RAPPORT

Nr. 21/2022

Forbedring i modellering av vær i NVEs kraftsystemanalyser

Ellen Skaansar, Maria Sidelnikova, Carl Andreas Veie, Aleksandra Roos, Jarand Hole, Magnus Wold og Ingjerd Haddeland

NVE Rapport nr. 21/2022
Forbedring i modellering av vær i NVEs kraftsystemanalyser

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Forfattere: Ellen Skaansar, Maria Sidelnikova, Carl Andreas Veie, Aleksandra Roos, Jarand Hole, Magnus Wold, Ingjerd Haddeland

Forsidefoto: Erik Due, Mette, Vinther Talberg, Grethe Holm Midttømme/NVE

ISBN: 978-82-410-2220-3

ISSN: 1504-2832

Saksnummer: 202210778

Sammendrag: For å modellere effekten av samvariasjon i værparameterne har vi tatt i bruk et konsistent værdatasett for vind, sol, tilsig og temperaturavhengig forbruk. I rapporten viser vi endringer i prisvariasjon ved å innføre det nye datasettet. De første tre kapitlene viser resultater for TheMA-modellen ved en stegvis endring i modellering av vind og sol i kapittel 1, temperaturavhengig forbruk i kapittel 2 og tilsig i kapittel 3. I kapittel 4 sammenlikner vi resultater for TheMA-modellen med Samnettmodellen. Kapittelet sammenlikner hvordan modellene med tilnærmet lik værrepresentasjon gir seg utslag i kraftpriser. Siste kapittel gir innblikk i metodikken som ligger bak modelleringen av værdatasettet.

Kraftmarkedsanalysene viser at nytt og konsistent værdatasett gir

· Høyere vindkraftproduksjon på vinterstid hos våre naboland.
· Høyere solkraftproduksjon tidligere på året, noe som gir større tilgang på energi i perioder hvor vårt vannkraftbaserte system kan ha mangel på ressurser.

Begge disse endringene trekker gjennomsnittlig kraftpris ned i Norge

· Innføring av temperaturavhengig forbruk i TheMA-modellen gir høyere makslast i landene vi modellerer og bidrar til større variasjon i kraftbalansen i ulike værår.
· Effekten på kraftbalansen i ulike værår forsterkes markant ved innføring av tilsigsvariasjoner

Begge disse endringene bidrar til å øke variasjonen i norske kraftpriser.

Emneord: Kraftsystemet, vær, tilsig, vindkraft, solkraft, forbruk, fornybar kraftproduksjon

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Mai, 2022

Innhold

Forord **5**

Sammendrag **6**

1 Mer vind og sol i vinterhalvåret bidrar til lavere kraftpriser **7**

1.1 Nye vindprofiler gir mindre vindkraftproduksjon i Norge 7

1.2 Lavere vindkraftproduksjon på vinteren 8

1.3 Nye solprofiler gir mer produksjon på våren, og høy produksjon sør i Europa . 9

1.4 Effekt på kraftpriser av nye vind- og solprofiler 10

1.4.1 Modellåret 2021 11

1.4.2 Modellåret 2040 16

2 Mer variasjon i kraftforbruk **20**

2.1 Mindre forbruk i milde år og mer i kalde 20

2.2 Mer forbruk på dagtid og mindre på natten 21

2.3 Mer variasjon i kraftpriser av å innføre temperaturjusterte forbruksprofiler . 24

2.3.1 Modellåret 2021 25

2.3.2 Modellåret 2040 28

3 Stor variasjon i kraftpris mellom våte og tørre år **31**

3.1 Tilsigsvariasjon mellom ulike værår 31

3.2 Variasjon i tilsig gir lavere kraftpriser fram til 2030 34

3.2.1 Modellåret 2021 35

3.2.2 Modellåret 2040 38

4 Høyere kraftpriser i Samnett enn i TheMA **42**

4.1 Årlige kraftpriser 43

4.2 Prisvariasjon i ulike værår 43

4.3 Sesongvariasjon 45

4.4 Ukeprofiler 46

4.5 Varighetskurver 47

5 Modellering av variasjon i vær i NVEs kraftsystemmodeller **50**

5.1 Vindkraft 50

5.2 Solkraft 51

5.3 Temperaturavhengig forbruk 52

5.4 Tilsig i TheMA-modellen 53

Referanser 55

Forord

Som NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2021 viste, vil nye fornybare teknologier utgjøre en større andel av produksjonsmiksen i det europeiske kraftsystemet i tiden fremover. Disse teknologiene er væravhengige, og vi forventer at dette vil gi økt prisvariasjon i årene som kommer.

Gjennom forskningsprosjektet Klima og kraft og oppdraget fra OED om variasjon i vindkraft har NVE etablert et nytt værdatasett for perioden 1979-2019, som er utvidet til 1950-2020 (Haddeland, et al. 2021). Metoden vi har valgt å samle data på, gir oss muligheter til å forlenge værperioden løpende. I tillegg til å gi oss et oppdatert og konsistent datasett for vindkraft, solkraft, tilsig og forbruk vil det gi større fleksibilitet til å velge referanseperiode (værårsperiode).

Med et godt værdatasett vil modellresultatene bedre kunne fange opp *samtidighet* i værfenomener som kan sette kraftsystemet på prøve. For mer informasjon om innsikter det nye datasettet har gitt oss, viser vi til NVE rapport 2020/44 «Det svinger mer av fornybar strøm» (Koestler, et al. 2020).

I tillegg til nye vind- og solprofiler, er det utarbeidet temperaturjusterte forbruksprofiler. Parallelt har vi tilpasset vår europeiske kraftmarkedsmodell til å håndtere variasjon i tilsig. I denne rapporten beskriver vi metodiske forutsetningene som ligger bak det nye værdatasettet og hvordan innføringen av datasettet påvirker modellresultatene.

Analysene er utført med samme input/inngangsvariable for installert kapasitet, brenselspriser og forbruksnivå som NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2021 (NVE 2021).

Oslo, mai 2022

Inga Katrine Johansen
Nordberg Direktør
Energiavdelingen

Ann Myhrer Østenby
Seksjonssjef
Seksjon for ressurs og kraftproduksjon

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.

Sammendrag

For å modellere effekten av samvariasjon i værparameterne har vi tatt i bruk et konsistent værdatasett for vind, sol, tilsig og temperaturavhengig forbruk. I rapporten viser vi endringer i prisvariasjon ved å innføre det nye datasettet. De første tre kapitlene viser resultater for TheMA-modellen ved en stegvis endring i modellering av vind og sol i kapittel 1, temperaturavhengig forbruk i kapittel 2 og tilsig i kapittel 3. I kapittel 4 sammenlikner vi resultater for TheMA-modellen med Samnettmodellen. Kapittelet sammenlikner hvordan modellene med tilnærmet lik værrepresentasjon gir seg utslag i kraftpriser. Siste kapittel gir innblikk i metodikken som ligger bak modelleringen av værdatasettet.

Kraftmarkedsanalysene viser at nytt og konsistent værdatasett gir

- Høyere vindkraftproduksjon på vinterstid hos våre naboland.
- Høyere solkraftproduksjon tidligere på året, noe som gir større tilgang på energi i perioder hvor vårt vannkraftbaserte system kan ha mangel på ressurser.

Begge disse endringene trekker gjennomsnittlig kraftpris ned i Norge

- Innføring av temperaturavhengig forbruk i TheMA-modellen gir høyere makslast i landene vi modellerer og bidrar til større variasjon i kraftbalansen i ulike værår.
- Effekten på kraftbalansen i ulike værår forsterkes markant ved innføring av tilsigsvariasjoner

Begge disse endringene bidrar til å øke variasjonen i norske kraftpriser. Når vi sammenlikner kraftprisene fra de to markedsmodellene våre med tilnærmet lik værrepresentasjon, viser resultatene:

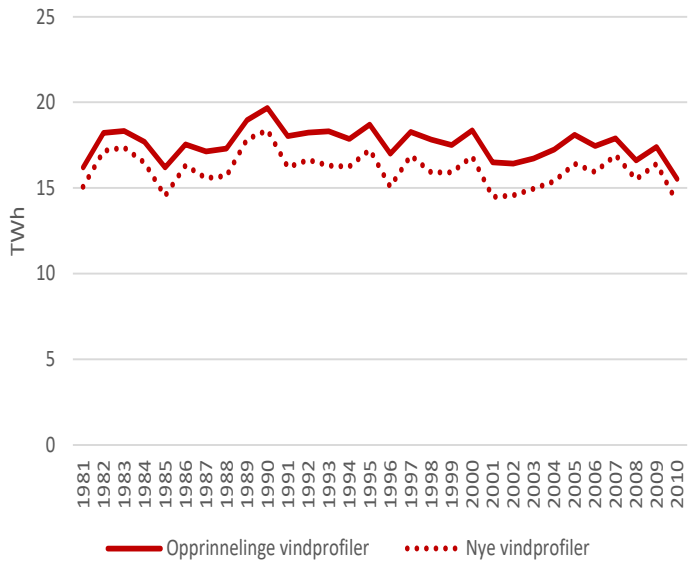
- Samnettmodellen gir høyere kraftpriser i Norge. I gjennomsnitt ligger prisnivået 1,6 øre/kWh høyere i Samnett enn i TheMA i modellåret 2021, mens forskjellen har økt til 2,3 øre/kWh i modellåret 2040.

En årsak til prisforskjellene er at TheMA-modellen har en forenklet representasjon av flerårsmagasiner. Det er først og fremst i år med høyt tilsig at TheMA-modellen gir lavere kraftpriser enn Samnett.

1 Mer vind og sol i vinterhalvåret bidrar til lavere kraftpriser

Nye vindprofiler gir gjennomgående høyere produksjon i vinterhalvåret hos våre handelspartnere, og økt brukstid i flere land. For Norge trekker resultatene i motsatt retning, og gir i snitt en lavere vindkraftproduksjon enn de gamle profilene. De nye solprofilene gir et større produksjonsvolum tidligere på året i Norge og hos våre handelspartnere og er således gunstig for et vannkraftbasert system som står i fare for å ha lite vann i magasinene rett før vårflommen. Til tross for at det nye profildatasettet gir lavere produksjon i Norge, bidrar lavere kraftpriser på vinterstid hos våre naboland og på kontinentet til at den gjennomsnittlige kraftprisen går ned også i Norge.

1.1 Nye vindprofiler gir mindre vindkraftproduksjon i Norge

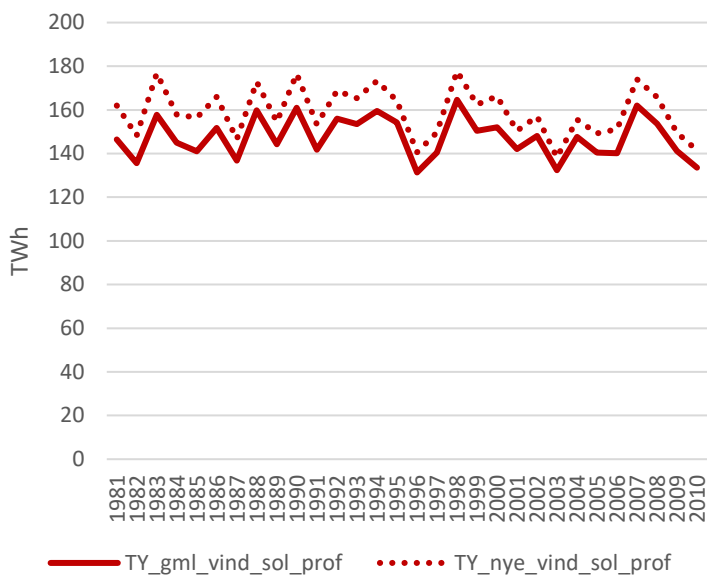


Nedenfor viser vi effekten av å oppdatere profilene for vindkraftproduksjon ved å bytte ut vindprofilene i TheMA-modellen. Effekten vil variere mellom ulike land.

På årsbasis gir de nye profilene noe lavere produksjon i Norge, mens de i liten grad påvirker gjennomsnittlig årsproduksjon i resten av Norden. Figur 1 viser hvordan

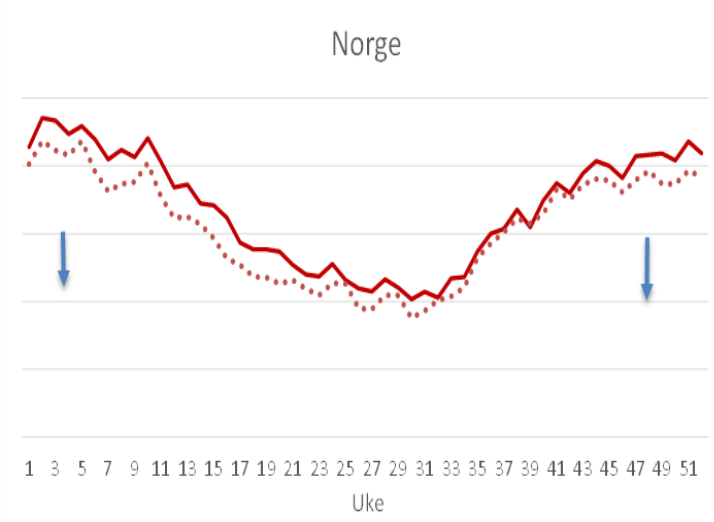
Figur 1 Vindkraftproduksjon i ulike værår i Norge for modellåret 2021, TWh

vindkraftproduksjonen varierer mellom ulike værår. I denne analysen brukes værvariasjon for årene 1981-2010. Figuren illustrerer at de nye og gamle profilene viser tilnærmet lik variasjon mellom ulike år. Det er først og fremst brukstiden som er endret i det nye profildatasettet. I modellåret 2021 gir de nye profilene en gjennomsnittlig årsproduksjon i Norge på 16 TWh, en nedgang på 1,6 TWh for en installert kapasitet på 4900 MW. Den høyeste produksjonen inntreffer i værået i 1990 med 18 TWh, lavest i værået 2010 med 14 TWh.



For flere andre land gir profilene høyere årsproduksjon. Til venstre illustreres effekten på tysk vindkraftproduksjon i hele værårsperioden. I sum gir vindprofilene 11,6 TWh økt vindkraftproduksjon i Tyskland i modellåret 2021, hvor vi har antatt en kapasitet på 59,6 GW. Den høyeste produksjonen inntreffer i væråret 1998, tett etterfulgt av 1983 og 2007. Lavest er produksjonen i 2003, etterfulgt av 1996 og 2010.

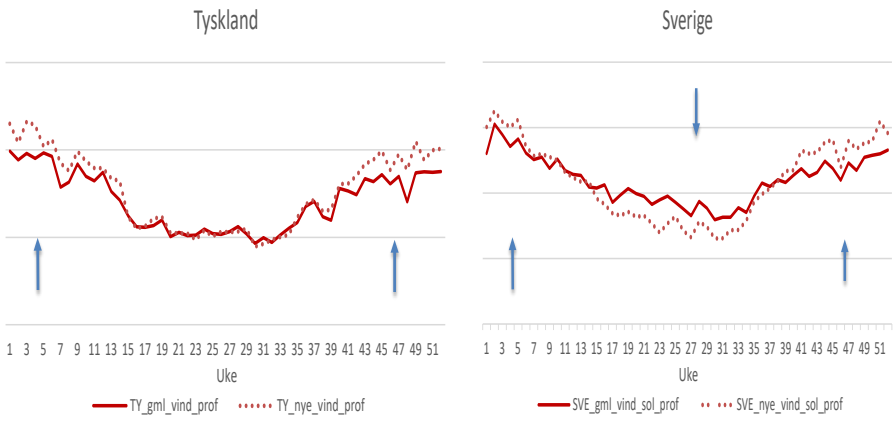
1.2 Lavere vindkraftproduksjon på vinteren



Figur 3 Sesongprofil i norsk vindkraftproduksjon med gamle og nye vindkraftprofiler

Vindkraften har en sesongprofil som er tilpasset det norske forbruket over året. Det er gjennomgående høyere produksjon i vinterhalvåret når forbruket er høyt, enn i sommerhalvåret hvor forbruket er lavt. For Norge gir de nye profilene lavere vinter og sommerproduksjon,

men tilnærmet lik produksjon på høsten. For Sverige gir de nye profilene høyere vinterproduksjon og lavere sommerproduksjon, mens for Tyskland gir profilene høyere høst- og vinterproduksjon.



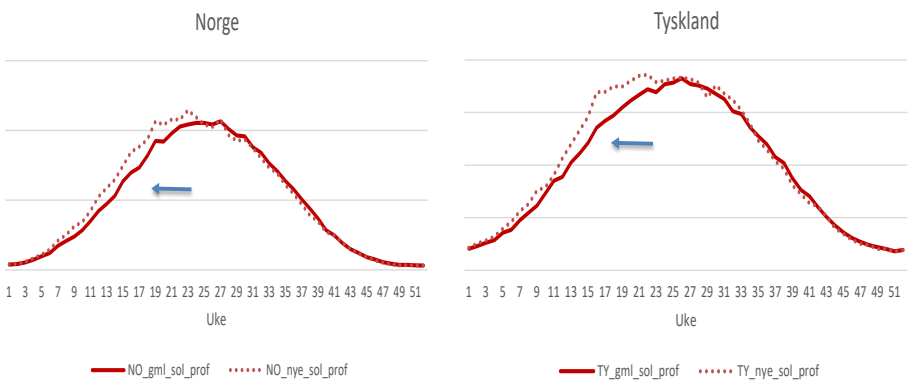
Figur 4 Sesongprofil i tysk og svensk vindkraftproduksjon med nye og gamle profiler

1.3 Nye solprofiler gir mer produksjon på våren, og høy produksjon sør i Europa

De nye solprofilene gir en endring i sesongmønsteret i solkraftproduksjonen, med større produksjonsvolum tidligere på året. Det er spesielt i perioden mellom uke 10 og uke 20 at produksjonen øker. Økt tilgang på solkraft vil sammenfalle i tid med perioden hvor det norske systemet kan havne i vårknipe, dvs. en situasjon med lave temperaturer på våren som gir sen snøsmelting som igjen kan gi knapphet på elektrisitet.

Som beskrevet i vedlegg 5.2, er solprofilene i denne rapporten veldig forenklet modellert. En mer avansert modellering av produksjon fra solcelleanlegg vil forskyve mer av produksjonen til vinterhalvåret, spesielt for solkraft på høyere breddegrader som i Norge. Bakgrunnen for dette er at profilene i denne rapporten er basert på innstråling i det horisontale planet. De tar ikke høyde for at solcelleanlegg ofte er vinklet for å utnytte mer av solenergien, også når solen står lavere på himmelen.

Denne forenklingen vil kunne bidra til å overestimere det totale volumet av solkraft for land lengre sør. Det er usikkert hvor stor effekten av dette er, spesielt også fordi det er naturlig å vente en høyere brukstid lengre fram i tid, etter som solfølgesystemer og tosidige paneler blir mer vanlig.

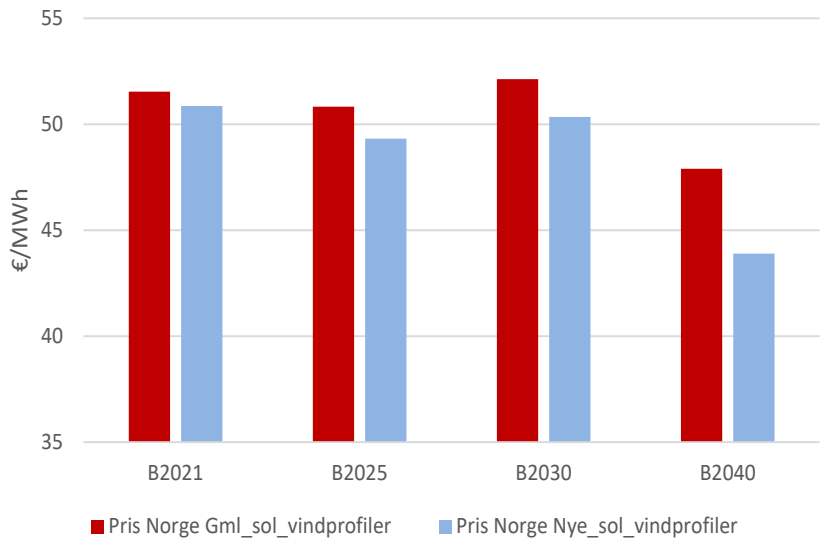


Figur 5 Sesongprofil for solkraftproduksjon med gamle og nye sol-profiler i Norge og Tyskland

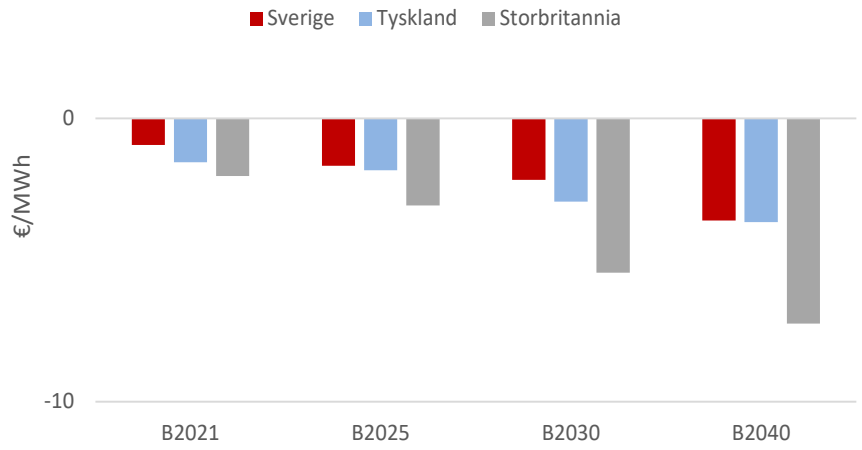
1.4 Effekt på kraftpriser av nye vind- og solprofiler

For å kunne si noe om hvordan nye profiler påvirker kraftprisene i modellen, har vi kjørt modellen kun med variasjon i sol- og vindkraft, og sammenlikner endringer i kraftprisene av å bytte ut de gamle profilene med de nye. I analysen nedenfor tar vi ikke hensyn til variasjon i temperaturer mellom ulike værår. Forbruket av kraft følger en gjennomsnittsprofil i alle værår i begge analysene. Videre er analysene utført med normaltilsig i det norske og svenske vannkraftsystemet. Det betyr at tilsiget er det samme i alle værårene.

Selv om den årlige vindkraftproduksjonen reduseres noe i Norge, går den gjennomsnittlige norske kraftprisen ned når vi tar i bruk de nye sol- og vindprofilene. Den viktigste årsaken er at de nye vindprofilene gir reduserte vinterpriser hos våre handelspartnere. I Norge reduseres den årlige gjennomsnittsprisen med 0,7 €/MWh i det første modellåret, mens i 2040 blir priseffekten hele 4 €/MWh. En av årsakene til den betydelige effekten på norske kraftpriser i 2040, er vist i Figur 7. Den viser endringer i årlig kraftpris i et utvalg av land av å bytte vind- og solprofiler. Der legger man spesielt merke til den store priseffekten i Storbritannia. I 2040 gir det nye profildatasettet en gjennomsnittlig kraftpris som er 7 € lavere per MWh enn det gamle. Høyere solkraftproduksjon i Sør-Europa bidrar også til lavere kraftpriser.



Figur 6 Gjennomsnittsprisen per modellår med gamle og nye vind- og solprofiler

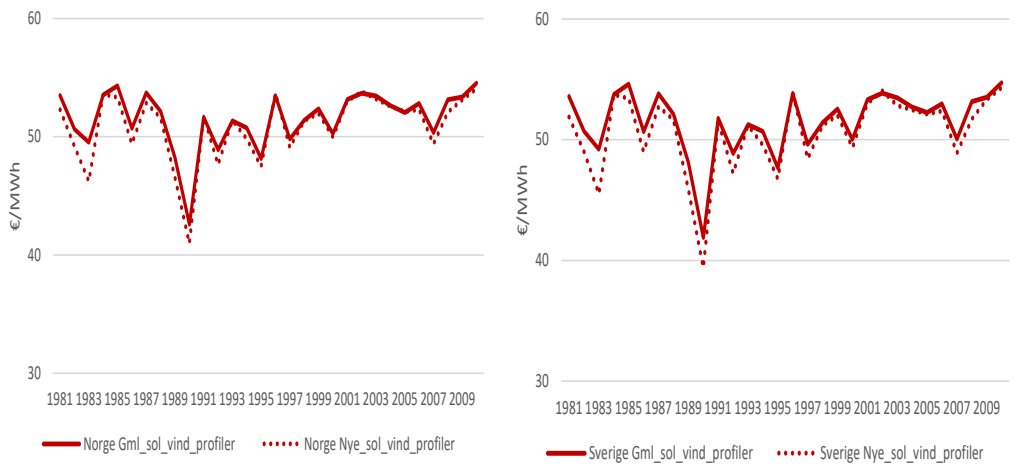


Figur 7 Endring i årlig gjennomsnittspris i ulike modellår for utvalgte land av å innføre nye vind- og solprofiler

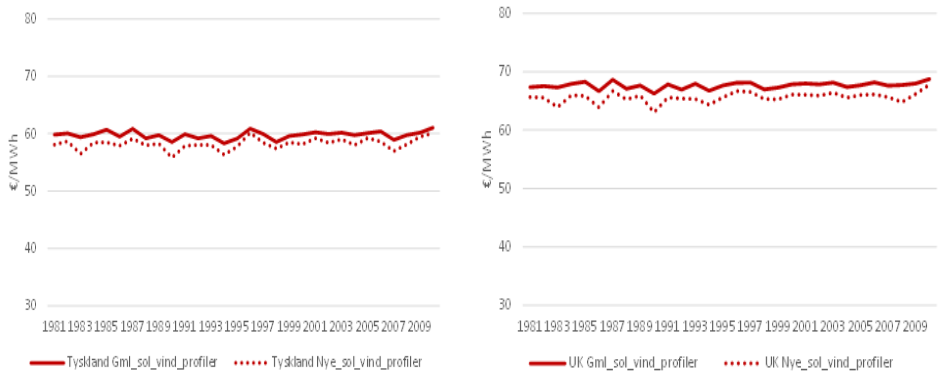
Nedenfor ser vi nærmere på hvordan nye profiler for sol- og vind påvirker kraftprisene i modellårene 2021 og 2040, og hvordan ulik representasjon av vind- og solprofiler påvirker de modellerte kraftprisene mellom ulike værår, sesonger og uker.

1.4.1 Modellåret 2021

Figur 8 viser hvordan årlige kraftpriser varierer mellom ulike værår i modellåret 2021. De nye vind- og solprofilene gir noe lavere norsk gjennomsnittspris i de fleste værårene. Effekten er tilnærmet lik for svenske priser. I Tyskland og Storbritannia gir profilene gjennomgående lavere priser i alle værår, sterkere for tyske priser, hvor de nye profilene trekker kraftprisene ned i alle værår.



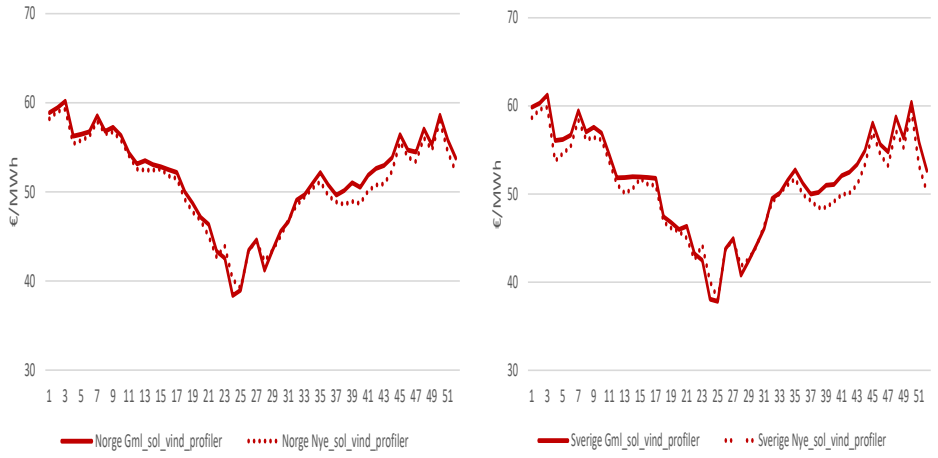
Figur 8 Kraftpriser i Norge og Sverige i ulike værår i modellåret 2021 med nye og gamle profiler for vind- og solkraftproduksjon



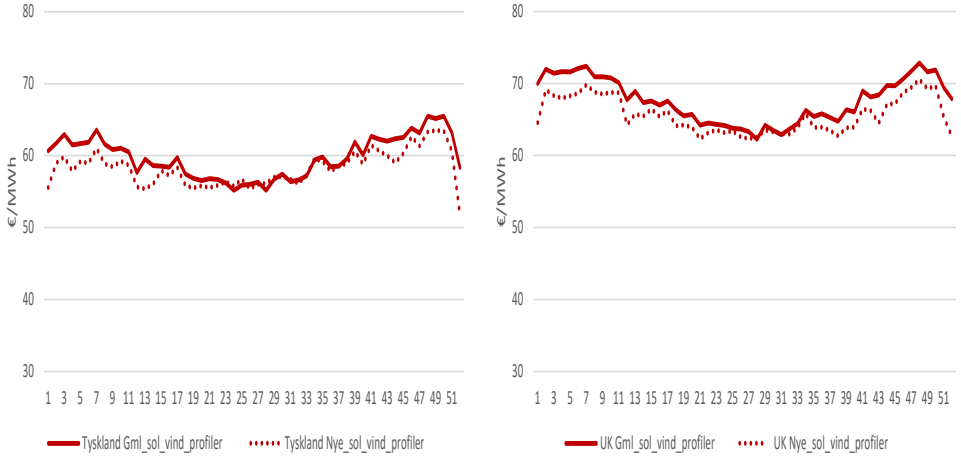
Figur 9 Kraftpriser i Tyskland og Storbritannia i ulike værår i modellåret 2021 med gamle og nye profiler for vind- og solkraftproduksjon

De norske kraftprisene viser større variasjon mellom ulike værår enn i Tyskland og Storbritannia, land med større innslag av termisk kraftproduksjon. Nye vind- og solprofiler endrer ikke på dette bildet. Selv om analysen er utført med samme normaltilsig i alle værår, vil år med mye vind gir færre perioder med knapphet på kraft og dermed lavere kraftpriser i landene vi handler med. Det gir lavere alternativ verdi på norsk vannkraft, og lavere norske kraftpriser. Figuren illustrerer også på en god måte at de gamle profilene fanget opp og beregnet tilnærmet lik priseffekt av varierende vind- og solforhold fra år til år.

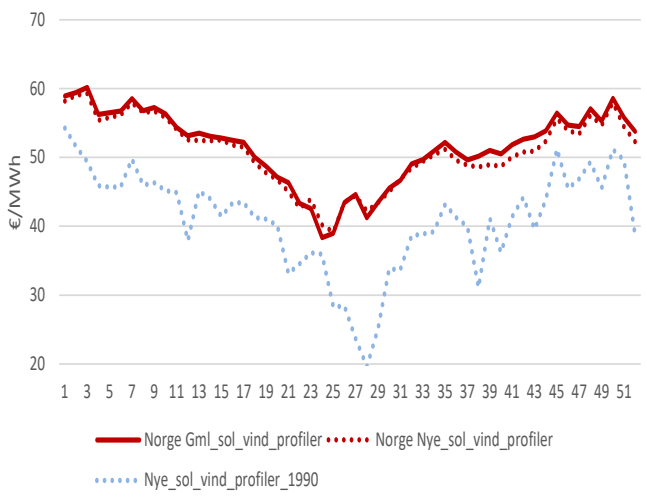
Som følge av endret produksjonsprofil, forventet vi at dette forårsaker en endring i prisprofilen. Analysen viser at de nye vind- og solprofilene trekker norske kraftpriser noe ned på høst og tidlig vinter i modellåret 2021. Effekten er noe tydeligere i den svenske prisprofilen enn i den norske, mens i Tyskland og Storbritannia er priseffektene større. I disse landene blir prisene gjennomgående lavere vår, høst og vinter.



Figur 10 Sesongprofil for norske og svenske kraftpriser i modellåret 2021 med gamle og nye vind- og solprofiler, gjennomsnitt over værårsperioden 1981-2010



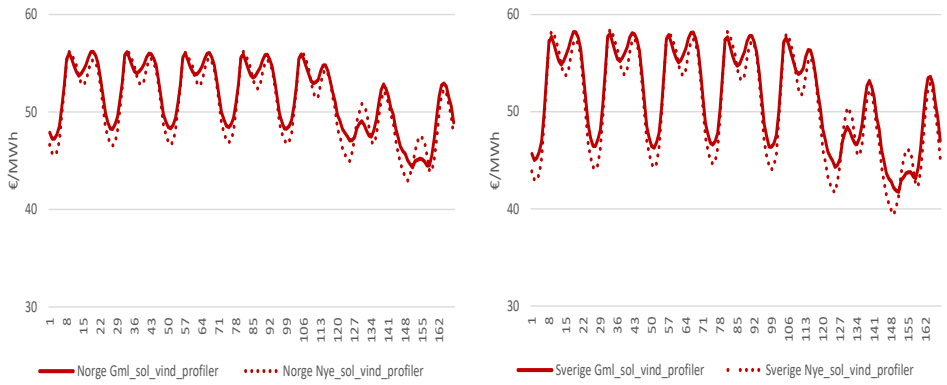
Figur 11 Sesongprofil for norske og svenske kraftpriser i modellåret 2021 med gamle og nye vind- og solprofiler, gjennomsnitt over værårsperioden 1981-2010



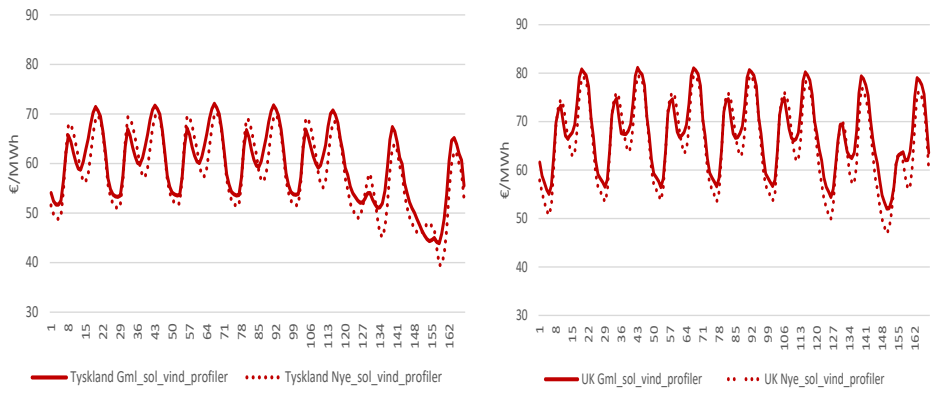
Priseffekten kan bli spesielt stor i den tiden på året når Norge har mer kraft enn den trenger, typisk i sen vår og tidlig sommer. Til venstre sammenliknes den gjennomsnittlige norske kraftprisprofilen for hele værårsperioden med ett år med høy vindkraftproduksjon i Tyskland, 1990.

Figur 12 Sesongprofil for norsk kraftpris gamle og nye vind og solprofiler, samt et år med høy vindkraftproduksjon i Tyskland (1990)

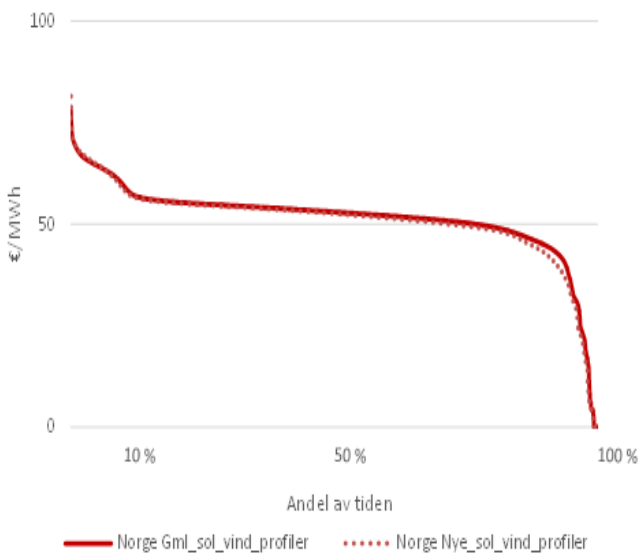
Bytte av profiler påvirker prisstrukturen over døgnet, og felles for alle land er at prisene på natt blir lavere og at prisforskjellen mellom dag og natt øker. Effektene på prisene i høylasttimer varierer i ulike land. I modellåret 2021 gir de nye profilene noe lavere priser i ettermiddagen i Norge og Sverige, og gjennomgående lavere priser på natt. De tyske og britiske prisene blir også noe lavere på ettermiddagen, men synes gjennomgående å bli noe høyere på formiddagen.



Figur 13 Prisvariasjon over uken i Norge og Sverige med gamle og nye sol-og vindprofiler, modellåret 2021



Figur 14 Prisvariasjon over uken i Tyskland og Storbritannia med gamle og nye sol-og vindprofiler, modellåret 2021

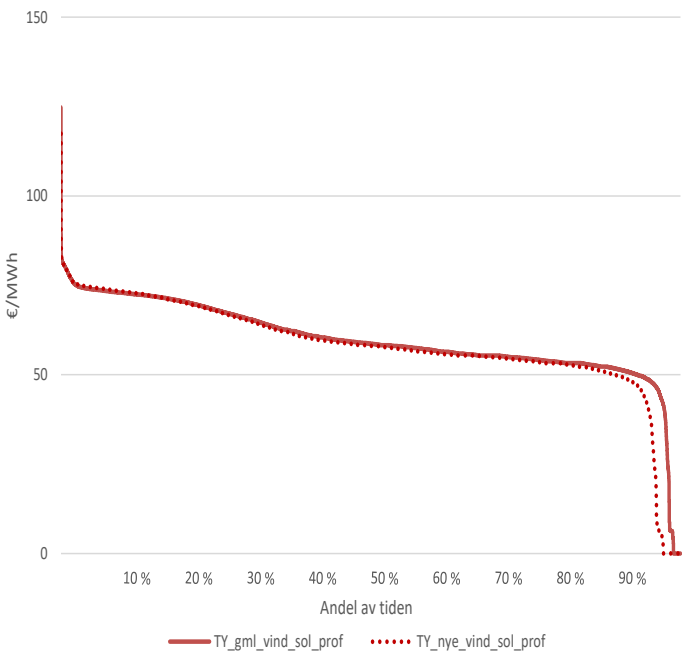


Figur 15 Varighetskurve norske kraftpriser alle værår, modellåret 2021

Innføring av nye vind- og solprofiler gir økt prisvariasjon i Norge. Med dagens kraftsystem blir den høyeste prisen i hele værårsperioden litt høyere. Dessuten gir de nye profilene noen flere nullpriser i Norge.

I Tyskland er utslagene større, med betydelig økning i antall nullpriser med nye profilene. På den annen side reduseres kraftprisen i den timen med høyest pris. Det ser ut til at de nye profilene bidrar til å dekke kraftforbruk i timer hvor det før ble benyttet dyre topplastverk.

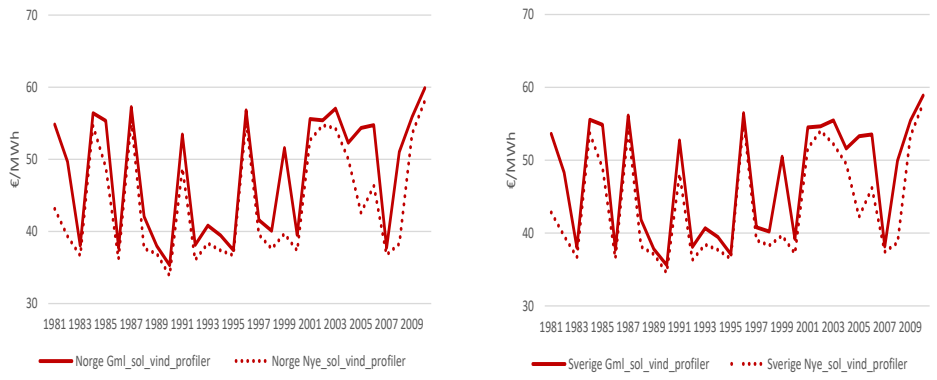
Maksimalprisen reduseres i fra 125 til 117 €/MWh



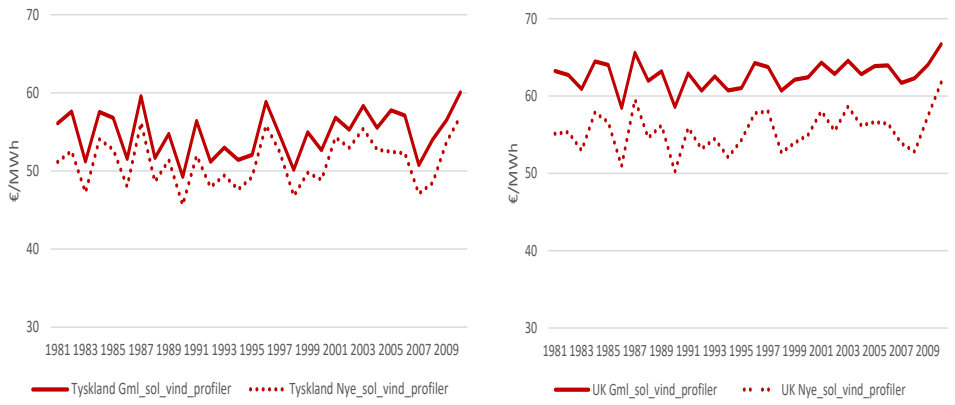
Figur 16 Varighetskurve tyske kraftpriser alle værår, modellåret 2021

1.4.2 Modellåret 2040

Som illustrert i Figur 6 er priseffekten av nye vind- og solprofiler størst i 2040, og Figur 17 viser hvordan bytte av profiler påvirker norske og svenske kraftpriser i ulike værår i slutten av analysehorisonten. Størst er priseffekten i Norge i årene 1981, 1998 og 2005. 1981 og 1998 er år med betydelig høyere vindkraft i Tyskland enn normalt. Året 2005 er ikke spesielt vind-rikt, men det er fordelingen av vindkraften over året som gir den betydelige priseffekten. I modellåret 2040 er andelen vind-, og solkraft betydelig i det europeiske systemet og med større andel vindkraft i systemet forventer vi isolert sett større effekt nedover på vinterprisene.



Figur 17 Norske og svenske kraftpriser i ulike værår i modellåret 2040 med gamle og nye vind- og solprofiler

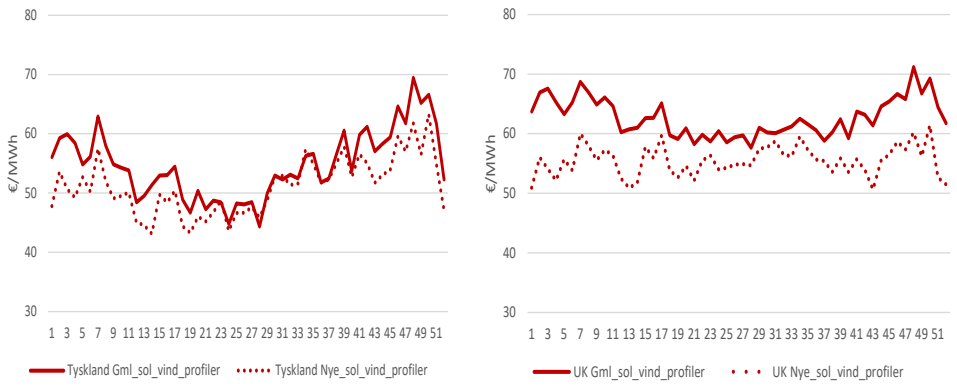


Figur 18 Tyske og britiske kraftpriser i ulike værår i modellåret 2040 med gamle og nye vind- og solprofiler

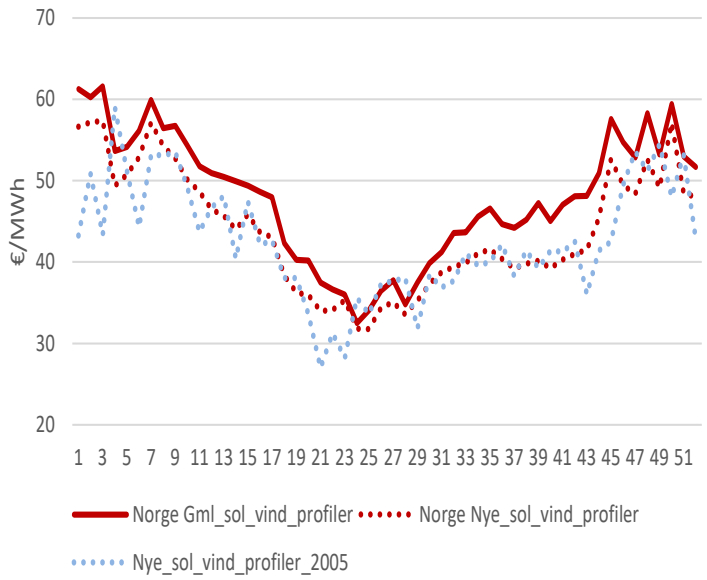
Mens effekten av nye vind- og solprofiler gav liten effekt på sesongprofilen til norske kraftpriser i 2021, er effekten større i 2040. Prisene reduseres gjennom hele året, og effekten er størst på høsten, og vi ser tilsvarende effekt på de svenske kraftprisene

I Tyskland gir profilene lavere vinterpriser, men liten effekt på midtsommer og tidlig høst. I Storbritannia har de nye sol- og vindprofilene stor effekt på gjennomsnittlig prisnivå over året i 2040, som reduseres med nesten 7 €/MWh. Nedenfor vises sesongprofilene for kraftpriser i modellåret 2040, i tillegg til væråret 2005 hvor bytte av profiler ga stor priseffekt i det norske kraftmarkedet.

Figur 19 Sesongprofil for norske og svenske kraftpriser i modellåret 2040 med gamle og nye vind- og solprofiler, gjennomsnitt over værårsperioden 1981-2010

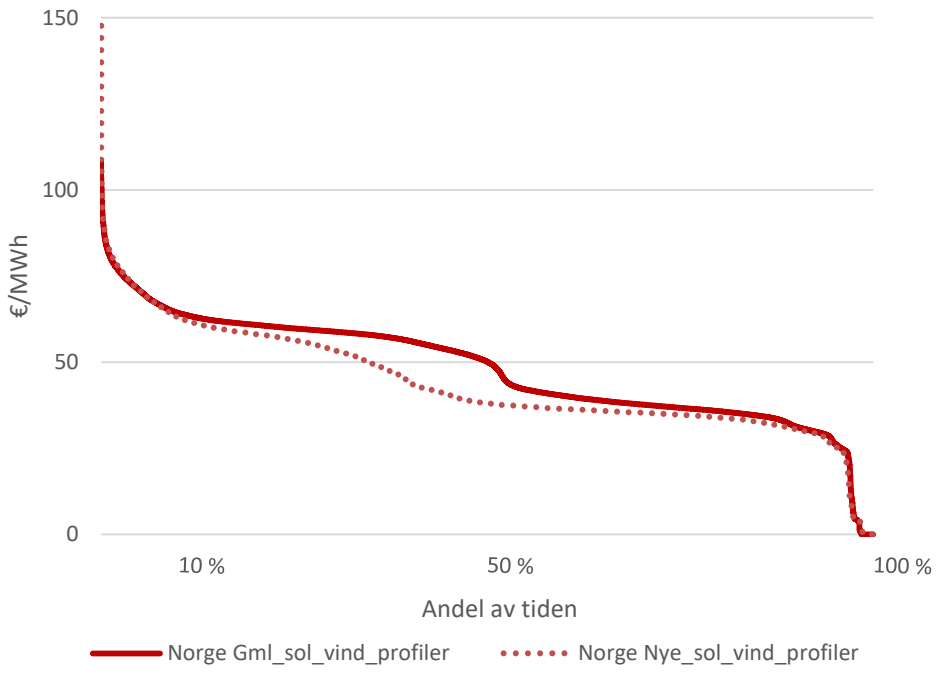


Figur 20 Sesongprofil for tyske og britiske kraftpriser i modellåret 2040 med gamle og nye vind- og solprofiler, gjennomsnitt over værårsperioden 1981-2010

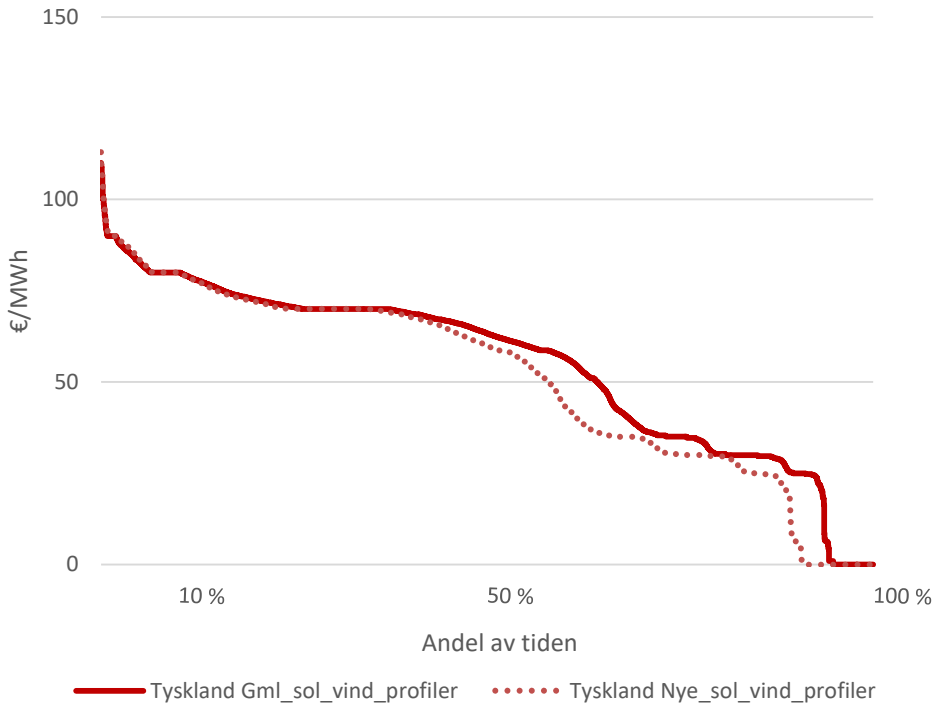


Figur 21 Sesongprofil for norsk kraftpris i modellåret 2040 med nye vind- og solprofiler, gjennomsnitt over værårsperioden 1981-2010, samt for væråret 2005

Selv om gjennomsnittsprisen i Norge går ned i Norge med nye profiler øker maksprisen i 2040 betydelig. Lavere kraftpriser på høst vinter og vår gjør at varighetskurven med nye profiler ligger lavere enn den gamle i store deler av tiden. I varighetskurven for de tyske prisene ser vi samme effekt, i tillegg øker antall 0 priser i med de nye profilene.



Figur 22 Varighetskurve norske kraftpriser alle værår, modellåret 2040



Figur 23 Varighetskurve tyske kraftpriser alle værår, modellåret 2040

2 Mer variasjon i kraftforbruk

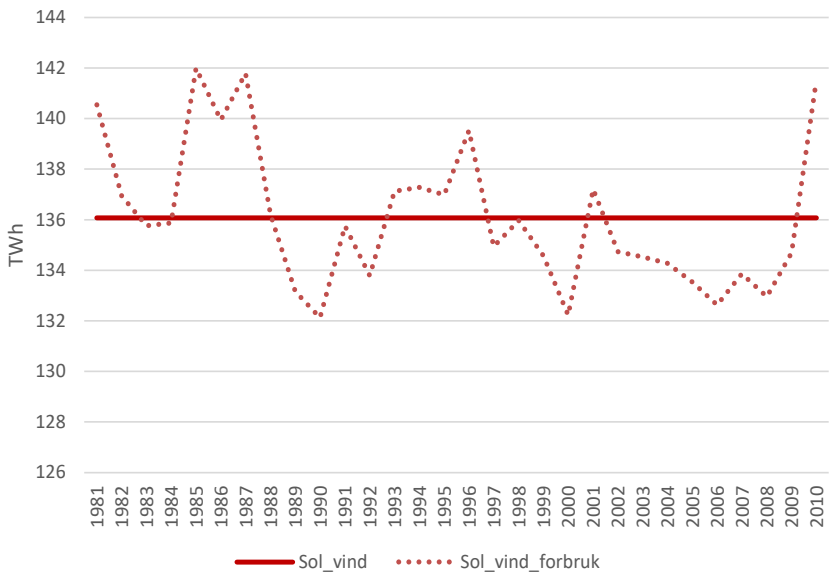
Innføring av temperaturjusterte forbruksprofiler øker prisvariasjonen i TheMA-modellen og gir økt makslast i de landene vi handler kraft med. I startåret for analysen øker prisene i topplasttimene på dagtid og forsterker prisforskjellen mellom dag og natt som vi så i analysen i kapittel 1.

I denne analysen har vi innført temperaturavhengig forbruk i tillegg til nye sol- og vindprofiler Den andelen av elektrisitetsforbruket som går til oppvarming vil variere over året, og hovedsakelig være forbruk i tilknytning til bygg. Metoden vi har brukt er nærmere beskrevet i kapittel 5.3.

I analysen i kapittel 1 ble modellen kjørt med samme forbruksprofil i alle værår. Nedenfor viser vi resultatet av å innføre forbruksprofiler som varierer mellom ulike værår avhengig av om året er kjennetegnet av høye eller lave temperaturer. Vi forventer at effekten av å innføre temperaturjusterte forbruksprofiler blir størst i land hvor andelen elektrisitet til oppvarming er høy.

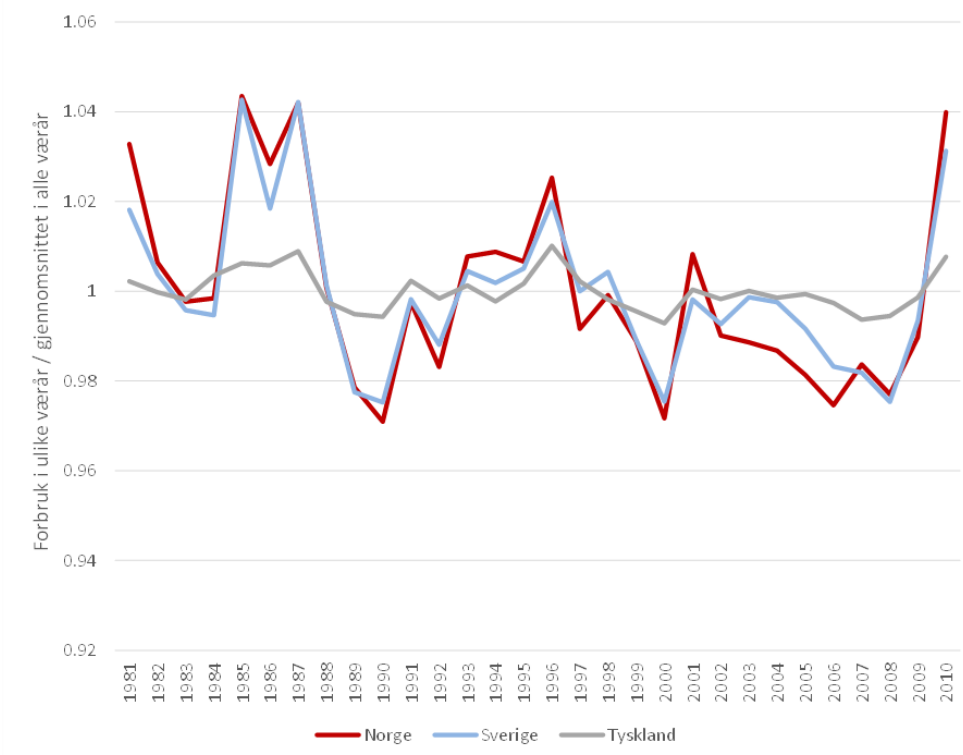
2.1 Mindre forbruk i milde år og mer i kalde

For Norges del fører endringen til at forbruket i Norge varierer med 10 TWh mellom ulike værår. I værårsperioden 1981-2010 er det 2 sammenhengende 4-årsperioder hvor vi har høyere forbruk enn gjennomsnittet. De høyeste forbruksnivåene inntreffer i værårene 1985, 1987 og 2010.



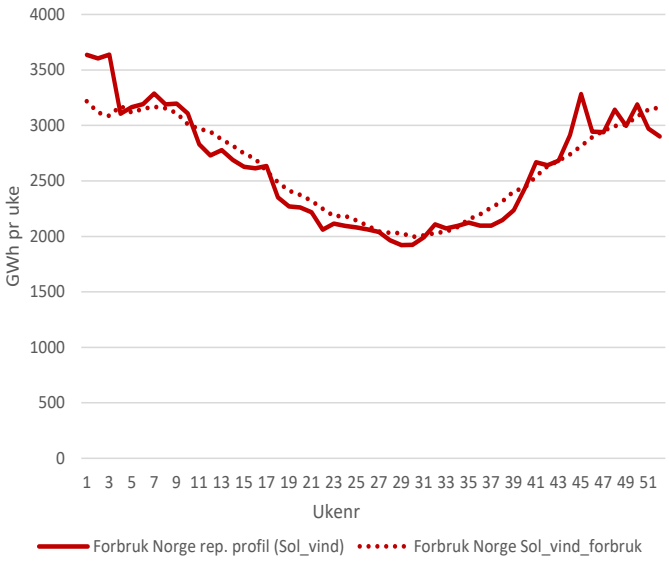
Figur 24 Norsk kraftforbruk i ulike værår – modellåret 2021, TWh

Har vi et kaldt år i Norge, er det også lavere temperaturer enn normalt i Sverige. Vår metode gir også høy samvariasjon på årsbasis mot tyske temperaturer.



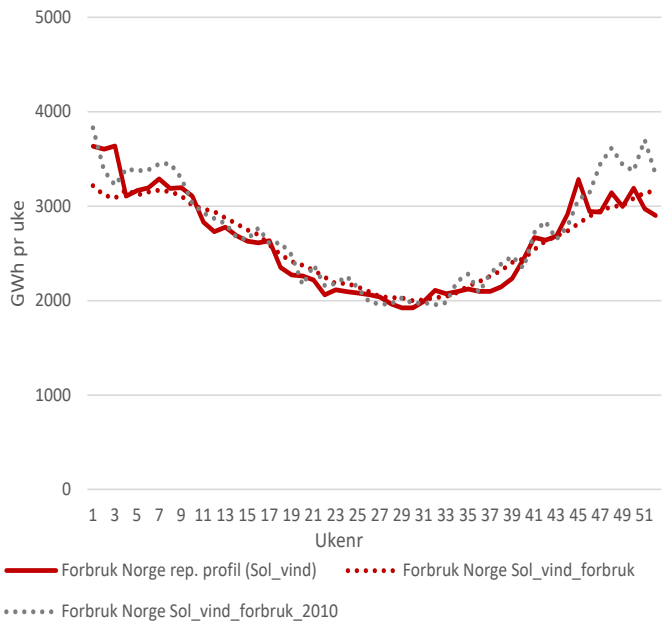
Figur 25 Forbruksvariasjon målt mot gjennomsnittet for hele værårsperioden i modellåret 2021

2.2 Mer forbruk på dagtid og mindre på natten



Figur 26 Forskjell i sesongprofil ved bruk av representativ profil og gjennomsnitt over alle værår

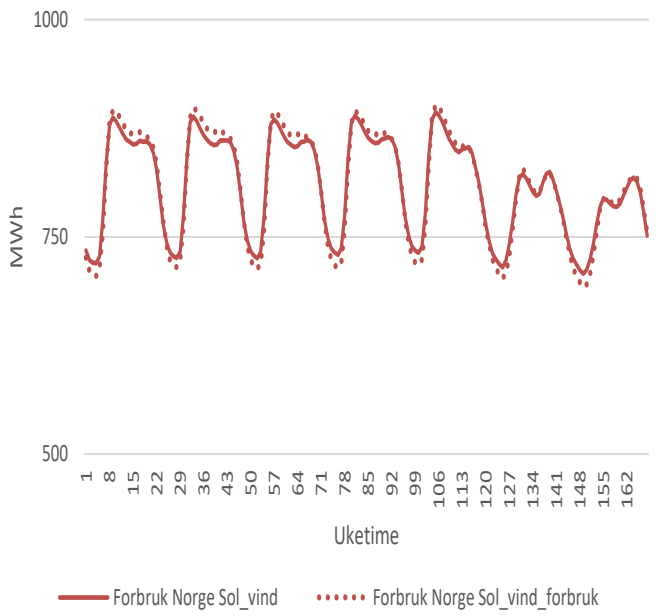
Analysene i kapittel 1 ble utført med representative forbruksprofiler for alle land. Til venstre sammenliknes gjennomsnittsprofilen over 30 værår for Norge med en representativ forbruksprofil. En representativ profil brukes gjerne dersom man ikke har tilgang til værdata/detaljerte forbruksdata som gjør det mulig å modellere temperatur avhengighet i forbruket. En slik



Figur 27 Sesongprofil ved bruk av representativ profil og gjennomsnitt over alle værår, samt ett år med lave temperaturer, væråret 2010

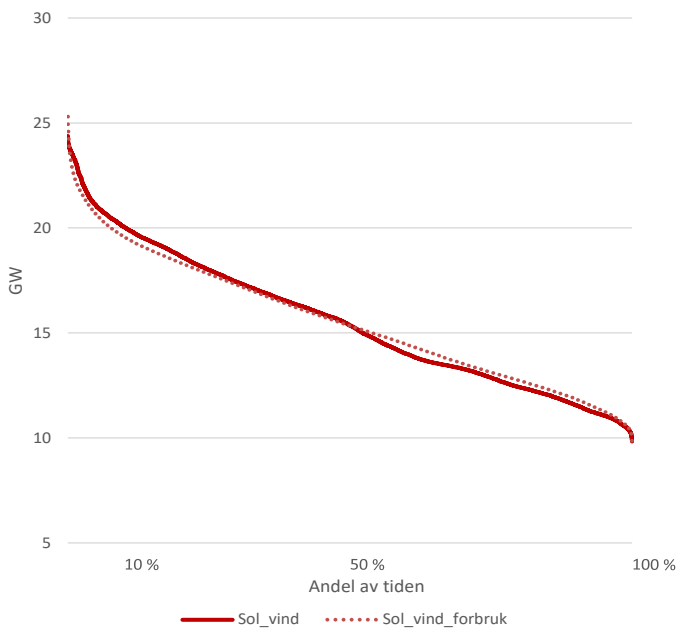
representativ profil skal ivareta mange hensyn, og typisk representere ulike hendelser som kan inntreffe i løpet av et år. Det er noe av forklaringen på at et gjennomsnitt over flere værår gir en mer jevn profil.

Innføring av temperaturjusterte forbruksprofiler vil heve forbruket i år med lave temperaturer og redusere forbruket i år med milde vintre. Figuren til venstre viser hvordan et kaldt år skiller seg fra gjennomsnittsprofilen over alle værår. I væråret 2010 vil profilene øke forbruket i stort sett alle uker gjennom vinteren.



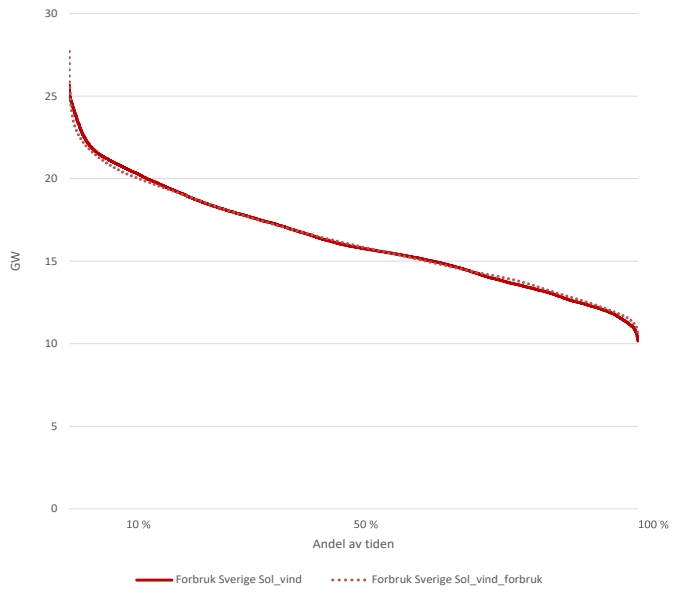
De nye profilene gir høyere forbrukstopper på dagtid og lavere forbruksbunner på natt og bidrar derfor til at variasjonen i forbruket øker over døgn og over uka.

Figur 28 Gjennomsnittlig forbruksprofil over uken i modellåret 2021



Figur 29 Varighetskurve for norsk kraftforbruk i modellåret 2021, alle værår

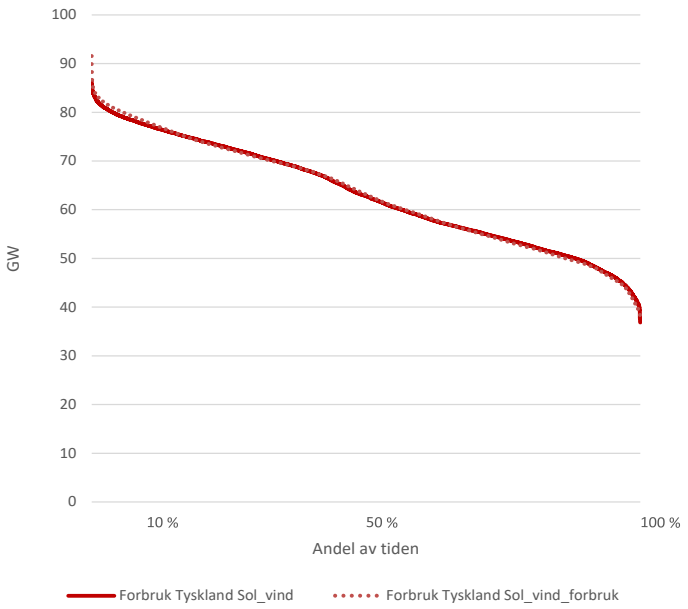
Varighetskurven for forbruket viser også hvordan innføring av forbruksprofiler påvirker makslasten. Med vår metode øker denne i flere land. Det er vel også et ønske, i og med at utgangspunktet var en gjennomsnittsprofil som skulle være likeså representativ i 2020 som i 2040. Hvor mye topplasten øker, vil også være avhengig av metodiske valg som er gjort for å beregne andel av forbruk som er temperaturavhengig og metode for beregning av timesvariasjon.



Den høyeste lasten I Sverige er 27,7 GW, en økning på om lag 2 GW fra den opprinnelige lastprofilen. Minimumlasten er ikke endret, og ligger på om lag 10 GW.

Figur 30 Varighetskurve for svensk forbruk i modellåret 2021, alle værår

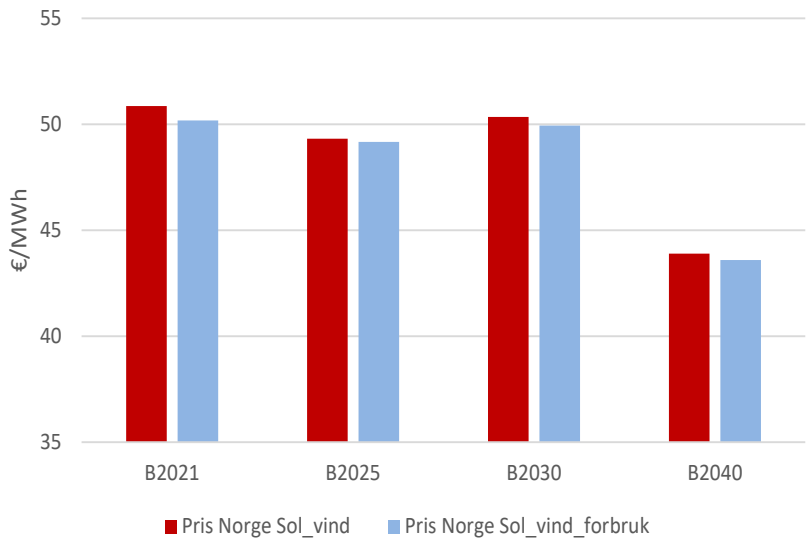
Også i Tyskland øker topplasten med vår metode. Makslasten med de nye forbruksprofilene er på 91 GW, en økning på 5 GW fra den gamle profilen. Minimumslasten ble ikke endret, det ligger på 36 GW.



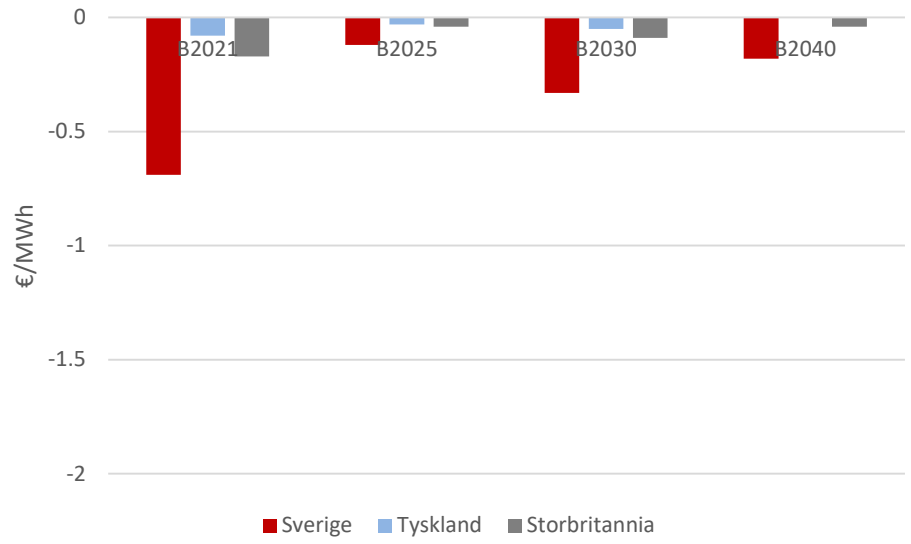
Figur 31 Varighetskurve for tysk forbruk i modellåret 2021, alle værår

2.3 Mer variasjon i kraftpriser av å innføre temperaturjusterte forbruksprofiler

De gjennomsnittlige årlige kraftprisene blir ikke endret i særlig grad av å innføre temperaturjusterte forbruksprofiler. I snitt reduseres den norske kraftprisen med mellom 0,7 og 0,2 €/MWh i de ulike modellårene. Tilsvarende priseffekt finner vi i de svenske prisene, og tendensen er den samme for de tyske og britiske prisene, men effekten er mindre.



Figur 32 Norske kraftpriser i ulike modellår med nye vind- og solprofiler sammenliknet med analysen der man i tillegg innfører temperaturjusterte forbruksprofiler

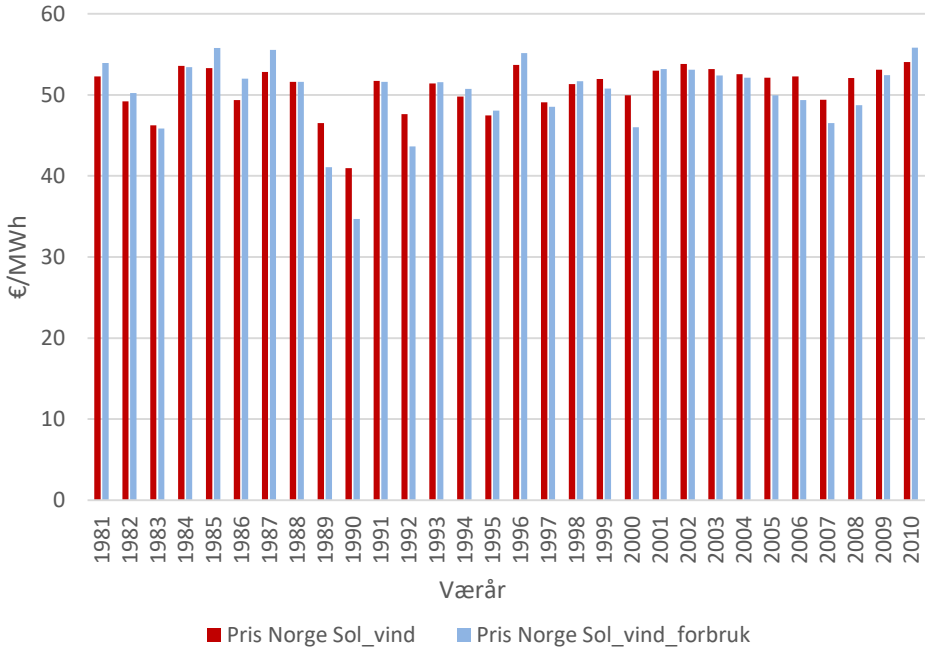


Figur 33 Endring i årlig gjennomsnittlig kraftpris i ulike modellår for utvalgte land med nye vind- og solprofiler sammenliknet med analysen der man i tillegg innfører temperaturjusterte forbruksprofiler

2.3.1 Modellåret 2021

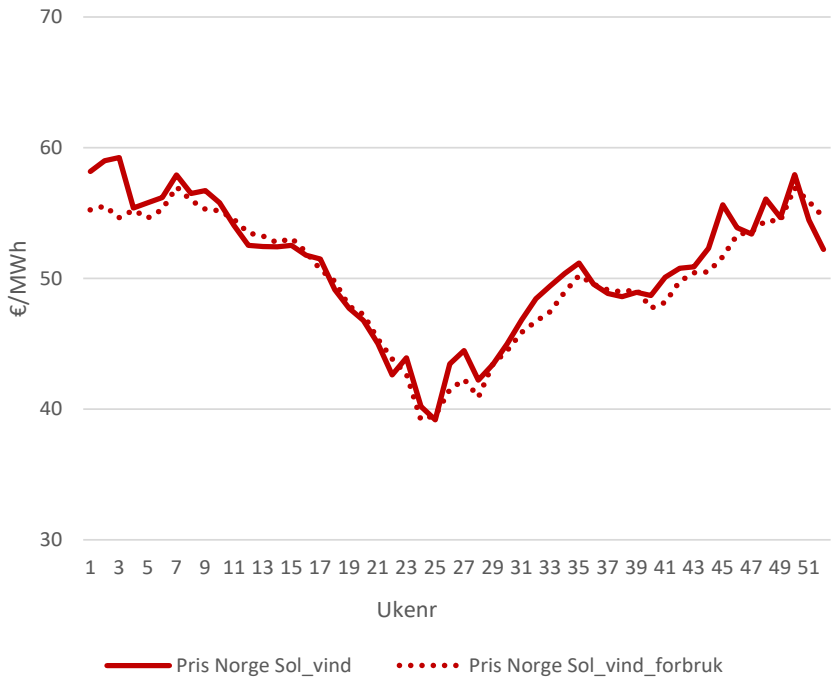
Nedbør og vind kommer med lavtrykksystemer som kjentegnes av mild vær. År med mye vind sammenfaller ofte med varmere år. I vår værårsperiode er det mange milde og vind-rike år. Innføring av variasjon i forbruket forsterker variasjon mellom årene på grunn av vind og sol. År med lavere kraftpris får enda lavere pris, mens i år med høy pris økte kraftprisen ytterlige når vi legger til et forbruk som varierer med temperaturene. Årene hvor gjennomsnittsprisen faller mest av å innføre temperaturjusterte forbruksprofiler er 1989, 1990, og 1992. Dette sammenfaller med år hvor tysk og nordisk vindkraft er høyere enn

gjennomsnittet. I 13 av det 30 værårene trekker de temperaturjusterte forbruksprofilene kraftprisen opp i snitt. År med størst prisøkning er 1985-1987.

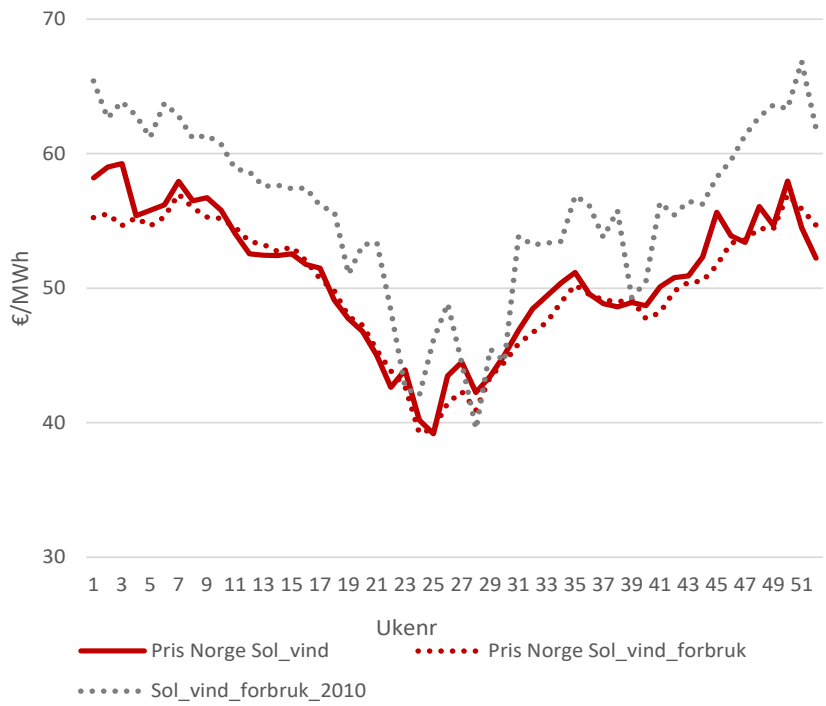


Figur 34 Norsk gjennomsnittlig kraftpris i ulike værår i modellåret 2021 uten og med temperaturjusterte forbruksprofiler

I snitt gir temperaturjusterte forbruksprofiler litt lavere kraftpriser i deler av høst og vinter. Men et kaldt år gir betydelig høyere priser gjennom hele året, illustrert i Figur 36.



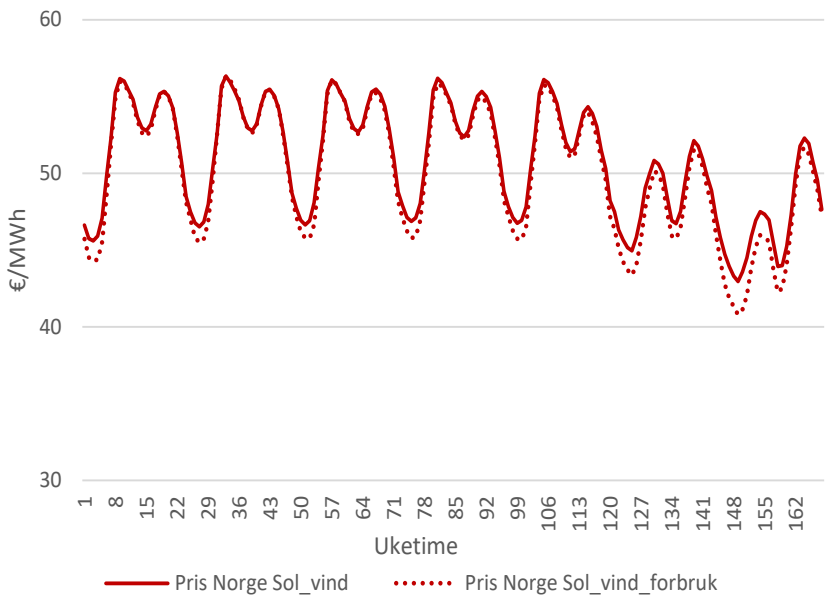
Figur 35 Sesongprofil i norsk kraftpris i modellåret 2021, uten og med temperaturjusterte forbruksprofiler



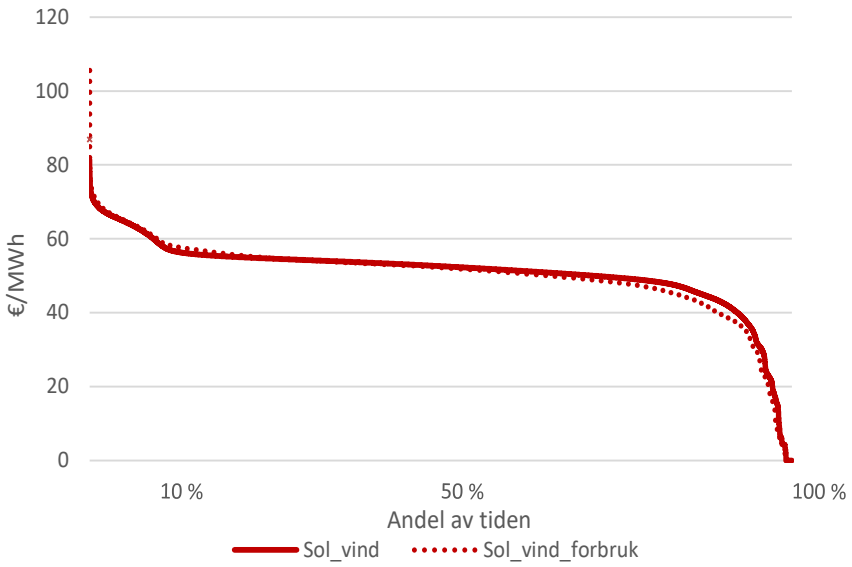
Figur 36 Sesongprofil i norsk kraftpris i modellåret 2021, med temperaturjusterte forbruksprofiler og i ett år med lave temperaturer

Ukeprofilen for kraftprisene i modellåret 2021 viser at innføring av temperaturjusterte forbruksprofiler i snitt har lite effekt på prisene i topplast, men trekker prisene i lavlast

nedover. Dette gir større spredning i norske kraftpriser, og dette er vist i varighetskurvene i Figur 38.



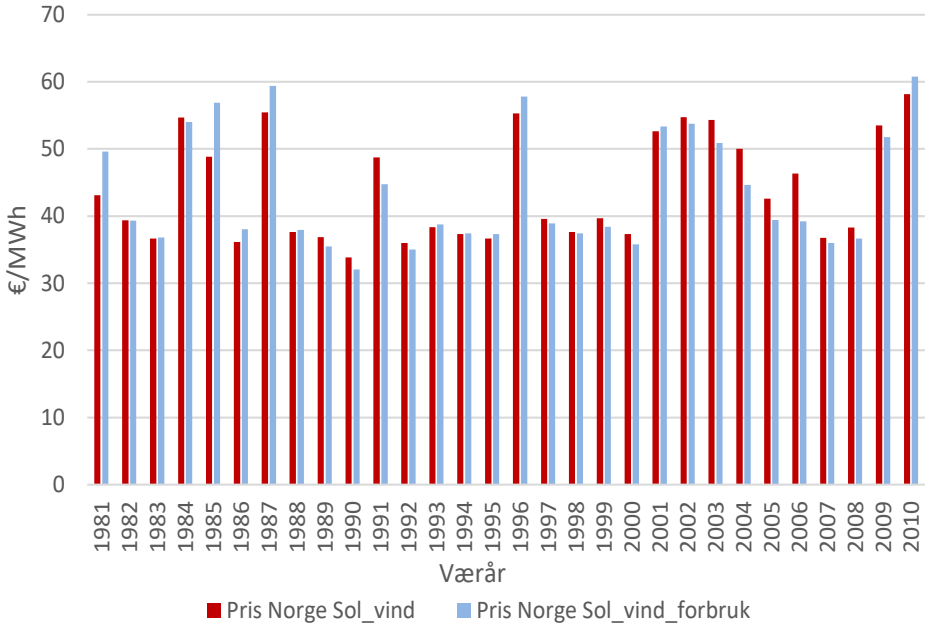
Figur 37 Ukeprofil i norsk kraftpris i modellåret 2021, uten og med temperaturjusterte forbruksprofiler



Figur 38 Varighetskurve for norske kraftpriser i modellåret 2021

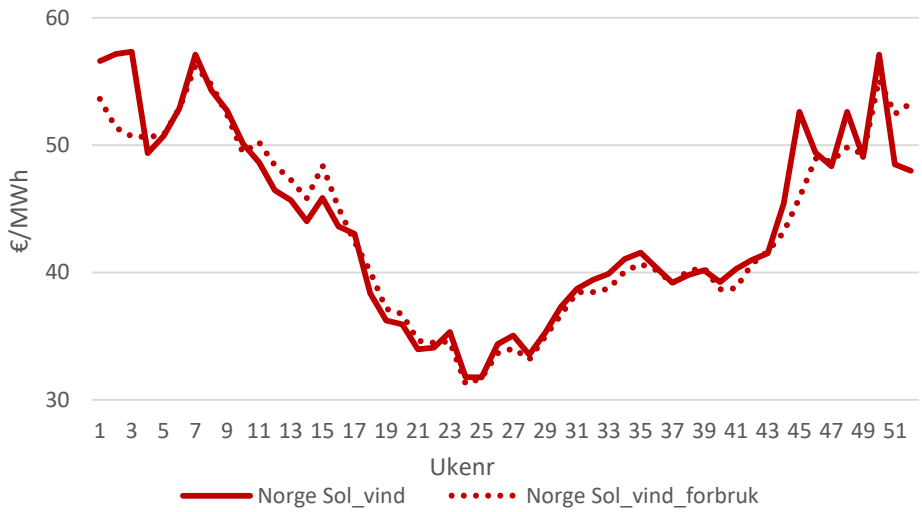
2.3.2 Modellåret 2040

I modellåret 2040 er utslagene mellom ulike værår dempet noe. Samtidig er det en tendens til at i de værårene hvor temperaturjustert profiler trekker prisnivået opp, forsterkes effekten noe, sammenliknet med modellåret 2021.

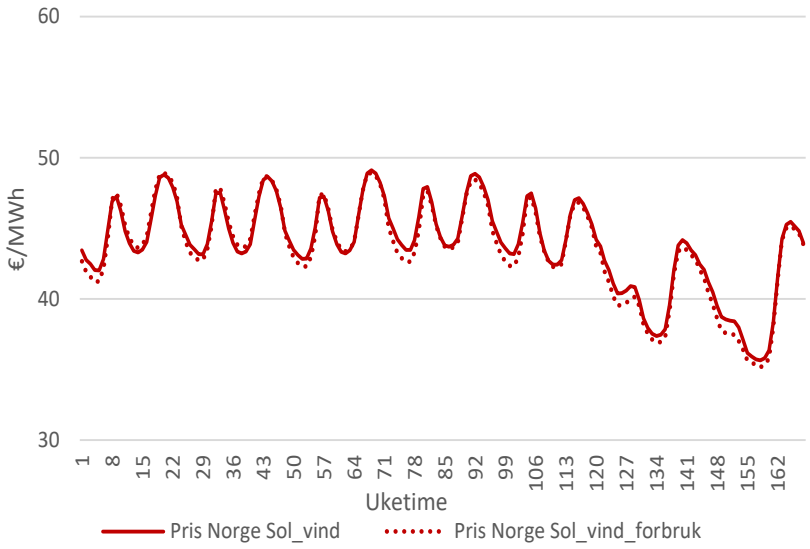


Figur 39 Norsk gjennomsnittlig kraftpris i ulike værår i modellåret 2040 uten og med temperaturjusterte forbruksprofiler

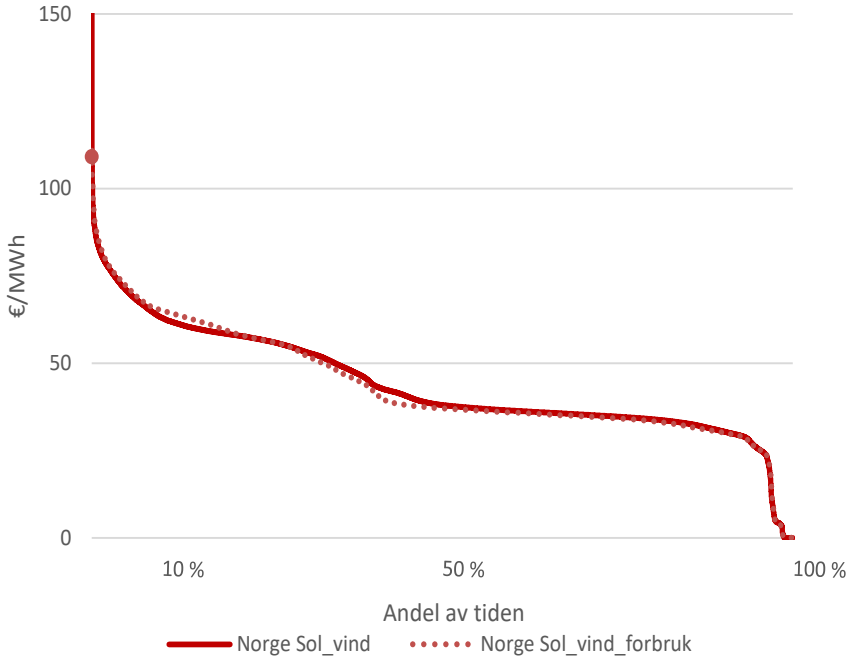
I 2040 ser vi at prisene på våren øker noe, sammenliknet med analysen utført med en standard forbruksprofil, men de er lavere på høst og i deler av vinteren. Ser man på gjennomsnittlig ukeprofil i Figur 41 er det lite effekt av de temperaturjusterte forbruksprofilene på dagtid, og effekten på prisen i lavlast er noe dempet sammenliknet med modellåret 2021.



Figur 40 Sesongprofil for norsk kraftpris i modellåret 2040 uten og med temperaturjusterte forbruksprofiler



Figur 41 Ukeprofil for norsk kraftpris i modellåret 2040 uten og med temperaturjusterte forbruksprofiler



Figur 42 Varighetskurve for norske kraftpriser i modellåret 2040

3 Stor variasjon i kraftpris mellom våte og tørre år

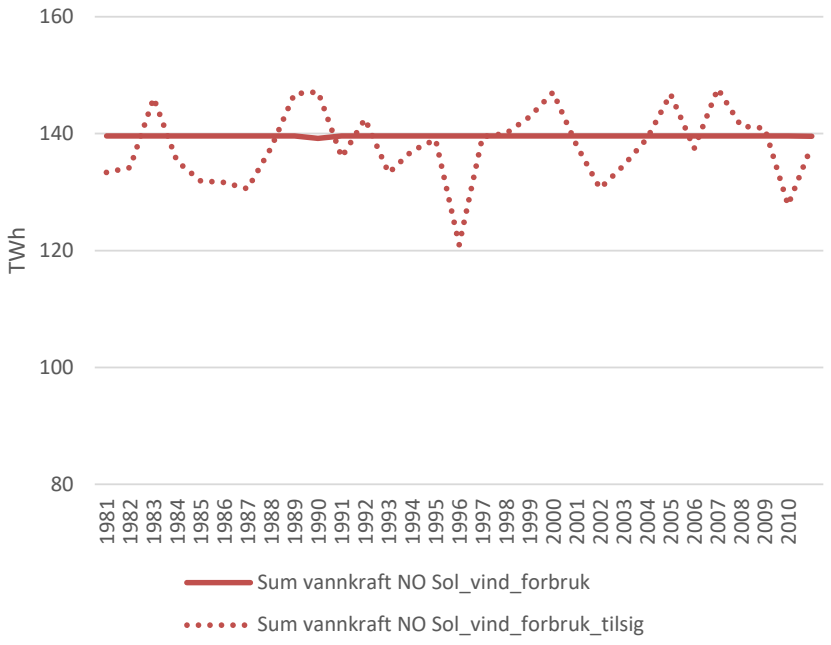
Variasjon i nedbør og tilsig er en viktig årsak til at den norske kraftprisen er forskjellig i ulike år og sesonger i Norge. Ved å innføre tilsigsvariasjon i tillegg til variasjon i vind-, sol og temperaturer i analysen, gir dette lavere årlige gjennomsnittspriser i Norge frem til og med 2030. I slutten av analysehorisonten trekker tilsigsvariasjon isolert sett den norske gjennomsnittsprisen noe opp.

Innføring av tilsigsvariasjon i TheMA-modellen gir stor spredning i årlig produksjonsvolum i Norge og Sverige mellom ulike værår. I denne analysen har vi tatt i bruk bruttotilsigserier. Det betyr at flomtapet er endogent i modellen. For å ivareta modellens manglende representasjon av flerårsmagasiner, har vi innført en impuls i tilsigsserienes første time i hvert værår. Er årstilsiget 20 % høyere enn normaltilsiget i et værår, får tilsigsserien en negativ impuls for å hensynta at deler av mertilsiget ville blitt lagret til neste kalenderår. Motsatt dersom årstilsiget er 20 prosent lavere enn normalt. Da vil impulsen være positiv for å hensynta at man bruke av lagret som flerårsmagasiner representerer i år med lite nedbør.

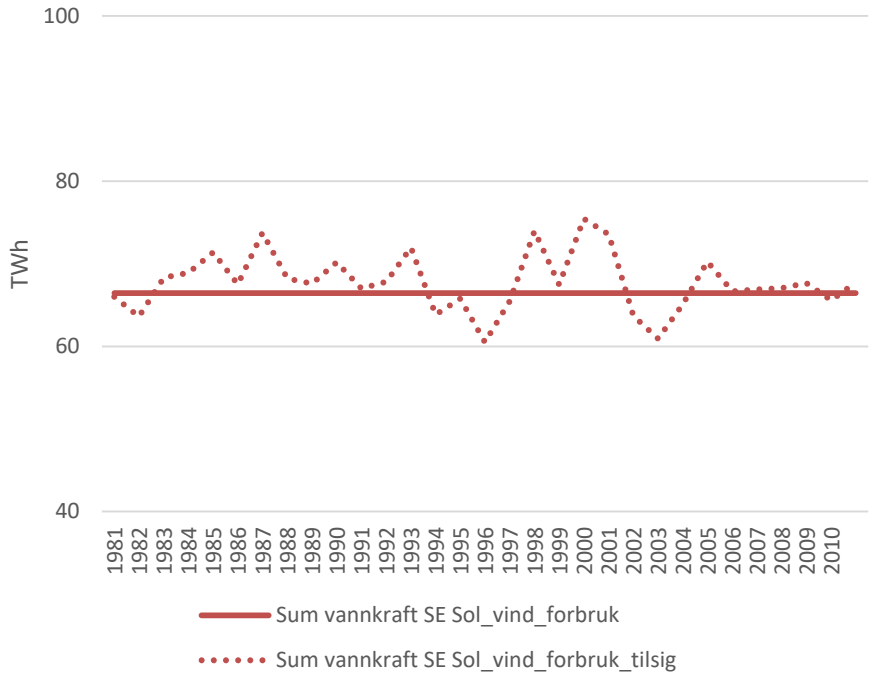
I sum forventer vi at ved å ta hensyn til variasjon i de fire værparameterne, vil modellen kunne reprodusere variasjon i markedsprisene på en tilstrekkelig god måte.

3.1 Tilsigsvariasjon mellom ulike værår

Den norske vannkraftproduksjonen er på 138 TWh i gjennomsnitt, og den laveste produksjonen finner sted i væråret 1996, med et produksjonsvolum på 121 TWh. Høyeste produksjon oppstår i været 2007 med 147 TWh. 1996 er også det året hvor vannkraftproduksjonen er lavest i Sverige, mens det er væråret 2000 som gir høyest produksjonsvolum. Figurene nedenfor viser hvordan den samlede norske (Figur 43) og den svenske (Figur 44) vannkraftproduksjonen varierer i værårsperioden 1981-2010.



Figur 43 Norsk vannkraftproduksjon i ulike værår i modellåret 2021



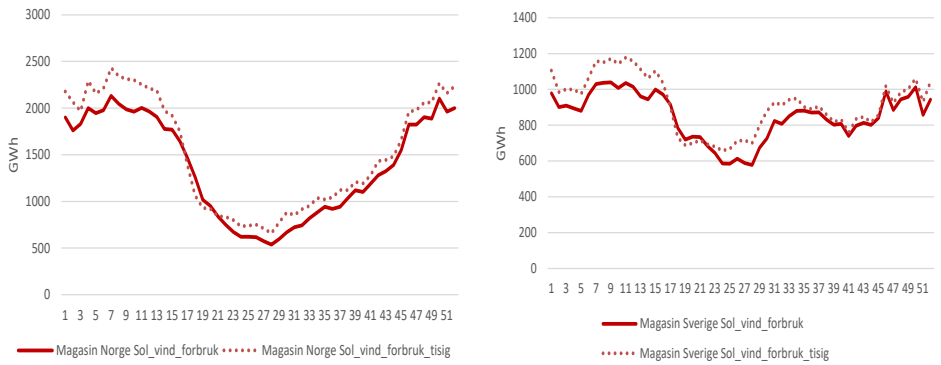
Figur 44 Svensk vannkraftproduksjon i ulike værår i modellåret 2021

Det er utfordrende å skille mellom regulerbar og uregulerbar vannkraftproduksjon på en enkel måte. I dette prosjektet har vi gått igjennom vannkraftdatasettet på nytt, og tilpasset

kapasitetene slik at det størst mulig grad gjenskaper den samlede produksjonsprofilen i norsk og svensk vannkraftproduksjon (se kapittel 5.4). Dette fører til en lavere andel uregulerbar og høyere andel regulerbar vannkraftproduksjon i vår analyse enn tidligere. De nye tilsigsprofilene gir lavere elvekraftproduksjon på vår og tidlig høst både i Norge og i Sverige, men som illustrert nedenfor gir endringen i profiler en tidligere smeltesesong.

Figur 45 Produksjonsprofiler i norsk og svensk elvekraft ved bruk av gammel standardprofil, og snitt over alle værår ved innføring av tilsigsvariasjoner, merk ulik skala på y-aksene

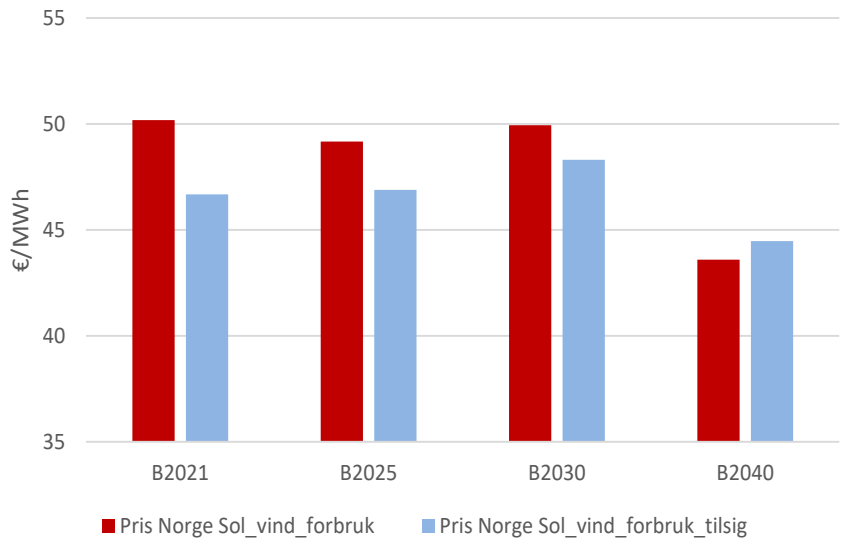
Med unntak av noen uker på våren er den regulerbare vannkraftproduksjonen høyere i alle uker med den nye modelleringen av vannkraftsystemet. Sammenliknet med bruk av en *standardprofil og nettotilsig* gir den nye modelleringen av vannkraften et noe lavere produksjonsvolum i snitt over alle værår for Norge. I modellåret 2021 er vannkraftproduksjonen 137,9 TWh. Dette er 1,6 TWh lavere enn ved bruk av standardprofil og nettotilsig. For Sverige gir endringen et noe høyere produksjonsvolum. I sum er produksjonen 67,7 TWh i modellåret 2021, noe som er 1,2 TWh høyere enn det den gamle metoden ga.



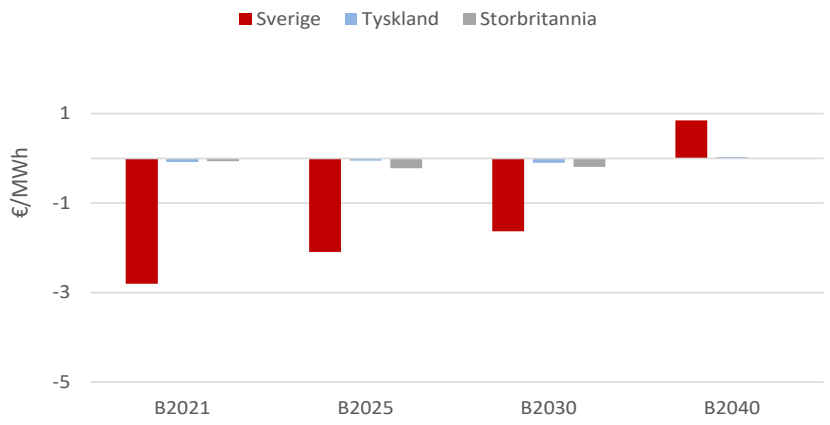
Figur 46 Produksjonsprofiler i norsk og svensk vannkraftproduksjon fra magasinverk ved bruk av gammel standardprofil, og snitt over alle værår ved innføring av tilsigsvariasjoner, merk ulik skala på y-aksene

3.2 Variasjon i tilsig gir lavere kraftpriser fram til 2030

Nedenfor sammenliknes kraftprisene fra kapittel 2, hvor vi tok hensyn til med variasjon i vind, sol og med temperatur, med kraftpriser fra analysen hvor vi i tillegg har innført tilsigsvariasjon. Figur 47 viser hvordan den årlige gjennomsnitt kraftprisen i Norge i ulike modellår endres. Innføring av tilsigsvariasjon reduserer den gjennomsnittlige norske kraftprisen i årene til og med 2030, og effekten blir mindre over tid. I modellåret 2021 blir gjennomsnittsprisen redusert med vel 3 €/MWh, mens i 2030 er reduksjonen halvert til 1,6 €/MWh. I 2040 er fortegnet snudd, og gjennomsnittsprisen øker noe. I snitt øker prisen med 0,9 €/MWh når vi innfører tilsigsvariasjon i modellåret 2040. Samme effekt ser vi på prisene i Sverige, mens effekten på gjennomsnittprisen i Tyskland og Storbritannia er liten, se Figur 48.



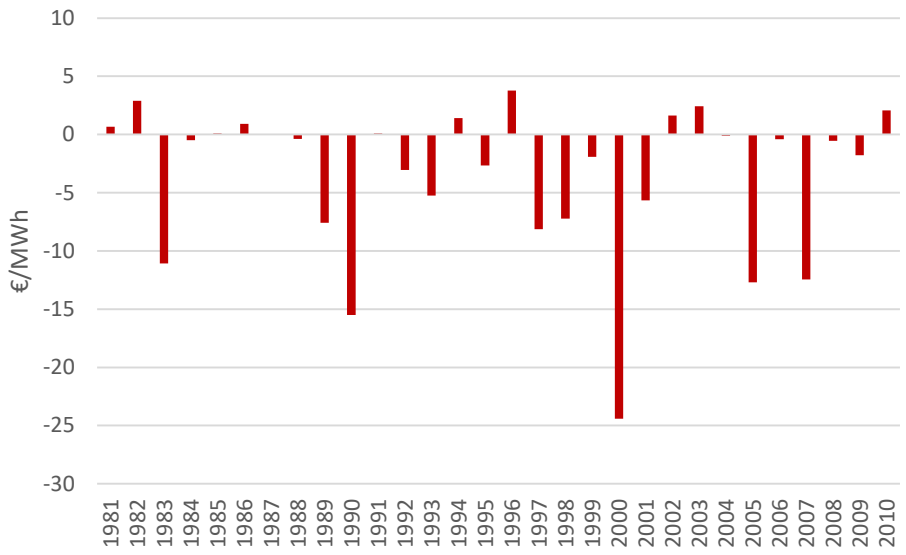
Figur 47 Gjennomsnittlig kraftpriser i ulike modellår ved variasjon i sol, vind og forbruk, samt ved i tillegg å innføre tilsigsvarisjon



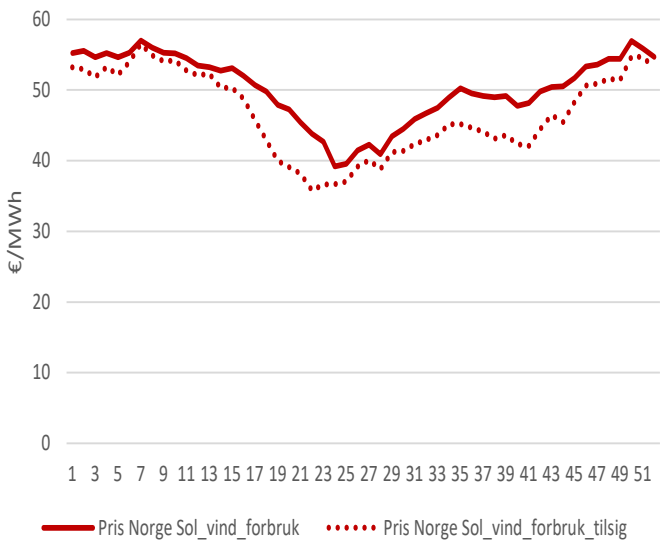
Figur 48 Endring i gjennomsnittspris i ulike modellår i utvalgte land ved å legge til tilsigsvariasjon

3.2.1 Modellåret 2021

Analyseåret 2021 er et år med betydelig kraftoverskudd i Norge og Sverige. Med flere våte enn tørre år i gjeldene værårsperiode gir dette en reduksjon i gjennomsnittsprisen. Vi ser spesielt at i værået 2000 reduseres prisen med over 20 €/MWh. I alt 5 værår gir en prisreduksjon større enn 10 €/MWh, se Figur 49.

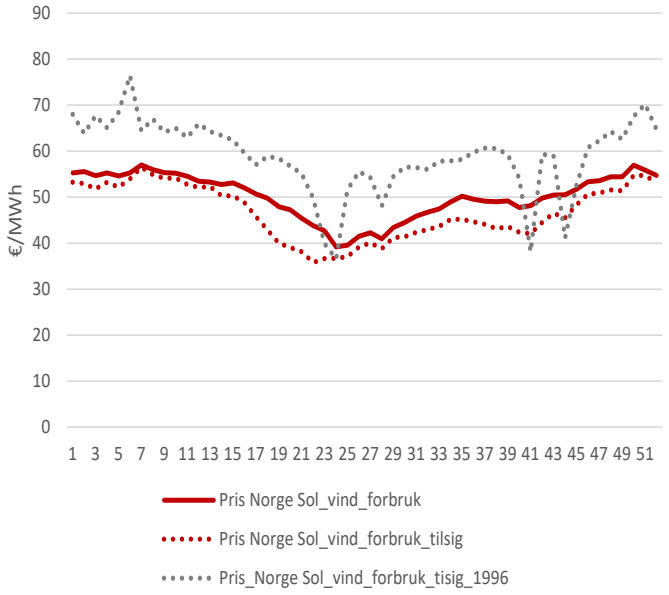


Figur 49 Endring i norsk årlig gjennomsnittspris i ulike værår når man legger til tilsigsvariasjon i analysen med variasjon i sol-, vindkraft og temperaturer



I det første modellåret gir innføring av tilsigsvariasjon lavere ukespriser over hele året.

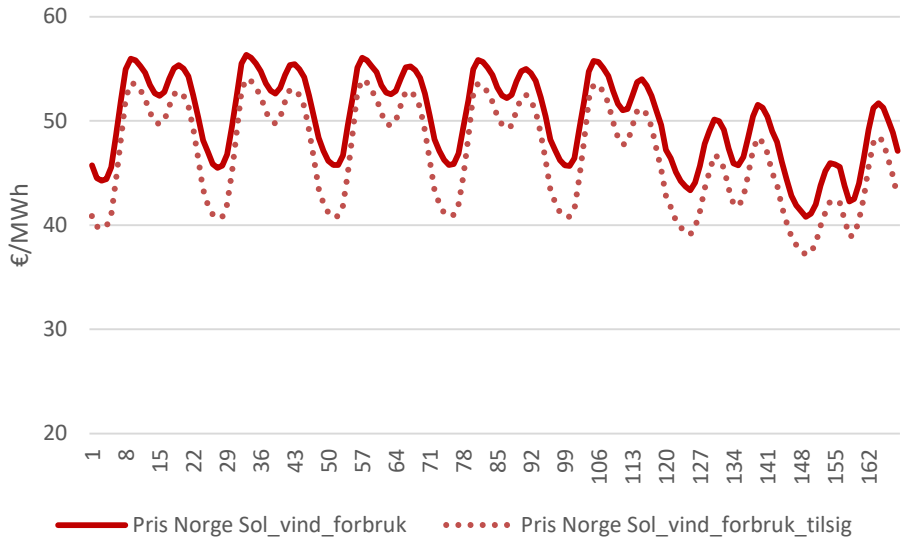
Figur 50 Gjennomsnittlig profil for norske kraftpriser over året i modellåret 2021, hvor priser fra analysen med variasjon i sol-, vindkraft og temperaturer sammenliknes med priser når man i tillegg har innført tilsigsvariasjon



Figuren til venstre viser hvordan kraftprisene i et år med lite tilsig skiller seg fra gjennomsnittet over hele værårsperioden.

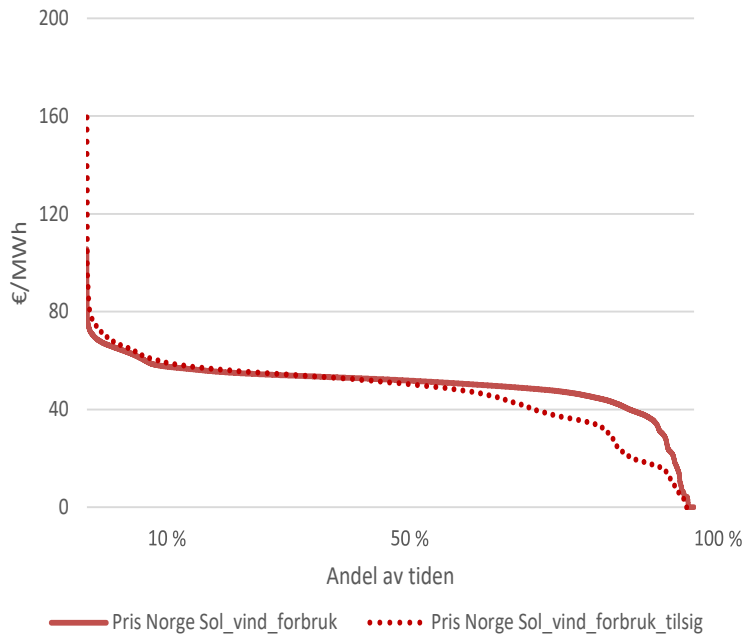
Figur 51 Gjennomsnittlig profil for norske kraftpriser over året i modellåret 2021, med variasjon i vind-, solkraft, temperaturer og tilsig samt et år med lite tilsig; 1996

Effekten på prisprofilen over uken er også markant. Figur 52 viser at i snitt over alle værår er kraftprisene lavere i alle timer i modellåret 2021.



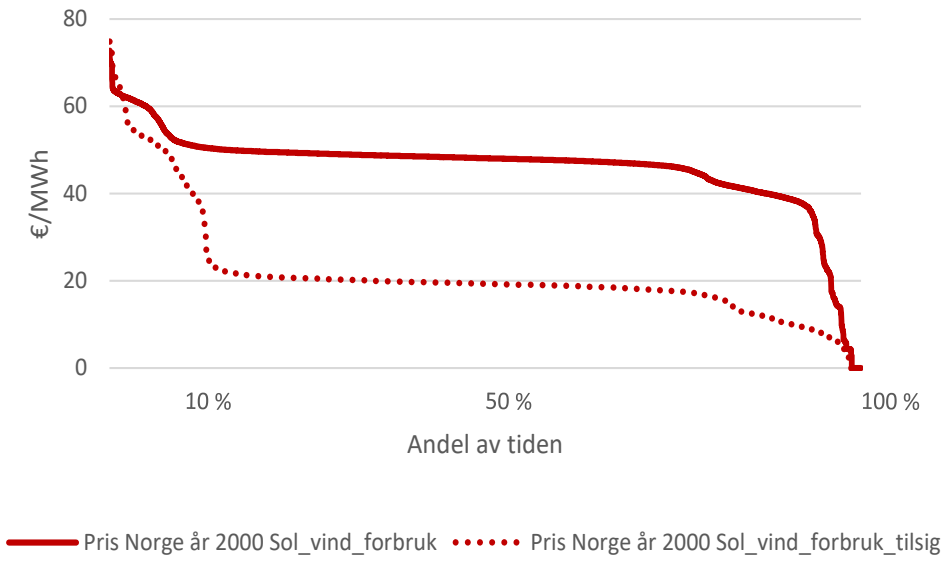
Figur 52 Prisprofil over uken i modellåret 2021 når med og uten tilsigsvariasjon

Som ventet vil innføring av tilsigsvariasjon føre til større spredning i prisene, og i vår analyse øker prisene i timer med høyt forbruk. I motsatt ende av varighetskurven blir det flere timer med lavere priser, mens antall 0-priser er tilnærmet konstant. At topplastprisene øker illustrerer effekten av sammenfall av perioder med lave temperaturer, lite vind og lite tilsig. Samtidig viser varighetskurven at tilsigsvariasjon gir flere perioder med god ressurssituasjon som gir lavere norske kraftpriser i modellåret 2021.



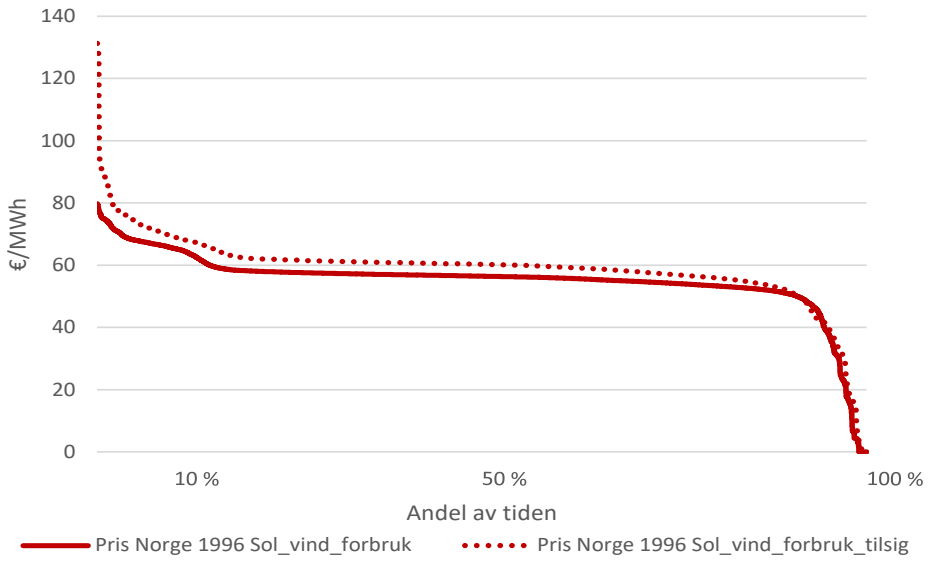
Figur 53 Varighetskurve for norsk kraftpris 2021, med variasjon i sol-, vindkraft, temperaturer sammenliknet med analysen hvor man i tillegg har innført tilsigsvariasjon

Nedenfor er det to figurer som illustrerer effekten på kraftprisene i et år med mye og med lite tilsig. I Figur 54 sammenlikner vi hvordan spredningen i norsk kraftpris påvirkes av å innføre tilsigsvariasjon i et år med høyt tilsig, væråret 2000. Det gir lavere priser i tilnærmet alle årets timer, og platået, dvs. der hvor varighetskurven er tilnærmet flat, flyttes ned om lag 30 €/MWh.



Figur 54 Eksempel på varighetskurve for norsk kraftpris i et år med høyt tilsig, væråret 2000 i modellåret 2021

I Figur 55 viser vi hvordan modellen håndterer innføring av tilsigsvariasjon et tørt år. Det gir en markant økning i timene med høyest pris, men skiftet i varighetskuvens platå er moderat. En forklaring på dette kan være at i dette modellåret er importmulighetene tilstrekkelig til å dekke underskuddet som oppstår i deler av året med relativt rimelig kraft.

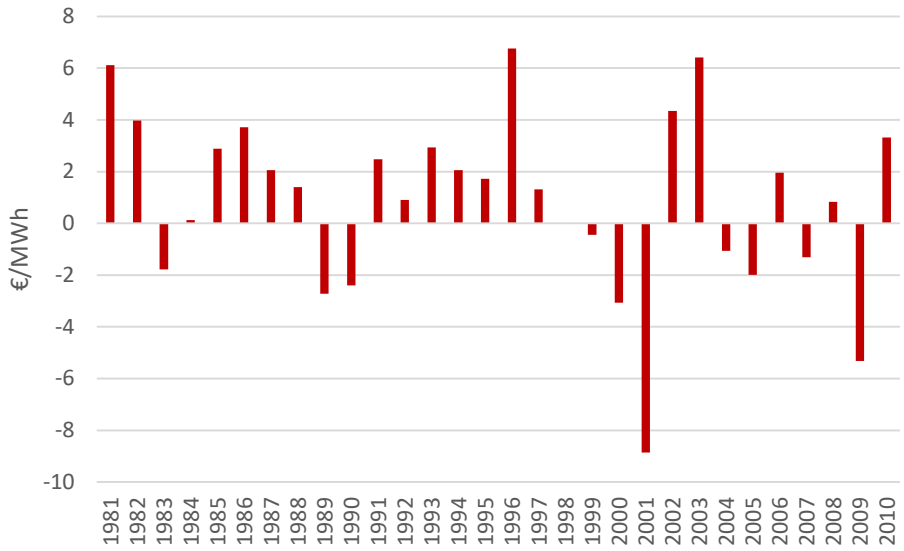


Figur 55 Eksempel på varighetskurve for norsk kraftpris i et år med lite tilsig, væråret 1996 i modellåret 2021

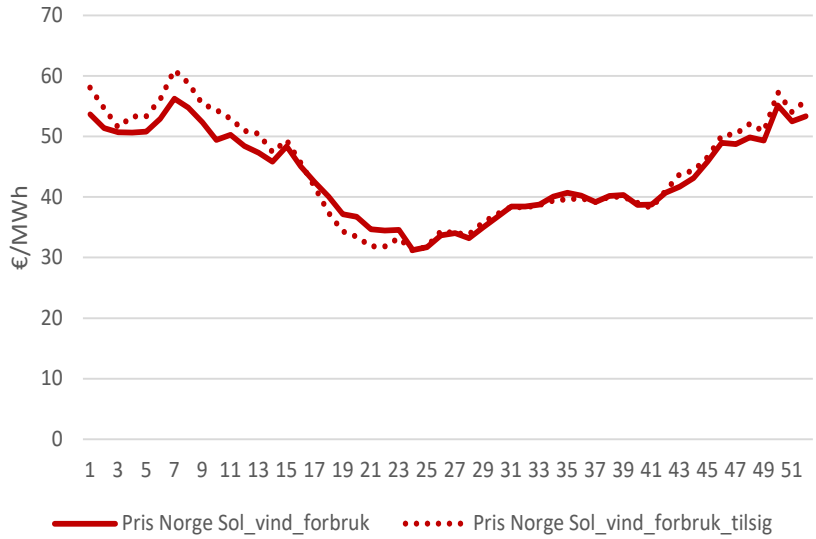
3.2.2 Modellåret 2040

I slutten av analyseperioden ser resultatene noe annerledes ut. Da vil innføring av tilsigsvariasjon gi høyere årlige priser i 20 av de 30 værårene. En faktor som bidrar til å forklare dette er økt andel fornybar kraftproduksjon hos våre handelspartnere. År hvor gjennomsnittsprisen øker mye ved innføring av tilsigsvariasjon sammenfaller med år med vindkraftproduksjon lavere enn normalt. Da vil regulerbarheten i vannkraften tilpasse seg

de høye dagsprisene på kontinentet og i snitt heve den norske kraftprisen med i 0,9 €/MWh i snitt over hele værårsperioden.

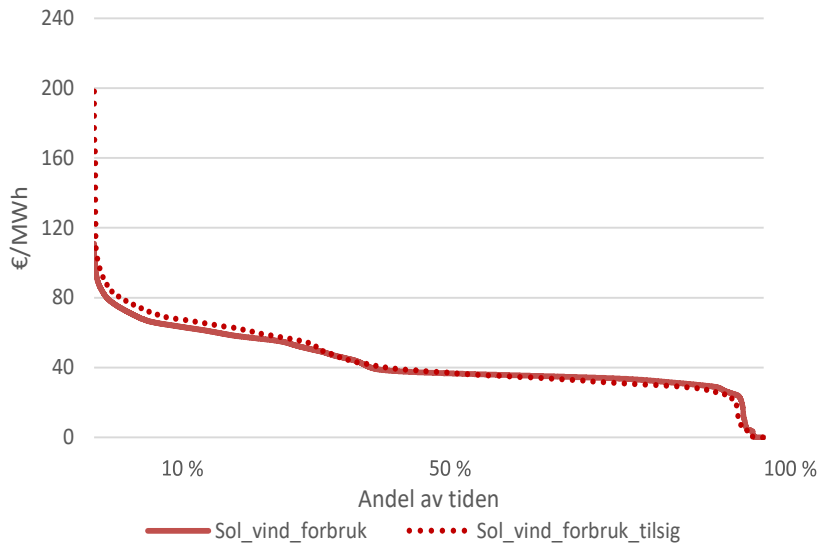


Figur 56 Endring i årlig gjennomsnittspris i ulike værår når man legger til tilsigsvariasjon til analysen med variasjon i sol-, vindkraft og temperaturer



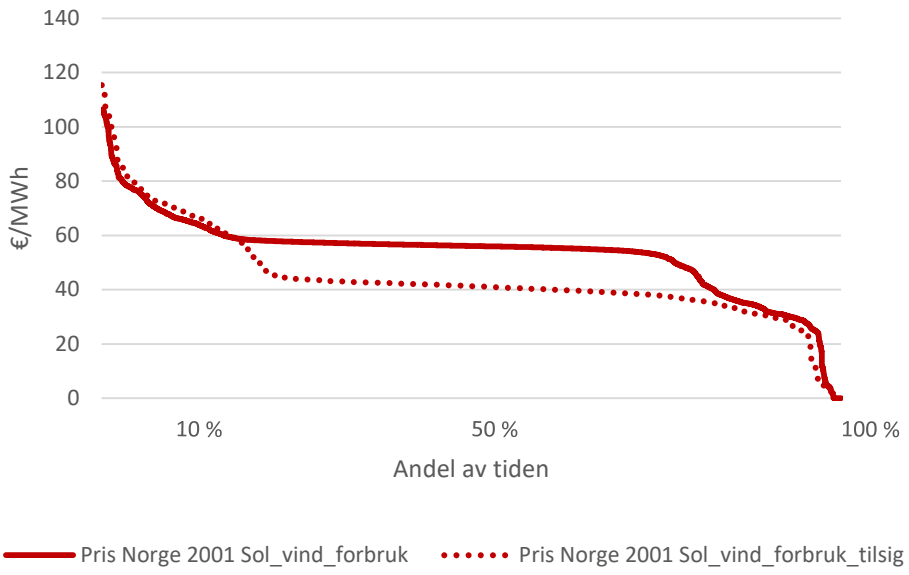
Figur 57 Gjennomsnittlig profil for norske kraftpriser over året i modellåret 2040

Mens innføring av tilsigsvariasjon i starten av analyseperioden i gjennomsnitt ga mange perioder med lavere priser enn i analysene kjørt med normaltilsig, er denne effekten borte i slutten av analyseperioden. Varighetskurven nedenfor illustrerer at tilsigsvariasjonen øker de høyeste prisene, noe som bidrar til å trekke den gjennomsnittlige prisen opp bidrar til en svak økning i prisene i om lag 30 prosent av tiden. I andre enden av kurven ser vi liten endring i prisene.



Figur 58 Varighetskurve for norsk kraftpris 2040, med variasjon i sol-, vindkraft, temperaturer sammenliknet med analysen hvor man i tillegg har innført tilsigsvariasjon

Det året som gir størst prisfall i Norge er modellåret 2001. Dette er hverken et vindrikt eller nedbørsrikt år, og effekten kan henge sammen med måten vi har modellert hydrogen i 2040. Væråret 2001 er også et av de få værårene hvor avviket fra gjennomsnittlig vannkraftproduksjonen i Norge og Sverige er ulik. Mens vannkraftproduksjonen i Norge er litt under gjennomsnittet, er svensk vannkraftproduksjon 9 prosent høyere enn gjennomsnittet for perioden.



Figur 59 Varighetskurve for norsk kraftpris i væråret 2001, hvor størst priseffekten er størst av å legge til tilsigsvariasjon i modellåret 2040

4 Høyere kraftpriser i Samnett enn i TheMA

Nedenfor sammenlikner vi kraftpriser fra analyser gjort med to kraftmarkedsmodeller Samnett og TheMA. Analysene er gjort med variasjon i vind, sol, forbruk og tilsig, og referanseperioden er 1981-2010. Alle øvrige forutsetninger er hentet fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2021.

TheMA og Samnett har ulike styrker som kraftmarkedsmodeller. TheMA har timesoppløsning og dekker store deler av det europeiske kraftsystemet, har Samnett 3-timers oppløsning og dekker det nordiske kraftsystemet. Mens TheMA har sin styrke i en detaljert modellering av termisk kraftproduksjon har Samnett sin styrke i modellering av vannkraft.

En annen viktig forskjell mellom de to verktøyene er hvordan kraftnettet er representert. I TheMA-modellen er nettet modellert som overføringskapasiteter mellom ulike prisområder. I Samnett er nettet modellert mer i detalj, hvor også kritiske snitt innenfor dagens prisområder hensyntas.

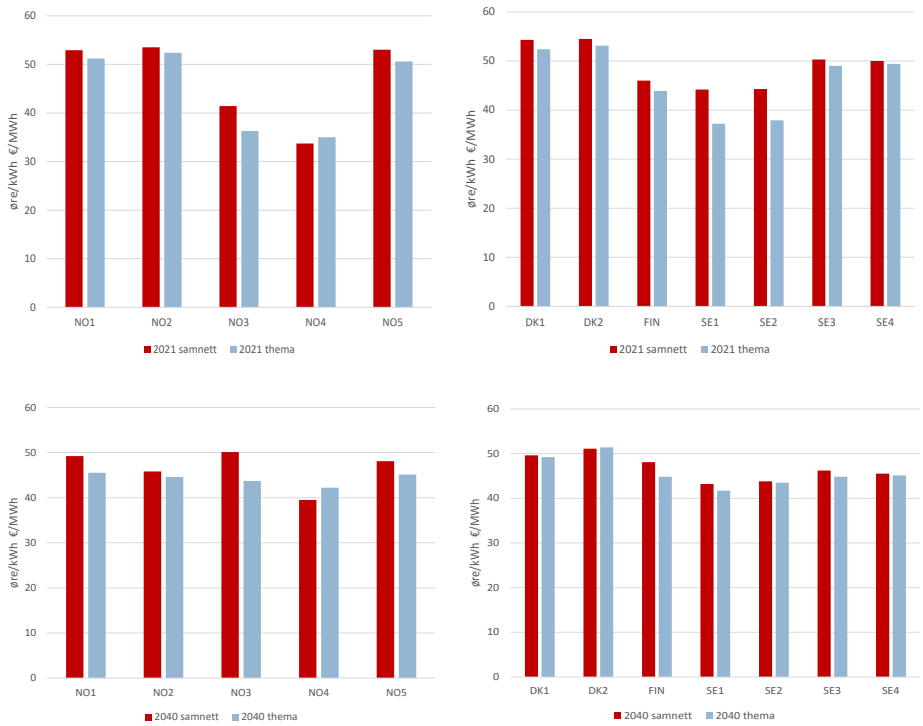
Vannkraftmodelleringen er viktig for hvilke kraftpriser modellene gir. På dette området er modellene forskjellig. I NVEs TheMA-modell har vi valgt å aggregere opp vannkraften per elspotområde, dvs. det er ett magasinkraftverk og ett elvekraftverk i hvert elspotområde. I Samnett ligger en detaljert beskrivelse av det norske vannkraftsystemet til grunn, som hensyntar kaskadeeffekter og restriksjoner i vannveiene. En annen forskjell er hvordan usikkerhet om fremtiden håndteres. Samnett tar hensyn til at fremtidig tilsig er usikkert, mens TheMA-modellen er deterministisk. Det betyr at vannkraftprodusentene vet hvilket tilsig som blir realisert innenfor hvert enkelt værår.

Nedenfor viser vi resultater fra to modellår, 2021 og 2040. De representerer to ulike kraftsystem. I 2021 er termiske produksjonsteknologier fortsatt prissettende i en stor andel av tiden, og det er forholdet mellom brenselsprisene og kvotepriser som avgjør hvilken teknologi som balanserer systemet. I 2040 er det et større innslag av uregulerbar fornybar kraftproduksjon og balanseringen av produksjon og forbruk skjer i større grad ved hjelp av batterier og hydrogen.

Et viktig formål med denne analysen er å vise hvordan tilnærmet lik representasjon av vær gjenspeiles i kraftprisene i de to modellene. Nedenfor ser vi nærmere på hvordan kraftprisene varierer med hensyn til nivå, variasjon over døgn, uke sesong og år i de to modellene. Vi forventer ikke at resultatene blir helt identiske, fordi modellene har ulike styrker og svakheter. Dessuten er dette arbeidet et kontinuerlig «work in progress». Vi har for eksempel ikke laget temperaturjusterte forbruksprofiler før. Det kanskje mest interessante i denne analysen er de tidspunkt/perioder hvor områdeprisene er mest ulike. Det vil gi retning på arbeidet fremover i tid.

4.1 Årlige kraftpriser

I startåret for analysen gir Samnett gjennomgående høyere områdepriser i Norden enn TheMA-modellen, med unntak av Nord-Norge (NO4). I snitt er de norske områdeprisene i Samnett 1,6 øre/kWh høyere enn i TheMA. For de svenske områdeprisene er differansen større, og det er spesielt prisene i de nordlige områdene som er betydelig høyere i Samnett. Forskjellen i de danske og finske prisene er hhv. 1,6 øre og 2,1 øre/kWh høyere i Samnett i modellåret 2021. Går vi til slutten av analyseperioden har forskjellen i de norske områdeprisene økt noe i de to modellene; prisene fra Samnett er i snitt 2,3 øre/kWh høyere enn i TheMA, og det er fortsatt slik at Samnett gir lavere priser i NO4. Forskjellen i de svenske og danske områdeprisene er redusert sammenliknet med modellåret 2021.



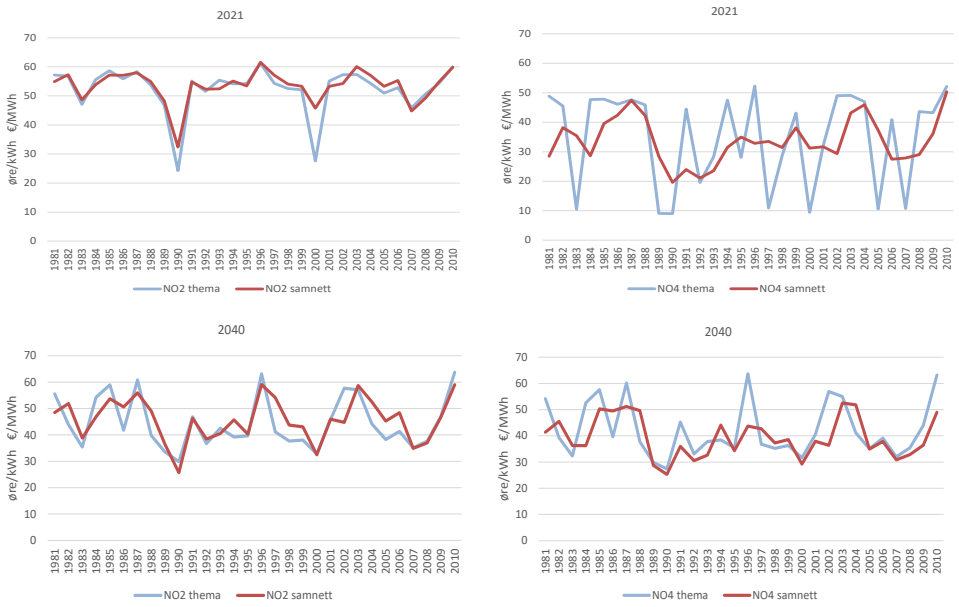
Figur 60 Gjennomsnittlige kraftpriser i nordiske prisområder i årene 2021 og 2040

4.2 Prisvariasjon i ulike værår

En årsak til at prisene gjennomgående er lavere i TheMA-modellen, kan være mangelen på modellering av flerårsmagasiner. Dette har vi i løst ved å korrigere tilsigsseriene i våte og tørre år, se kapittel 5.4. I de fleste værår er ikke forskjellen i kraftpris i Sør-Norge (NO2) så stor i de to modellene, men priseffekten i våte år er betydelig større i TheMA-modellen. Det er spesielt værårene 1990 og 2000 som bidrar til å gi lavere gjennomsnittlig kraftpris i modellåret 2021 i TheMA-modellen sør i Norge.

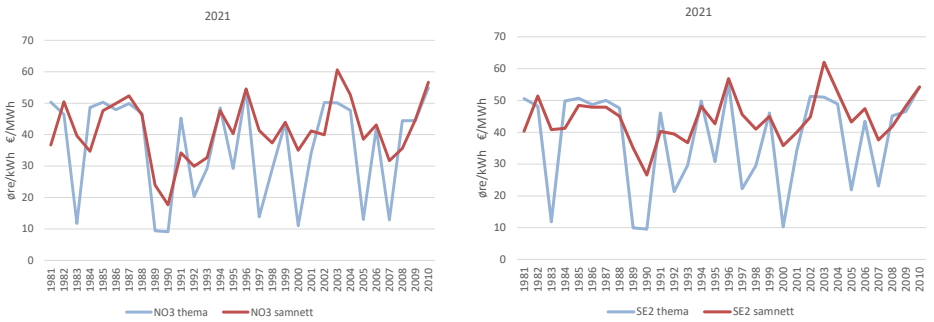
Forskjellen i kraftpris for NO4 er i snitt 1,3 øre/kWh i de to modellene, og her gir TheMA-modellen høyere priser enn Samnett. I dette området gir modellene veldig ulike priser i flere av værårene. TheMA-modellen gir lavere priser i år med større tilsig enn normalt, og kraftprisene viser større variasjon mellom ulike værår.

Mens det i starten av analysehorisonten var størst forskjell i år med mye tilsig, er det i 2040 værårene som etterfølger år med lite tilsig som bidrar til forskjell i gjennomsnittspris. Den tilpasningen vi har gjort for å kompensere for manglende flerårsmagasiner i TheMA-modellen ser ut til å gi ulikt utslag sammenliknet med resultatene i Samnett i ulike kraftsystem, her representert ved to modellår 2021 og 2040.



Figur 61 Kraftpriser i ulike værår i 2021 og 2040 i områdene NO2 og NO4

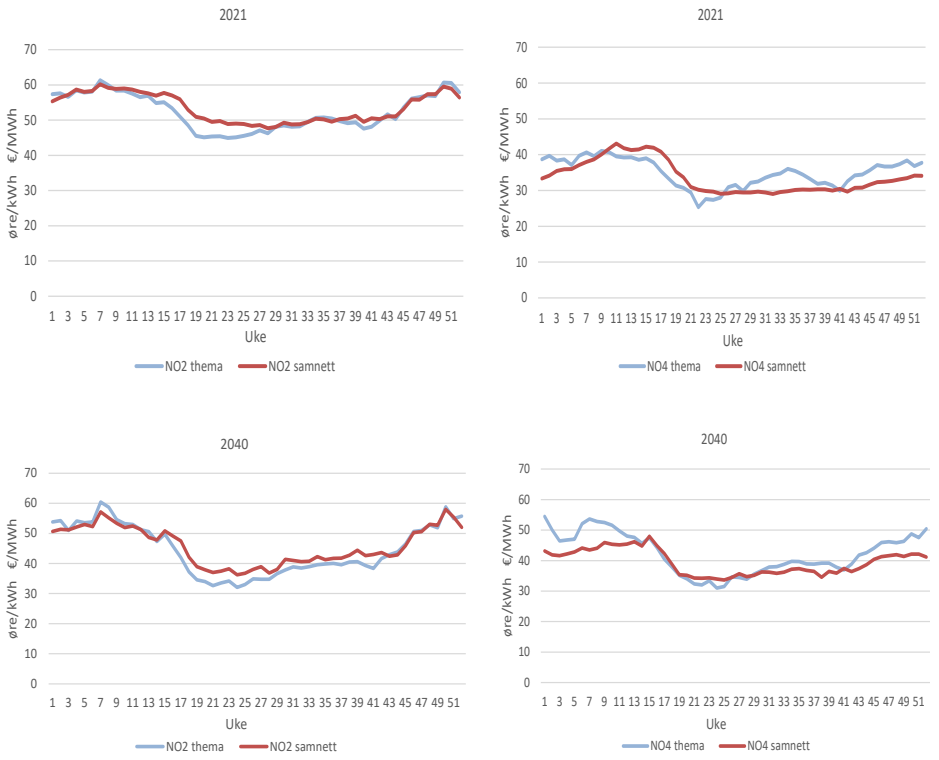
Det største forskjellen i gjennomsnittspris finner vi i Midt-Norge (NO3). Her gir TheMA-modellen 5,1 øre/kWh lavere gjennomsnittspris enn Samnett. Prisene i NO3 sammenfaller med prisene i Nord-Sverige, og TheMA-modellen gir lave priser i flere værår. Årene 1989, 1990 og år 2000 som er de våteste i Norge i værperioden 1981-2010 trekker gjennomsnittsprisen ned.



Figur 62 Kraftpriser i ulike værår i 2021 i områdene NO3 og SE2

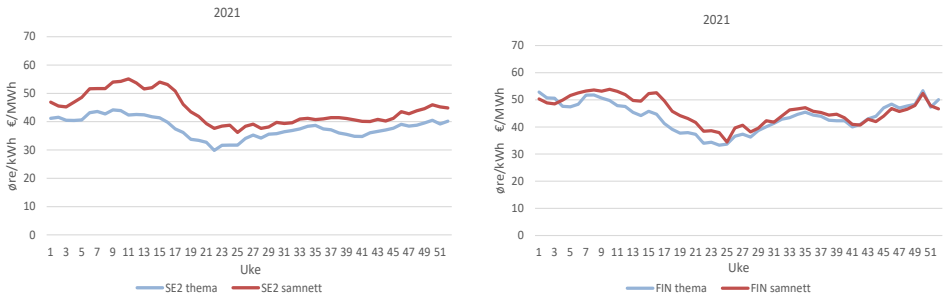
4.3 Sesongvariasjon

Ser vi nærmere på sesongvariasjonen i modellåret 2021, er prisene i TheMA-modellen i NO2 gjennomgående lavere på vår og sommer enn i Samnett, mens bilde for NO4 er mer variert. Der er prisene i TheMA høyere gjennom store deler av høst og vinter, og lavere på vår og sommer.



Figur 63 Prisprofil over året i modellårene 2021 og 2040 for områdene NO2 og NO4.

Noe av forklaringen på avviket i prisprofil over året i Nord-Norge, kan være at Samnett gir høyere priser for områdene nord i Sverige og i Finland. Dette er spesielt tydelig for område SE2, i Nord-Sverige. Hvor mye av forskjellen som kan tilskrives ulik vannkraftmodellering, og hvor mye som skyldes ulik nettmodellering vil være forhold vi analyserer videre i fremtidige analyser.



Figur 64 Prisprofil over året i modellåret 2021 for områdene SE2 og FIN

4.4 Ukeprofiler

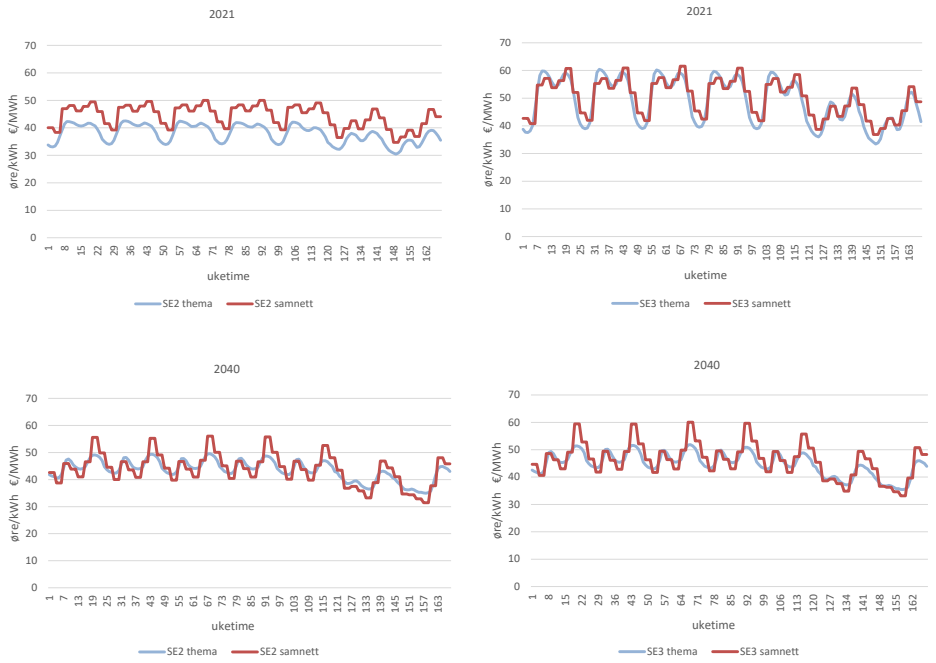
Prisprofilene over uken viser hvordan modellene fanger opp forbruksvariasjoner mellom dag og natt, og mellom hverdag og helg. En viktig motivasjon for å få på plass et konsistent værdatasett, er å få modeller som i større grad gjenskaper den variasjonen vi ser i markedet.

I startåret gir TheMA-modellen en større prisvariasjon både mellom dag og natt og mellom hverdag og helg enn Samnett. Dette gjelder både for prisområde lengst sør og lengst nord i Norge.

Det er større sammenfall i ukeprofilene i 2040. Prisene i Samnett viser større variasjonen mellom ulike tidsavsnitt enn i startåret, og modellen gir høyere pris på ettermiddagen enn TheMA-modellen i Sør-Norge. I Nord-Norge ligger prisene i Samnett lavere i alle tidsavsnitt i 2040.

Figur 65 Prisprofil over uken i 2021 og i 2040 i områdene NO2 og NO4

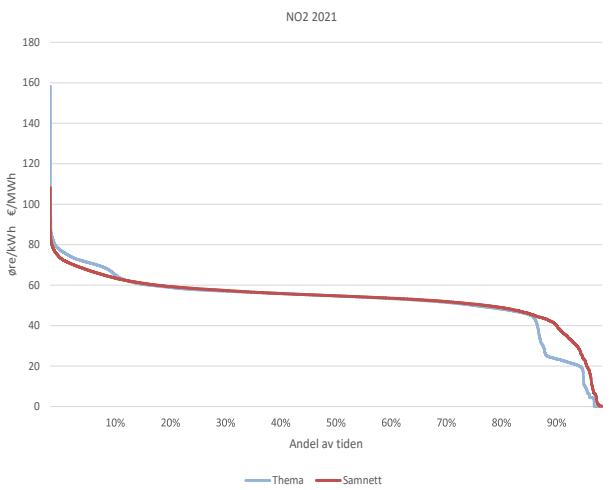
Modellene gir ulike profiler også i de svenske områdene. I startåret gir Samnett høyere priser i alle timer/tidsavsnitt i SE2, mens lenger sør, i SE3, gir Samnett høyere priser på ettermiddag og natt enn TheMA-modellen. I 2040 gir Samnett høyere priser på ettermiddagen både i nord og lenger sør.



Figur 66 Prisprofil over uken i 2021 og i 2040 i områdene SE2 og SE3

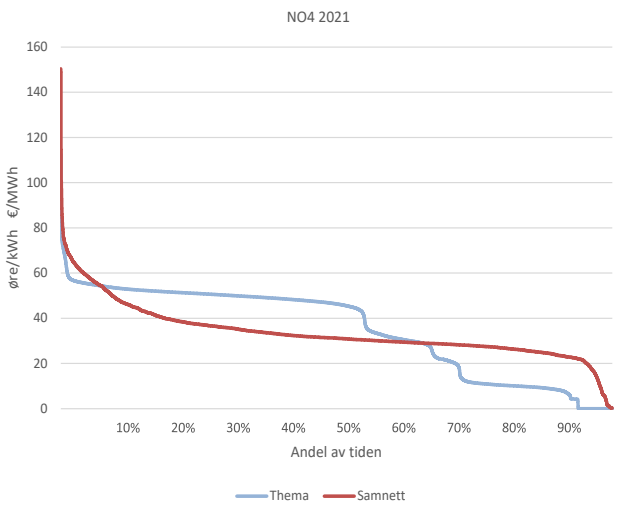
4.5 Varighetskurver

Varighetskurver viser alle timeprisene sortert fra høyest til lavest, og brukes gjerne til å beskrive prisvariasjon.



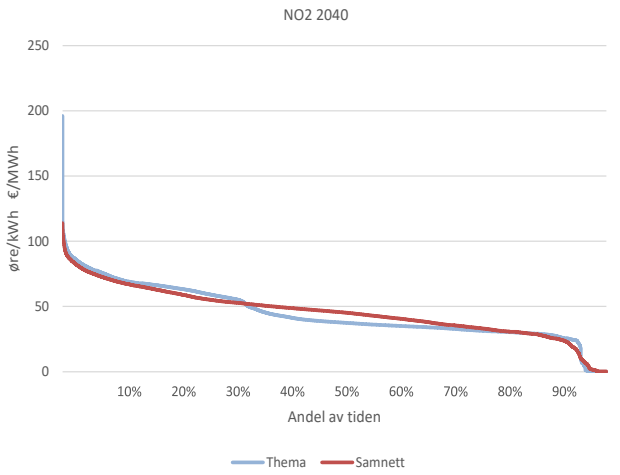
I 2021 er maksprisen i NO2 høyere i TheMA enn i Samnett. Mens den maksimale prisen i TheMA er 158 øre/kWh, er tilsvarende pris i Samnett 108 øre/kWh. Samnett har også flere priser i det nedre sjiktet enn TheMA.

Figur 67 Varighetskurve for NO2 i modellåret 2021



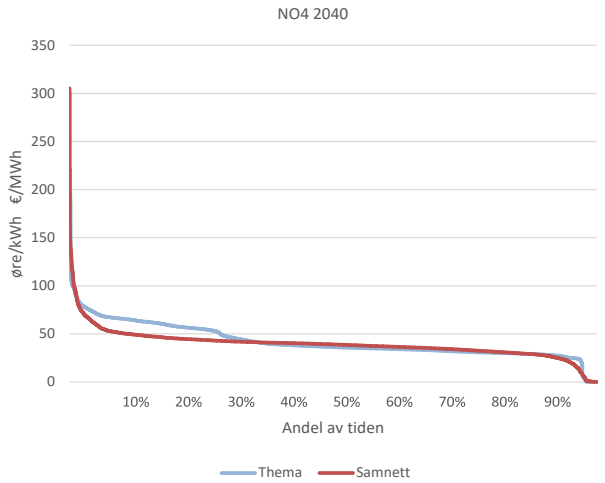
At modellene gir svært ulike priser for NO4 ser vi igjen i varighetskurven. Den samlede variasjonen i prisene er størst i Samnett, som gir en makspris på 150 øre/kWh, mens høyeste pris i TheMA er 112 øre/kWh.

Figur 68 Varighetskurver for kraftprisene i NO4 i 2021



I slutten av horisonten har TheMA-modellen fortsatt høyere makspris enn Samnett i Sørvest-Norge (NO2). 196 vs 114 øre/kWh.

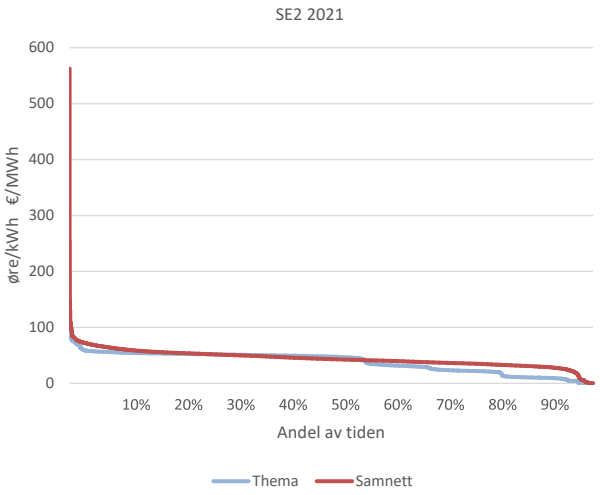
Figur 69 Varighetskurver for kraftprisene i NO2 i 2040



Som i 2021 gir Samnett en høyere makspris enn TheMA i Nord-Norge i 2040. Maksprisen i Samnett er 305 øre/kWh, mens den i TheMA er 198 øre/kWh.

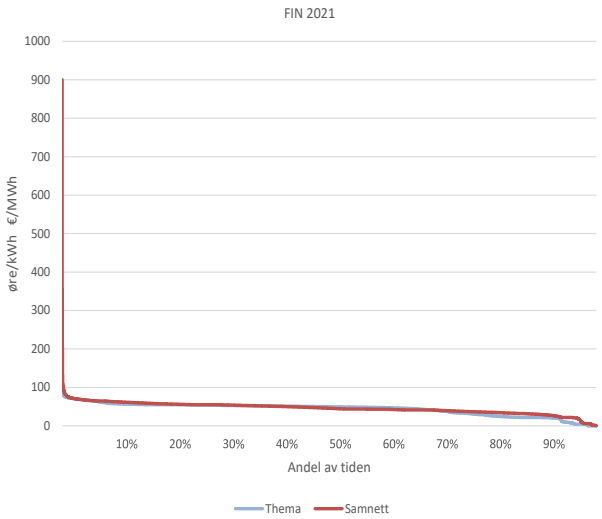
Figur 70 Varighetskurver for kraftprisene i NO4 i 2040

Effektene på svenske og finske priser er gjennomgående sterkere i Samnett, og allerede i første modellår, virker det som ny vær- representasjon gir større effektproblematikk. Dette er vist i figurene nedenfor. Også i 2040 er maksprisen svært høy i Samnett både nord i Sverige og i Finland. Dette er ett av funnene vi vil jobbe mer med i fremtidige analyser.



I SE 2 gir TheMA-modellen en maksimal pris på 196 øre/kWh, mens den er 563 øre/kWh i Samnett. Dette er med å forklare de høye prisene i de nordnorske områdene.

Figur 71 Varighetskurver for kraftprisene i SE2 i 2021



Samnett gir nemlig rasjonering i Finland i modellåret 2021. Maksimalprisen går dermed opp til 900 øre/kWh. En slik effektknapphet gjenskapes ikke i TheMA-modellen hvor den høyeste prisen ble 113 øre/kWh.

Figur 72 Varighetskurver for kraftprisene i FIN i 2021

5 Modellering av variasjon i vær i NVEs kraftsystemmodeller

NVE bruker TheMA for å modellere det europeiske kraftmarkedet, et større område enn Samskjøringsmodellene som kun modellerer Norden. Resultatene fra TheMA gir de eksogene prisene for tilgrensende områder til Samskjøringsmodellen.

Variasjon i vær er presentert i NVEs kraftsystemmodellene via variasjon i tilsig, temperaturavhengig forbruk og vind- og solkraft. Værdatasettet ble oppdatert i forbindelse med forskningsprosjekt Kraft og klima. Metodikken som ligger bak modelleringen er beskrevet også i en artikkel *Effects of Climate on Renewable Energy Sources and Electricity Supply in Norway* (Haddeland, et al. 2021). For vind-, solkraft og forbruk er variasjon i vær basert på et felles meteorologisk datasettet ERA 5 (ECMWF 2020b). Dette sikrer konsistens i samvariasjonen mellom disse seriene.

5.1 Vindkraft

Variasjon i vindkraft gjennom en værperiode er modellert ved hjelp av vindprofiler som viser i hvor stor grad installert kapasitet utnyttes ved en gitt vindstyrke. Verdiene varierer mellom 0 og 1, der 0 betyr ingen produksjon og 1 betyr en produksjon med maks installert effekt.

Vindprofil for hver enkelt vindpark er beregnet for hver time på bakgrunn av estimert utnyttet effekt. Det er deretter beregnet et vindprofil for hvert område som en sum av alle vindkraftverk i området vektet med installert kapasitet. Vindprofilene beregnes for alle områder i TheMA og Samkjøringsmodeller.

For hvert område ble det laget to profiler som vi kaller stock og new. Stock-profil reflekterer dagens produksjonsmønster i 2021 og er basert på geografisk fordeling for alle vindkraftverk som er satt i drift eller under bygging. Lokasjon og teknisk informasjon for vindkraftverk i Norge er hentet fra NVEs vindkraftdatabase[1] og Atlas[2]. For vindkraft i Europa har vi brukt en database «The Wind Power»[3].

New-profil reflekterer fremtidig produksjonsmønster. Det er brukt samme geografisk fordeling for vindkraft som for stock-profil, men er lagt til grunn mer avansert teknologi for alle vindkraftverk. For landbasert vindkraft legges det til grunn at nav-høyden er 20 meter høyere enn for eksisterende turbiner. Det er satt et minimum høyde på 120 meter. Nav-høyde for havvind er 150 meter. Det er satt lik turbintype/effektkurve for alle vindkraftverk i new-profil. For landbasert vindkraft har vi valgt en 5.3 MW turbin fra GE Energy 5.3-158.

---

[1] https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/vindkraftdata/

[2] atlas.nve.no

[3] https://www.thewindpower.net/

For havvind har vi lagt til grunn en effektkurve for en referanseturbin på 15 MW, IEA-15-240-RWT[4].

Vindstyrke i 100 meters høyde er hentet fra ERA 5 reanalyse fra ECMWF for en periode fra 1950-2020 (ECMWF 2020b). Vindstyrken er deretter justert til nav-høyden.

Kraftproduksjon for en gitt vindstyrke er beregnet ved hjelp av en effektkurve som viser en sammenheng mellom vindhastighet og vindkraftproduksjon. Effektkurver for vindkraftverk i Norge hentes fra rapporten til Meventus *Vind- og produksjonsindekser for vindkraft i Norge i 2020* (Sletsjøe og Brennan 2021). Effektkurver for vindkraftverk i Europa kommer fra The Wind Power[5]. Der effektkurver ikke var tilgjengelige ble det brukt effektkurver for lignende turbiner.

For vindparker i Norge har vi korrigert profiler for å få samme brukstiden som er rapportert i NVEs vindkraftdatabaser.

5.2 Solkraft

For solkraftprofilene i dette prosjektet er det verdt å merke seg at de utvikles i to trinn. I det første trinnet, som er profilene som er inkludert i denne rapporten, har formålet vært å framskaffe profiler som er konsistente med de andre produksjonsteknologiene og forbrukssvingningene ved å ta i bruk samme datasett, ERA 5. Det vil si at innstrålingen, som er den viktigste parameteren for solkraftproduksjon, varierer riktigere sammen med parametere som vind, temperatur og tilsig. På denne måten får vi en riktigere beskrivelse av solkraften som belyser hvilken rolle den spiller i kraftsystemet vårt.

Vi har i trinn 1 utviklet et rammeverk som kobler værdataen fra ERA5 mot solcelleanleggene som er registrert i Elhub[6], slik at profilene fra de ulike geografiske områdene vi ønsker er riktig vektet med hvor solcelleanleggene i Norge er installert. Profilene for de europeiske prisområdene er på samme måte fremstilt fra en kraftverksdatabase ved navn *Global Power Plant Database*[7]. Selve modelleringen av kraftproduksjonen fra solcelleanleggene er en grov forenkling i dette første trinnet.

I trinn 2 vil metodikken for beregningen av kraftproduksjon fra solcelleanleggene i Norge forbedres, ved å ta i bruk resultater fra forskningsprosjektet SUNPOINT og funksjoner fra biblioteket pvlib i Python. Trinn to forventes å være klart til langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023.

Per 1.3.2022 er det registrert om lag 9600 solcelleanlegg i Elhub, rundt om i ulike kommuner. For å hensynta hvordan solcelleanleggene er fordelt rundt om i landet når vi

---

[4] Dokumentasjon for IEA-15-240-RWT referanseturbin tilgjengelig fra https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT

[5] https://www.thewindpower.net/

[6] https://elhub.no/

[7] Global Power Plant Database fra World Resources Institute https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase

lager solkraft for de ulike geografiske områdene i modellene våre, har vi startet med å lage et representativt kraftverk for hver kommune. I denne metoden plasseres dette kraftverket i kommunesenteret. Værdataen fra ERA5 kommer med en oppløsning på 30x30 kilometer. Deretter regnes kraftproduksjonen fra de representative kraftverkene ut fra informasjon om solinnstråling og temperatur.

I det første trinnet har vi brukt en metode der kraftproduksjonen varierer med solinnstrålingen i det horisontale planet, og omgivelsestemperaturen. Dette vil stemme bedre for solcellepaneler som ligger relativt flatt, med lav helning, oppe på store flate tak. Det største volumet av solcelleanlegg i Norge er montert på denne måten. Det stemmer dårligere for solceller med brattere helning, som vil være tilfellet der anlegg monteres på boligtak, eller i bakkemonterte anlegg.

Etter at de representative kraftverkene har fått en produksjonsprofil, vektes de med den installerte effekten som er registrert i hver kommune, før de slås sammen til profiler for større geografiske områder.

I trinn to vil vi benytte en mer sofistikert modellering av kraftproduksjon fra solcelleanlegg, anbefalt av forskningsprosjektet SUNPOINT. Her deles innstrålingen inn i direkte og diffus stråling, basert på solens posisjon i den enkelte time. Deretter vil vi benytte antagelser om solcelleanleggets orientering og helning for å få en mer representativ innstråling til planet solcellemodulene er montert i. I tillegg benytter vi en mer sofistikert modellering av modultemperatur, som også avhenger av vindstyrke.

Med disse endringene vil mer av produksjonen forskyves til vinterhalvåret, ettersom vi da hensyntar at en del av solcelleanleggene er vinklet og dermed gjør mer nytte i delen av året der solen står lavere på himmelen.

5.3 Temperaturavhengig forbruk

Forbruk modelleres på ulik måte i TheMA og Samkjøringsmodellen. Forbruk gis eksogent til TheMA som 30 ulike værårsprofiler, men det i Samkjøringsmodellen ligger innebygde formler som endrer forbruk i henhold til temperatur per uke i simuleringsperioden.

I TheMA-modellen lages én profil for hvert av værårene. Profilen er definert per time (8736 tidsavsnitt) som en andel av gjennomsnittlig årsforbruk per tidsavsnitt. Summen av disse andelene er over 1 i kalde år og under 1 i varme år, og akkurat 1 i snitt over alle 30 værår. Modellen ganger totalforbruk per år med disse profilene for å beregne timesforbruk.

Samkjøringsmodellen beregner forbruket selv ved å sammenstille 3 datasett med ulike profiler. Det er en profil som definerer andel av normalforbruk per uke, en profil som definerer andel av normalforbruk per time i en uke. I tillegg finnes det en profil med koeffisienter for temperaturfølsomhet per uke som definerer hvor mye forbruket vil endre seg hvis temperaturen endrer seg. Modellen ganger totalforbruket per år med disse profilene for å komme frem til ulike scenarier for ulike værår.

I prosjektperioden ble det brukt referanseperiode for normalklima 1981 – 2010, dvs. 30 værår. Utfordringen med denne referanseperioden er at det bare finnes målte data på forbruk i de områdene som inngår i modellene fra cirka år 2011 (varierer litt fra region til region). Dermed måtte vi bruke regresjonsmodellen for å beregne forbruket lengre tilbake i tid, der det ikke finnes målte data.

Regresjonsmodellen ble laget basert på sammenheng mellom temperatur og temperaturavhengig del av forbruk som ble estimert for perioden der det finnes målte data. Temperaturmålingene finnes helt siden 1957, og faktiske målte temperaturer i referanseperioden ble dermed brukt i regresjonsmodellen til å beregne temperaturavhengig del av forbruket i referanseperioden. Som et resultat fikk vi 30 profiler for alminnelig forbruk som representerer ulike værår. De er basert på faktiske målte temperaturserier og er dermed konsistente med andre værårsprofiler i modellene (tilsig, vindkraft og solkraft).

5.4 Tilsig i TheMA-modellen

Mens Samkjøringsmodellen har en detaljert beskrivelse av vannkraftsystemet som tar hensyn til variasjon i tilsig, har vi valgt å modellere vannkraften mer aggregert i TheMA-modellen. Vannkraftmodellen i TheMA er laget ved å aggregere den detaljerte vannkraftmodellen vi bruker i Samkjøringsmodellen til to kraftverk per prisområde, et med magasin og et uten. Inndelingen i disse kategoriene er gjort ut fra om kraftverkene har en global reguleringsgrad (oppstrøms magasinkapasitet/oppstrøms tilsig) større eller mindre enn 0,5 for Norge og 0,35 for Sverige.

Vi bruker for tiden værårene 1981-2010 i modellene. TheMA-modellen kjører hvert værår separat, det vil si at sluttmagasinet fra et værår ikke blir tatt med videre til det neste. Slik vi bruker TheMA-modellen setter den ikke en framtidsverdi på vannet som er igjen magasinet ved slutten av hvert år (hver modellkjøring). Istedenfor framtidsverdi, løser modellen dette ved å låse alle magasiner til å ha likt start- og sluttmagasinnivå (magasinbalanse). Hvor høyt dette nivået finner modellen ut selv ved å vurdere hva som gir mest inntekt eller minst vanntap. Dette gjør at modellen ikke tar hensyn til flerårige magasiner som disponerer vannet mellom årene.

Tilsiget er vannet som renner inn til vannkraftverkene og magasinene. Fram til nå har vi brukt et likt tilsigsvolum og lik tilsigsprofil (variasjon innad i året) i alle værår. Samtidig har vi allerede brukt vind- og solserier med værvariasjon, altså med ulike profiler fra år til år. Dersom vi skal fange opp effekten av samvariasjon i de væravhengige parameterne på kraftsystemet, trenger vi at alle væravhengige parametere har værvariasjon, også vannkraften.

For å fange opp effekten av samvariasjon i de væravhengige parameterne i kraftsystemet, har vi innført variasjon i vannkraft mellom værårene i TheMA-modellen.

Vi tok i bruk bruttotilsigserier der flomtapet er endogent modellert. For å modellere flerårsmagasiner, ble det innført en impuls i tilsiget til magasinkraftverk i den første timen hvert ISO-år. I et år når tilsiget overstiger gjennomsnittet gis det en negativ impuls til bruttotilsiget for å ta hensyn til at vannet ble lagret i flerårsmagasiner. I årene når årlig tilsig lavere enn gjennomsnittet innføres positiv impuls for å modellere bidrag fra flerårsmagasiner.

Korreksjonsimpuls i det aktuelle året er satt til 80 % av avviket fra gjennomsnittlig tilsig. Både analyse av historiske magasindata for 2001-2020 og simuleringer i Samkjøringsmodellen for 1981-2010 viser at ca. 45 % av årlig avvik i tilsig fra snitt lagres eller tappes fra magasiner i Norge. Siden impuls er innført kun for regulerbar/magasinert

vannkraft ble den økt til 80 %. Summen av alle korreksjoner er null. Det vil si at sumtilsiget over alle værårene er uendret.

Profiler og kapasiteter for pumper er utelatt fra datasettet.

Referanser

ECMWF. 2020b. *ERA5 datasett.* https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5.

Haddeland, Ingjerd, Jarand Hole, Erik Holmqvist, Valentin Koestler, Maria Sidelnikova, Carl Andreas Veie, og Magnus Wold. 2021. «Effects of Climate on Renewable Energy Sources and Electricity Supply in Norway.» *SSRN*, 11 October: 25. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3940150.

Koestler, Valentin, Mette Eltvik Henriksen, Maria Sidelnikova, Carl Andreas Veie, Helene Magnussen, Jarand Hole, Magnus Wold, Ingjerd Haddeland, Ellen Skaansar, og Ann Myhrer Østenby. 2020. *Det svinger mer med fornybar strøm.* Nr. 44, NVE. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_44.pdf.

NVE. 2021. «Langsiktig kraftsystemanalyse 2021-2040.» https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf.

Sletsjøe, Håkon, og Kyle Brennan. 2021. *Vind- og produksjonsindekser for vindkraft i Norge, 2020.* Meventus. https://www.nve.no/media/11715/vind-og-produksjonsindekser-vindkraft-2020.pdf.

NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

MIDDELTHUNS GATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.nve.no