



SINTEF

# Rapport

## Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022

Del 1 - Magasindisponering høsten 2021

### Forfatter(e):

Birger Mo

Ove Wolfgang

Christian Øyn Naversen

### Rapportnummer:

2022:00995 - ISBN 978-82-14-07912-8

### Oppdragsgiver(e):

Olje- og energidepartementet (OED)

# Rapport

## Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022



Del 1 - Magasindisponering høsten 2021

EMNEORD  
Magasindisponering  
VannkraftVERSJON  
1.0DATO  
2022-10-05FORFATTER(E)  
Birger Mo  
Ove Wolfgang  
Christian Øyn NaversenOPPDRAKSGIVER(E)  
Olje- og energidepartementet (OED)OPPDRAKSGIVERS REFERANSE  
Eli JensenPROSJEKTNUMMER  
502003390ANTALL SIDER OG VEDLEGG  
24

### SAMMENDRAG

Denne rapporten beskriver første del av utredningen "Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022", som SINTEF Energi utfører på oppdrag fra OED. Hovedfokus i denne delen av utredningen er på 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.

Rapporten vil bli del av sluttrapporten for oppdraget som skal leveres desember 2022.

UTARBEIDET AV  
Birger Mo  
Ove Wolfgang  
Christian Øyn NaversenSIGNATUR  
  
Birger Mo (Oct 6, 2022 14:53 GMT+2)  
Ove Wolfgang  
Christian Ø. NaversenKONTROLLERT AV  
Stefan JaehnertSIGNATUR  
  
Stefan Jaehnert (Oct 6, 2022 15:01 GMT+2)GODKJENT AV  
Knut SamdalSIGNATUR  
  
Knut Samdal (Oct 6, 2022 15:06 GMT+2)

# Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
1.0	2022-10-05	Første versjon



# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Metode</b> .....	<b>6</b>
2.1	Kort om Samkjøringsmodellen.....	6
2.2	Analyse.....	6
2.3	Kalibrering.....	7
<b>3</b>	<b>Datsett</b> .....	<b>8</b>
3.1	Datsett fra NVE.....	8
3.2	Oppdatering av værstatistikk til 2021.....	8
<b>4</b>	<b>Observert magasindisponering og mulige forklaringer</b> .....	<b>10</b>
4.1	Observert magasindisponering.....	10
4.2	Tilslig til magasiner.....	10
4.3	Kraftpriser utenfor Norden .....	11
4.4	Vurderinger .....	12
<b>5</b>	<b>Kvantitative analyser av magasindisponering høsten 2021</b> .....	<b>13</b>
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
<b>6</b>	<b>Konsekvenser av kabler til Tyskland og Storbritannia</b> .....	<b>19</b>
6.1	Analysemetode .....	19
6.2	Resultater for magasindisponering.....	19
6.3	Resultater for kraftpriser .....	20
<b>7</b>	<b>Risiko for lignende hendelser</b> .....	<b>22</b>
<b>8</b>	<b>Konklusjon</b> .....	<b>24</b>
	<b>Appendix A: Versjoner av datasettene (A, B, og C)</b> .....	<b>25</b>

# 1 Innledning

Rapporten er en del av 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. Prosjektet har særlig fokus på å vurdere magasinindisponeringen. Vurdering av kraftsituasjonen gjøres med blant annet modellsimuleringer ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Utredningen er delt i tre deler, som skal se på nåsituasjon, framtidig risiko og mulige tiltak:

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

Rapporten beskriver analysen og resultater fra del 1 av utredningen. I tillegg inneholder rapporten en innledende diskusjon til del 2 med fokus på framtidig risiko for lignende situasjoner og hvordan det kan håndteres fra et modelleringsteknisk perspektiv. Prosjektet skal levere en sluttrapport som omfatter alle deler innen desember 2022.

## 2 Metode

### 2.1 Kort om Samkjøringsmodellen

Analysene gjennomføres ved hjelp av Samkjøringsmodellen<sup>1</sup>, 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<sup>2,3</sup> samt faglitteratur<sup>4</sup>.

### 2.2 Analyse

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.<sup>5</sup>

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.

<sup>1</sup> <https://www.sintef.no/programvare/samkjoeringsmodellen/>

<sup>2</sup> <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/hva-i-all-verden-skjer-med-kraftmarkedet/>

<sup>3</sup> S. Aam, "Opprinnelsen til vannverdiberegningen", TR 7566, Rapport. SINTEF Energi AS, 2016

<sup>4</sup> 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>.

<sup>5</sup> 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 CO<sub>2</sub>-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

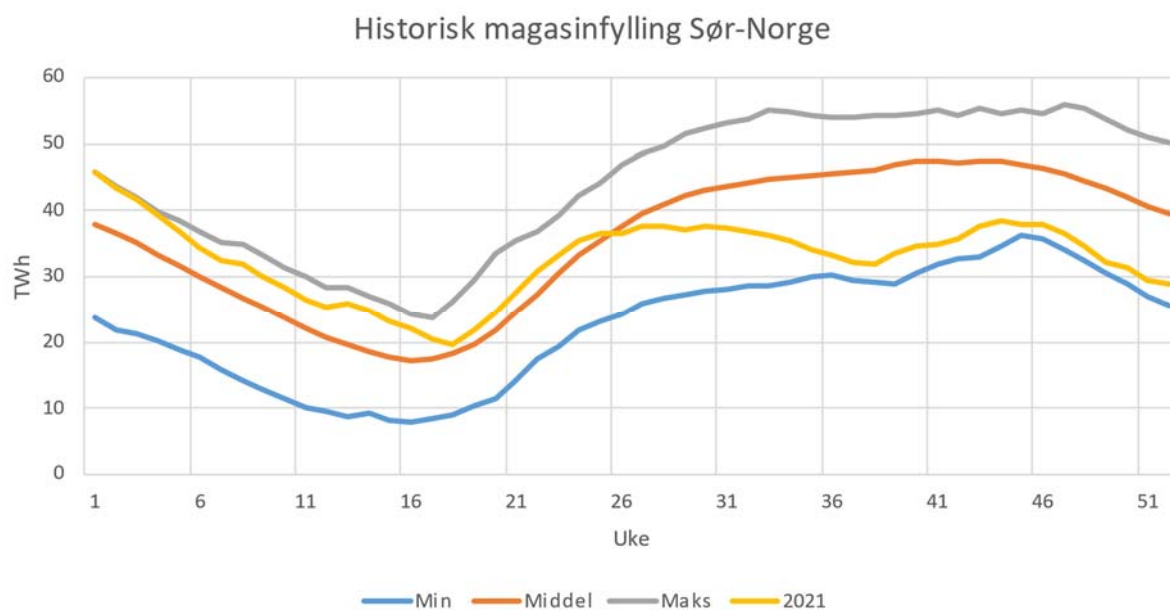
mer komplisert og er ikke gjennomført så langt. Oppdatering av datasettet ble utført av SINTEF, men underlaget kommer fra NVE.

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-Norge<sup>6</sup> 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 magasinstatistikk<sup>7</sup>

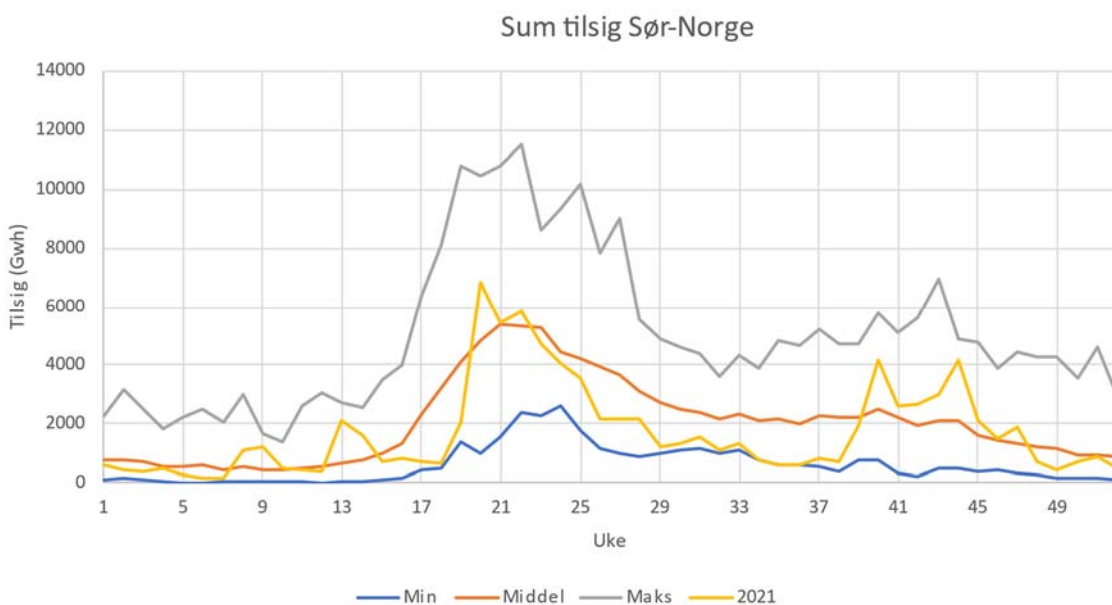
### 4.2 Tilsig til magasiner

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.

<sup>6</sup> Magasinfylling in Sør-Norge er summen av alle magasin sør for Dovre og Sognefjorden, dvs. prosområdene NO1, NO2 og NO5

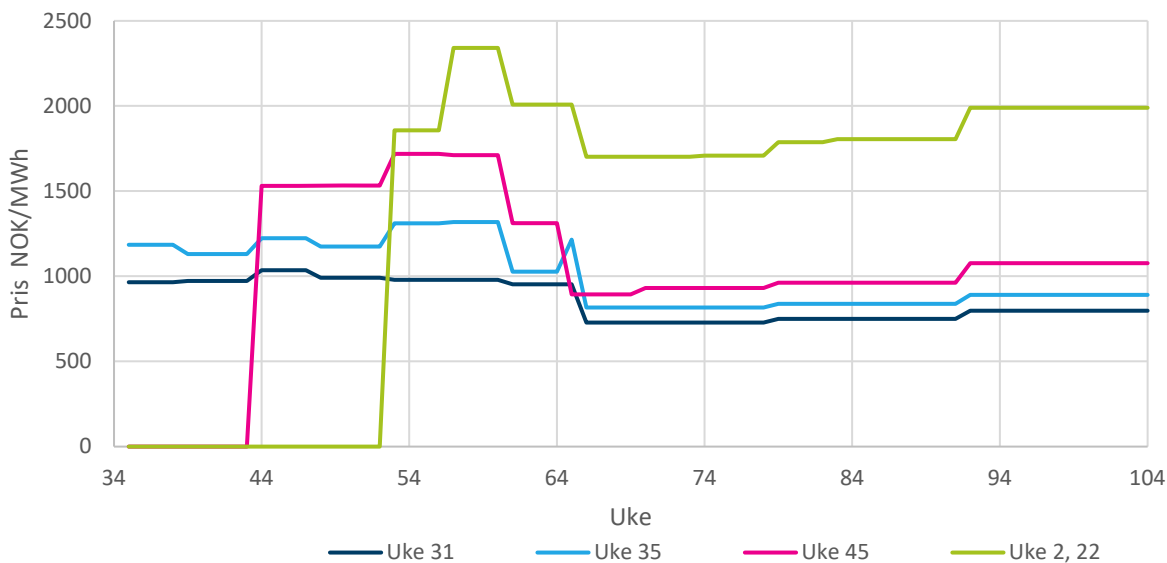
<sup>7</sup> <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/>



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/vinteren 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.

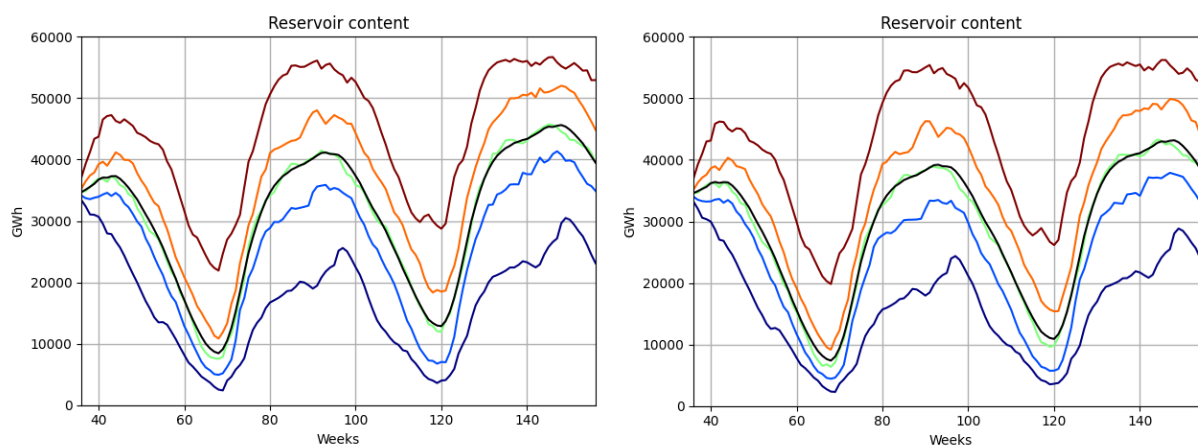
Kalibrering gjøres på de to følgende måter:

- 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 magasinfyllinger for Sør-Norge for ulike uker gjennom høsten 2021, når en simulerer med alle værårene 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 magasinfyllingen blir noe lavere med den automatiske kalibreringen.



**Figur 4. Prosentiler (0%, 20%, 50%, 80%, 100%) og gjennomsnitt (svart) for simulert magasinfylling 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.

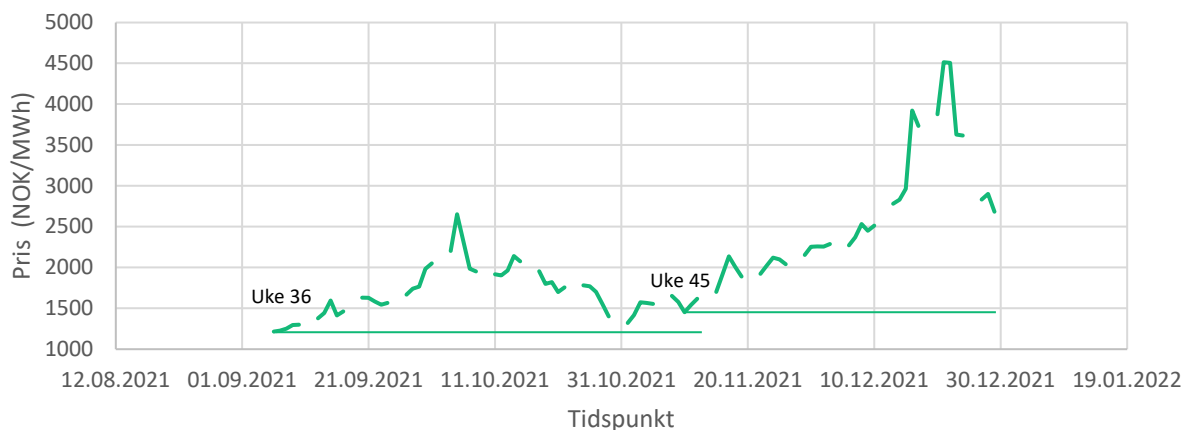
Mens Figur 4 er en sannsynlighetsfordeling for magasinfylling når en simulerer alle år i værstatistikken, vil vi i resten av dette dokumentet fokusere på den simuleringen som representerer værår 2021 i statistikken.

### 5.3 Nedre grense for optimal magasindisponering

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 magasindisponeringen 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.

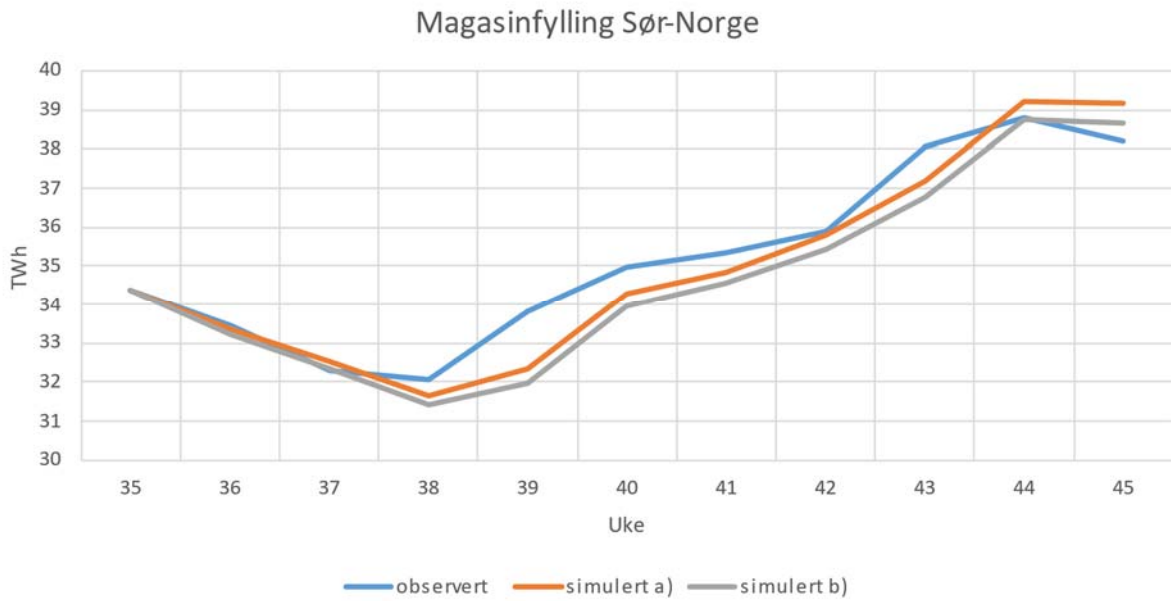
Før vi simulerte med den oppdaterte strategien fra uke 45 og framover, så oppdaterte vi startmagasinene. Det er altså ikke avvik mellom simulert og observert magasinfylling i starten av den nye simuleringssperioden som starter i uke 45. Fra figur 7 ser vi at observert magasinfylling ligger under de simulerte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



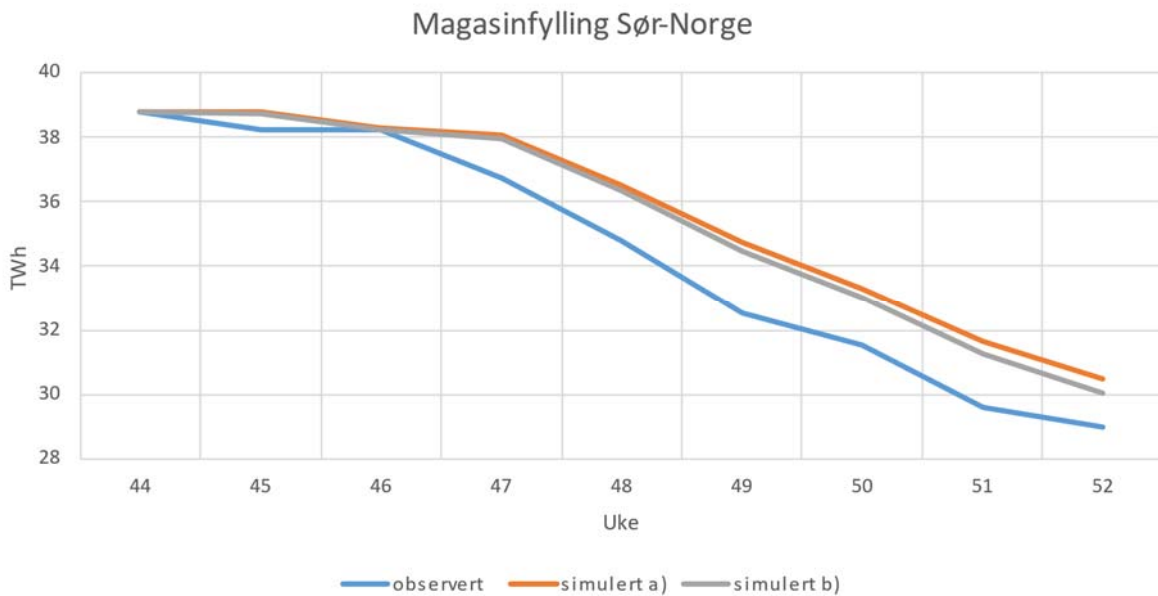
Den beregnede nedre grensen er en mer "ekstrem" grense jo lenger fra startpunktet man er fordi man da har fulgt strategien uten oppdatering over lenger tid. På slutten av den første perioden (figur 6) og den andre perioden (figur 7) tyder modellresultatene på at det har vært produsert mer i Sør-Norge 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 hensyntatt risikohåndtering av markedsaktører. En diskusjon av momenter relatert til risiko som kan ha betydning for disponering av vannkraftmagasinene følger i sluttrapporten til oppdrag "Vurdering av kraftsituasjon 2021-22".

## 6 Konsekvenser av kabler til Tyskland og Storbritannia

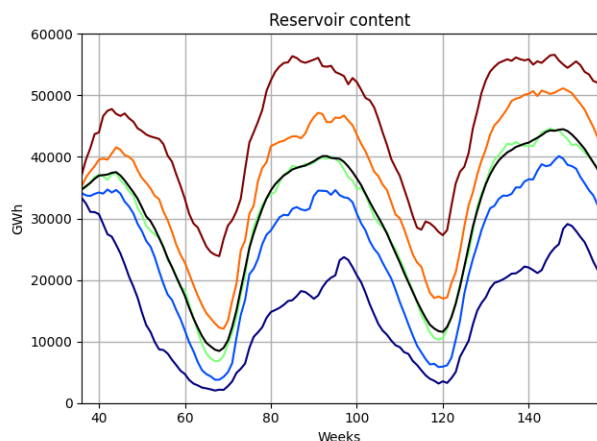
### 6.1 Analysemetode

Samkjøringsmodellen er også benyttet til å vurdere konsekvensene av kablene til Tyskland (NordLink) og Storbritannia (North Sea Link) på magasindisponering og strømpris i Norge høsten 2021. For å undersøke dette har vi gjort simuleringer med og uten de nevnte kabler, og så har vi sammenliknet prisene for de to simuleringene.

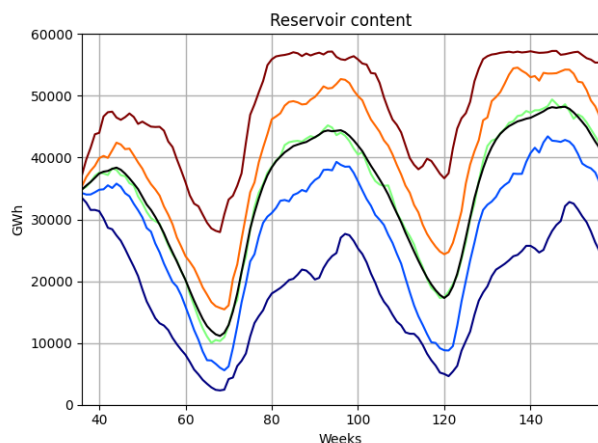
Siden vi skal undersøke priskonsekvensen spesielt for året 2021, ville det ideelle vært å oppdatere datasettet uke for uke høsten 2021 basert på det som var tilgjengelig informasjon i ulike uker. Det kreves imidlertid mye større ressurser å gjøre en slik ukentlig oppdatering enn det vi har hatt tilgjengelig. 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 15 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 en simulering 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.



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



Figur 9. Prosentiler (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) og gjennomsnitt (svart) for simulert magasinfylling 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 maks samfunnsøkonomisk overskudd), for å illustrere et utfallsrom av analysene fra ulike kalibreringer, 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.

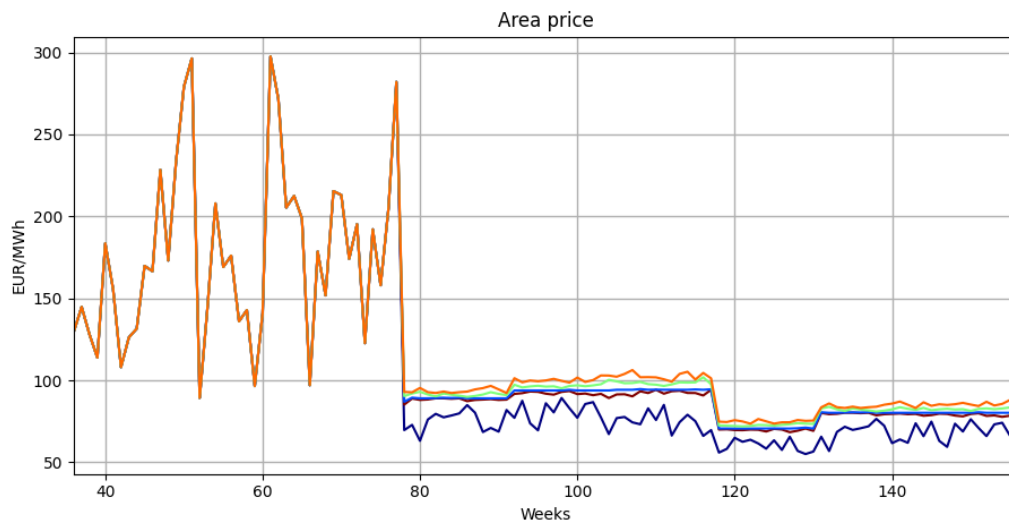
**Tabell 2. Resultater for priskonsekvenser av kabler til Storbritannia og Tyskland. Simulerte priser (øre/kWh) i NO1 for ulike case.**

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 aktørene i kraftmarkedet har antatt i sine kortsiktige og langsiktige prisprognoser.



**Figur 10:** Pris for Tyskland, observert fra uke 36, 2021 til og med uke 15, 2022. Prognoserte prisbaner, referert uke 36, for resten av perioden.

Et eksempel på det kortsiktige er vist i figur 10 som viser prisprognosen basert på NVE datasettet fra uke 36, 2021 for perioden uke 78 til uke 156. 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.

Magasinrestriksjoner 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. En vurdering av magasinrestriksjoner gjøres i del to av prosjektet. Investering i flere kabler er isolert sett risikoreduserende 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 Konklusjon

Denne rapporten beskriver analysen samt resultater fra den første delen av oppdraget "Vurdering av kraftsituasjonen 2021-22". Hovedfokus i denne delen av utredningen er på magasindisponering høsten 2021. I tillegg belyses priskonsekvenser av de to nye kablene til Tyskland og Storbritannia.

Følgende observasjoner er gjort ved vurdering av magasindisponering:

- I 2021 ble fyllingsgraden redusert fra å være over gjennomsnittlig før uke 26 til å være 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 magasindisponering.
- 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.

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

Det som har skjedd utover høsten 2021 har ikke vært observert før og er et godt stykke utenfor det normale utfallsrom. Vi forventer derfor økt fokus på modellering av usikkerhet i andre underliggende faktorer enn vær usikkerheten fremover.

Denne rapporten vil bli del av sluttrapporten for oppdraget "Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022" som skal ferdigstilles desember 2022.

## 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 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 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.