



SINTEF

Rapport

Sammendragsrapport – Samlet innvirkning på det norske kraftsystemet av nye miljørestriksjoner for vannkraften

Forfattere:

Anders Arvesen, Mari Haugen, Lennart Hagen Scönfelder, Ingeborg Graabak, Birger Mo og Atle Harby

Rapportnummer:

2024:00250 - Åpen

Oppdragsgivere: Fornybar Norge, Aneo, Energiforsk, Eviny Fornybar, Hafslund Eco, Hydro, NTE Energi, NVE, SFE Produksjon, Sira Kvina Kraftselskap, Skagerak Kraft, Statkraft Energi AS, Statnett, Å Energi Vannkraft

Foto: Frankemann / CC BY-SA 4.0

<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=108875840>

Rapport

Sammendragsrapport – Samlet innvirkning på det norske kraftsystemet av nye miljørestriksjoner for vannkraften

EMNEORD

Miljørestriksjoner, minstevannføring, magasinrestriksjoner, FanSi, Primod, EMPS, kraftpris, reservekapasitet og fleksibilitet

VERSJON

1.0

DATO

2024-02-22

FORFATTERE

Anders Arvesen, Mari Haugen, Lennart Hagen Scönfelder, Ingeborg Graabak, Birger Mo og Atle Harby

OPPDRAKSGIVERE

Fornybar Norge, Aneo, Energiforsk, Eviny Fornybar, Hafslund Eco, Hydro, NTE Energi, NVE, SFE Produksjon, Sira Kvina Kraftselskap, Skagerak Kraft, Statkraft Energi AS, Statnett, Å Energi Vannkraft

OPPDRAKSGIVERS REFERANSE**PROSJEKTNUMMER**

502002600

ANTALL SIDER

11

SAMMENDRAG

Dette er en sammendragsrapport av resultatene fra forskningsprosjektet "Nye miljørestriksjoner – konsekvenser for kraftsystemet". Prosjektet hadde som mål å gi en grundig forståelse av effektene av nye miljørestriksjoner for vannkraft på kraftsystemet. Tre kraftsystemmodeller, FanSi, Primod og EMPS, ble benyttet til å analysere scenarier for kraftsystemet i år 2030 med og uten antakelser om nye miljøkrav. Resultater fra analysene inkluderer endringer i kraftproduksjon, kraftpriser, utveksling av kraft mellom områder, fleksibilitet, roterende reservekapasitet og samfunnsøkonomisk overskudd. En mer omfattende teknisk hovedrapport på engelsk er også tilgjengelig, og behandler både metode og data, resultater, diskusjon og konklusjon i langt større detalj.

UTARBEIDET AV

Anders Arvesen

SIGNATUR

Anders Arvesen

Anders Arvesen (1. mar. 2024 09:24 GMT+1)

KONTROLLERT AV

Christian Andre Andresen

SIGNATUR

Christian Andresen**GODKJENT AV**

Knut Samdal

SIGNATUR

Knut Samdal

Knut Samdal (1. mar. 2024 08:39 GMT+1)

RAPPORT NR.

2024:00250

ISBN

978-82-14-07219-8

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
0.1	2023-10-20	Utkast distribuert til brukerpartnere.
1.0	2024-02-22	Endelig versjon.

Innholdsfortegnelse

Innledning	1
Metoder	1
Kraftsystemmodeller	1
Scenarioer	2
Miljøkrav	2
Hovedfunn.....	3
Vannkraftproduksjon	3
Kraftpriser	4
Magasindisponering.....	5
Samfunnsøkonomi	5
Kraftutveksling med utlandet	6
Fleksibilitet	6
Roterende reservekapasitet.....	6
Kraftsystemmodeller.....	7

Innledning

Vannkraften er ryggraden i Norges kraftsystem. Den er fornybar og veletablert og står for størstedelen av norsk kraftproduksjon. Vannkraft med vannmagasin gir i tillegg fleksibilitet på kort og lang sikt. Det bidrar blant annet til å gjøre økende andeler av variabel vind- og solkraft i elektrisitetsforsyningen mulig.

De fleste vannkraftverk har konsesjon som setter vilkår for driften. Disse vilkårene kan revideres for å bedre miljøforholdene samtidig som kraftproduksjonen ikke skal bli unødig berørt. EUs vanddirektiv setter rammene for hvordan vannmiljøet skal ivaretas, og Norge har tatt dette inn i EØS-avtalen gjennom vannforskriften. Vannforskriften har som mål å beskytte og om nødvendig forbedre tilstanden i kystvann og vassdrag. Revisjoner av konsesjonsvilkår vil være det viktigste virkemidlet for å gjennomføre vannforskriften i regulerte vassdrag. Som følge av revisjonene kan det bli krav til økt minstevannføring og mindre fleksibilitet i reguleringen av vannmagasiner.

NVEs nasjonale gjennomgang fra 2013 indikerte at et betydelig antall konsesjoner "kan tas opp til revisjon". Kraftbransjen og samfunnet trenger kunnskap om de samlede virkningene vilkårsrevisjoner kan ha på kraftsystemet. Denne kunnskapen vil hjelpe kraftprodusentene å tilpasse produksjon og planer for oppgradering og utvidelse av sine anlegg. Den vil hjelpe Statnett i vurderingene de gjør av systembalanser, systemsikkerhet og nett- og kabelinvesteringer. Og den vil hjelpe NVE å forstå hvordan summen av revisjonsprosessene kan virke inn på kraftsystemet, i form av for eksempel endringer i priser, og energi- og effektbalanser og dermed forsyningsikkerheten. Eventuelle endringer i kraftpriser, inkludert prisvolatilitet, kan dessuten ha betydning for kraftkrevende industri og andre deler av næringslivet så vel som husholdninger.

Forskningsprosjektet "Nye miljørestriksjoner – konsekvenser for kraftsystemet" har som mål å gi en grundig forståelse av effektene av nye miljørestriksjoner for vannkraft på kraftsystemet. I prosjektet har vi benyttet tre kraftsystemmodeller, FanSi, Primod og EMPS, til å analysere scenarier for kraftsystemet i år 2030 med og uten antakelser om nye miljøkrav. Kraftsystemmodellene favner hele kraftsystemet og gjør det mulig å analysere mange nye miljørestriksjoner i sammenheng. De fanger samspill mellom elver, magasiner og kraftverk internt i vassdrag, mellom vassdrag og med markeder. Resultater fra modellanalysene inkluderer endringer i kraftproduksjon, kraftpriser, utveksling av kraft mellom områder og samfunnsøkonomisk overskudd. Et tilleggsmål for prosjektet er å bidra til den videre utviklingen av de relativt nye modellene FanSi og Primod gjennom å teste/verifisere modellene i praktiske anvendelser. Dette er også forventet gi betydelig samfunnsmessig verdi på sikt, som kommer i tillegg til verdien av kunnskap fra prosjektet.

Denne rapporten er et relativt kort sammendrag av prosjektet. Sammendraget består utover denne innledningen av en gjennomgang av metodene og modellverktøyene som har blitt anvendt og konklusjonene vi trekker fra resultatene. En mer omfattende teknisk hovedrapport på engelsk er også tilgjengelig, og behandler både metode og data, resultater, diskusjon og konklusjon i langt større detalj.

Metoder

Kraftsystemmodeller

Modellene FanSi og Primod – to prototyper utviklet ved SINTEF Energi for å kunne analysere framtidens kraftsystem på forbedrete måter sammenliknet med dagens modeller – har vært de to hovedverktøyene våre for kraftsystemanalyser. FanSi er en fundamental langsiktig markedsmodell basert på stokastisk optimalisering. I motsetning til den etablerte modellen EMPS (også kalt Samkjøringsmodellen), beregner FanSi vannverdier per vannmagasin og optimaliserer bedre utnyttelsen av sammensatte vassdrag innenfor uken. Dette er en egenskap som blir viktigere med de voksende behovene for å balansere variabel vind- og solkraft. I dette prosjektet har vi brukt FanSi med en scenariorisont på 52 uker.

Primod er en fundamental korttidsmodell for kraftsystemanalyser og prisprognosering. Primod kan løse optimaliseringsproblemer med høyere tidsoppløsning, for flere markeder og ta hensyn til flere detaljer i kraftsystemet sammenlignet med FanSi. I dette prosjektet har vi benyttet Primod til å undersøke den detaljerte prisdannelsen i markeder for henholdsvis energi og forskjellige typer reservekapasitet for et utvalg uker.

Modellkjøringene med FanSi og Primod er koblet på to måter, for det første ved at de benytter felles datasett for kraftsystemet og for det andre ved at resultater fra FanSi blir inngangsdata til Primod. I Primod-kjøringene optimaliseres systemdriften på døgnbasis med kobling mot den strategiske disponeringen i form av vannverdier. Vannverdier for det aktuelle døgnet hentes fra resultater fra en langtidsmodell, i vårt tilfelle FanSi. Ukestartverdier for magasinnivåer fås også fra langtidsmodellen.

Som et supplement til FanSi har vi også benyttet EMPS for enkelte analyser. EMPS er funksjonelt sett lik FanSi med hensyn til typer resultater som produseres, men benytter en annen matematisk løsningsmetode.

For alle tre modellene gjelder det at mens omfanget deres dekker det bredere kraftsystemet, har de spesielt detaljerte beskrivelser av vannkraftsystemene i Norden. Dette inkluderer detaljert informasjon om topologi, vannveier, reservoarer, miljørestriksjoner og vannkraftverk. Viktige inngangsdata til modellene inkluderer kostnader og kapasiteter for kraftproduksjon og -overføring, kraftteterspørsel og informasjon om historiske værparametere som temperatur, tilsig, vind og solstråling. Resultatene fra modellen inkluderer blant annet kraftbalanser og kraftpriser. For å inkludere virkningen av værvariasjoner og usikkerhet, har vi i dette prosjektet analysert 35 historiske værår fra 1981 til 2015.

Simuleringene med langtidsmodellene FanSi (og EMPS) dekker 35 historiske år à 52 uker, totalt 1820 uker. Korttidsmodellen Primod ble brukt til å analysere et utvalg på 196 uker. Til sammen spenner disse ukene over alle sesongene (vinter, vår, sommer høst) og over varierte tilstander ved kraftsystemet (mye eller lite vann i magasinene, høye eller lave kraftpriser, store eller små endringer i kraftpriser med miljørestriksjoner i simuleringene med FanSi).

Scenarier

I prosjektet definerte og analyserte vi seksten scenarier for kraftsystemet i 2030. Scenarioene enten inkluderer eller ikke inkluderer antakelser om nye miljørestriksjoner. De inneholder i tillegg ulike antakelser om kraftteterspørsel, brenselpriser og kapasiteter for kraftoverføring. FanSi-modellen ble benyttet til å analysere alle scenarioene. For å estimere effektene av miljørestriksjonene, sammenliknet vi scenarier parvis, det vil si vi sammenliknet et scenario med miljørestriksjoner med et tilsvarende scenario uten miljørestriksjoner. Ett av scenarioparene ble definert som basis, og utvalgte uker i disse to basisscenarioene som ble analysert med Primod. De ble også analysert med modellen EMPS.

Miljøkrav

Vi brukte NVEs nasjonale gjennomgang fra 2013 (NVE 49:2013) som veiledning for å velge steder for nye eller reviderte krav til minstevannføring (forbitapping), magasinrestriksjoner og krav til minste driftsvannføring. Alle steder klassifisert som "1.1 Høyest prioritet" og "1.2 Høy prioritet" ble inkludert. I dialog med NVE inkluderte vi i tillegg 20 tidsbegrensede konsesjoner og andre som kan bli gjenstand for revisjon innen 2030. I alt ble 285 nye miljøkrav implementert for 210 av totalt 1288 modellerte vannkraftmoduler (noen moduler fikk mer enn én type restriksjon). Fordelingen per type miljøkrav er 148 krav til minstevannføring, 108 magasinrestriksjoner og 29 krav til minste driftsvannføring.

Krav til minstevannføring innebærer at vann tappes forbi kraftstasjonene. Prosjektet utviklet en metode for å estimere krav til minstevannføring gitt antakelser om plasseringen av kravene basert på NVE 49:2013.

Metoden tar utgangspunkt i estimerte Q95-verdier¹, deretter brukes et eget klassifiseringssystem for å bestemme stedsspesifikke korrigeringsfaktorer. Disse faktorene multipliseres med de opprinnelige Q95-verdiene og gir oppdaterte verdier som utgjør minimalt 18% og maksimalt 152% av opprinnelig Q95. Størrelsen på korreksjonsfaktoren ble bestemt basert på gitte indikatorer for forventet miljøgevinst og krafttap.

Antakelsene om nye magasinrestriksjoner ble gjort basert på NVE 49:2013 og omfatter magasiner med 21 TWh i kapasitet som representerer 25% av magasin kapasiteten i Norge. Magasinrestriksjoner er implementert i analysene slik at fra og med uke 18 (uke 22 i Nord-Norge), skal alt lokalt tilsig gå til fylling for de magasinene som får restriksjoner. Vann som slippes fra magasiner, overføringer eller kraftstasjoner oppstrøms kan imidlertid brukes til produksjon i analysene våre, bortsett fra i ett scenario hvor magasinrestriksjonene behandles strengere ved at ikke noe produksjon tillates. Kravet gjelder til og med uke 33 og så lenge fyllingsgraden er under 85%. Dersom oppfyling av krav til minstevannføring kommer i konflikt med oppfyling av magasinrestriksjoner i simuleringene, vil modellene prioritere å oppfylle kravene til minstevannføring.

Krav til minste driftsvannføring betyr krav til minimumsproduksjon. Her ble også antakelser om plasseringen av nye krav gjort basert på NVE 49:2013. I analysene ble kravene satt til 30% av den maksimale produksjonsvannføringen. Fordi antallet av denne typen krav er relativt lavt og den totale produksjonskapasiteten som berøres direkte er lav, har vi ikke lagt vekt på krav til minste driftsvannføring i presentasjonen av resultater og funn fra prosjektet.

Hovedfunn

Vannkraftproduksjon

Vi anslår at Norges vannkraftproduksjon vil reduseres med omtrent 3 TWh per år i gjennomsnitt som resultat av de nye miljørestriksjonene. Dette tilsvarer litt over 2% av den gjennomsnittlige vannkraftproduksjonen. Estimater for redusert produksjon er stabilt på tvers av de ulike kraftsystemscenariene eller hvorvidt FanSi- eller EMPS-modellen brukes. Samtidig finnes det usikkerhet, spesielt knyttet til antakelsene og estimatene når det gjelder hvor mange nye krav til minstevannføring som kommer og hvor strenge de blir i faktiske konsesjoner. Det er verdt å påpeke at den reduserte produksjonen primært kommer fra kraftverk med magasiner, og gjelder derfor fleksibel elektrisitetsproduksjon.

Krav om minstevannføring medfører et tap ved at vann slippes forbi kraftstasjonen, og dette er hovedårsaken til reduksjonen i vannkraftproduksjon i resultatene. Scenarioer som kun tar hensyn til kravene til minstevannføring (men utelater magasinrestriksjonene), gir 2.6 TWh gjennomsnittlig redusert produksjon. Tilsvarende gir scenarioer som kun tar magasinrestriksjoner i betraktning 0.57 TWh reduksjon. Bidraget fra magasinrestriksjoner er en følge av høyere fyllingsgrader i magasiner som får magasinrestriksjoner, som igjen resulterer i flomtap i våte sommer- eller høstperioder. Vi identifiserer denne effekten i resultatene for våte år i magasiner som får magasinrestriksjoner. I disse tilfellene ser vi at magasinene fylles mer opp fra og med uke 18. Dette medfører at magasinene når sin kapasitetsgrense, noe som resulterer i flomtap og dermed tapt produksjon i sommer- eller høstsesongen.

Prosjektet utviklet en metode for å estimere framtidige, nye krav til minstevannføring ved å justere estimerte Q95-verdier basert på gitte indikatorer for forventet miljøgevinst og krafttap. Denne metoden gir i gjennomsnitt 40% lavere krafttap enn om krav til minstevannføring antas å være lik Q95 uten noen

¹ Med Q95 mener vi den sesongbaserte vannføringen som vi estimerer vil naturlig overstiges 95% av tiden.

justering. Sammenlikninger med faktiske krav gitt av allerede gjennomførte konsesjoner indikerer at våre beregnede krav til minstevannføringer gir mer realistiske estimater enn Q95, som har en tendens til å overvurdere kravene generelt. Det er samtidig noe usikkerhet fordi et begrenset antall revisjoner inngikk i sammenlikningen.

Som vi har beskrevet tidligere i kapitlet Miljøkrav, er basisforutsetningen vår at produksjonsvann fra kraftverk oppstrøms et magasin kan brukes til produksjon selv når en magasinrestriksjon er gjeldende for magasinet. Samtidig har vi også utført alternative analyser (scenarier) hvor både lokalt tilsig og vann som kommer fra kraftverk oppstrøms må brukes til oppfylling. Dette er en relativt strengere tolkning av magasinrestriksjonene som også er relevant gitt varierende utforminger av magasinrestriksjoner i virkeligheten. I disse alternative analysene blir det totale produksjonstapet omtrent 0.5 TWh høyere enn i standardanalysene på grunn av høyere flomtap. På grunn av visse begrensninger i den tekniske funksjonaliteten til FanSi, blir noe tap overestimert i disse analysene og resultatet 0.5 TWh må derfor betraktes som en øvre grense.

Resultatene gir ikke et sterkt grunnlag for å konkludere om sesongbaserte endringer i produksjonen fra vannkraft. På den ene siden indikerer kraftsystemmodellen FanSi en relativt jevn nedgang i gjennomsnittlig produksjon gjennom året, med unntak av en spesielt stor reduksjon i ukene 18 og 19 på grunn av miljøkravene som trer i kraft i uke 18. På den andre siden viser resultatene fra kraftsystemmodellen EMPS redusert produksjon på vinteren og økt produksjon på sommeren i gjennomsnitt, hvor økningen på sommeren er knyttet til høyere magasinopplysning.

Kraftpriser

Kraftprisene øker noe i gjennomsnitt som konsekvens av nye miljøkrav. Simuleringene viser en jevn og moderat økning i kraftprisene i nesten alle simulerte perioder. Den gjennomsnittlige økningen blir 1-2% avhengig av scenario og valg av modell. (I beregningen av gjennomsnittlig prisøkning ser vi bort fra én ekstrem enkeltperiode hvor vi vurderer at resultatene er for mye påvirket av urealistisk lave fyllingsgrader.) Økningen i midlere kraftpris er i hovedsak knyttet til kravene til minstevannføring.

Effektene på midlere kraftpris er relativt like på tvers av områder i Norge; dette gjelder for alle scenarier og for både FanSi og EMPS. Samtidig forventer vi at anvendelsene av begge modellene underestimerer forskjeller i pris mellom områder sammenlignet med de reelle forholdene. Denne underestimeringen skyldes i stor grad idealiseringer og forenklinger innebygd i modellene eller anvendelsene av dem. Spesielt kan mangelen på modellering av den fysiske kraftflyten være en avgjørende faktor. Samlet sett gir resultatene ikke et tydelig grunnlag for å trekke konklusjoner om eventuelle forskjeller i påvirkningene på midlere kraftpris mellom ulike geografiske områder.

Simuleringene identifiserer enkelte hendelser der de nye miljøkravene resulterer i lavere vannkraftproduksjon og relativt store prisøkninger i en periode fra og med uke 18. Dette indikerer at miljørestriksjoner potensielt kan føre til høye priser eller forverre allerede høye priser i perioder der kraftforsyningen er utfordrende. Effekten forekommer i perioder hvor det er lite vann i magasinene og skyldes i stor grad magasinrestriksjonene som reduserer andelen av tilført vann som kan utnyttes til kraftproduksjon. En tilleggs- og forsterkende effekt kan komme fra kravene til minstevannføring, som er sesongbaserte krav og øker i omfang også fra uke 18 i analysene.

Situasjonene med relativt store prisøkninger som beskrevet over, forekommer bare i et begrenset antall perioder i simuleringene. Samtidig er det rimelig å anta at kraftsystemmodellene til en viss grad underestimerer slike hendelser. Det er generelt krevende å kvantifisere pristopper fordi modellene til dels forutser og planlegger for hendelsene og til dels kjører systemet nærme yttergrensene enn hva som vil skje i virkeligheten og unngår på den måten høye priser. Vi har derfor ikke godt nok grunnlag til å trekke sikre konklusjoner om effekter av miljørestriksjoner på høye priser.

Resultatene som helhet viser et blandet bilde av påvirkningene av miljørestriksjoner på de aller laveste kraftprisene. I FanSi-simuleringene med basisforutsetninger og når kravene til minstevannføring og magasinrestriksjoner analyseres sammen, ser vi en svak tendens til at de laveste prisene blir enda lavere med miljørestriksjoner. I de tilsvarende EMPS-simuleringene er denne effekten enda tydeligere. Denne effekten henger sammen med at magasinrestriksjonene fører til større mengder vann i magasinene når systemet går inn i perioder med mye regn på sommeren eller høsten. Effekten har ikke sammenheng med de nye kravene til minstevannføring.

Som vi allerede har påpekt, har periodene med de aller høyeste prisene i FanSi-simuleringene urealistisk lave fyllingsgrader. Vi legger derfor ikke vekt på akkurat disse resultatene. Når vi i stedet fokuserer på resultatene fra EMPS, observerer vi at miljørestriksjonene forverrer maksimalprisene noe (med noen flere og høyere pristopper). Forklaringen ligger i at magasinrestriksjonene gjør at en mindre andel av tilsiget kan utnyttes til produksjon, noe som resulterer i en mindre robust beskyttelse mot ugunstig vær og dermed økte priser i enkelte perioder. En lignende effekt er også til stede i visse perioder i FanSi-resultatene, men riktignok ikke ved de aller høyeste prisnivåene slik som med EMPS. Med både FanSi og EMPS forekommer effekten kun i noen få perioder.

Magasindisponering

I tråd med forventningene viser resultatene at magasinene som pålegges nye magasinrestriksjoner får en raskere akkumulering av vann fra og med uke 18 (uke 22 i Nord-Norge) når restriksjonene blir gjeldende. I parallell med dette går fyllingsgradene noe ned i en del magasiner som ikke får nye magasinrestriksjoner i simuleringene. Slike omfordelinger av vann i vannkraftsystemet illustrerer at den reduserte fleksibiliteten som følge av restriksjoner for noen magasiner, kompenseres for med økt utnyttelse av fleksibilitet fra andre magasiner. I sum reduseres reguleringsgraden i kravperioden og den totale fleksibiliteten i systemet går ned med restriksjoner.

Magasinrestriksjonene øker typisk de samlede magasinnivåene i tørre år, men ikke nødvendigvis i våte år. Utover det viser ikke resultatene fra analysene tydelige endringer i magasindisponeringene på områdenivå som følge av de nye magasinrestriksjonene eller kravene til minstevannføring.

En annen nyttig innsikt – som gjelder kraftsystemmodeller og er uavhengig av miljørestriksjoner – er at FanSi i simuleringene for dette prosjektet gir en dristigere magasindisponering enn det som er observert historisk. Dette kommer til syne som generelt lave fyllingsgrader før vårflomstart, og spesielt i tørre år. EMPS gir en aggregert magasindisponering som stemmer bedre overens med observasjoner. Vi utdyper disse sammenhengene senere i kapitlet Kraftsystemmodeller.

Samfunnsøkonomi

Nye miljørestriksjoner påvirker inntjeningen til vannkraftprodusenter gjennom tapt vannkraftproduksjon og endringer i kraftprisene ved salg av den produserte kraften. Alle scenarioene gir tap i kraftproduksjon som bidrar til redusert gjennomsnittlig inntjening selv om prisene øker. I de fleste scenarioer og geografiske områder dominerer produksjonstapet over priseffekten, slik at den gjennomsnittlige nettoeffekten blir negativ. For eksempel, i FanSi-simuleringene med basisforutsetninger reduseres vannkraftprodusentenes inntjening med 0.9% i gjennomsnitt for Norge (her ser vi igjen bort fra enkeltperioden med urealistiske resultater i gjennomsnittsberegningen). Inntjeningen reduseres i alle delområdene som får nye miljøkrav, men mest, 1.5-2.0%, i delområdene "Telemark" og "Vestmidt". Dette har sammenheng med relativt omfattende krav til minstevannføring i forhold til gjennomsnittlig produksjon i disse to områdene i analysene.

Kraftprodusenter som ikke får nye restriksjoner, får økt inntjening på grunn av økte kraftpriser. Totalt sett illustrerer disse punktene at miljøkravene kan påvirke inntektene til kraftprodusentene ulikt, der noen

produsenter blir dårligere stilt mens andre blir bedre stilt. Konsumentoverskuddet reduseres på grunn av de økte kraftprisene.

I beregningene basert på EMPS reduseres vannkraftprodusentenes inntjening med 0.6% i gjennomsnitt for Norge, altså litt mindre enn 0.9% basert på FanSi.

Kraftutveksling med utlandet

En reduksjon i vannkraftproduksjon som følge av miljørestriksjoner vil på den ene eller andre måten måtte erstattes med annen produksjon eller kompenseres for med redusert forbruk. I simuleringene, siden vannkraften uansett utnyttes fullt ut under de gitte forutsetningene og priselastisiteten er begrenset, blir reduksjonen i vannkraftproduksjon på grunn av miljørestriksjoner nesten helt kompensert med økt produksjon i andre land og økte nettoimport til Norge. Dette gjelder for alle landene Norge har viktige utenlandsforbindelser med. Omtrent halvparten av den økte importen kommer fra Sverige. De gjenværende mengdene fordeler seg mellom Storbritannia, Tyskland, Danmark og Nederland. Økningene er spesielt store rundt uke 18-22 i forbindelse med aktiveringen av magasinrestriksjoner i uke 18 i analysene.

Fleksibilitet

Med "fleksibilitet" forstår vi kraftsystemets evne til å balansere produksjon og forbruk. Vi behandler her temaet med grunnlag i simuleringene med FanSi og EMPS. Effekter på reservekapasitet blir behandlet som et separat emne i neste kapittel, men er også en del av diskusjonen om fleksibilitet.

Magasinrestriksjoner reduserer handlingsrommet vannkraftprodusentene har når de skal gjøre beslutninger om når de skal produsere og hvor mye. Med andre ord blir den fleksible vannkraften mer tilsigsstyrt. Dette kan medføre økte behov for å utnytte andre kilder til fleksibilitet i systemet. I simuleringene identifiserer vi to måter dette skjer på: Omfordelinger av vann for å utnytte fleksibiliteten i andre magasiner (som ikke får nye restriksjoner), og justeringer i import/eksport av kraft mellom Norge og andre land.

Som vi har beskrevet tidligere i kapitlet Kraftpriser, viser simuleringene noen tilfeller hvor de nye miljørestriksjonene fører til betydelig høyere priser eller forverrer allerede høye priser i uke 18-22. Dette kan tolkes som illustrasjoner på mulige effekter av redusert fleksibilitet. I EMPS-simuleringene både øker de høyeste prisene og de laveste prisene minker. Dette kan også tolkes som et tegn på redusert fleksibilitet. At FanSi-resultatene viser dette mindre tydelig, har trolig å gjøre med formell optimalisering og større grad av idealisering i FanSi.

Temaet fleksibilitet er komplekst. Det er rimelig å anta at forenklinger og idealiseringer i kraftsystemmodellene gjør at de generelt undervurderer fleksibilitetsutfordringene. I dette prosjektet er analysene med FanSi og EMPS utført med tre timers tidsoppløsning, og gir dermed ikke grunnlag for å vurdere effekter på kortere tidsskalaer. Vi trekker derfor ikke flere konklusjoner vedrørende fleksibilitet basert på analysene med FanSi og EMPS i dette prosjektet.

Roterende reservekapasitet

Analysene er gjort med Primod-modellen, og sammenlikner tilgangen på roterende reservekapasitet med og uten nye miljørestriksjoner i kraftsystemet i 2030. Analysene er gjort for 196 enkeltuker, hvor startmagasiner og vannverdier (kutt) for hvert enkelt vannkraftverk er hentet fra FanSi-analysene. I analysene er antall kraftverk som kan bidra med reservekapasitet avhengig av magasinfyllingene, og det er derfor viktig å merke seg at knapphet på reservekapasitet ved lave magasinfyllinger på våren kan være noe overdrevent i resultatene. I tillegg vil antall tilbydere også påvirkes av om kraftverkene er underlagt minimum magasinrestriksjoner. Det blir derfor betydelig færre kraftverk som kan bidra med reservekapasitet når magasinrestriksjonene er gjeldene (uke 18-34), særlig i starten av perioden. Dette kan

føre til knapphet på reservekapasitet i tilfellet med miljørestriksjoner. I analysene dekkes behovet ved å reservere kapasitet i våre naboland og på overføringslinjene. I perioden før magasinrestriksjonene trer i kraft er det generelt noen flere kraftverk som kan levere reservekapasitet på grunn av høyere magasinfillinger. Endringen i hvilke kraftverk som kan levere reservekapasitet gjelder hovedsakelig kraftverk som blir underlagt nye restriksjoner, særlig for magasin, men også for forbitapping.

Nye miljørestriksjoner bidrar stort sett til mellom 0 og 400 MW mer tilgjengelig oppreguleringskapasitet i snitt per uke (0-70%, mest < 10 %) før uke 18, noe som henger sammen med at flere kraftverk da kan bidra fordi det er jevnt over mer vann i magasinene. I de fleste uker har dette lite å si, men i stramme perioder med lite tilgjengelig oppreguleringskapasitet på grunn av høye produksjonsnivåer kan nye miljørestriksjoner bedre situasjonen med tanke på roterende oppreguleringskapasitet. Etter uke 18 er det opptil 300 MW redusert tilgjengelighet (0-40%) i ca. 6 uker før effekten av nye miljørestriksjoner er mindre og varierer mer.

Generelt for Norge er det god tilgang på nedreguleringskapasitet slik som det er modellert, og dermed lave priser (ofte 0 €/MW). I modellen kan ikke uregulert produksjon som elvekraftverk levere nedreguleringskapasitet, noe som i tillegg underestimerer mengden tilgjengelig kapasitet. Resultatene viser likevel at det er lavere tilgang på nedreguleringskapasitet på sommeren når produksjonen også er lavere, men kun knapphet i noen få uker rundt uke 18. Med nye miljørestriksjoner blir det mindre tilgjengelig nedreguleringskapasitet stort sett hele året, hvor nedgangen er på opptil noen hundre MW (0-20 %). Særlig fra og med uke 18, er det betydelig mindre tilgjengelig nedreguleringskapasitet i Norge (opptil 1500 MW eller 50 % nedgang) med nye miljørestriksjoner. Dette skyldes i stor grad lavere produksjon fra kraftverk underlagt nye magasinkrav og krav til forbitapping. I korte perioder på sommeren og høsten med lav regulert produksjon, finner vi eksempler på økt tilgang på nedreguleringskapasitet med nye miljørestriksjoner. Det samme gjelder noen stramme uker med høy spotpris i forkant av vårflommen hvor restriksjonene bidrar til 200-700 MW (5-30 %) økning i tilgjengelig kapasitet.

Kraftsystemmodeller

Kraftsystemmodellen FanSi har blitt brukt til å analysere en rekke scenarier og har vist seg å produsere gjennomgående pålitelige og konsistente resultater. Vi har imidlertid observert at FanSi gir en dristigere magasindisponering enn det som er observert historisk. Dette har sammenheng med at FanSi er basert på formell matematisk optimalisering uten brukerpåvirkning, og at oppsettet av modellen, slik den er brukt i dette prosjektet, gir en risikoneutral tilnærming der alle værår behandles med lik sannsynlighet, uten spesiell vekt på ekstreme år.

Denne tilnærmingen gir seg utslag i lave fyllingsgrader og dette påvirker visse deler av resultatene, spesielt for en svært tørr periode før vårflomstart. EMPS er i større grad basert på brukervedvirkning og erfaringsbaserte heuristikker og gir dermed en aggregert magasindisponering som stemmer bedre overens med observasjoner. Forskjellene i magasindisponeringene mellom modellene fører til noen forskjeller i analyseresultatene, spesielt når det kommer til simulerte kraftpriser for de tørreste årene rett før vårflomstart. De delene av FanSi-resultatene som påvirkes av urealistiske magasindisponeringer bør ikke tillegges vekt.

Vi har samlet flere verdifulle erfaringer som bidrar til den videre utviklingen og bruken av FanSi. Et eksempel på dette er observasjonene av lave fyllingsgrader som vi allerede har omtalt. Vi har også observert at magasindisponeringen i FanSi kan bli betydelig påvirket av sluttvannverdiene fra EMPS, og at derfor er viktig med et konsistent sett av vannverdier fra EMPS når man sammenligner ulike FanSi simuleringer for mindre endringer i forutsetninger. En tredje observasjon er at resultater for individuelle moduler i ekstreme situasjoner kan være følsomme for antall scenarier i scenarioviften. Flere scenarier i viften gir generelt bedre resultater, men krever mer av datamaskinen som benyttes. Konvergenskravet



(gap) til den iterative metoden FanSi bruker for å bestemme tilnærmet optimale løsninger (Benders dekomposisjon) har også betydning for dette, mindre gap gir flere iterasjoner og lengre regnetid.

Prototypemodellen Primod har vært brukt i prosjektet for å se om høyere tidsoppløsning, inkludering av krav til roterende reserver, og en mer detaljert modellering av termiske enheter og delvis vannkraft gir noen ekstra innsikter om fleksibiliteten i systemet. Prosjektet har bidratt til testing og videreutvikling av modellen gjennom mange analyser og en omfattende sammenlikning med FanSi-resultatene. Modellen ble brukt til å analysere et stort utvalg av uker, og modellen gir resultater som i stor grad samsvarer med FanSi-simuleringene. Forskjellene i resultater mellom FanSi og Primod kan i stor grad forklares ut ifra modelltekniske forskjeller, hvor interpolering i vannverdier, løsning av todagersproblemer (FanSi løser ukesproblemer), og døgnoppløsning på tilsig (FanSi bruker ukesoppløsning) i Primod ser ut til å bidra til de største forskjellene.