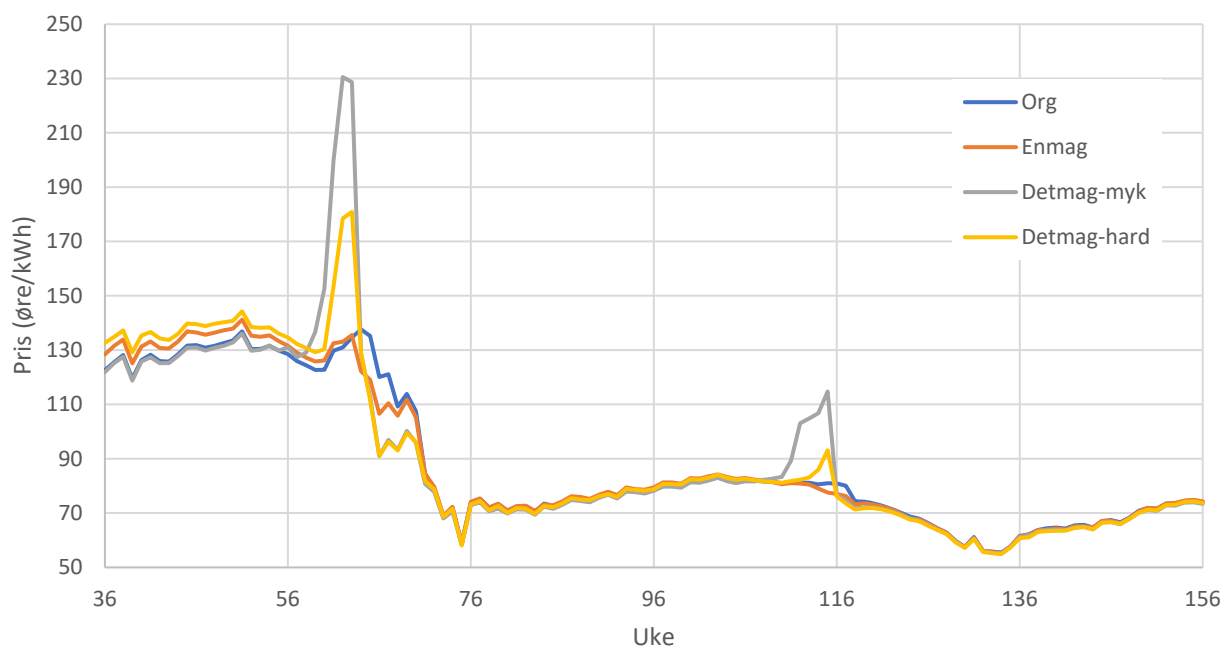
Figur 17 viser prosentiler for simulerte priser i delområde Ostland for caset med harde individuelle magasinrestriksjoner. Prisene stiger betydelig for over halvparten av de simulerte scenariene i slutten av den første tappeperioden. Dette skyldes at restriksjonene begrenser produksjonsevnen. Muligens kan modelltekniske egenskaper/svakheter, som gjør at man ikke ser restriksjonen tidsnok, også bidra til dette. Samkjøringsmodellen er som kjent ikke en formell optimaliseringsmodell, men en modell som benytter formell optimalisering sammen med heuristikker på flere nivå for å komme frem til løsningen. Vi kommer tilbake til dette i kapittelet som omhandler FanSi¹² resultatene.



Figur 17: Prosentiler av simulerte priser i delområde Ostland for caset med harde individuelle magasinrestriksjoner.

¹² Med bakgrunn i utfordringene av bruk av heuristikk er en del av analysene også simulert med prototype modellen FanSi. FanSi er basert på en formell optimering.

Figur 18 viser simulerte gjennomsnittspriser for alle restriksjonscasene. Enmagasinrestriksjonene gir en generell økning av prisnivået i vinterperioden og litt lavere priser etter at restriksjonsperioden er over. De harde individuelle restriksjonene gir en noe høyere økning i vinterprisen i forkant av restriksjonsperioden, betydelig høyere prisøkning i slutten av restriksjonsperioden og en prisnedgang etter at restriksjonsperioden er over. De myke restriksjonene gir ingen prisendring i forkant av restriksjonsperioden, men den høyeste prisøkningen i restriksjonsperioden og lavere priser etter at restriksjonsperioden er over. Oppsummert kan man si enmagasinrestriksjonene gir mindre priskonsekvenser fordi man da i større grad har fleksibilitet til å plassere lagret vann der det til enhver tid koster minst. Enmagasinrestriksjonen gir de laveste minimumsfylling, men kravet overholdes for alle restriksjonstypene.



Figur 18: Sammenligning av simulerte gjennomsnittspriser for prisområde Ostland for de ulike restriksjonscasene. (Ref = Uten restriksjoner, Enmag = Restriksjon på hele området, ikke på enkeltmagasin, Detmag-myk=Myke restriksjoner på enkeltmagasin, Detmag-hard=Harde restriksjoner på enkeltmagasin).

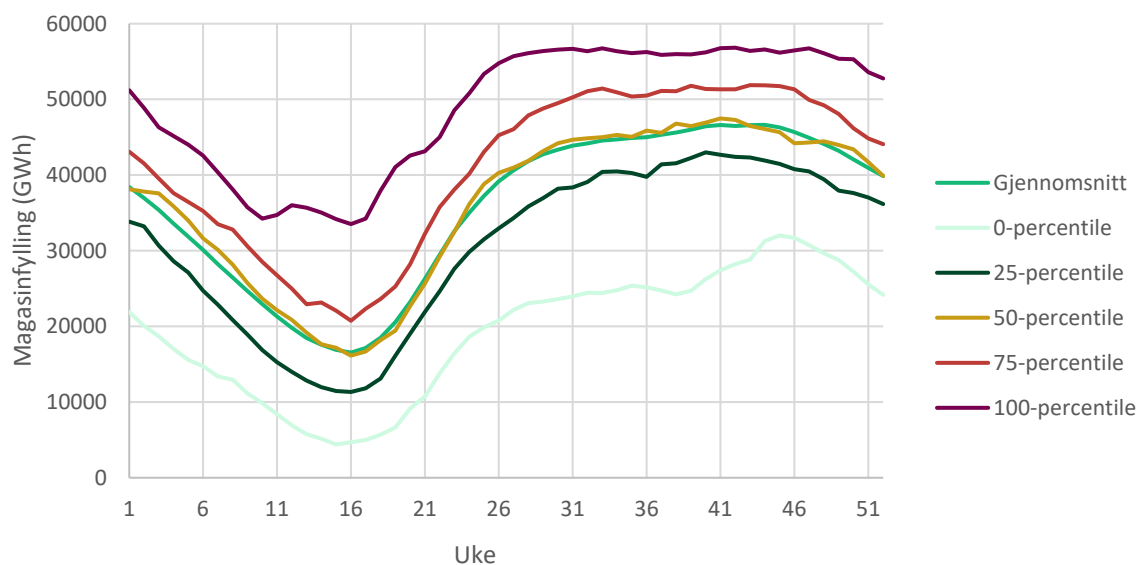
I parallellsimuleringer med relativt kort planleggingshorisont (uke 36-156) vil verdien av magasinutfyllingene ved slutten av planleggingsperioden utgjøre en ikke ubetydelig verdi og må hensyntas i en sammenligning av det samfunnsøkonomiske overskuddet for de ulike casene. Når man sammenligner case med og uten magasinrestriksjoner kan denne verdien utgjøre en større forskjell mellom casene. Med bakgrunn i hvordan restriksjonene er definert har den tekniske beregningen av samfunnsøkonomisk overskudd noen egenskaper i verdisetningen av sluttmagasin som får betydning spesifikt når man sammenligner caset med harde individuelle magasinrestriksjoner med de andre casene. Vi har derfor valgt å ikke fokusere på forskjellene i samfunnsøkonomisk overskudd i de resultatene som presenteres bortsett fra for caset med enmagasinrestriksjoner som vist i neste kapittel.

De beregningene av samfunnsøkonomisk overskudd vi har gjort hvor vi forsøker å korrigere for nevnte egenskap tyder på at de individuelle restriksjonene gir større samfunnsøkonomisk tap enn enmagasinrestriksjonene og at de harde individuelle restriksjonene gir det største tapet.

Kvantifisering av samfunnsøkonomisk kostnad med ulike restriksjoner gjøres best ved hjelp av seriesimulering på grunn av følgende:

- Eventuelt avvik mellom startmagasin og sluttmagasin deles på antall værår fordi sluttmagasinet er lik startmagasinet for det neste året i seriesimuleringen bortsett fra for det første året. Betydningen av eventuelle avvik bli derfor mye mindre enn for parallellsimulering hvor startmagasin og sluttmagasin er forskjellig for alle årene.
- Dersom man simulerer to ganger kan man ta sluttmagasinet fra den første simuleringen og benytte som startmagasin for den neste seriesimulering. Det blir da ingen avvik mellom start og sluttmagasin.
- En seriesimulering gjøres typisk for et statisk symmetrisk system hvor vannverdiene i starten av den første uken av året er lik verdiene ved slutten av den siste uken i året. Startmagasin og sluttmagasin verdsettes da basert på samme vannverdi.

Vi har derfor utført en seriesimulering basert på det siste året i NVE datasettet. For datasettet viser seriesimuleringen at selv uten magasinrestriksjoner så vil man for alle tilsigsår ha mer enn 8 TWh ved slutten av uke 11 (se figur 19), som er den siste uken i restriksjonsperioden. Restriksjonen er derfor ikke bindende, og seriesimuleringen gir derfor ikke noen kostnader for de ulike restriksjonene. Basert på dette kan vi konkludere med at en minimums magasinrestriksjon på 8 TWh fra uke 1 til og med uke 11 for Sør-Norge ikke er en veldig streng restriksjon i en normal situasjon. Dette støtter også opp tidligere observasjoner, hvor kun de laveste prosentiler for magasin håndtering er hevet.



Figur 19: Prosentiler (0, 25, 50, 75 og 100) og gjennomsnitt for simulerte magasinifilling i Sør-Norge for en seriesimulering for år 2023 i NVE datasettet.

8.3 Magasinrestriksjoner og en ikke-planlagt hendelse

I en optimaliseringsmodell vil alltid ekstra (bindende) restriksjoner gi en dårligere objektivfunksjon. Ekstra magasinrestriksjoner gir derfor et lavere beregnet samfunnsøkonomisk overskudd i Samkjøringsmodellen. Noen ganger må en imidlertid gjøre tilleggsvurderinger fordi ikke alle faktorer kan hensyntas i modellen. For eksempel har ikke modellen med alle tenkelige usikre faktorer. I det datasettet vi har brukt er de modellerte usikre faktorene værussikkerhet basert på historikken 1981-2021, og usikkerhet i de eksogene prisene utenfor Norden som vist i figur 10. I simuleringene ovenfor ser man denne kostnaden ved at

prisene øker når man innfører magasinrestriksjoner. Vi kan estimere den samfunnsøkonomiske kostnaden av restriksjonene ved å sammenligne beregnet samfunnsøkonomisk overskudd med og uten restriksjonene. For caset med enmagasinrestriksjoner er denne kostnaden estimert til 314 mill NOK.

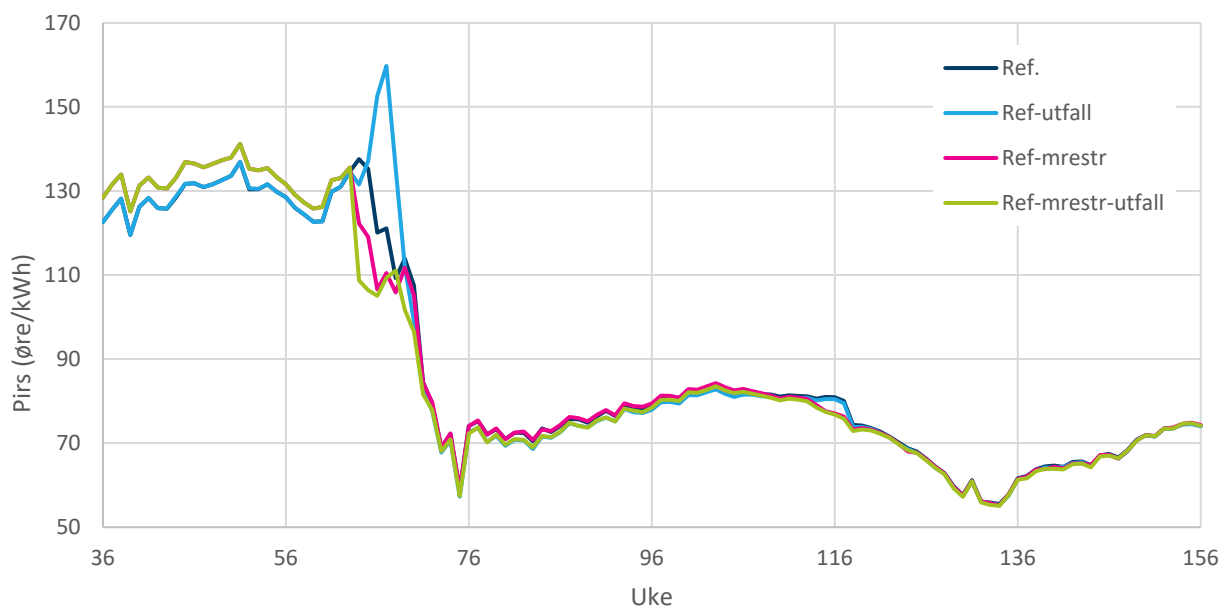
Magasinrestriksjonenes nytteverdi er knyttet både til den usikkerheten som er modellert, f.eks. usikkerhet i tilsig, i tillegg til at de kan gi en "forsikring" mot en del type hendelser som ikke er representert i modellen. Det er umulig å vite hva markedsaktørene inkluderer av hendelser/hensyn i de beslutninger som til slutt gir markedsprisen. På grunn av problemets kompleksitet er aktørene avhengig av beslutningstøttemodeller som Samkjøringsmodellen og i denne typen modeller vil det være mange typer hendelser og usikkerheter som ikke vil være direkte tatt hensyn til. Dette kan være hendelser med svært liten sannsynlighet, men med store konsekvenser. I Samkjøringsmodellen kan man indirekte inkludere hensyn til noen slike hendelser ved at man kalibrerer modellen kvalitativt med hensyn på magasinindisponering i stedet for samfunnsøkonomisk overskudd.

Vi eksemplifiserer her nytteverdien av magasinrestriksjoner for en hendelse med liten sannsynlighet. Hendelsen er at alle kabler mellom Norge og Danmark, Norge og England og Norge og Tyskland blir utilgjengelig fra uke 64 til og med 69. Eksempelet er dermed som følger: Vi har magasinrestriksjoner fra uke 53 til og med uke 63, og utfallet skjer uken etter at restriksjonen opphører. Vi vurderer her ikke sannsynligheten for at dette kan skje, men kvantifiserer nytten av restriksjonen gitt at det skjer.

I beregningene bruker vi caset med magasinrestriksjoner på enmagasinnivå. Vi gjør simuleringer med og uten restriksjoner i kombinasjon med og uten utfall på de ovenfornevnte kabler. De ulike casene er da definert som følger:

Ref	Referanse case fra uke 36, 2021, bortsett fra at vi bruker de observerte eksogene prisene og overføringskapasitetene frem til og med uke 25, 2022.
Ref-utfall	Som Ref men simulert med utfall av kabler. Vannverdier fra Ref caset.
Ref-mrestr	Som Ref men med enmagasinrestriksjoner.
Ref-med-restr-utfall	Som Ref-mrestr men simulert med utfall, vannverdier. fra Ref-mrestr caset.

Figur 20 viser simulerte gjennomsnittspriser for de fire casene. Vi ser, som også er vist tidligere, at gjennomsnittsprisen øker i forkant av restriksjonsperioden for casene med restriksjoner. Dersom utfallet skjer, så øker prisene mer uten restriksjoner enn med restriksjoner. Med restriksjoner har man høyere magasinutfylling når utfallet skjer, og unngår dermed høye priser i tørrårene. I våtårene vil derimot den høyere magasinutfylling sammen med utfallet medføre redusert eksport og lavere priser.



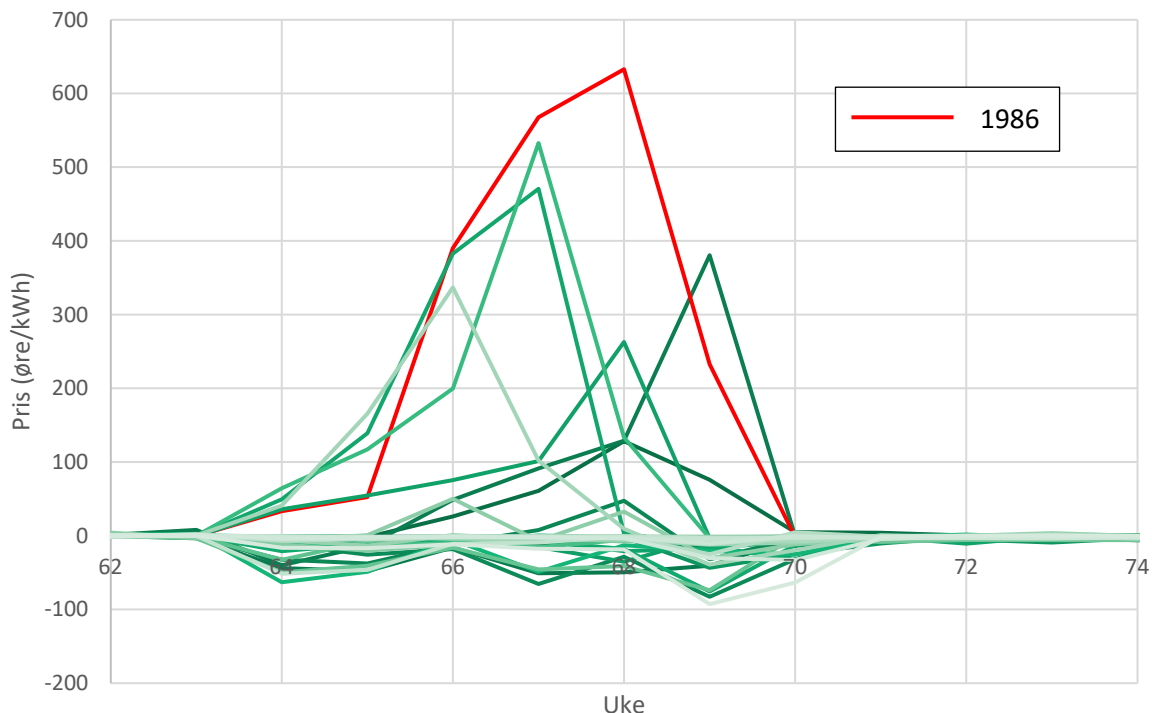
Figur 20: Simulerte gjennomsnittspriser. Ref: Uten restriksjon, uten utfall, Ref-utfall: Uten restriksjon, med utfall, Ref-mrestr: Med restriksjon, uten utfall, Ref-mrestr-utfall: Med restriksjon, med utfall. Restriksjoner er spesifisert for hele området, og ikke på spesifikke magasin.

Tabell 3 viser de tilsigsårene som gir høyeste økning i prisen som følge av kabelutfallet. Vi ser at værår 1986 gir den største økning i prisen både med og uten magasinrestriksjoner. Magasinrestriksjonene gir en betydelig reduksjon i konsekvensene av det gitte kabelutfallet.

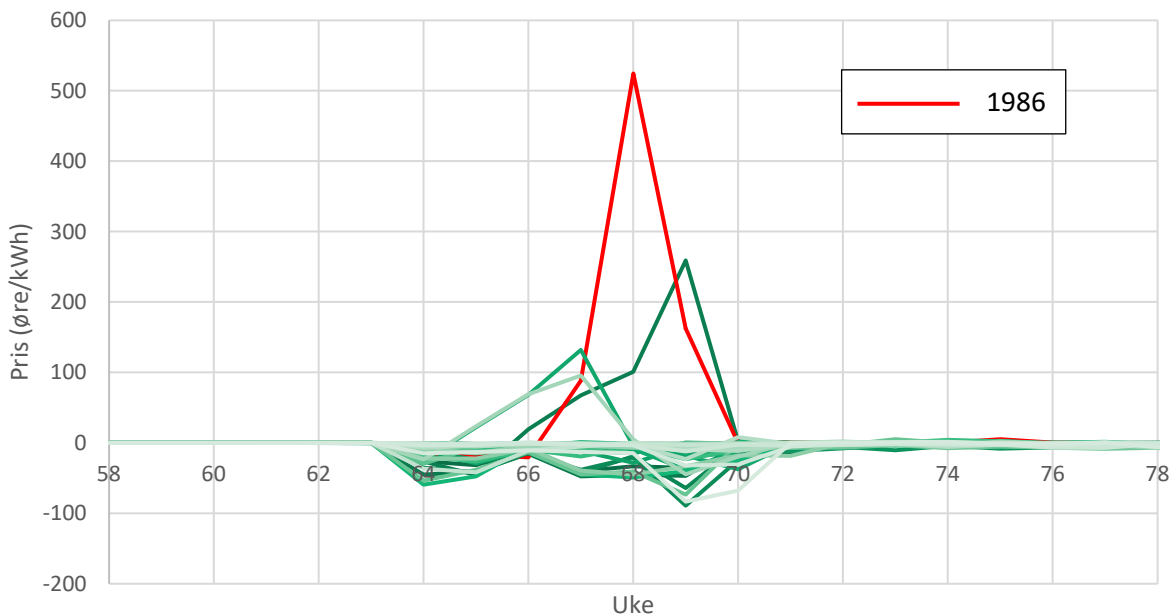
Tabell 3 Simulert maksimal økning i pris som følge av utfall av kablene for de tilsigsårene med størst prisøkning. Tilsigsåret i tabellen referer til tilsigsåret det andre året i planleggingsperioden (uke 53-104).

Uten magasinrestriksjon		Med magasinrestriksjon	
Tilsigsår	Prisendring (øre/kWh)	Tilsigsår	Prisendring (øre/kWh)
1986	623.8	1986	524.4
2003	532.8	1985	259.1
1996	470.7	1996	132
1985	380.7	2013	95.7
2013	336.9	1999	18.8
1994	262.8	2004	9.4
1982	128.3	2016	8.1
2010	50.3	2015	7.3
1987	47.5	1981	6.3
2015	15.3	2019	5.4
2021	6	2006	5.2

Figurene 21 og figur 22 viser prisendringen som følge av utfall på kablene for alle tilsigsårene. Som vist i tabellen ovenfor observeres den høyeste endring for tilsigsår 1986.



Figur 21: Endring i pris som følge av utfall på kabler for casene uten magasinrestriksjoner. En kurve per tilsigsår.



Figur 22: Endring i pris som følge av utfall på kabler for casene med magasinrestriksjoner. En kurve per tilsigsår.

Gitt at utfallet av kablene skjer, beregnes den samfunnsøkonomiske gevinsten av magasinrestriksjonene til 312 mill NOK. Restriksjonene gir en forsikring mot linje utfall i de tørre årene. For dette tilfellet er "forsikringspremien" på 314 mill NOK for hele planleggingsperioden.

9 Konsekvenser av økt rasjoneringspris

Den siste tids høye priser har endret mange aktørers estimer av hvilken pris man vil få for produksjonen i en rasjonerings situasjon. En har også fått ny informasjon om hvor mye forbruket endres etter hvert som markedsprisen øker fra det normale (forbrukets priselastisitet). Disse størrelsene er viktige input til markedsmoellene fordi de påvirker nytten av å spare på vannet til perioder med en anstrengt kraftsituasjon. Vannkraftprodusentene står overfor et stokastisk beslutningsproblem når de skal bestemme produksjonen, der de på ethvert tidspunkt avveier sannsynligheten for flom og tilhørende tap av vann mot sannsynlighet for tørrår og tilhørende høye priser. I dette problemet vil størrelsene på de høye prisene ha noe å si for vurderingen og dermed magasindisponeringen. Det finnes ikke offentlig informasjon om rasjoneringspris og det er opp til aktørene selv å gjøre sine egne estimer.

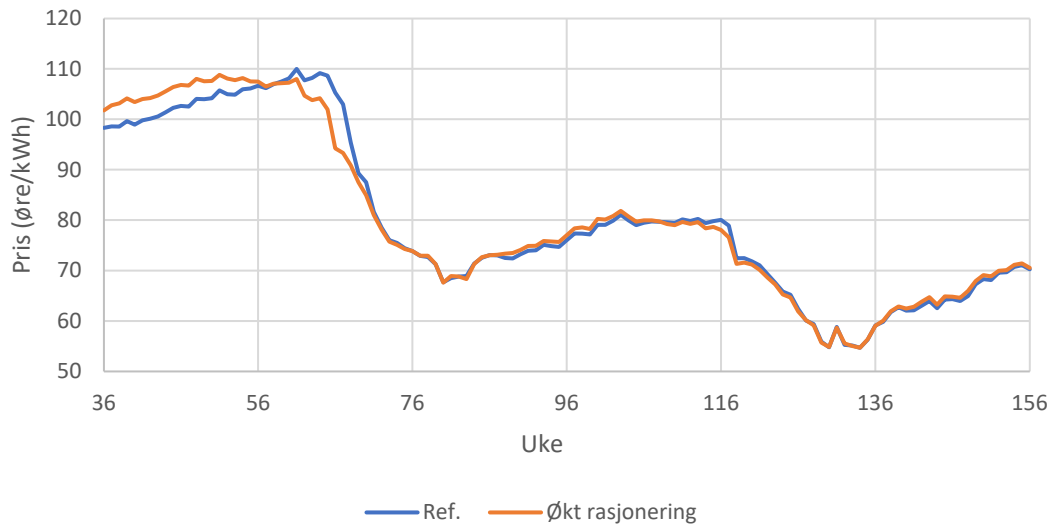
Formålet med den påfølgende beregningen er å kvantifisere, ved hjelp av et eksempel, hva rasjoneringsprisen og forbrukets priselastisitet har å si for magasindisponeringen. NVE har også oppdatert sine estimer av disse størrelsene etter 2021.

I opprinnelig datasettet er rasjoneringsprisen satt til XX øre/kWh. I tillegg er det definert en del industriforbruk i de ulike delområdene som forutsettes å kople ut ved en pris på YY øre/kWh. Det er også definert en priselastisitetsfunksjon på alminnelig forbruk som gjør at ca 7 % av forbruket ved "normalpris" er koplet ut før man når rasjoneringsprisen. Simulert maksimal pris vist i figur 14 og 15 er mye lavere enn rasjoneringspris.

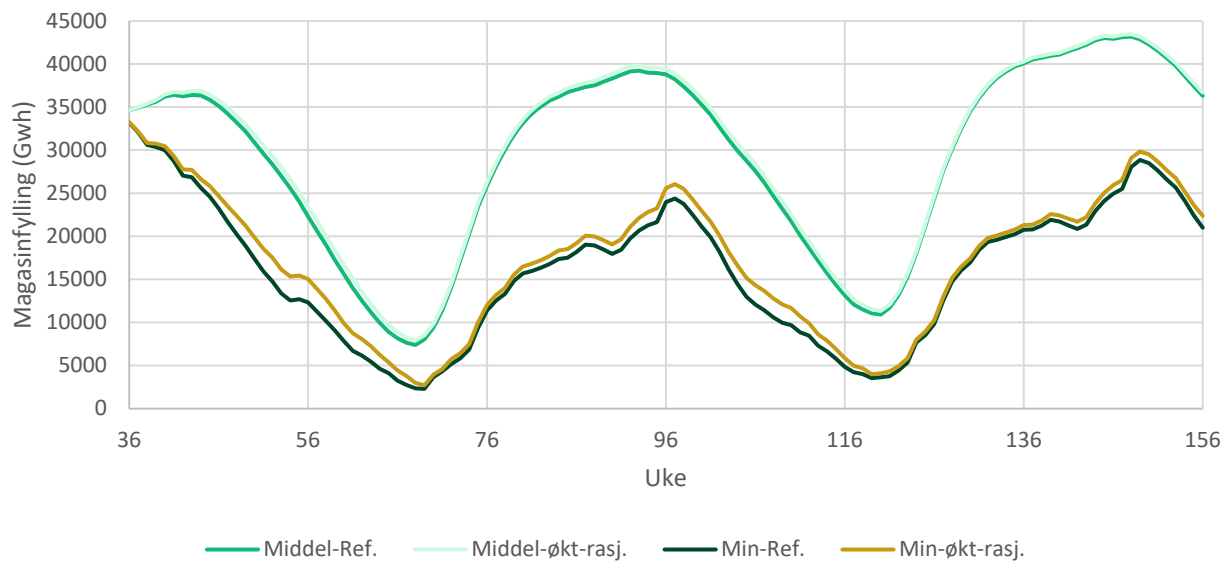
Vi har gjort en test hvor vi øker rasjoneringsprisen med en faktor på tre, 7 % reduksjon i alminnelig forbruk nås først ved den nye rasjoneringsprisen og den nevnte industriforbruket koples ut ved en pris som er tre ganger høyere enn opprinnelig antatt.

I testen brukes datasettet fra uke 36, 2021 med de prognoser som man hadde på det tidspunktet. I disse beregningene har vi benyttet automatisk kalibrering basert på maksimalisering av samfunnsøkonomisk overskudd for begge casene. Figur 23 viser en sammenligning av simulerte gjennomsnittspriser for delområde Ostland. Vi ser at med en antatt høyere rasjoneringspris og endret priselastisitet så øker det gjennomsnittlige prisnivået noe i starten av perioden mens det er litt lavere rett før førstkomende vårflom. Dette er som forventet og skyldes at med høyere rasjoneringspris er det optimalt å være noe forsiktigere med å bruke vannet i vinterperioden som vist i Figur 24. Konsekvensen av å gå tom for vann i magasinene er større. Største endring i minimum fylling er for uke 54 som har 2.8 TWh høyere minimum fylling i simuleringen med økt rasjoneringspris. Dette er en ganske lik heving av minimumsmagasin, som er observert for enmagasinrestriksjon og harde individuelle restriksjoner, se også figur 16.

Selv om man som vist i figur 14 og figur 15 ikke når rasjoneringsprisen i den originale simuleringen vil endret rasjoneringspris likevel kunne påvirke magasindisponeringen fordi man i strategi-/vannverdigeberegningene også hensyntar andre mulige utfall for tilsig, vind og temperatur enn de som benyttes i simuleringene.



Figur 23. Simulerte gjennomsnittspriser for delområde Ostland med original rasjoneringspris sammenlignet med case med økt rasjoneringspris.



Figur 24. Simulert magasinfylting (gjennomsnitt og minimum) for Sør-Norge for case med original og case med økt rasjoneringspris.

10 Testing av FanSi

10.1 Om FanSi

FanSi¹³ er en forskningsprototype markedsmodell som løser det samme hydro-termiske planleggingsproblemet som Samkjøringsmodellen. Modellen ble utviklet i IPN prosjektet "Stokastisk optimaliseringsmodell for Norden med individuelle vannverdier og nettrestriksjoner" (SOVN) som ble avsluttet i 2016¹⁴. Etter dette har prototypen blitt brukt i flere forskningsprosjekter utført ved SINTEF Energi (som for eksempel KPN PRIBAS¹⁵, IPN SumEffekt¹⁶, IPN Vannfly¹⁷, KSP HydroConnect¹⁸, EU OpenEntrance¹⁹).

FanSi kjører på de samme datasettene som Samkjøringsmodellen. Kort oppsummert har FanSi store fordeler og en ulempe samliknet med Samkjøringsmodell. Fordelene er 1) en bedre modellering av kortsiktig variabilitet og fleksibilitet og 2) en formell optimalisering av langsiktig magasin håndtering, mens ulempen er lengre regnetid.

Løsningsmetodikken gjør at den kortsiktige fleksibiliteten i vassdragene blir bedre utnyttet enn i Samkjøringsmodellen, for eksempel kan FanSi optimalisere den kortsiktige driften av pumpekraftverk eller tilsvarende drift for batterier. Standard versjon av Samkjøringsmodellen kan kun håndtere sesongpumping, men det finnes også en prototyp versjon av denne modellen som har med innad-i-uken optimalisering for pumper og batterier (EMPSW). FanSi benytter i mye større grad enn Samkjøringsmodellen formell optimalisering og gir dermed mer konsistente resultatendringer for endringer i forutsetninger (f.eks. nye kraftlinjer). Modellen er ikke avhengig av kalibrering og resultatene blir dermed i mye større grad enn Samkjøringsmodellen uavhengig av brukeren.

I de ovenfornevnte forskningsprosjektene er FanSi modellen brukt på ulike versjoner av et datasett for Nord-Europa utviklet hos SINTEF. Datasettene er kjørt i seriesimulerings-modus som typisk benyttes når man simulerer driften av et fremtidssystem hvor nåtilstanden (les magasinfyllingen i dag) til systemet ansees ikke å ha betydning. Analysene i denne rapporten er kjørt på NVEs datasettet og simulert i parallellsimulerings-modus. Parallellsimulering benyttes når man gjennomfører analyser med utgangspunkt i en kjent nåtilstand. Både simulerings-modus og datasett er derfor nytt i forhold til hva som har vært fokus i tidligere tester.

For det datasettet som er brukt i denne rapporten ble regnetiden i FanSi 1 døgn og 8 timer. Modellen er da kjørt på en relativt kraftig maskin²⁰ med følgende parametersetting:

- 3 timer tidsoppløsning i (Master) uke problemet (det samme som brukt i Samkjøringsmodellen)
- Ukes oppløsning i scenarioviften
- 52 uker langt scenario vifte
- 14 scenarier i viften
- Planleggingsperiode uke 36-156, 41 tilsigsår, (det samme som brukt Samkjøringsmodellen)

¹³ FanSi er en forkortelse for "Scenario Fan Simulator", som beskriver løsningsmetodikken

¹⁴ A. Helseth, B. Mo, A. L. Henden, G. Warland, "SOVN model implementation", TR A7618, 2017.

¹⁵ <https://www.sintef.no/en/projects/2017/pribas-pricing-balancing-services-in-the-future-no/>

¹⁶ NFR 309622

¹⁷ NFR 309413

¹⁸ <https://www.sintef.no/prosjekter/2021/hydroconnect/>

¹⁹ <https://openentrance.eu/>

²⁰ PC med prosessor AMD Ryzen Threadripper PRO 5995WX 64-Cores 2.70 GHz og med 256 GB RAM.

- FanSi er kjørt med parallellprosessering med bruk av 61 tråder, som medfører at 4 tilsigsår kan beregnes i parallell.
- Cplex er brukt som LP løser.

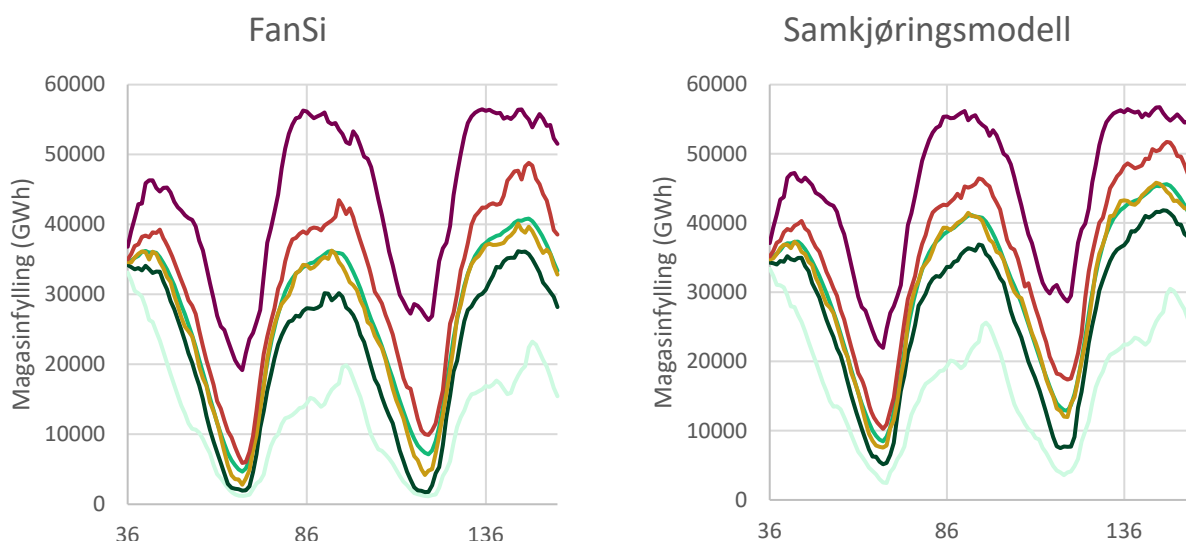
IPN prosjektet RAKETT²¹, avsluttet i 2022, har analysert mulige metoder som skal redusere regnetiden til FanSi metodikken. For videre informasjon henvises til det til sluttrapporten av prosjektet²².

10.2 Sammenligning: FanSi - Samkjøringsmodellen for referanse case

Vi kjører FanSi på det samme referanse caset fra uke 36, 2021 med de opprinnelige prognosene for eksogene priser og utvekslingskapasiteter.

Resultater

Figur 25 viser en sammenligning av simulert magasinifylling i Sør-Norge. Vi ser at FanSi tapper magasinet mer ned enn Samkjøringsmodellen. I figuren sammenlignes det med den manuelle kalibreringen av Samkjøringsmodellen. Minimummagasinifylling fra FanSi er 1.1 TWh i uke 68 mens Samkjøringsmodellen gir 2.4 TWh i uke 69.

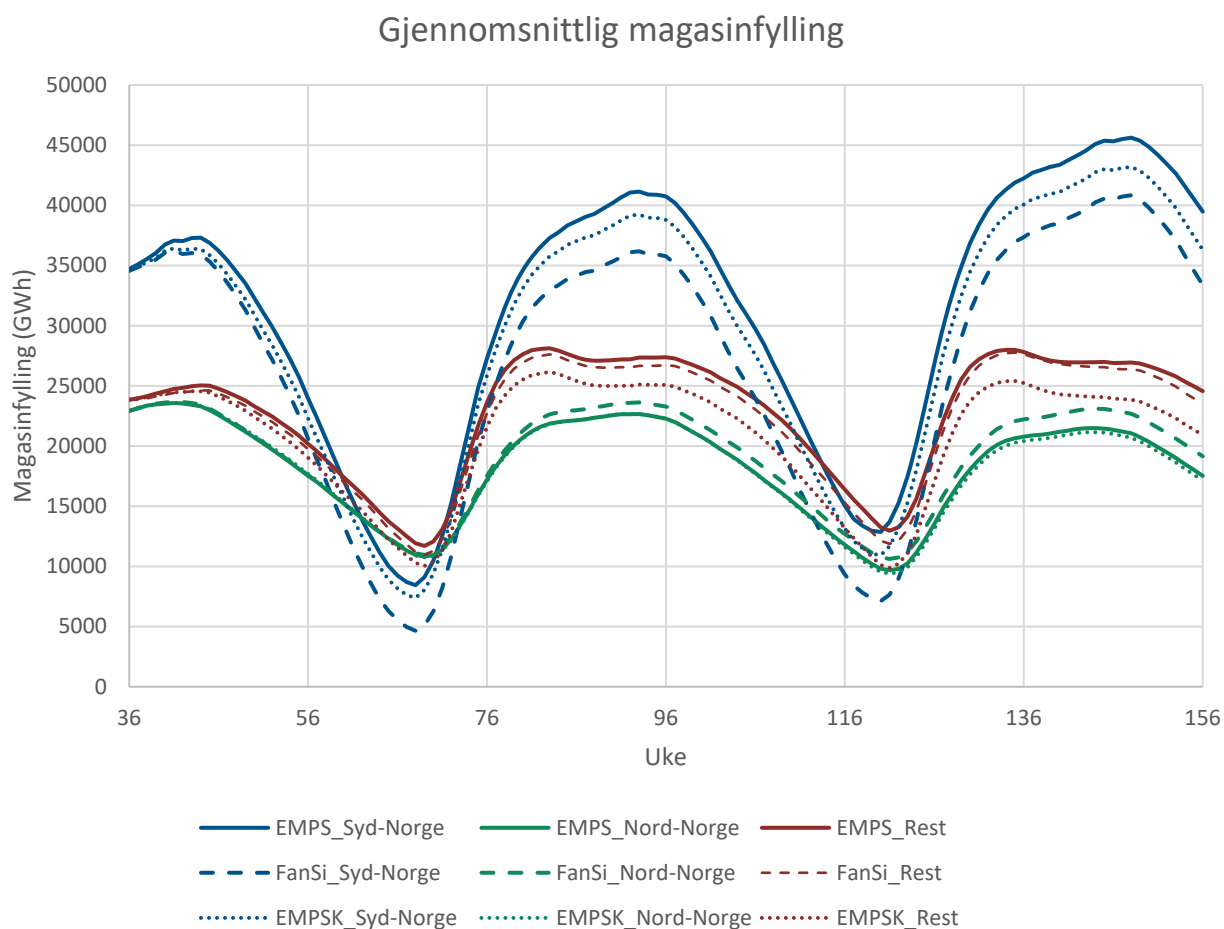


Figur 25. Sammenligning av simulert magasinifylling Sør-Norge med FanSi (venstre) og Samkjøringsmodellen (høyre). Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt (grønn).

²¹ [Rakett - Reduksjon av kjøretid basert på dekomponering for markedsmodeller med detaljert vannkraft - SINTEF](#)

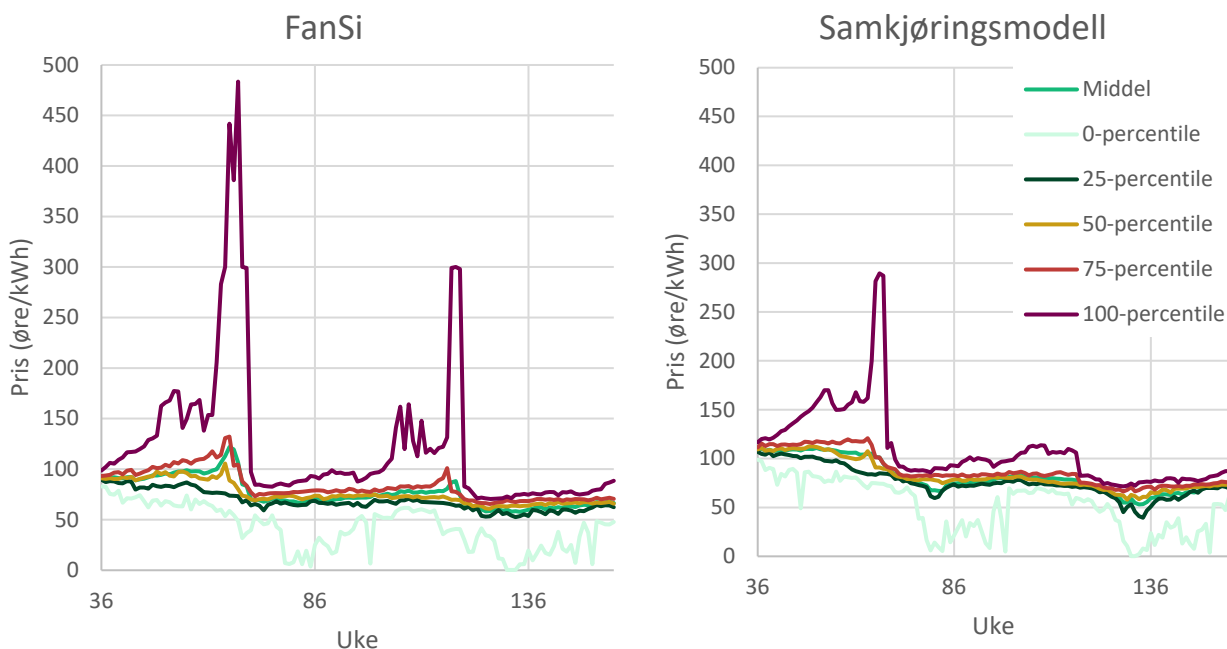
²² O.M. Hansen, "Speeding up the hydrothermal power market model FanSi", 2023:00068, ISBN 978-82-14-07992-0

Figur 26 viser simulert sum gjennomsnittlig magasinbefylling i Sør-Norge, Nord-Norge og rest (Sverige + Finland) for to ulike kalibreringer med Samkjøringsmodellen (EMPS - manuell kalibrering og EMPSK - automatisk kalibrering) sammenlignet med FanSi simuleringene. Det mest åpenbare forskjellen er at magasinindisponeringen fra FanSi for Sør-Norge er betydelige lavere enn de to ulike simuleringene med Samkjøringsmodellen. Mer detaljerte nøkkeltall fra simuleringene med Samkjøringsmodellen (manuell kalibrering) og FanSi er vist i Appendix B. FanSi gir større vannkraftproduksjon for planleggingsperioden og mindre flom. Fordi FanSi har lavere magasinbefylling, spesielt i Sør-Norge, er det logisk at man får mindre flomtap. Noe av forskjellen skyldes også at FanSi er en formell optimaliseringsmodell som greier å unytte sammenhengene i vassdragene bedre.



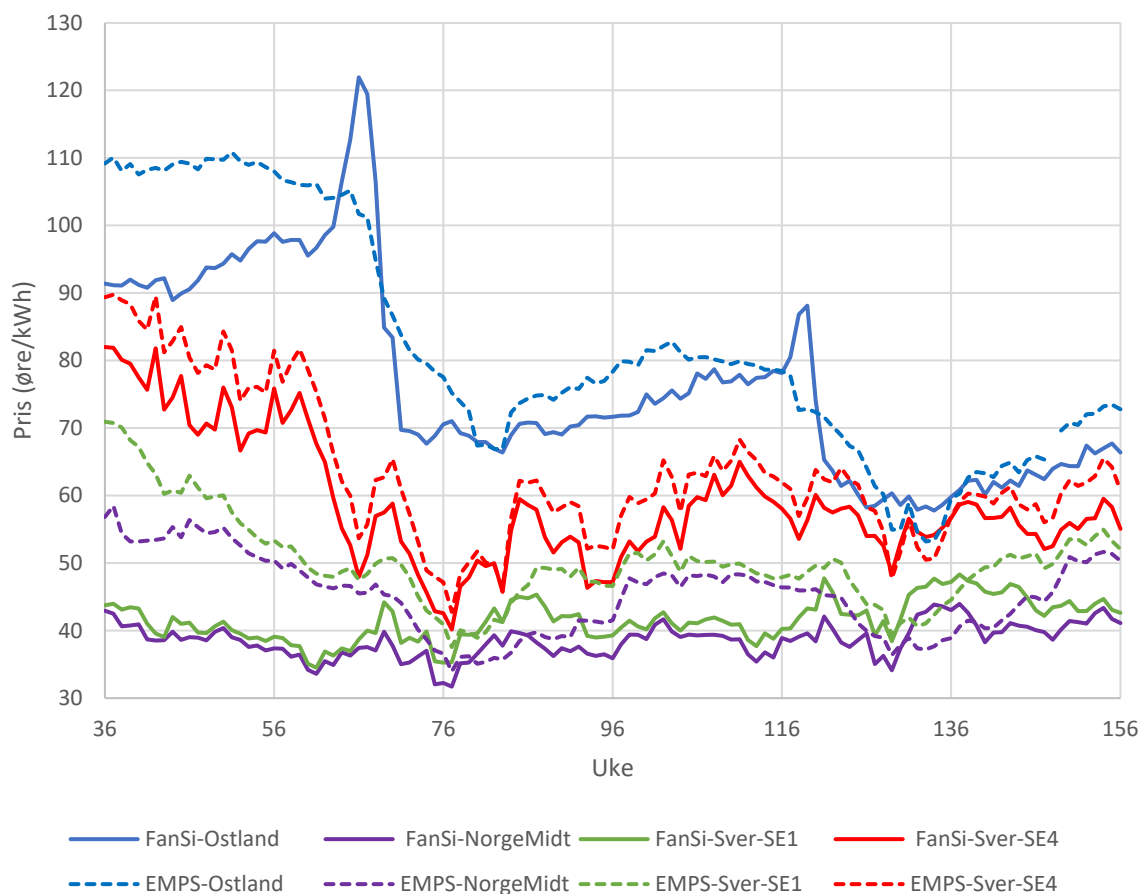
Figur 26. Simulert gjennomsnittlig magasinbefylling for to ulike kalibreringer med Samkjøringsmodellen (EMPS og EMPSK) og en simulering med FanSi.

I figur 27 sammenlignes simulerte priser for delområde Ostland for det samme caset fra uke 36. Vi ser at FanSi modellen i gjennomsnitt gir lavere priser enn Samkjøringsmodellen, men at i de tørreste årene gir FanSi modellen høyere maksimal pris. Dette er logisk ut fra det vi har sett fra magasinindisponeringen. FanSi ligger med lavere fylling og i de tørreste årene har man da mindre produksjon som gir høyere priser.



Figur 27. Sammenligning av simulert priser i Ostland med FanSi (venstre) og Samkjøringsmodellen (høyre). Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt (grønn).

Figur 28 viser simulert gjennomsnittspris for noen utvalgte delområder i modellen. Prisene vises både fra FanSi og Samkjøringsmodellen med en manuell kalibrering. FanSi gir lavere priser for alle delområder bortsett fra for delområde Ostland i "vårknipen". De andre delområder i Sør-Norge har tilnærmet lik gjennomsnittspris som delområde Ostland.



Figur 28. Simulert gjennomsnittspris for ulike delområder ved bruk av Samkjøringsmodellen og FanSi.

Resultatene viser at FanSi kjører magasinene, spesielt i Sør-Norge, mer ned enn det som vi tror de fleste brukere av Samkjøringsmodellen ville valgt som en optimal strategi. FanSi gjør det som er optimalt for den usikkerhet og tilhørende risiko som modellen ser. Usikkerheten er modellert ved hjelp av historisk variasjon i tilsig, temperatur og vind og sol. Risikoen er gitt av høye priser og tilhørende kostnad for samfunnet.

Diskusjon av FanSi resultater

FanSi er en simulator av type to-steps stokastisk optimaliseringsproblem, hvor det andre steget er representert av individuelle scenarier som løses deterministisk. Hvert scenario har i utgangspunktet lik sannsynlighet som tilsvarer risikonøytral optimalisering. Ut fra resultatene og samling med Samkjøringsmodell vurderer vi at FanSi underestimerer litt konsekvensene av det mest ekstreme scenariet. Forklaringen kan ligge i at det andre steget i FanSi modellen er deterministisk og at vi har benyttet ukeoppløsning i scenarioviften, som reduserer kortsiktig variasjon i produksjon og forbruk under strategiberegning. Dette fører til at vannverdiene blir for lav, prisene stiger litt for sent og man får en ikke ubetydelig gjennomsnittlig prisstigning i vårknipeperioden. På grunn av beregningstidshensyn har vi benyttet scenarioreduksjon for å redusere antall scenarier i viften fra 41 mulige scenarier til 14 scenarier. Dette kan også bidra til at de meste ekstreme utfallene ikke er representert godt nok. Kriteriet som brukes for å velge scenarier er basert på summen av energi (tilsig og vind) i hele det modellerte systemet som ikke nødvendigvis gir de værårene som gir de mest ekstreme konsekvensene for Sør-Norge. Ukeoppløsning i scenarioviften medfører at man ikke ser effektproblemer på samme måten og like tidlig som man ville gjøre hvis man benyttet fin tidsoppløsning i scenarioviften. FanSi har p.t. for liten fleksibilitet med hensyn til modellering av tidsoppløsning langs scenarioviften. Ideelt sett vil man bruke akkumulerte prisavsnitt for

kraftbalansen og magasinbalanser på ukenivå i scenarioviften. Dette vil etter vår mening gi det beste kompromisset mellom beregningstid og nødvendig detaljering for et godt resultat.

I en manuell kalibrering av Samkjøringsmodellen inkluderes implisitt også ikke modellerte risikohensyn, man ønsker ikke å ligge lavere enn et gitt magasinnivå på et gitt tidspunkt.

Det er mulig å innføre risikohensyn også i FanSi modellen. Vi har allerede implementert funksjonalitet hvor man kan vektlegge ekstremscenarier med en høyere sannsynlighet enn hva historikken tilsier. Denne funksjonaliteten er ikke brukt i analysen som er gjennomført. Det er også mulig å inkludere scenarier i viften som er noe mer ekstreme enn de som finnes i statistikken, for eksempel inkludere tilsigsår som er 10 % tørrere og våtere enn det som observert. Dette vil gi en forsiktigere disponering.

Det finnes også teori og praktiske anvendelser for modellering av CVaR (Conditional Value at Risk) i denne typen planleggingsmodeller²³. Vi har så langt ikke vurdert om, CVaR metodikk kan implementeres i FanSi.

10.3 Konsekvenser av kabler

I innledningen nevnte vi at FanSi er spesielt godt egnet til å vurdere konsekvensene av ulike endringer i forutsetningene. I dette kapitlet analyserer vi ved hjelp av FanSi det samme caset som er diskutert i kapittel 6, det vil si hva er konsekvensen av kablene mot Storbritannia og Tyskland på prisene høsten 2021. Vi simulerer datasettet fra uke 36, 2021 med og uten de nevnte kablene. I disse simuleringene er det forutsatt at de eksogene elektrisitetsprisene og utviklingskapasitetene mellom prisområder frem til og med uke 25, 2022 er kjente. Dette er de samme forutsetningene som ble benyttet for Samkjøringsmodell vurderingen i kapittel 6. Resultatene fra prisberegningene er vist Tabell 4. Vi ser FanSi resultatene gir litt større konsekvens (i prosent) enn det som ble estimert fra den manuelle kalibreringen med Samkjøringsmodellen.

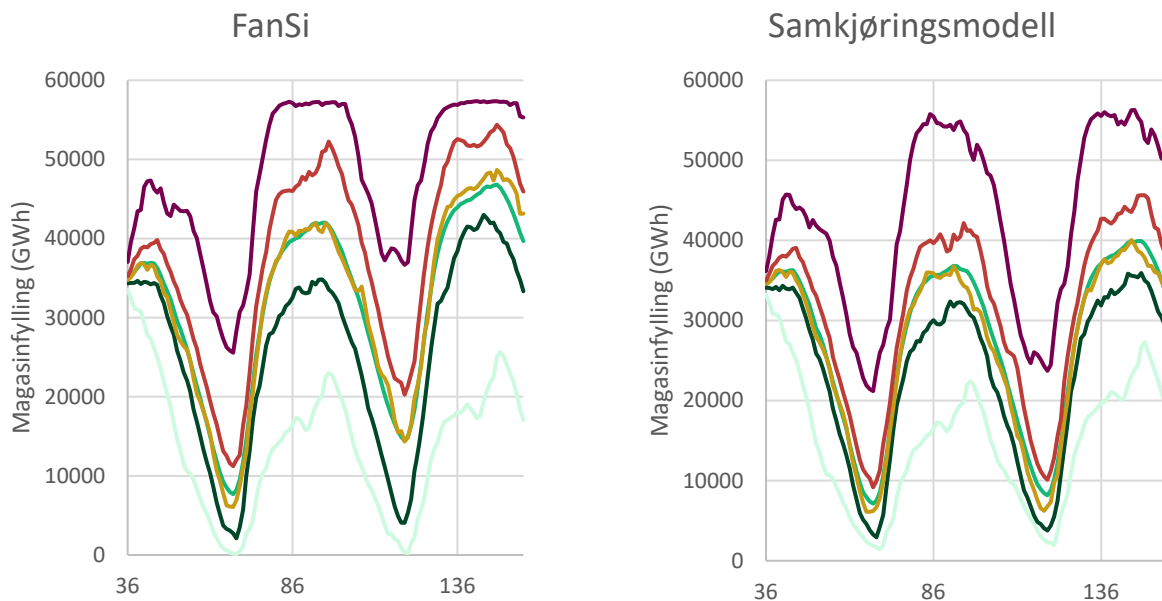
Tabell 4. Resultater for priskonsekvenser av kabler til Storbritannia og Tyskland. Simulerte priser (øre/kWh) i NO1 for ulike case.

Type resultat	Strategi	Med kabler	Uten kabler	Differanse (%)
Uke36-52, 2021	FanSi	103.4	84.0	23.1
Uke 36-52, 2021	a) EMPS, kvalitativ kalibrering	124.7	109.4	14.0
Uke 36-52, 2021	b) EMPS, maks samfunnsøkonomisk overskudd	124.9	99.0	26.1
Alle scenarier og uker	FanSi	81.0	60.4	34.1
Alle scenarier og uker	a) EMPS, kvalitativ kalibrering	88.2	71.2	23.8
Alle scenarier og uker	b) EMPS, maks samfunnsøkonomisk overskudd	88.4	83.9	5.4

I figur 29 sammenlignes magasinindisponeringen for Sør-Norge fra simuleringer med Samkjøringsmodellen og FanSi for caset uten kabler. Vi ser at selv om FanSi taper magasinene like mye ned som Samkjørings-

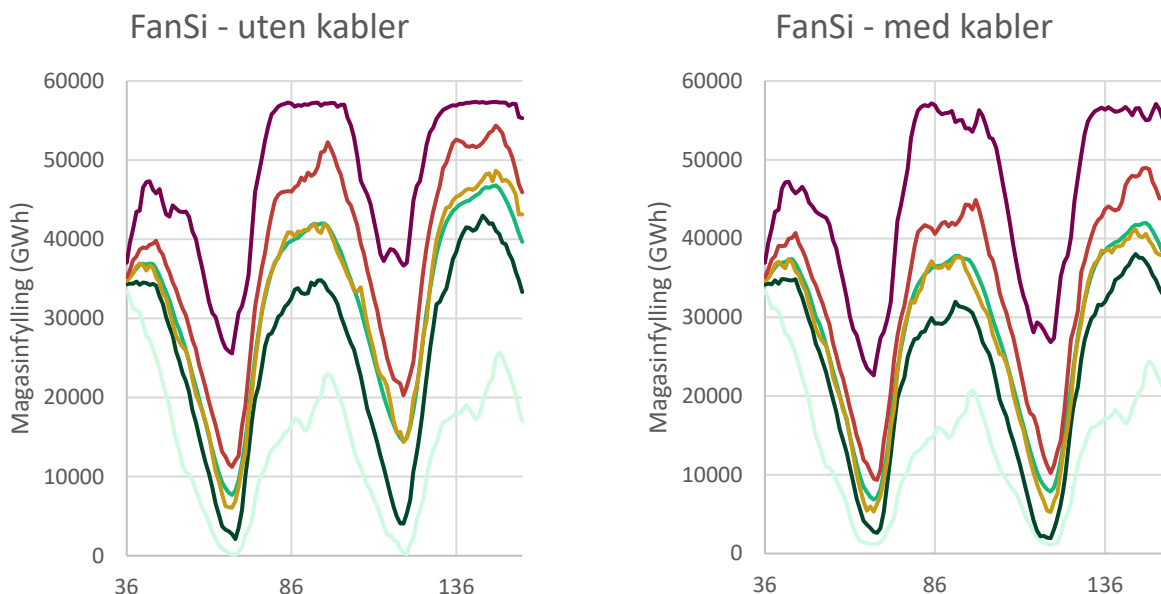
²³ M. Maceira et al , " Application of CVaR risk aversion approach in the expansion and operation planning and for setting the spot price in the Brazilian hydrothermal interconnected system", 2014 Power Computation System Computational Conference, ISBN:978-83-935801-3-2.

modellen det første året velger FanSi å ende opp med en betydelig høyere magasinfylling i det andre året. Det er rimelig at man med mindre utvekslingskapasitet må ha en høyere fylling for å oppnå tilstrekkelig forsyningsikkerhet. I Samkjøringsmodellen burde man kanskje ha endret kalibreringen for få tatt hensyn til dette godt nok. Eksemplet viser en av fordelene med FanSi. Modellen optimaliserer disponeringen for hvert case i rom og tid tatt hensyn til alle restriksjoner uten manuell påvirkning. I en seriesimulering med Samkjøringsmodellen kunne man benyttet automatisk kalibrering og dermed også der unngått den manuelle påvirkningen.



Figur 29: Sammenligning av simulert magasinfylling i Sør-Norge med FanSi (venstre) og Samkjøringsmodellen (høyre) for caset uten kabler mot Tyskland og Storbritannia. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt.

Figur 30 sammenligner kjøring av FanSi med og uten de to nye kabler mellom Norge og Storbritannia. Figuren viser veldig tydelig at med de nevnte kabler tilgjengelig tappes magasinene mye mer ned det siste året.

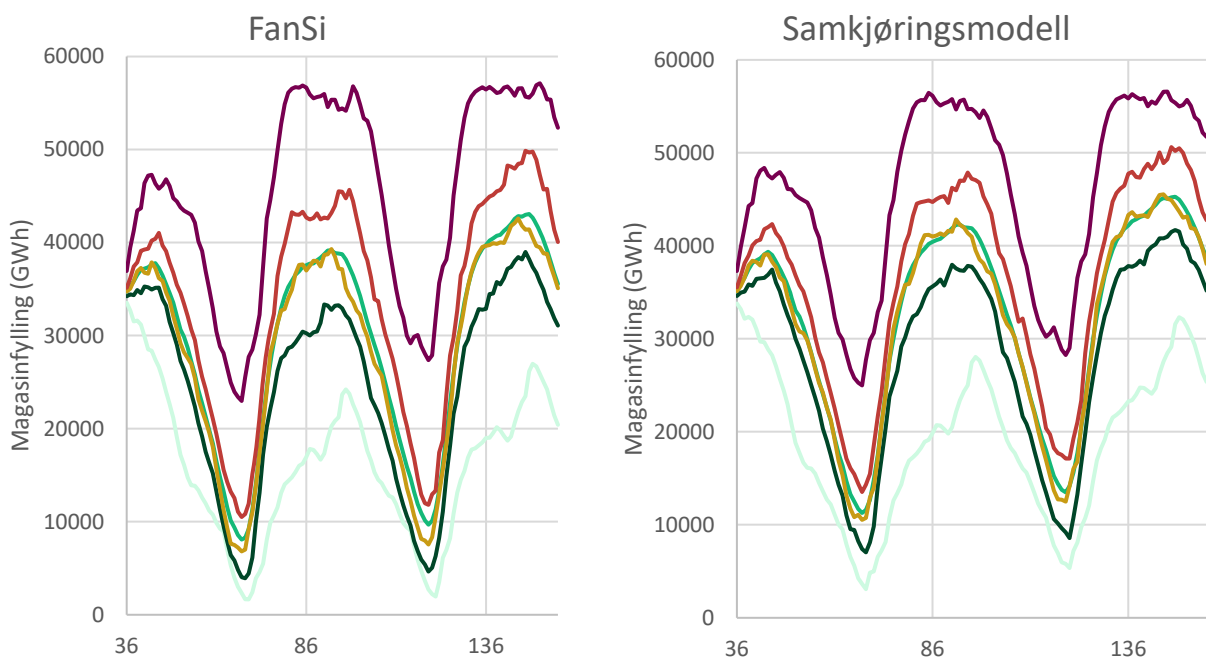


Figur 30: Sammenligning av simulert magasinfylling i Sør-Norge med bruk av FanSi modellen for case uten (venstre) og med kabler (høyre) mot Storbritannia og Tyskland. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt.

10.4 Individuelle magasinrestriksjoner

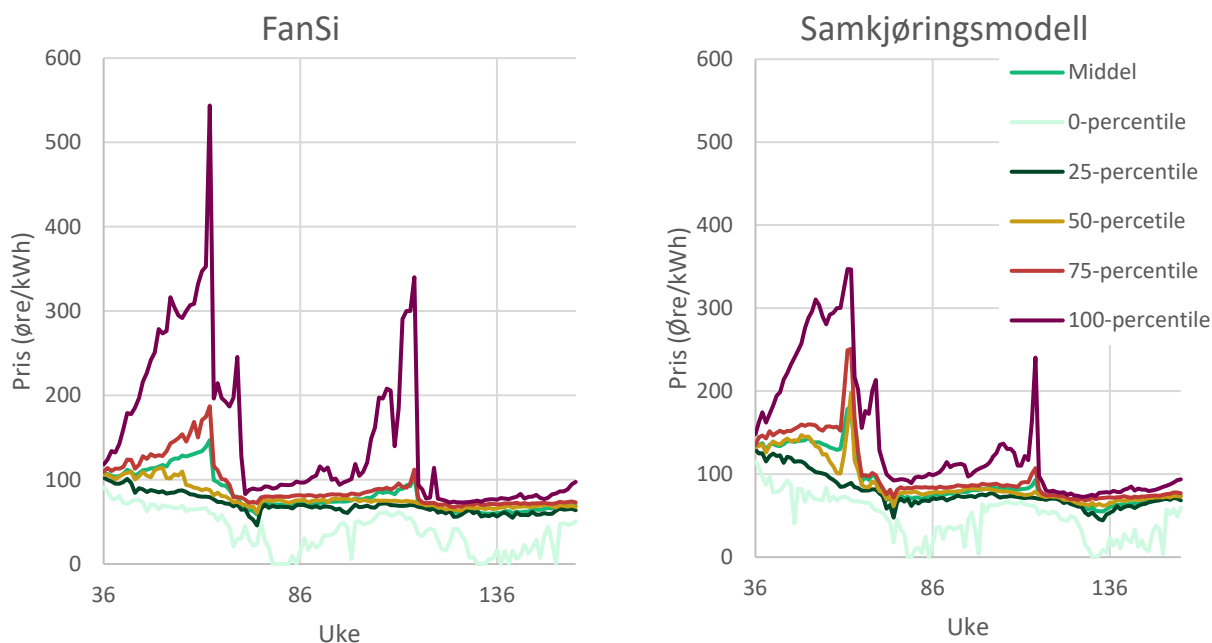
FanSi modellen er brukt for å sjekke konsekvensene av individuelle harde magasinrestriksjoner. Dette er de samme restriksjonene som er beskrevet og analysert ved hjelp av Samkjøringsmodellen i kapittel 8.2. Vi har valgt å fokusere på individuelle harde restriksjoner fordi FanSi p.t. ikke har funksjonalitet implementert som tillater modellering av magasinrestriksjoner på aggregert nivå. FanSi kan inkludere myke magasinrestriksjoner, som er vanligst i dagens regulering, men fordi tolkningen av disse restriksjonene i FanSi ikke blir helt lik den mer korrekte håndteringen i Samkjøringsmodellen, har vi valgt å sammenligne basert på harde restriksjoner som har samme tolkning i de to modellene. Myke magasinrestriksjoner derimot innebærer at tappebegrensninger er avhengig av volumet i magasinet, dette er en type tilstandsavhengighet som er vanskelig å inkludere i optimaliseringsmodeller og må derfor håndteres på forenklet måte.

De harde magasinrestriksjonene er spesifisert fra uke 1 til og med uke 11 for hvert år i planleggingsperioden. I restriksjonsperioden er minimum magasinfylling 25 % og kravet er innført for de 24 største magasinene i Sør-Norge. I sum tilsvarer kravet 8 TWh. Figur 31 viser simulert magasinfylling for Sør-Norge fra FanSi modellen sammenlignet med tilsvarende resultat fra Samkjøringsmodellen (manuell kalibrering). FanSi modellen har en simulert minimumsfylling i uke 63 på 8.9 TWh og et absolutt minimum på 1.6 TWh i uke 69. Tilsvarende tall fra Samkjøringsmodellen er 9.5 TWh i uke 63 og et absolutt minimum på 3.0 TWh. Begge modellene oppfylder det spesifiserte kravet på 8.0 TWh i uke 63.



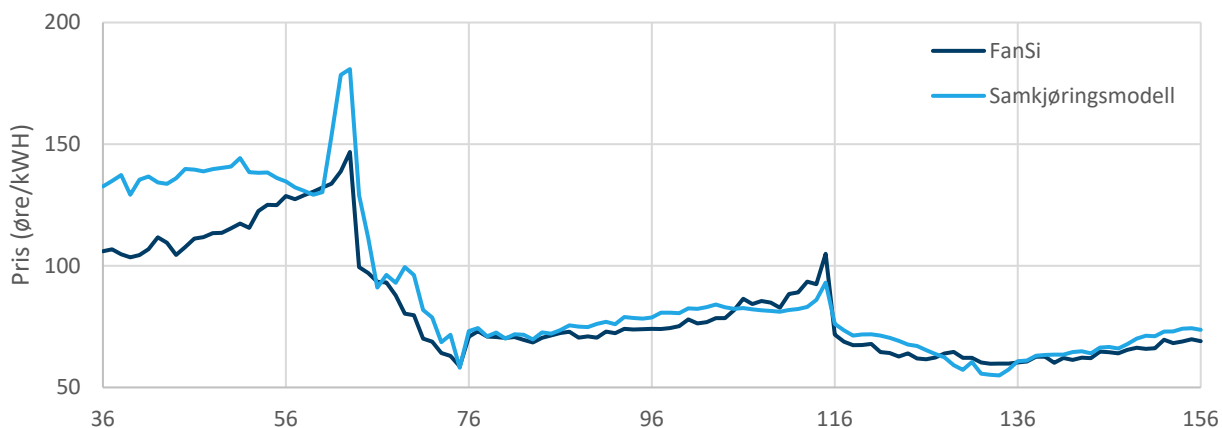
Figur 31: Sammenligning av simulert magasinfylling i Sør-Norge med FanSi (venstre) og Samkjøringsmodellen (høyre) for caset med harde individuelle magasinrestriksjoner. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt.

Figur 32 viser en sammenligning av simulerte priser i delområde Ostland fra Samkjøringsmodellen og FanSi. Vi ser det samme som vi har sett for andre case, FanSi gir i gjennomsnitt lavere priser, men noe høyere maksimal pris. Dette er spesielt tydelig for det første året i planleggingsperioden.



Figur 32: Sammenligning av simulerte priser i Sør-Norge med FanSi (venstre) og Samkjøringsmodellen (høyre) for caset med harde individuelle magasinrestriksjoner. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt.

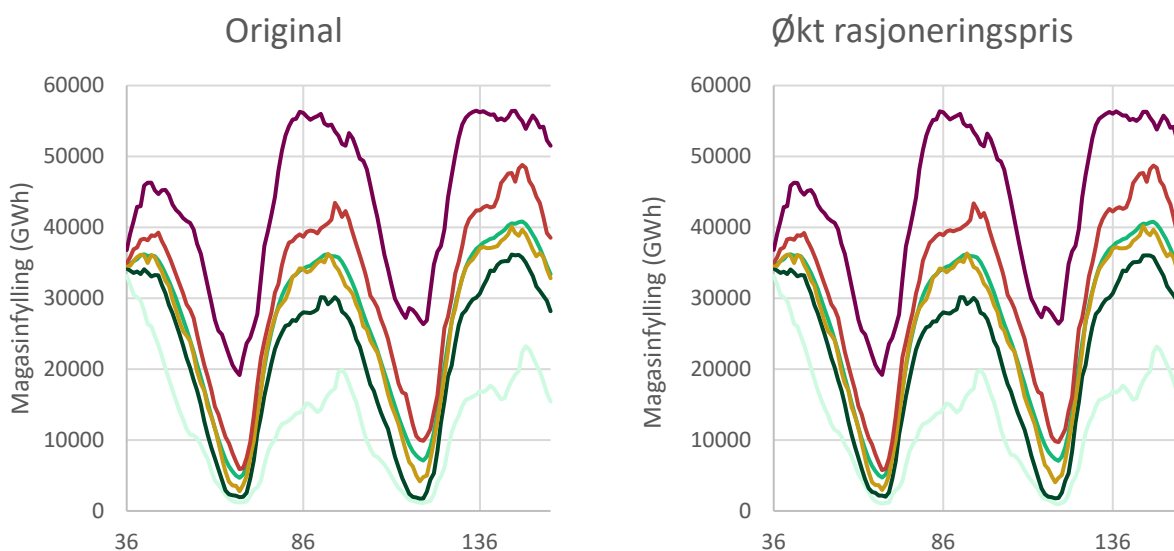
I figur 33 vises kun den gjennomsnittlige simulerte prisen for delområde Ostland. Den simulerte gjennomsnittsprisen fra FanSi stiger mer gradvis frem mot restriksjonsperioden, noe som tyder på bedre planlegging i forkant av restriksjonsperioden. Dette er en forventet forskjell mellom modellene fordi FanSi "ser fremover" inkludert den detaljerte vannkraftbeskrivelsen. Den framoverskuende egenskapen til Samkjøringsmodellen er knyttet til den aggregerte vannkraftbeskrivelsen pluss logikken i tappefordelingen. Den samme forskjellen mellom modellene gjelder også i forhold til å planlegge driften i forkant av revisjoner av individuelle vannkraftaggregater. FanSi vil i større grad omfordele, tappe ned i forkant av revisjoner på en slik måte at totalkostnaden for systemet ved revisjonene blir mist mulig.



Figur 33: Simulerte gjennomsnittspriser for delområde Ostland for caset med harde individuelle magasinrestriksjoner.

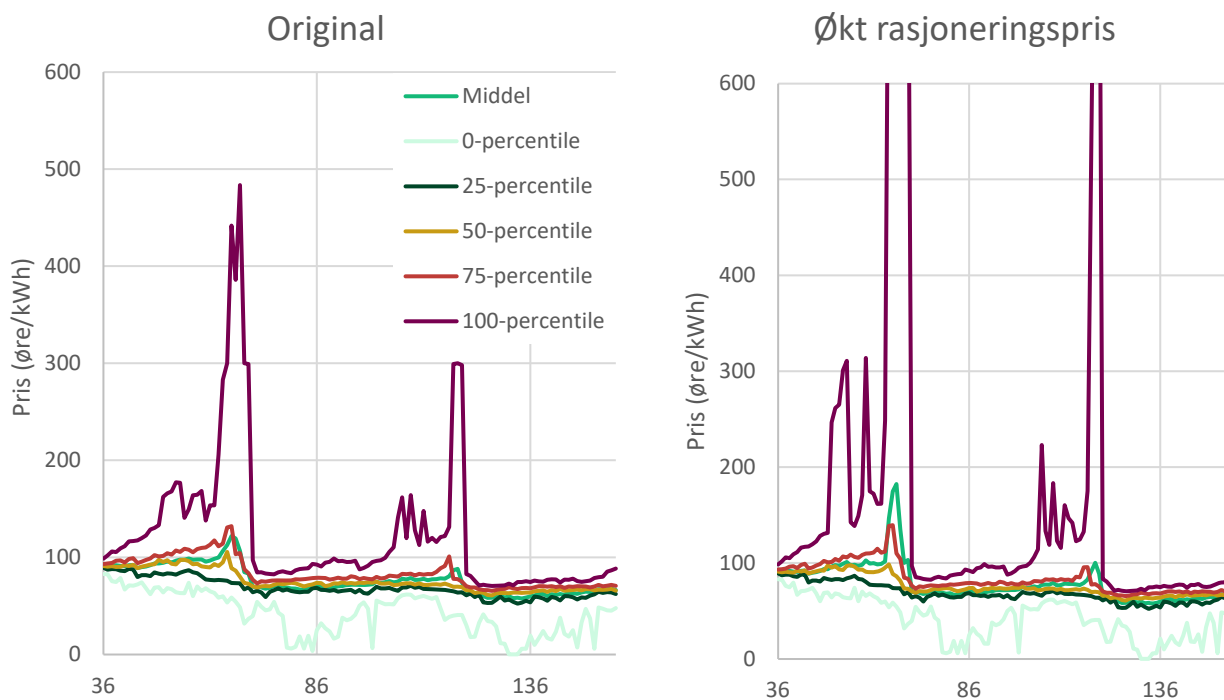
10.5 Endret rasjoneringspris

FanSi er også testet på datasettet med økt rasjoneringspris og endret priselastisitet, det samme caset som er beskrevet i kapittel 9. Figur 34 viser en sammenligning av simulert magasinutfylling fra Fansi for Sør-Norge for de to casene med ulik rasjoneringspris. Noe overraskende viser ikke simuleringene tydelig endring i magasinindisponeringen på samme måte som Samkjøringsmodellen, se kapittel 9.

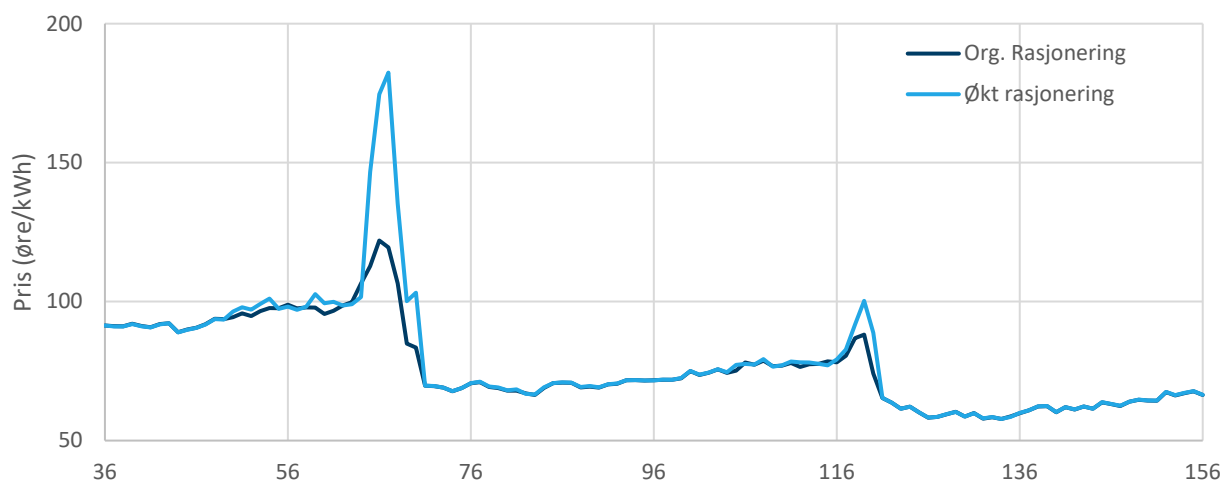


Figur 34: Simulerte magasinutfylling med FanSi for originalt case (venstre) og case med økt (høyre) rasjoneringspris. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt.

Figur 35 og figur 36 viser en sammenligning av simulerte priser. Vi ser at prisene øker når rasjoneringsprisen øker. Dette er som forventet, men profilen på prisendringen tyder på at man ser faren for energiknapphet/rasjonering senere enn hva tilfellet er i Samkjøringsmodellen.



Figur 35: Simulerte priser med FanSi for originalt case (venstre) og case med økt (høyre) rasjoneringspris. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt.



Figur 36: Simulerte gjennomsnittspriser for delområde Ostland med FanSi for case med original og økt rasjoneringspris.

Prisene i uke 36 og frem mot jul er tilnærmet upåvirket av den økte rasjoneringspris og den endrede priselastisiteten. Dette er sannsynligvis knyttet til det samme som vi diskuterte i kapittel 10.1. Før jul er det ingen av scenariene som gir vannverdier i det prisområdet hvor prisene er endret.

Det kan være flere årsaker til dette:

- Scenarioreduksjonen kan føre til de scenario som er mest ekstremt og viktigst for prisene i Ostland ikke er representert. Som nevnt tidligere er scenarioreduksjon basert på sum energi (tilsig, vind og sol) i hele systemet. En sammenligning av simulerte priser fra simuleringer med ulikt antall (14 scenario og alle) scenarier i scenarioviften er vist i appendix C. Resultatet viser at prisene blir noe lavere i vårknipen når man kjører uten scenarioreduksjon, dvs alle scenariene er inkludert.
- Tidsoppløsning. Det er benyttet ukeoppløsning i scenarioviften som jevner ut forbruksvariasjonene innenfor uken og skjuler eventuelle effektproblemer. Konsekvensen av dette kan være for lave vannverdier i områder med lav magasinfylling. Dersom FanSi var implementert med større fleksibilitet til å modellere varierende tidsoppløsning i scenarioviften kunne vi unngått dette.

FanSi er en simulator av to-steps optimaliseringsproblem som er en forenkling av det reelle multisteps stokastiske beslutningsproblemet. Det kan tenkes at denne forenklingen er en del av forklaringen selv om vi tror at de første punktene er viktigst.

10.6 FanSi - status og videre arbeid

FanSi er en forskningsprototype markedsmodell utviklet for detaljerte driftsanalyser av fremtidens kraftsystem, et kraftsystem med en større andel ny fornybar produksjon som balanseres med ulike typer fleksibilitet på produksjons og forbrukssiden. Modellen benyttes i dag i mange forskningsprosjekter hvor man analyserer fremtidens system. Modellen har i mindre grad blitt testet i analyser av dagens kraftsystem slik som vi har gjort i dette prosjektet.

Vi tror at FanSi (som inkluderer EMPSW) konseptet er det rette verktøyet for detaljerte analyser av fremtidens system. Det vil ikke si at modellen er ferdig forsket, utviklet og testet. Industrien bør i større grad involveres med testing på dagens system slik at egenskapene til modellen blir mer vurdert også i forhold til driften av eksisterende system enn hva som har blitt gjort hittil.

Nedenfor er en liste med problemstillinger vi mener det bør arbeides videre med basert på de erfaringene vi har med bruk av modellen, inkludert erfaringene fra dette prosjektet.

- Testing av modellens egenskaper på dagens system ute i industrien. En slik aktivitet krever oppfølging fra de som har utviklet modellen og vil bidra til robustgjøring og utbedringer av kjente og ukjente svakheter. Testingen bør dekke forskjellige typer analyser og brukerbehov.
- Mulighet for å inkludere risikohensyn i strategien. CVaR, vektning av ekstremscenarier, mer ekstreme tilsig osv. Noen av disse tiltakene trenger ikke øke regnetiden. For eksempel kan man inkludere mer ekstreme scenarier i scenarioviften. Dette vil gjøre disponeringen mer robust uten at det går på bekostning av de gode egenskapene til modellen, eller økning i regnetiden.
- Algoritmen som benyttes for å redusere antall scenarier i scenarioviften i FanSi er relativ enkel og baseres pt. kun på sum årlig energi for hele systemet. Mer sofistikerte reduksjonsalgoritmer bør vurderes og testes. Implementasjon av slike algoritmer er forholdsvis enkel i FanSi metodikken.
- Modellen mangler funksjonalitet for å benytte fleksibel tidsoppløsning langs scenariobanene. Man må kunne benytte akkumulerte prisavsnitt i deler av scenariobanene og fleksibilitet til kunne bruke

ulik tidsoppløsning på magasin- og kraftbalanser. Dette gir bedre utnyttelse av tilgjengelig beregningstid og legger til rette for mer presisjon i scenarienviften ("vannverdberegningen").

- Videre arbeid med å redusere beregningstiden. Det tidligere nevnte RAKETT-prosjektet foreslår flere teknikker for å redusere regnetid i FanSi metodikken. Vi gjør oppmerksom på at FanSi-konseptet krever betydelig mer beregningstid enn Samkjøringsmodellen, og slik vil det også være etter implementering av forbedringer foreslått fra RAKETT-prosjektet. Dette ligger i metodens natur, man forsøker å regne eksplisitt på detaljer som i Samkjøringsmodellen er forenklet og tilpasset gjennom modellkalibrering.
- Nye metoder for sluttverdisetting. FanSi benytter vannverdier fra Samkjøringsmodellen til å sette verdien av vannet ved slutten av planleggingsperioden til FanSi. Man ønsker en relativt kort planleggingshorisont i FanSi på grunn av beregningstiden, men jo kortere planleggingshorisont i scenarienviften jo større betydning får sluttverdiene fra Samkjøringsmodellen på driften av de større magasinene. Et fremtidig mål må være også å basere sluttverdisettingen på metoder som i større grad benytter formell optimalisering, implementert i moderne programmeringsspråk og innpakning.

11 Konklusjon

Denne rapporten beskriver analysen samt resultater fra oppdraget "Vurdering av kraftsituasjonen 2021-22".

Følgende observasjoner er gjort ved vurdering av magasinindisponering:

- I 2021 ble fyllingsgraden redusert fra å være over gjennomsnittlig før uke 26 til å under gjennomsnittlig og videre ned mot minimum fyllingsgrad i statistikken fram mot uke 38. En viktig forklaring til denne reduksjonen i relativ fyllingsgrad kan være at tilsiget var mye lavere enn gjennomsnittlig i den perioden det skjedde. Vi har ikke analysert denne perioden i vurdering av magasinindisponering.
- Fyllingsgraden holdt seg deretter lavt ut hele 2021, til tross for at tilsiget var høyere enn normalt og til tross for at en typisk skal være mer forsiktig med å bruke magasin vann når fyllingsgraden er lav. En viktig forklaring på dette er at de europeiske terminprisene økte utover høsten 2021, samtidig som en forventet en "normalisering" lenger frem i tid. Det var derfor optimalt å produsere relativt mye selv om magasin fyllingen allerede var lav.
- Beregninger basert på våre modeller og datasettene fra NVE, oppdatert med de tilgjengelige data i analysetidpunktene, tyder likevel på at magasinene ble tappet ned noe mer enn det som den spesielle prisutviklingen skulle tilsi.²⁴

En sensitivitetsanalyse med og uten kabler mellom Norge og Tyskland, og Norge og Storbritannia viser at simulerte priser i Sør-Norge høsten 2021 er 15-25 øre/kWh høyere med de to kablene enn uten.

Den ekstreme prisutviklingen høsten 2021 har ikke vært observert før og er svært langt utenfor det normale utfallsrom. Vi forventer derfor økt fokus på modellering av usikkerhet i andre underliggende faktorer enn vær usikkerheten fremover.

Magasinrestriksjoner kan øke systemets robusthet i forhold til noen typer usikkerheter og hendelser som ikke er hensyntatt under modellering. De kan også i noen tilfeller øke systemets robusthet i forhold til hendelser som er modellert. Et eksempel på det siste tilfelle med magasinrestriksjoner, usikkerhet i tilsig og redusert risiko for rasjonering er vist i en tidligere rapport²⁵.

Det første tilfelle har vi nå eksemplifisert i denne rapporten, med fokus på kraftsituasjon 2021/22, ved å beregne kostnadene og nytten av magasinrestriksjoner for et tilfelle med utfall av kabler. I en modell som Samkjøringsmodellen vet vi hva som er tatt hensyn til i planleggingen; det er det som er modellert. Vi kan dermed kvantifisere kostnaden og nytten av et tiltak gitt at en ikke planlagt hendelse oppstår. I eksempelet med minimumsrestriksjoner på enmagasinnivå i hvert delområde kvantifiserte vi kostnaden til 312 mill NOK for planleggingsperioden, mens nytten gitt det spesielle utfallet av alle kabler oppstå beregnes til 314 mill NOK. I virkeligheten vet man ikke hva som er inkludert i aktørenes planlegging. Det er også vanskelig å sette sannsynlighet på alle mulige hendelser. Vi kan derfor ikke konkludere med hva som er den reelle kostnaden og samlede nytten av magasinrestriksjoner.

En markedsmodell kan benyttes til å sammenligne observert magasinindisponering med simulert disponering slik som i del 1 av rapporten og på den måten avdekke om markedet fungerer slik som tiltenkt.

²⁴ Som nevnt i innledningskapittelet har vi i ettertid av når analysen ble gjort blitt oppmerksom unøyaktigheter i modelleringen av Sør-Sverige som kan påvirke denne vurderingen.

²⁵ N. Flatabø, A. Haugstad, E. S. Huse, "Utredning vedrørende magasinindisponering 2002-2003", TR 5851, 2003

Dette forutsetter at markedsmodellen er satt opp med best mulige markedsdata. Hva som i tilfelle er årsaken til et eventuelt avvik mellom modell og virkelighet kan ikke avledes direkte, men man kan undersøke betydningen av ulike faktorer slik som betydningen av rasjoneringspris.

Analysene tyder på at magasinrestriksjoner på aggregert nivå, som gir aktørene fleksibilitet til å fordele kravet fritt på tilgjengelige magasiner, gir det best resultatet, dvs ønsket sikring med minimum kostnad. Aktørenes driftsplanleggingsverktøy, som er mer detaljerte enn Samkjøringsmodellen, er p.t. ikke tilpasset planlegging med sum krav til magasinutfylling. SINTEF har vurdert konsekvenser av ulike magasinrestriksjoner, men ikke tatt stilling til om de bør innføres.

Aktørenes estimater til rasjoneringspris har betydning for hva som blir beregnet optimal magasinindisponering. Den siste tids høye priser har sannsynligvis medført at aktørene har økt dette estimatet. Dette vil gi en noe forsiktigere magasinindisponering. I vårt eksempel øker simultant minimumsutfylling i Sør-Norge med 2.8 TWh når rasjoneringsprisen er tre ganger høyere enn opprinnelig antatt.

I siste del av rapporten har vi testet og sammenlignet resultater fra Samkjøringsmodellen med tilsvarende resultater fra en prototyp markedsmodell kalt FanSi.

Sammenligningen viser følgende:

- FanSi taper magasinene i Sør-Norge mer ned første år enn hva Samkjøringsmodellen gjorde. Modellen gir også betydelig lavere priser i gjennomsnitt.
- FanSi planlegger bedre i forhold til individuell harde magasinrestriksjoner enn hva Samkjøringsmodellen gjør.
- FanSi og Samkjøringsmodellen gir noenlunde samme prispåvirkning av kablene til Storbritannia og Tyskland.

Appendix A: Versjoner av datasettene (A, B, og C)

Vi har lagt tre forskjellige versjoner av datasettene, som heretter kalles hhvs. A, B og C. I det følgende beskriver vi hver av disse versjonene, samt hvordan de har blitt brukt. Se også Tabell A.1.

De datasettene vi fikk fra NVE, inklusive SINTEF sin oppdatering av værstatistikken, er "A" versjonen av datasettene. Når vi omtaler et datasett skriver vi også hvilken uke datasettet ble laget for, jf. de 3 datasettene vi fikk fra NVE. Datasettet Case36-2021-A betyr derfor at vi har brukt datasettet for uke 36/2021, og at A-versjonen av datasettet er brukt. Datasettet skal representere beslutningsgrunnlaget for magasindisponering med den informasjonen som var kjent på det aktuelle tidspunkt (dvs. i uke 36 i dette eksempelet).

I A-versjonen av datasettene ligger det inn en beskrivelse om forventninger til eksogene priser (bl.a. kraftpriser i Tyskland, Storbritannia, og Nederland) og tilgjengelig utvekslingskapasitet fremover. I "B"-versjonen av datasettene har vi erstattet dette med observerte verdier for eksogene priser og de utvekslingskapasitetene som ble brukt på NordPool i klareringstidspunktet. En optimalisering med B-versjonen av datasettet beregner derfor en optimal magasindisponering med perfekt fremsyn på europeiske priser og overføringskapasiteter.

Motivasjonen for å etablere B-datasettet var imidlertid ikke å optimalisere med perfekt framsyn, men å undersøke hvordan den optimale disponeringen av magasinene blir når strategien (dvs. vannverdiene) blir beregnet ut fra den informasjonen aktørene hadde tilgjengelig i ulike uker (dvs. strategi beregnet fra A-versjonene), mens realiseringen av europeiske priser og utvekslingskapasiteter settes til det som faktisk skjedde (dvs. iht. beskrivelsen i B-versjonen). Det er dette som gjøres i "C"-versjonen av datasettene. Her er strategien fra A-versjonen, mens simuleringen gjøres iht. B-versjonen.

Tabell A.1 Beskrivelse av datasett versjoner

Versjon	Beskrivelse
A	Datasett med oppdatert værstatistikk (tilsig, vind og solserier) fram til 2021. Strategiberegning og simulering kjørt for datasett.
B	Datasett som versjon A, men med observerte eksogene priser og utvekslingskapasitet for uke 36/2021 - 15/2022. Strategiberegning og simulering kjørt for datasett.
C	Datasett som versjon B, men med strategi (vannverdier) fra versjon A. Simulering kjørt for datasett.

Appendix B: Nøkkeltall fra simuleringene med Samkjøringsmodellen og FanSi

Delområdene 1-8 representer delområdene i Sør-Norge.

Delområdene 9-15 representer Midt-Norge og Nord-Norge i rekkefølge sør til nord.

Delområdene 16-19 representer Sverige i rekkefølge nord til sør, 20 Finland, 21-22 Danmark.

Delområdene 22-30 eksogene prisområder

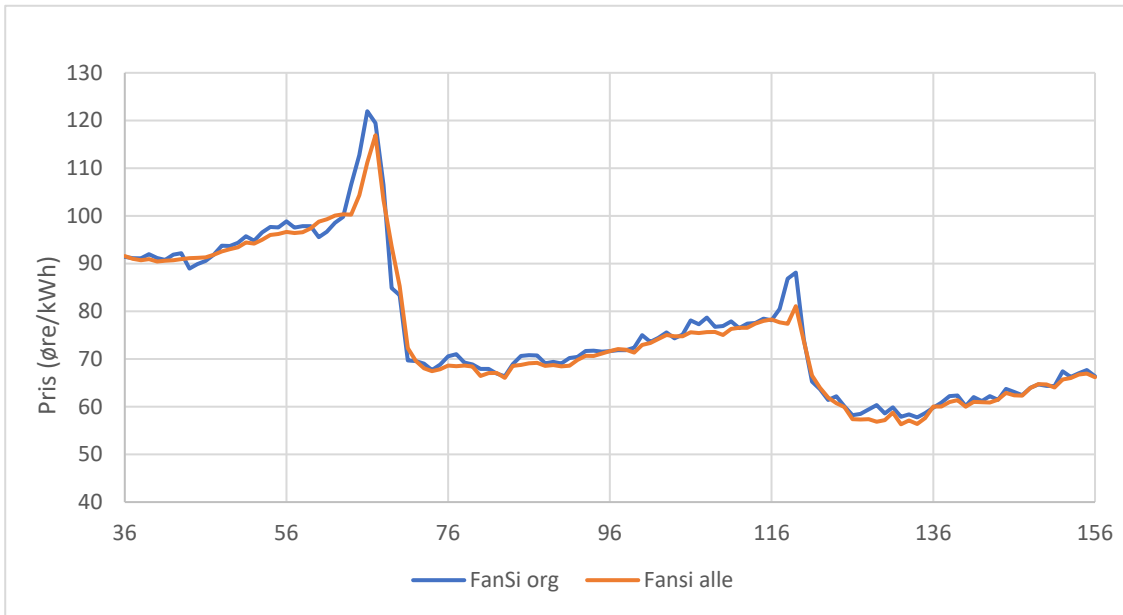
Tabell A.2 Nøkkeltall fra simuleringer med FanSi

Delområde	Tilslig (GWh)	Flom (GWh)	Fastkraft (GWh)	Vannkraft (GWh)	Vindkraft (GWh)	Kjøp (GWh)	Salg (GWh)	Netto utveksling (GWh)
1	39578	6338	75608	33378	2486	311	-4905	44339
2	819	131	12374	715	0	0	-6842	18501
3	27678	654	4148	27732	0	0	-2	-23582
4	76154	2822	27122	72913	10169	642	-12677	-43925
5	10470	562	6563	9973	1631	0	-20088	15047
6	23666	993	21173	22108	0	412	-11887	10539
7	47513	4793	12442	43328	72	0	-329	-30629
8	17244	438	1271	16703	0	0	-8010	-7423
9	14063	1439	2761	12821	3037	0	-4082	-9015
10	17539	1080	8918	16607	1191	33	-19356	10442
11	17156	2068	15791	15822	12437	451	-8064	-4855
12	23647	1707	3053	23154	3039	205	-11087	-12259
13	7899	174	312	8294	0	0	-626	-7357
14	23655	1697	12400	23203	3731	412	-4637	-10308
15	4930	1290	2737	3628	2047	599	-1006	-2533
16	44722	919	21250	44066	18003	2300	-115	-43004
17	86885	3528	38301	82254	34569	5504	-22	-84004
18	24542	3171	221630	21470	22373	154736	0	23052
19	3631	258	56766	3451	11790	7586	0	33940
20	33096	433	208640	32663	23912	149474	0	2592
21	0	0	54842	0	41102	29949	0	-16209
22	0	0	34883	0	15863	14236	0	4783
23	0	0	0	0	0	2384	-24163	21780
24	0	0	0	0	0	2614	-53770	51156
25	0	0	0	0	0	366	-11657	11291
26	0	0	0	0	0	975	-12915	11941
27	0	0	0	0	0	2069	-16810	14741
28	0	0	0	0	0	4335	0	-4335
29	0	0	0	0	0	0	-3374	3374
30	0	0	0	0	0	2388	-24300	21912
	544887	34495	842985	514283	207452	381981	-260724	-8

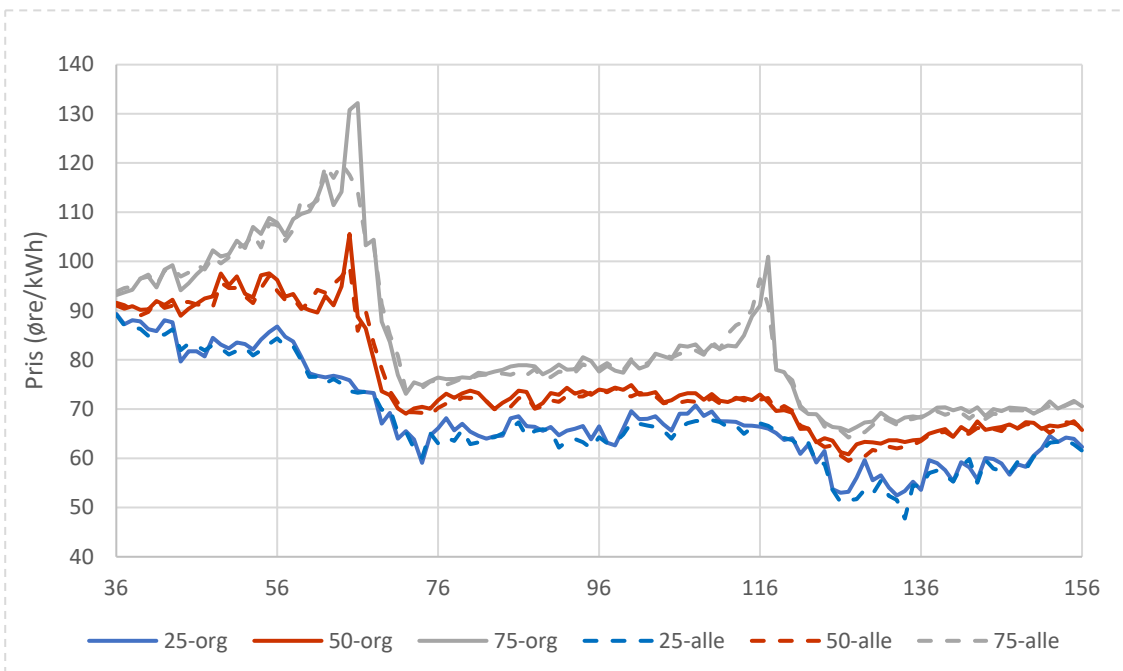
Tabell A.3 Nøkkeltall fra simuleringer med Samkjøringsmodellen

Delområde	Tilsig (GWh)	Flom (GWh)	Fastkraft (GWh)	Vannkraft (GWh)	Vindkraft (GWh)	Kjøp (GWh)	Salg (GWh)	Netto utveksling (GWh)
1	38910	7254	75427	31135	2486	310	-4919	46415
2	812	148	12341	662	0	0	-6854	18533
3	27650	1907	4137	24690	0	0	-6	-20547
4	74943	3636	27050	69755	10169	638	-12702	-40809
5	10255	384	6545	9617	1631	0	-20124	15422
6	23455	1237	21122	21466	0	411	-11937	11182
7	46986	5580	12412	40810	72	0	-333	-28137
8	17239	748	1268	16191	0	0	-8034	-6889
9	14079	1693	2748	11763	3037	0	-4134	-7918
10	17449	1254	8878	16578	1191	33	-19363	10437
11	17159	2232	15725	15335	12437	450	-8181	-4315
12	23630	2076	3056	21527	3039	205	-11236	-10478
13	7777	92	312	10463	0	0	-408	-9743
14	23681	1822	12415	24199	3731	409	-4648	-11276
15	5162	1469	2740	3566	2047	591	-1037	-2427
16	43086	1346	21224	40489	18003	2306	-264	-39310
17	84295	3809	38201	80803	34569	5511	-64	-82617
18	24719	3364	221327	21379	22373	154645	0	22930
19	3658	253	56679	3501	11790	7704	0	33686
20	33096	433	208491	32663	23912	150808	0	1108
21	0	0	54803	0	41102	31773	0	-18072
22	0	0	34853	0	15863	14891	0	4098
23	0	0	0	0	0	3287	-22050	18763
24	0	0	0	0	0	3492	-49429	45938
25	0	0	0	0	0	596	-11339	10743
26	0	0	0	0	0	1371	-12373	11002
27	0	0	0	0	0	2633	-16075	13442
28	0	0	0	0	0	5051	0	-5051
29	0	0	0	0	0	0	-2941	2941
30	0	0	0	0	0	2706	-23649	20944
465	538041	40737	841754	496592	207452	389821	-252100	-5

Appendix C: FanSi simulering med ulikt antall scenarier i scenarioviften



Figur A3.1: Simulerte gjennomsnittspriser for delområde Ostland med 14 (-org) og 41 (-alle) scenarier i scenarioviften for basis caset fra uke 36.



Figur A3.2: Simulerte prosentiler (25, 50 og 75) for pris i delområde Ostland med 14 (-org) og 41 (-alle) scenarier i scenarioviften for basis caset fra uke 36.