

Nora Erevik

Analyse av områdeprisforskjeller i det norske kraftmarkedet

En tidsserieanalyse av områdeprisene for NO1 og NO3 før og etter "strømkrisen"

Masteroppgave i Økonomi og administrasjon

Veileder: Johannes Mauritzen

Mai 2022

Nora Erevik

Analyse av områdeprisforskjeller i det norske kraftmarkedet

En tidsserieanalyse av områdeprisene for NO1 og NO3 før og etter "strømkrisen"

Masteroppgave i Økonomi og administrasjon
Veileder: Johannes Mauritzen
Mai 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for økonomi
NTNU Handelshøyskolen



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon innen hovedprofilen Business Analytics ved NTNU Handelshøyskolen våren 2022. De høye strømprisene i Sør-Norge og de lave prisene lenger nord har fått stor oppmerksomhet. Dette ga meg muligheten til å studere noe høyst aktuelt, samtidig som jeg kunne kombinere min interesse for statistikk og kraftmarkedet.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder Johannes Mauritzen for gode og konstruktive tilbakemeldinger underveis. En stor takk rettes også til min familie for støtte og gode diskusjoner.

Innholdet i denne masteroppgaven står for forfatterens egen regning.

Trondheim, 24.05.2022

Nora Erevik

Sammendrag

Målet med denne masteroppgaven er å undersøke hvilke faktorer som påvirker områdeprisen for de norske prisområdene NO1 og NO3. Det undersøkes om faktorene har ulik betydning for prisområdene, og faktorene analyseres på bakgrunn av to forskjellige år – 2018 og 2021, som var år med ulikt prisnivå og prisdynamikk. For 2021 legges det spesielt vekt på hvilken priseffekt utenlandskablene NordLink, North Sea Link (NSL) og NorNed har på strømprisen. Statnett har estimert at NordLink og NSL forklarer ca. 10 % av økningen i snittprisen i Sør-Norge. Statnett bruker avansert markedsmodellering, med tilbud, etterspørsel, vannverdier, ulike værdata osv. Denne masteroppgaven ser på hvorvidt Statnetts funn kan verifiseres med bruk av statistiske metoder, i tillegg til hvordan andre faktorer kan være med på å forklare strømprisen.

På bakgrunn av variabelanalysen implementeres multiple autoregressive regresjonsmodeller (ARX) for 2018 og 2021. Modellene blir så testet på data for uke 2 til 11 for henholdsvis 2019 og 2022. ARX-modellenes prestasjon blir sammenlignet med ARIMA-modeller for å undersøke om inkludering av eksogene faktorer i modellene gir bedre prediksjoner. Til slutt estimeres ARIMAX-modeller for å se om inkludering av eksogene variabler i ARIMA-modellen kan forbedre prediksjonene ytterligere. For prediksjonsdelen viste resultatene at ARX- og ARIMAX-modellene fanget bedre opp store prisendringer enn ARIMA-modellene. Imidlertid fungerte ARIMA-modellene bedre i mer stabile prisperioder.

Resultatene for 2021-modellene viste at eksportkapasiteten for de tre kablene til Tyskland, Nederland og Storbritannia ikke var en signifikant forklaringsvariabel for strømprisen, men at gasspris og fyllingsgrad var de viktigste forklaringsvariablene for NO1. For NO3 var de viktigste forklaringsvariablene fyllingsgrad og prognose for vindkraftproduksjon i Nord-Sverige (SE1/SE2). For 2018-modellene da NO1- og NO3-prisene var på omtrent samme nivå, var det mindre forskjeller i faktorenes påvirkning for de ulike prisområdene.

Til slutt ble det undersøkt hva ARX modellen kan si om framtidig NO1-kraftpris med ulike prognoser på gassprisen. Ifølge de kildene som er brukt, er det ikke utsikter til at gassprisen skal synke tilbake til nivåene fra før 2021, selv om vi kan få se en viss normalisering. Dermed kan NO1-kraftprisen forbli relativt høy også de nærmeste årene. For NO3 er situasjonen annerledes. Dette er et overskuddsområde som er relativt lite påvirket av gasspris. Det er forventet stor økning i vindkraftproduksjon i Nord-Sverige i årene som kommer. Kraftprisene i NO3, som er svært lave i utgangspunktet, kan derfor komme til å forbli lave og til og med

synke over tid. Dette betyr at om overføringsflaskehalsene mellom nord-sør består, og om man skal starte ny energiintensiv industri, kan det være lurt å vurdere å legge den nord i landet.

Abstract

The aim of this master thesis is to investigate which variables influence the power prices for the Norwegian price areas NO1 and NO3. The importance of the different variables for the price areas will be investigated with respect to two different years – 2018 and 2021, which were years with different price levels and price dynamics. For 2021 special attention will be paid to what price effect the interconnectors NordLink, North Sea Link (NSL) and NorNed have on the electricity prices. Statnett has estimated that NordLink and NSL account for about 10 % of the South Norwegian mean price increase. Statnett uses advanced simulations with comprehensive market modelling, supply- and demand, water values, different weather data etc. However, this master thesis uses statistical methods on historic data to investigate whether the Statnett findings can be verified, in addition to how other variables may contribute to explain the electricity price.

Multiple autoregressive regression models (ARX) for 2018 and 2021 are implemented following the variable analysis. Subsequently, out-of-sample data from week 2 to 11 for 2019 and 2021 respectively are used to test the models. The performance of the ARX-model is compared with ARIMA-model in order to investigate whether inclusion of exogenous variables in the models increases the performance of the predictions. Finally, ARIMAX-models will be estimated in order to see if an inclusion of exogenous variables can improve the prediction performance further. The prediction part of this thesis showed that the ARX and the ARIMAX models represented price spikes better than the ARIMA models. However, the ARIMA models were better within the more stable price periods.

The results for the 2021-models indicated that the export capacity of the three cables to Germany, the Netherlands and the United Kingdom was not a significant explanatory variable for the electricity price. Gas price and hydro reservoir level were the most important explanatory variables for the NO1 power price. For the NO3 power price, the most important explanatory variables were hydro reservoir level and wind power production forecast for North-Sweden (SE1/SE2). For the 2018 conditions, when the NO1 and NO3 prices were more similar, the effect of different exogenous variables were more comparable for both price areas.

Finally, the ARX model was used to forecast the NO1-power price using various gas price forecasts. According to the external sources used, the chances for the European gas price to revert to the pre-2021 levels are slim in the medium term, but some normalization back to a medium level may occur. This means that the NO1 power price may stay relatively high over some years. The NO3 power price situation is very much different. NO3 is a surplus area quite unaffected by the high gas prices in Europe. In addition, a major increase in wind power production capacity in northern Sweden is expected to be built over the coming years. Consequently, the NO3 power prices, which are very low now, could be expected to remain low and even decrease somewhat in the longer term. If the north-south transmission congestions remain, this means that it would be a good idea for anyone planning new energy-intensive industry development to consider locating it in the north.

Innhold

1 Introduksjon	1
2 Tidligere forskning	4
2.1 Utenlandskablene – Statnetts rapport om prisvirkning av NordLink og NSL	4
2.2 Temperatur	5
2.3 Vindkraftproduksjon	6
2.4 Fyllingsgrad	6
2.5 Gass- og kullpris	7
3. Bakgrunn	8
3.1 Et markedsbasert kraftmarked	8
3.2 Organiseringen av kraftmarkedet	8
3.2.1 Engrosmarkedet	8
3.2.2 Day-ahead-markedet	9
3.2.3 Intradagmarkedet	9
3.2.4 Balansemarkeder	9
3.3 Hvordan dannes likevektsprisen?	10
3.4 Områdepriser	11
3.5 Norsk kraftproduksjon og energikilder	12
4 Metode	13
4.1 Modeller	13
4.1.1 ARX	14
4.1.2. ARIMA og ARIMAX	15
4.2 Prediksjonsevalueringsmål	17
5 Data	17
5.1 Datainnsamling og bearbeidelse	18
5.1.1 Områdepris NO1 og NO3	18
5.1.2 Kapasitet	18
5.1.3 Temperatur	18
5.1.4 Gass-, olje-, kull- og CO2-kvotepreis	19

5.1.5 Fyllingsgrad	19
5.1.6 Prognose for vindkraftproduksjon	20
5.1.7 Samlet kraftproduksjonsprognose for Norge	21
5.2 Dataanalyse	22
5.2.1 Områdeprisene NO1 og NO3	22
5.2.2 Eksportkapasitet NSL, NordLink og NorNed	26
5.2.3 Temperatur	28
5.2.4 Prognose for vindkraftproduksjon i Nord-Sverige	30
5.2.5 Prognose for vindkraftproduksjon i Tyskland, Nederland og Danmark	31
5.2.6 Fyllingsgrad	32
5.2.7 Gass	33
5.2.8 Prognose for samlet norsk kraftproduksjon	34
5.3 Dickey-Fuller test for variabelenes stasjonaritet	35
6 Resultater	37
6.1 Resultater og tolkninger av ARX-modellene	37
6.1.1 Eksportkapasitetens effekt på strømprisen	39
6.1.2 Gassprisens effekt på strømprisen	39
6.1.3 Interaksjonseffekt mellom gasspris og eksportkapasitet?	40
6.1.4 Importkapasitetens effekt på strømprisen	40
6.1.5 Fyllingsgradens effekt på strømprisen	40
6.1.5 Vindkraftproduksjonsprognosenes effekt på strømprisen	41
6.1.6 Samlet norsk kraftprognoses effekt på strømprisen	41
6.1.7 Temperaturens effekt på strømprisen	41
6.1.8 Effekten av ukedag på strømprisen	42
6.1.9 Oppsummering av resultatene fra ARX-modellene	42
6.2 Testing av modellene	42
6.3 Sensitiviteter og mulig strømprisutvikling ved endringer i sentrale faktorer	43
7 Diskusjon vedrørende eksportkapasitetens betydning for kraftprisene i Norge	52
8 Konklusjon	53

Referanser	54
Appendiks	57
A.1 Estimerer for ARX-modellene	57
A.2 Detaljert utskrift fra ARX NO1 Time 18 2021-modellen og kontroll av forutsetninger	58
A.3 Estimerer for ARIMA/ARIMAX-modellene	62
A.4 Prediksjonsresultater	63
A.5 Estimering av ARIMA-modellen for lnNO1 Time 3 2021 og detaljert utskrift av modellen	64
A.6 Estimering av SARIMAX-modellen for lnNO3 Time 8 2018 og detaljert utskrift av modellen	67

Figurer

Figur 1.1: Utvikling i strømprisen fra 2018 til mars 2022.....	1
Figur 3.1: Marginalkostnad per energienhet av elektrisitet og fortjeneste for ulike kraftprodusenter..	10
Figur 3.2: Norske strømprisområder.....	11
Figur 3.3: Årlig antall TWh produsert fra ulike typer energikilder basert på data fra IEA.org fra 2020.....	12
Figur 4.1: Box-Jenkins metode.....	16
Figur 5.1: Timesvariasjon for prisområdene NO1 og NO3.....	23
Figur 5.2: Utvikling i områdeprisene for time 3,8 og 18 i 2018 og 2021.....	25
Figur 5.3: Eksportkapasitet og pris for time 18 i 2021.....	26
Figur 5.4: Kapasitet og flyt, import og eksport, mellom NO2 og NordLink, NSL og NorNed for time 18 i 2021.....	27
Figur 5.5: Kapasitet og flyt, import og eksport, mellom NO2 og NordLink, NSL og NorNed for time 3 i 2021.....	28
Figur 5.6: Temperatur og pris for NO1 time 18 i 2021.....	29
Figur 5.7: Ingen korrelasjon mellom NO1 og temperatur for 2018.....	29
Figur 5.8: Områdepris og prognose for vindkraftproduksjon i Nord-Sverige for time 18 i 2021.....	30
Figur 5.9: Områdepris og prognose for vindkraftproduksjon i Tyskland, Nederland og Danmark for time 18 i 2021.....	31
Figur 5.10: Fyllingsgrad og pris for time 18 i 2021.....	32
Figur 5.11: Gasspris og områdepris for time 18 i 2021.....	33
Figur 5.12: Områdepris og samlet norsk kraftproduksjonsprognose for time 18 i 2021.....	34
Figur 6.1: NO1-pris 14.mars 2022 med ulik fyllingsgrad.....	44
Figur 6.2: NO1-pris 14.mars 2022 med ulik gasspris.....	45
Figur 6.3: NO1-pris 14.mars 2022 med kombinasjon av ulik fyllingsgrad og gasspris.....	46
Figur 6.4: Historisk utvikling i gasspris fra mars 2021 til mars 2022.....	47
Figur 6.5: Gassprisprognoser.....	48

Figur 6.6: NO1-prisprognoser med ulike gassprisprognoser og en gradvis normalisering av fyllingsgrad.....	49
Figur 6.7: NO3-pris 14.mars 2022 med ulik fyllingsgrad.....	50
Figur 6.8: NO3-pris med ulik vindkraftproduksjon i Nord-Sverige.....	51

Tabeller

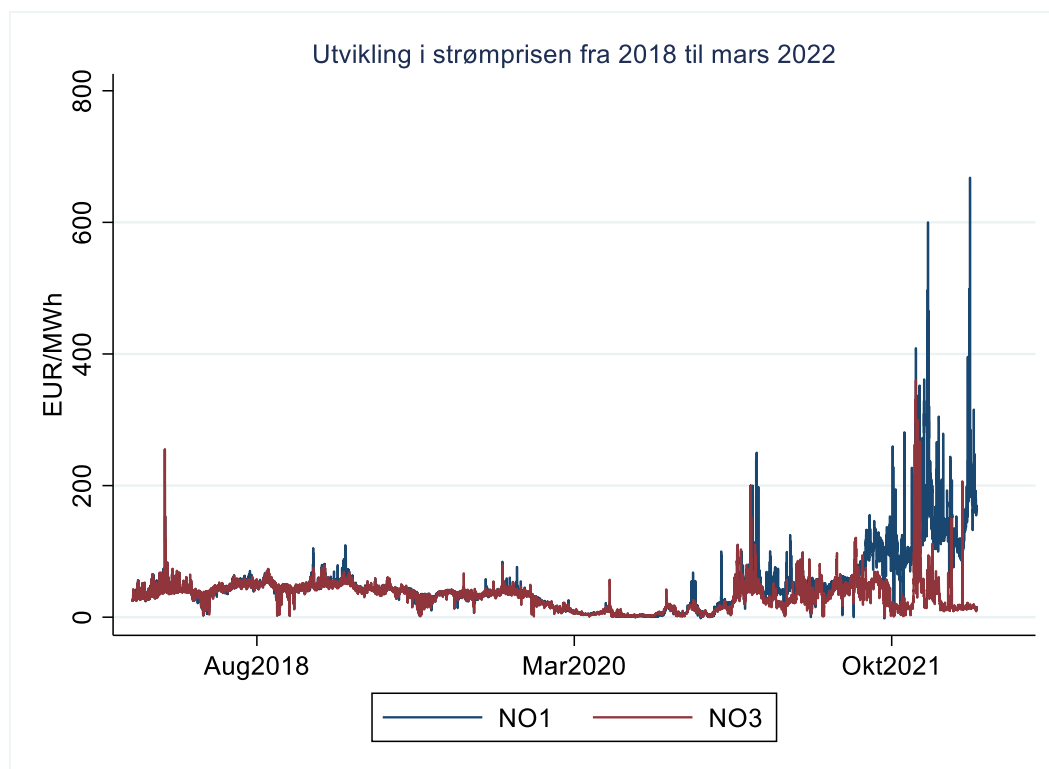
Tabell 5.1: Dataoppløsning for variablene som brukes i analysen.....	21
Tabell 5.2: Beskrivelse av variablene som benyttes i analysen.....	22
Tabell 5.3: Oppsummering av ADF-tester på nivåform for samtlige variabler.....	36
Tabell 5.4: Oppsummering av ADF-tester på endringsform for variablene som ikke er stasjonære eller svakt stasjonære.....	36
Tabell 6.1: Forklaringsgrader for ARX-modellene.....	38
Tabell 6.2: Estimater for ARX time 18-modellen 2021 for NO1 og NO3.....	38
Tabell 6.3: Estimater for ARX time 18-modellen 2018 for NO1 og NO3.....	39

Forkortelser

AC	Vekselstrøm (Alternating Current)
AIC	Akaike information criterion
ARIMA	AutoRegressive Integrated Moving Average
ARIMAX	AutoRegressive Integrated Moving Average with eXogeneous input
ARMA	AutoRegressive Moving Average
ARCH	AutoRegressive Conditional Heteroscedasticity
ARX	AutoRegressive with eXogenous input
BIC	Bayesian information criterion
DC	Likestrøm (Direct Current)
EPF	Electricity Price Forecasting
GARCH	Generalized AutoRegressive Conditional Heteroscedasticity
LNG	Liquified Natural Gas
MAPE	Mean Average Percentage Error
MAE	Mean Absolute Error
MLE	Maximum Likelihood Estimation
OLS	Ordinary Least Squares
RMSE	Root Mean Square Error
SARIMA	Seasonal AutoRegressive Integrated Moving Average
SARIMAX	Seasonal AutoRegressive Integrated Moving Average with eXogeneous input

1 Introduksjon

Knapt noe tema har fått større oppmerksomhet i norsk debatt enn de høye strømprisene i Sør-Norge. Etter mange år med overskudd på vannkraft og relativt stabile og lave priser nådde prisene historisk høye nivåer, og vi fikk store interne prisforskjeller mellom nord og sør i landet. Gjennomsnittsprisen i Norge var 8,38 EUR/MWh for siste halvår i 2020, mens den var tilsvarende 73,31 siste halvår i 2021, hvor prisen nådde et maksimumspunkt for året på 600,16 EUR/MWh 21. desember klokken 17.00 for NO1. Det er de unormalt høye strømprisene som mediene refererer til som «strømkrisen», selv om det ikke er noen forsyningssvikt.



Figur 1.1: Utvikling i strømprisen fra 2018 til mars 2022.

Prisøkningen er en stor belastning for økonomien til private husholdninger, og tilsvarende stor inntektskilde for offentlig eide kraftprodusenter. Politikere i alle leirer har mobilisert. Noen vil ha slutt på et fritt og liberalt strømmarked og heller gå inn for mer regulering. Andre vil sette fart på utbygging av overføringskapasiteten mellom nord og sør i Norge, mens enkelte vil for all del unngå det for å stimulere til næringsutvikling i nord. Etter hvert som man begynner å se at vårt overskudd av vannkraft er begrenset, vil noen stenge kablene til utlandet,

som de ser på som rene eksportkabler, og de vil i hvert fall ikke bygge nye. I regjeringsgrunnlaget står det at nye mellomlandsforbindelser ikke skal godkjennes i denne regjeringsperioden (Hurdalsplattformen, 2021). Diskusjonen går høyt om unntaket også gjelder hybridkabler for havvind. Hybridkabler vil kunne eksportere kraft når det ikke blåser, men sies å bidra til netto produksjon og import over tid.

Noe av det mest sentrale i debatten har vært politikernes oppfatning av hvordan de nye utenlandsforbindelsene importerer høyt prisnivå. Det er et faktum av at de høye prisene sammenfaller i tid med at vi fikk den andre av to nye kabler til utlandet i drift, North Sea Link (NSL) til Storbritannia, kort tid etter at også NordLink til Tyskland ble satt i drift. Det er også et faktum at om prisene i Norge er høye, så er de enda høyere i Europa det meste av tiden, og at vi eksporterer mer kraft enn vi importerer. Det man også kan se er at produksjonsoverskuddsområdet i Nord-Norge og Nord-Sverige på mange måter er skjermet mot høye priser fordi transportkapasiteten sørover er begrenset. Det leder mange til å tro at dersom også Sør-Norge begrenser sin overføringskapasitet til utlandet, så vil vi kunne ha lave strømpriser også her. Det synes å være en allmenn oppfatning at idriftsettelsene av NordLink og NSL har bidratt vesentlig til det høye kraftprisnivået i Sør-Norge, gjennom økt eksport som følge av energikrisen i Europa. I Europa har det vært tidvis lite vind, høye olje- og gasspriser, nedstenging av kjernekraft, høye CO₂-kvotepriser osv. Bilder av tomme vannmagasiner får mange til å gi utenlandskablene skylden for situasjonen vi har kommet opp i.

Det viser seg imidlertid at bildet ikke er så enkelt som det ser ut. Ting som sammenfaller i tid har ikke alltid en enkel årsak-virkning sammenheng. Derfor er det viktig å undersøke dette nærmere, for dersom Norge er på vei inn mot et produksjonsunderskudd, som Statnett sier vil inntreffe allerede innen 4 år (Statnett, 2021), vil utveksling mot utlandet bare bli viktigere for vår egen forsyningssikkerhet. Dessuten er det ikke slik at utlandsforbindelsene enten brukes til eksport eller import. Et typisk mønster er import om natten og eksport på dagen.

Prismønstret ute kombinert med vannkraftens reguleringsevne her hjemme gjør det til god økonomi. I de timene det er overskudd på vind, kan prisen være 0 i Danmark og Nord-Tyskland, som skaper gunstige prisforhold for det norske strømmarkedet via import.

I denne masteroppgaven ser jeg på hvilke faktorer som er viktigst for strømprisen for det norske markedet. Statnett har gjennom å modellere marked og fysisk utvekslingskapasitet i to ulike modeller kommet frem til at de to nye utenlandskablene kun forklarer 10 % av kraftprisøkningen i Sør-Norge, og at høye priser på olje, gass og CO₂ forklarer mer

(Døskeland et al., 2022). Spørsmålet er om de høye prisene på kontinentet ville hatt noe å si for oss uten kablene. Også her er det lett å dra forhastede slutninger, for Norge er integrert i ulike energimarkeder på mange måter, både direkte via flere forbindelser til blant annet Sverige og Danmark, og indirekte gjennom energi som innsatsfaktor i markeder som går på tvers av landegrensener. Når Statkraft og andre kraftprodusenter disponerer vannmagasinene, vil energiprisene på kontinentet være en av parameterne de må vurdere.

I stedet for å forsøke å forklare dette gjennom modellering av kraftmarked og kraftflyt eller allmenne antakelser, vil jeg i denne oppgaven forsøke å finne svar gjennom statistiske metoder. Det har ikke til nå, så vidt jeg er bekjent, vært gjort noen slike statistiske studier rundt strømprisen i Norge, som fokuserer på perioden før og etter NordLink og NSL. Handelskapasiteten har variert mye, blant annet pga. feil og testperioder. Hvis det er slik at disse kablene har avgjørende betydning, bør man kunne finne statistisk signifikante sammenhenger mellom varierende kabelkapasitet og kraftprisene i Sør-Norge. Resultatene fra denne masteroppgaven tyder imidlertid på at det ikke er noen signifikant sammenheng mellom eksportkapasitet og pris, i hvert fall ikke på kort sikt. Samtidig viser masteroppgaven at gasspris en av de viktigste forklaringsvariablene for NO1.

Videre vil jeg også undersøke andre variabelers effekt på strømprisen som temperatur, fyllingsgrad, samlet norsk kraftproduksjon og vindkraftproduksjon i Nord-Sverige, samt Tyskland, Nederland og Danmark. Dette analyseres med hensyn på strømprisen for prisområdene NO1 og NO3 og for ulike år – 2018 og 2021. Her viser resultatene at fyllingsgraden sammen med gasspris er de viktigste forklaringsvariablene for NO1, og at fyllingsgraden sammen med samlet vindkraftproduksjon i Nord-Sverige er viktigst for NO3 for 2021. For 2018 hvor prisene var mer like, var det mindre forskjeller i hvordan faktorene påvirket NO1- og NO3-prisen.

Deretter undersøker jeg hvordan de statistiske modellene som jeg kommer frem til, ARX og ARIMA, kan brukes til å gjøre prognoser på strømprisen for de første ukene av 2019 og 2022. Her viser resultatene generelt at ARX-modellen i større grad klarer å fange opp større prisvariasjoner, mens ARIMA fungerer bedre i mer stabile prisperioder. Så estimeres ARIMAX-modeller som undersøker om kombinasjonen med ARMA-prosess og inklusjon av eksogene variabler kan forbedre prediksjonene ytterligere. Denne modellkombinasjonen ga stort sett de beste prediksjonene totalt sett.

Til slutt ble det undersøkt hva ARX modellen kan si om framtidig NO1-kraftpris med ulike prognoser på gassprisen. Ifølge de kildene som er brukt, er det ikke utsikter til at gassprisen skal synke tilbake til nivåene fra før 2021, selv om vi kan få se en viss normalisering. Dermed kan NO1-kraftprisen forbli relativt høy også de nærmeste årene. For NO3 er situasjonen annerledes. Dette er et overskuddsområde som er relativt lite påvirket av gasspris. Det er forventet stor økning i vindkraftproduksjon i Nord-Sverige i årene som kommer. Kraftprisene i NO3, som er svært lave i utgangspunktet, kan derfor komme til å forbli lave og til og med synke over tid. Dette betyr at om transmisjonsflaskehalsene nord-syd består, og man skal starte ny energiintensiv industri, kan det være lurt å vurdere å legge den nord for flaskehalsene, dvs. NO3, NO4, SE1 og SE2.

2 Tidligere forskning

I dette kapittelet trekkes det frem forskning som fokuserer på ulike variablers effekt på strømprisen. Delkapittel 2.1 fokuserer på utenlandskablenes effekt på norske strømpriser, mens seksjon 2.2-2.5 omhandler andre faktorer og deres betydning på strømprisen. Studiene er gjort for ulike lands markeder og tidsperioden varierer. Det er derfor ikke gitt at resultatene er direkte overførbare til det norske markedet for de samme periodene som jeg undersøker. Funnene som er gjort rundt de ulike faktorenes påvirkning vil bli diskutert kort for hvordan det kan overføres til det norske markedet. Målet er å finne ut av hvordan faktorene virker på norske strømpriser og hvordan de varierer med hensyn på tid og område.

2.1 Utenlandskablene – Statnetts rapport om prisvirkning av NordLink og NSL

Statnett publiserte mars 2022 en rapport om prisvirkning av NordLink og NSL. Her benyttet de modellverktøyene Samnett og BID3 til å simulere samspillet i det norske og europeiske kraftsystemet slik det er nå og slik de forventer at det vil utvikle seg i fremtiden (Døskeland et al., 2022). Samnett er en detaljert nettmodell for Norden, og flytbasert markedsalgoritme. BID3 er en markedsmodell. Dette er altså modeller som forsøker å modellere virkeligheten, både marked og flyt, og modellene forsøker å minimere total kostnaden for hele kraftsystemet. Deres estimat for påvirkningen av NordLink og NSL er at kablene forklarer rundt 10 % av økningen i snittprisen i Sør-Norge sammenlignet med en situasjon uten disse kablene. I perioder med høye priser på gass, kull og CO2 forventes prisene å øke mer for norske prisområder. Dersom det er overskudd på energibalansen i Norge og Norden øker gjennomsnittsprisen i Norge. Denne priseffekten er størst i sommerhalvåret dersom det er

store nedbørsmengder. Dersom Norge må importere kraft som følger av kald og tørr vinter, bidrar kablene til lavere priser. Samtidig demper trenden mot betydelig mer vind og solkraft i nabolandene prisøkningen. Kablene påvirker videre norske kraftpriser ulikt over tid og at priseffektene er størst for Sør-Norge og lavere i Midt- og Nord-Norge (Døskeland et al., 2022).

Statnett brukte simuleringsverktøy for sin studie. Et mål med denne oppgaven er å undersøke om funnene Statnett har gjort lar seg verifisere med statistiske metoder. Kapasiteten på NordLink, NSL og NorNed som det også ses på i denne oppgaven, har variert i løpet av 2021, slik at det bør være mulig å bekrefte funnene statistisk ved å bare se på historiske data.

2.2 Temperatur

Det er gjort en rekke studier rundt temperaturens påvirkning på strømprisen, med ikke entydige resultater.

Karabiber and Xydis (2019) studerte det danske kraftmarkedet i 2016 og utarbeidet prognosemodeller for strømprisen for Vest-Danmark (DK1) basert på statistiske metoder for de 212 første dagene for 2017. De brukte blant annet ARIMA-modellering med eksogene faktorer. Et hovedfunn var at temperatur ikke var en viktig forklaringsvariabel for strømprisen. De testet både å ekskludere temperatur fra modellene, samt å inkludere variabelen, men da med et kutt punkt, som innebar å sette alle temperaturer større enn null lik null. Resultatene viste at å fullstendig ekskludere temperatur fra modellene, ga de beste prediksjonene.

Huisman (2008) kom fram til motsatt konklusjon, og sier at temperatur kan forbedre strømprismodellene, under den forutsetning at temperatur direkte påvirker forbruket. Han trekker frem fordelene med bruk av temperatur som variabel, at informasjonen er lett tilgjengelig både gjennom faktiske og prognostiserte verdier, og gir relativt presis informasjon til markedsaktørene til enhver tid. Resultatet han kom frem til var at jo mer temperaturen avviker fra gjennomsnittet, desto mer øker prisene i day-ahead markedene og sannsynligheten for prishopp (spikes) øker. I tillegg fant han ut at når temperaturen er høyere enn normalen for sommer-månedene, så øker også sannsynligheten for prishopp på grunn av planleggingsproblemer knyttet til forbruk. Videre påpeker han at effekten av temperatur på strømprisen kan variere mellom land.

Weron (2006) konkluderte med at lufttemperaturen typisk er den variabelen som har mest innflytelse på strømprisen av værvariablene. Men selv om lufttemperaturen er den mest innflytelsesrike av værvariablene, er den ikke like stor driver for strømprisen som etterspørselen (Weron & Misiorek, 2008). Lufttemperaturens innflytelse på strømprisen i hele Nord Pool området varierer både med hensyn på sesong og år. Når vannmagasinnivået er lavt, slik som det var i 2003-2004, som var en av periodene Weron and Misiorek (2008) studerte, ble prisene generelt mindre påvirket av temperaturen.

Det er spesielt interessant å undersøke temperaturens påvirkning for det norske markedet, ettersom det i Norge brukes betydelig mer strøm til oppvarming enn ellers i Europa, og behovet for oppvarming er som kjent størst i kaldt vær. Vannmagasinnivået var lavt i Norge høsten 2021, slik at hvis Weron and Misiorek (2008) funn stemmer, så bør temperatur ha mindre å si. Samtidig undersøkte de hele Nord Pool-området, slik at det ikke nødvendigvis er overførbart hvis man kun ser på det norske markedet. Andre forhold kan også spille inn.

2.3 Vindkraftproduksjon

Ketterer (2014) og Paraschiv et al. (2014) undersøkte sammenhengen mellom vindkraftproduksjon og strømpris for det tyske markedet med henholdsvis en GARCH- og en ARIMAX-modell, og viste at vindkraftproduksjon reduserer strømprisen, men at økt bruk av fornybar energi medfører større prisvolatilitet.

Norge har relativt lite vindkraftproduksjon sammenlignet med våre naboland (se figur 3.3), men strømmarkedet i Norge er tett integrert med resten av Europa, slik at vindforhold på kontinentet antas å ha betydning for prisen. For Norge antas det at vindkraftproduksjonen i Nord-Sverige påvirker prisene i NO₃ negativt og sterkere for NO₃ enn for NO₁, spesielt med tanke på høsten 2021 og med begrenset overføringskapasitet mellom nord og sør. Samtidig antas vindkraftproduksjonen sør i Europa å påvirke NO₁ prisen sterkere negativt enn NO₃-prisen.

2.4 Fyllingsgrad

Fyllingsgraden regnes som en viktig forklaringsvariabel, ettersom det er en måte å lagre energi på. Huisman et al. (2013) argumenterer for at marginalkostnaden til vannkraftprodusenter avhenger av fyllingsgraden. Målet med studien var å empirisk undersøke hvordan likevektsprisen endres i et marked med vannkraft når magasinnivåene

endres. For å undersøke dette konstruerte de en tilbuds/etterspørselsmodell som en funksjon av vannmagasinnivået. Vannkraftprodusenter har valget mellom å produsere nå eller senere, og verdien av å vente med å produsere øker når magasinnivåene synker, og reduseres når magasinnivåene øker, som innebærer risiko for at magasinene flommer over, og reduserer potensielle gevinster for kraftprodusentene. Når fyllingsgraden øker, så innebærer det en situasjon med reduserte marginalkostnader for fornybar energi i et marked. Resultatene fra studien viser at høyere fyllingsgrad, altså større produksjonskapasitet, leder til signifikant lavere kraftpriser, og studien konkluderer ut fra dette at økning i fornybare energikilder med lave marginalkostnader, slik som sol- og vindenergi, reduserer kraftprisen.

Huisman et al. (2013) studerte Nord Pool-området, hvor vannkraft utgjør hovedkilden til kraftproduksjon. Etersom jeg studerer det norske markedet som er en del av Nord Pool-området, ventes det å finne klare negative sammenhenger mellom fyllingsgrad og pris.

2.5 Gass- og kullpris

Gasskraft er en energikilde med betydelig høyere marginalkostnad enn vannkraft. Hagfors et al. (2016) undersøkte elektrisitetsmarkedet for Storbritannia med bruk av kvantilregresjon, og undersøkte hvordan ulike faktorer, deriblant gass, endres mellom forskjellige kvantiler og tidspunkt på dagen. Sensitiviteten for endringer i gassprisen forventes å være høyere i perioder med større etterspørsel, ettersom gass er hovedkilden som brukes for å dekke etterspørselen når den er som høyest. De finner at sensitiviteten for gassprisen på strømprisen er høyest gjennom dagen og tidlig kveld, mens sensitiviteten er lavere om natten og sen kveld. Altså, i timer på døgnet når etterspørselen er lavere enn såkalte «peak hours», så påvirkes strømprisen i mindre grad av gassprisen.

Kull brukes i motsetning til gass i hovedsak til å dekke basis-etterspørselen, og bruken av kull er relativt konstant for alle døgnets 24 timer. Sensitiviteten for kullprisen på strømprisen er i likhet med gassprisen høyere i perioder med høy etterspørsel, men i motsetning til gassprisen er sensitiviteten lavere enn for gass, som følge av at kull i hovedsak brukes til å dekke basis-etterspørselen.

I Storbritannia er gass og kull viktige energikilder, mens i Norge er vannkraft hovedkilden til kraft. Det er derfor interessant å undersøke i hvilken grad gassprisen påvirker strømprisen for norske områder.

3. Bakgrunn

3.1 Et markedsbasert kraftmarked

Gjennom prosessen fra 1990-tallet og utover gikk Norge og Europa fra en monopolistisk myndighetsstyrt kraftsektor, til deregulerte konkurransedrevne markeder. Norge var det første europeiske landet som liberaliserte sine energilover, og etter hvert fulgte de andre nordiske landene etter. For å gjøre handel i de nye markedene lettere ble børser for elektrisk kraft organisert (Weron, 2006). Kraftbørsen Nord Pool ble opprettet i 1996, som la til rette for krafthandel på tvers av landegrensene. Likevel er det verdt å merke seg at slike handelsbørser ikke er en nødvendig forutsetning for et deregulert kraftmarked. I mange land skjer majoriteten av krafthandel på bilateral basis, altså uten mellommenn eller oppgjørssentraler gjennom OTC-markeder, spesielt på mellomlang og lang sikt. Uansett bidrar kraftutveklingsbørser som Nord Pool til konkurranse og høy handelsaktivitet (Weron, 2006).

3.2 Organiseringen av kraftmarkedet

Kraftutvekslingen er organisert slik at kraften til enhver tid skal flyte fra områder med lav pris til områder med høy pris, og sørger dermed for å øke tilførselen av kraft der behovet er størst (Energifakta-Norge, u.å.-a). Fordelen er at det muliggjør kraftimport under perioder med kraftunderskudd eller lavere kraftpriser i utlandet. Gjennom eksport bidrar krafthandelen dessuten til inntekter til norske kraftprodusenter og til økt forsyningssikkerhet for norske forbrukere (Olje-og-energidepartementet, 2021).

Kraftmarkedet deles inn i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Engrosmarkedet deles inn i day-aheadmarkedet, kontinuerlig intradagmarked og balansemarkeder.

3.2.1 Engrosmarkedet

Engrosmarkedet består av større aktører som kraftprodusenter, meglere, kraftleverandører og store industrikunder. Her kjøpes og selges det store kraftvolum. Engrosmarkedet deles videre inn i tre forskjellige markeder: day-aheadmarkedet, kontinuerlig intradagmarked og balansemarkeder (Energifakta-Norge, u.å.-a).

3.2.2 Day-ahead-markedet

Day-ahead-markedet er hovedmarkedet for krafthandel i Norden. Her foregår kjøp og salg av elektrisitet time for time for levering neste dag. Før klokken 10:00 hver dag gir TSOene, altså systemansvarlig i hvert enkelt land, overføringskapasitet for hvert budområde til markedet, og frem til klokken 12:00 kan kjøpere og selgere legge inn bud til Nord Pool for auksjonen for levering for timene for neste dag. Basert på budene og transmisjonskapasiteten, beregnes prisene for hver time neste døgn (Energifakta-Norge, u.å.-a).

3.2.3 Intradagmarkedet

Intradagmarkedet supplerer day-ahead markedet gjennom å sørge for at det er balanse mellom aktørenes faktiske produksjon eller forbruk (Energifakta-Norge, u.å.-a). Her kan markedsaktørene handle frem til én time før levering. Fordelen med intradagmarkedet er at markedsaktører kan justere posisjonen sin fra day-aheadmarkedet tett opp til driftstimen, som følge av uventede endringer på kort sikt. Dette kan for eksempel være endrede værprognoser, endring i forbruk eller avbrudd. Samtidig er det gunstig å sørge for balanse tett inntil driftstimen fordi det bidrar til å redusere reservebehovet og tilhørende kostnader. Den økende mengden av produksjon av fornybar energi gjør det mer utfordrende for aktørene å være i balanse etter at day-ahead-markedet er stengt, ettersom produksjonen her kan være mer ujevn enn fossile energikilder. Dette fører til en stadig større bruk av intradagmarkedet (NordPool, 2020).

3.2.4 Balansemarkeder

Day-ahead- og intradagmarkedet skaper i stor grad balanse mellom produksjon og forbruk. Likevel vil det være hendelser som forstyrrer balansen i driftstimen. Gjennom bruk av balansemerkede sørger systemansvarlig i hvert land (i Norge Statnett) for at det til enhver tid er momentan balanse, gjennom å regulere forbruk/produksjon opp eller ned avhengig av ubalansen. Dette skjer gjennom at systemansvarlig kjøper inn primær-, sekundær- og tertiærreserver i egne markeder for dette (Energifakta-Norge, u.å.-a).

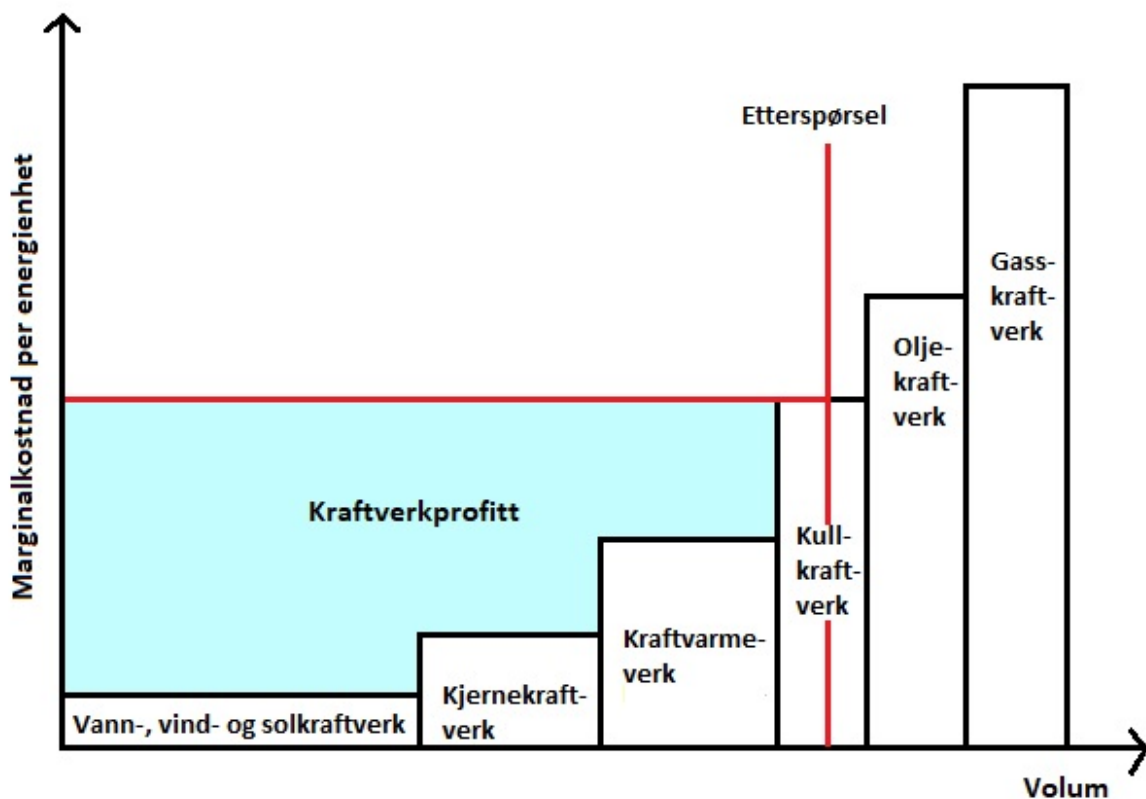
3.3 Hvordan dannes likevektsprisen?

Formålet med engrosmarkedet er å sette priser gjennom markedsmekanismer.

Systemoperatørene predikerer neste dags etterspørsel, og kraftprodusentene byr sin marginalkostnad for å produsere strøm til strømbørsen. Tilbudsprisen for den siste kraftprodusenten som trengs for å tilfredsstille en gitt etterspørsel kalles den marginale kraftprodusenten, og denne bestemmer neste dags markedspriser (Sauvage & Bahar, 2013).

Denne prisformasjonen er derfor samfunnsøkonomisk effektiv. Profitten til den enkelte kraftprodusenten vil avhenge av dens marginalkostnad i forhold til markedsprisen.

Produsenter av fornybar energi vil ha en mye lavere marginalkostnad enn produsenter av ikke-fornybar energi, slik som kull-, olje- og gasskraftverk. Sistnevnte slipper ut drivhusgasser, og må kompensere for dette. Dermed blir marginalkostnaden for ikke-fornybare kraftprodusenter økt ytterligere. Figur 3.1 illustrerer ulike kraftverkproducenters marginalkostnader og fortjeneste ved en gitt etterspørsel.



Figur 3.1: Marginalkostnad per energienhet av elektrisitet og fortjeneste for ulike kraftprodusenter. Figuren er basert på figuren fra Sauvage & Bahar (2013). Det antas i figuren at etterspørselen er uelastisk, som er en rimelig forutsetning for store deler av etterspørselen i normale prisintervaller.

3.4 Områdepriser

Norge er delt inn i fem prisområder – Øst (NO1), Sør(NO2), Midt (NO3), Nord (NO4) og Vest (NO5), slik figur 3.2 viser.



Figur 3.2: Norske strømprisområder (Statnett)

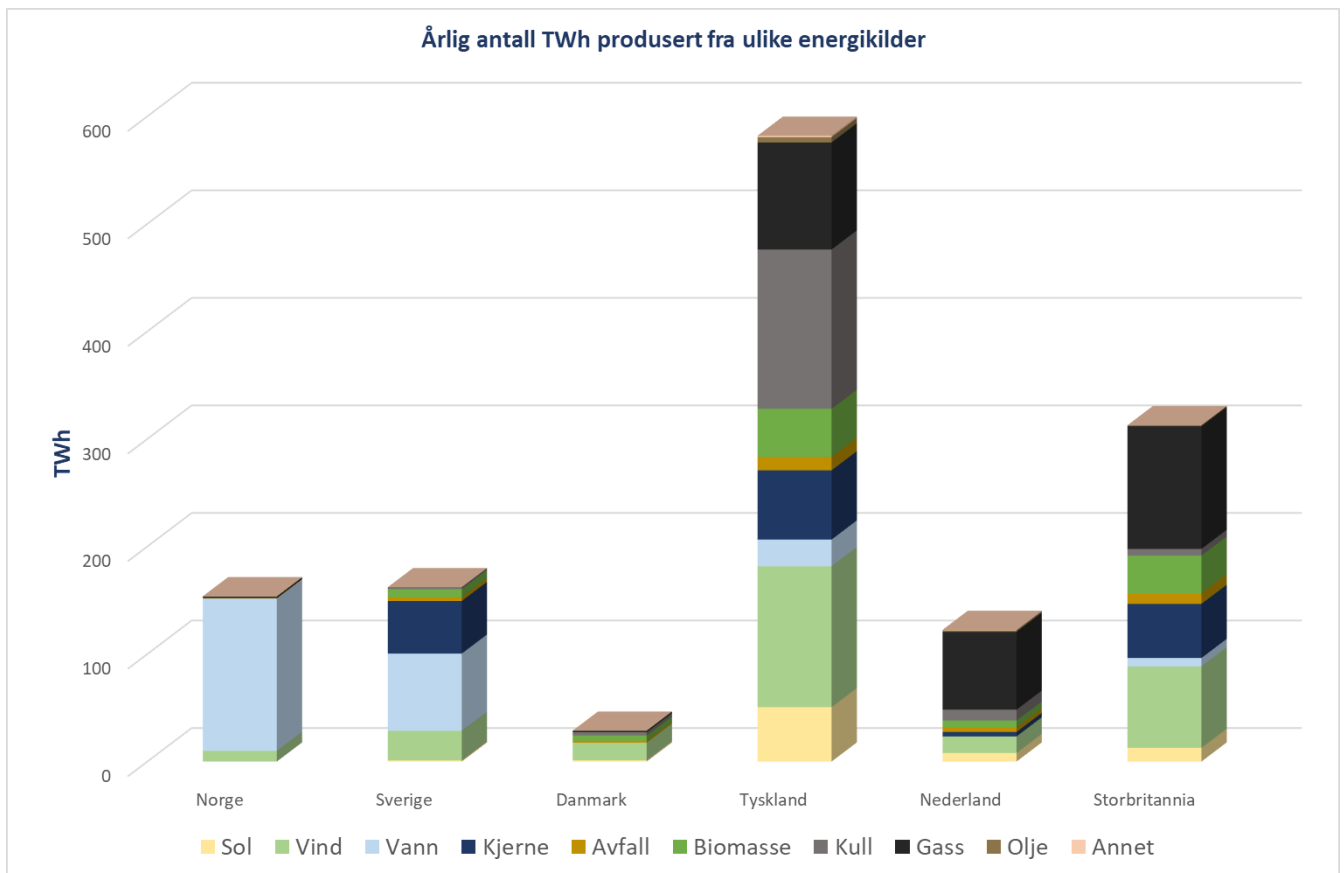
Dersom det ikke hadde vært noen kapasitetsbegrensninger på transmisjonsnettet, ville vi hatt én felles pris for hele systemet. Noen regioner kan en periode ha kraftoverskudd, mens andre kan ha kraftunderskudd. Dette medfører behov for eksport og import. Dersom det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet til å importere og eksportere kraften, oppstår det flaskehals mellom områdene (Energifakta-Norge, u.å.-a). Strømprisen i nord var høsten 2021 mye lavere enn i sør. Kraftproduksjonen i nord har vært høy, men på grunn av kapasitetsbegrensninger på overføringsnettet er det ikke mulig å transportere all overskuddskraften. Slike kapasitetsbegrensninger på overføringsnettet gjør at vi får forskjellige områdepriser i strømmarkedet (EnergisNorge, 2021). Kapasiteten på overføringsnettet inn og ut av prisområdene beregnes ikke på bakgrunn av hvor mye det fysisk er mulig å overføre, men hvor mye systemoperatørene planlegger for. Her settes det maksgrense for hver vei og hver time med hensyn på hva som er forsvarlig med tanke på driftssikkerheten (Brenna, 2021).

Kraften flyter fra områder med lav pris til områder med høy pris, og dette bidrar til å øke tilførselen av kraft der det er mest behov. I tillegg til å være et viktig verktøy for å skape balanse på kort sikt, bidrar områdepriser til å synliggjøre behovet for mer langsiktige tiltak i kraftsystemet. Områdeprisene gir signaler til produsenter og forbrukere om hvor det er mest gunstig å lokalisere ny produksjon eller nytt stort forbruk. (Energifakta-Norge, u.å.-a).

3.5 Norsk kraftproduksjon og energikilder

Ved inngangen til 2021 hadde Norge en samlet installert produksjonskapasitet på 37 732 MW og en samlet normalårsproduksjon på 153,2 TWh (Energifakta-Norge, u.å.-b).

Norsk kraftproduksjon skiller seg ut fra andre europeiske land ved at nesten all strøm blir produsert av fornybare energikilder, hvor vannkraft utgjør 90 prosent. (Energifakta-Norge, u.å.-b), slik at den samlede kraftproduksjonen i stor grad avhenger av nedbørmengden. Dette er til stor forskjell fra landene ellers i Europa, hvor termisk kraft utgjør hovedkilden for kraftproduksjon. Fordi strømmarkedet i Norge er tett integrert med resten av Europa, påvirkes derfor strømprisen også i Norge av forhold på kontinentet, slik at prisen på olje, kull og gass, samt vindforhold på kontinentet får betydning for norske strømpriser. Figur 3.3 viser den årlige strømproduksjonen i Norge, Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia etter energikilde i TWh for 2020.



Figur 3.3: Årlig antall TWh produsert fra ulike typer energikilder basert på data fra IEA.org fra 2020.

4 Metode

For å kunne utvikle gode prognosemodeller er man avhengig av å identifisere driverne, altså hvilke faktorer som er viktige for strømprisen. Her vil det først bli gjort en dataanalyse av NO1- og NO3-prisene, deretter analyseres de eksogene variablene primært ved hjelp av korrelasjons- og scatterplot. Her blir hver variabels mulige effekt på strømprisen diskutert kort.

For å undersøke om sammenhengene endres under de ekstreme prisforhold vi har sett i 2021, modelleres det derfor for to ulike perioder – 2018 og 2021. Påfølgende års uke 2-11 for henholdsvis 2018 og 2021-modellene blir brukt for å teste modellene. Strømprisen varierer gjennom døgnet, og hver time har sin egen prisdynamikk. Cuaresma et al. (2004) viste at det å predikere hver time separat gir bedre prediksjoner. Derfor gjøres modelleringen på timesbasis, det vil si at enkelte av døgnets timer velges ut for modelleringen, og timene som velges er de som har mest ulik prisdynamikk. I likhet med Westgaard et al. (2019), som studerte det tyske elektrisitetsmarkedet, velges det her å fokusere på timene med høyest og lavest etterspørsel, det vil si time 3, 8 og 18. Med time 3 menes den prisen som gjelder fra klokken 3 til 4. Treningssettet for modellene vil derfor inneholde et helt år med observasjoner, altså 365 dager, mens testsettene for modellene består av 70 dager.

Evalueringsmålene MAPE, MAE og RMSE er vanlige prediksjonsevalueringsmål for EPF (*electricity price forecasting*) og brukes for å vurdere prediksjonene. Disse blir nærmere beskrevet videre i delkapitlene.

4.1 Modeller

Det finnes et bredt utvalg av metoder for EPF som Weron (2014) diskuterer. Statistiske eller økonomiske metoder predikerer strømprisen ved bruk av en kombinasjon av forutgående priser og/eller tidligere eller nåværende verdier på eksogene faktorer, slik som temperatur, vind, flyt, etterspørsel, produksjon osv. Fordelen med statistiske modeller er tolkbarheten, spesielt i tilfeller hvor man er interessert i å finne ut av hvilke faktorer som påvirker strømprisen og i hvilken grad. Denne oppgaven ønsker å belyse hvilke faktorer som påvirker strømprisene og om faktorene har ulik betydning for prisområdene NO1 og NO3. For eksempel, i hvilken grad er NO3 skjermet fra energipriser og andre forhold på kontinentet, ettersom NO3 ligger nord for interne norske og svenske flaskehalser? Har gassprisen ulik

betydning for områdeprisene? Hvilken betydning har utenlandskablene på strømprisen? En statistisk tilnærming kan gi innsikt i disse spørsmålene gjennom modellenes tolkbarhet.

Ulempen med statistiske modeller er begrensninger i evnen til å håndtere ikke-linearitet, stor kompleksitet og perioder med store prissvingninger. Da kan blant annet kunstigintelligensmodeller eller maskinlæringsteknikker fungere bedre fordi de gir mer fleksibilitet. Dette kan imidlertid gå på bekostning av tolkbarhet, som gjør slike metoder mindre egnet for denne oppgavens formål. Her fokuseres det mest på forståelse av modellene og hvilke faktorer som har betydning for strømprisen for prisområdene.

Modellene som benyttes er ARIMA, ARX og ARIMAX, hvor ARX-modellen tillegges hovedvekt i denne oppgaven. ARX og ARIMAX tar inn forklaringsvariabler i modellen, mens ARIMA gjør prediksjoner av strømprisen kun basert på tidligere observasjoner. Vi kan dermed sammenligne prediksjonsresultatene for modeller med og uten forklaringsvariabler og med ulike estimeringsteknikker.

4.1.1 ARX

En ARX modell bruker tidligere observasjoner av strømprisen i tillegg til eksogene variabler for å forklare strømprisen i dag. ARX-modellene i denne oppgaven estimeres med minste kvadraters metode (OLS).

ARX modellen defineres som følger

$$y_t = c + \phi_1 y_{t-1} + \dots + \phi_p y_{t-p} + \beta_1 x_{1t} + \dots + \beta_k x_{kt} + \varepsilon_t \quad (1)$$

Hvor y_t angir strømprisen på tid t , $\phi_p y_{t-p}$ er en funksjon av prisen tid $t-p$, $\beta_k x_{kt}$ er en funksjon av en eksogen variabel k tid t , og ε_t er feilleddet tid t , som antas å være hvit støy med gjennomsnitt 0 og varians σ^2 (hvit støy). OLS forsøker å finne den regresjonslinjen som i sum gir minst avstand fra de faktiske observasjonene av strømprisen og regresjonslinjen, dvs. at vi minimerer $\sum_{t=1}^T \varepsilon_t^2$.

Ettersom heteroskedastisitet er et kjent problem for elektrisitetspriser (Cruz et al., 2011; Garcia et al., 2005; Weron, 2007) korrigeres standardfeilene i modellene for dette i de tilfellene hvor dette er et problem i modellen med Stata-kommandoen *vce(robust)*. Dette gjelder også for ARIMA og ARIMAX-modellen som beskrives i neste delkapittel.

Heteroskedastisitet gir forventningsrette estimater, men øker variansen til regresjonskoeffisientene, som medfører økt sannsynlighet for skjevestimeringer.

Heteroskedastisitet fører ofte til at standardfeilene til regresjonskoeffisientene overestimeres, noe som gir høye T- og F-verdier, som gir lave p-verdier, og dermed øker sannsynligheten for type 1 feil, dvs. at man forkaster nullhypotesen selv om det er feil, og variabler kan fremstå mer signifikante enn det de faktisk er (Studenmund, 2017 s.330-331). Ved bruk av *vce(robust)* korrigeres standardfeilene for dette.

4.1.2. ARIMA og ARIMAX

ARIMA er en standard tidsseriemodell som gjør prediksjoner av strømprisen kun basert på tidligere observasjoner. En ARIMA-(p,d,q) kan beskrives som følger:

AR(p) – Autoregressiv. Refererer til antall autoregressive ledd i modellen. Altså antall lags av observasjoner som skal inkluderes i modellen. En ren AR-modell predikerer strømprisen kun med bruk av lineærkombinasjoner av tidligere verdier på variabelen. Den undersøker altså korrelasjonsstrukturen i strømprisen.

I(d) – Integrert. Refererer til antall ganger tidsserien må differensieres for at tidsserien skal bli stasjonær. Det er nødvendig å differensiere en tidsrekke dersom den har en trend i seg. Hvis tidsrekken har en lineær trend, så må tidsrekken differensieres én gang, og to ganger for kvadratisk trend osv. En differensiert tidsrekke av første orden kan uttrykkes slik

$$y'_t = y_t - y_{t-1} \quad (2)$$

Hvor y_t refererer til strømprisen tid t , og y_{t-1} til prisen tid $t-1$.

MA(q) – Glidende gjennomsnitt. Refererer til antall feilledd som får betydning for prediksjonen.

Kombinasjonen av disse elementene gir følgende uttrykk for ARIMA-modellen:

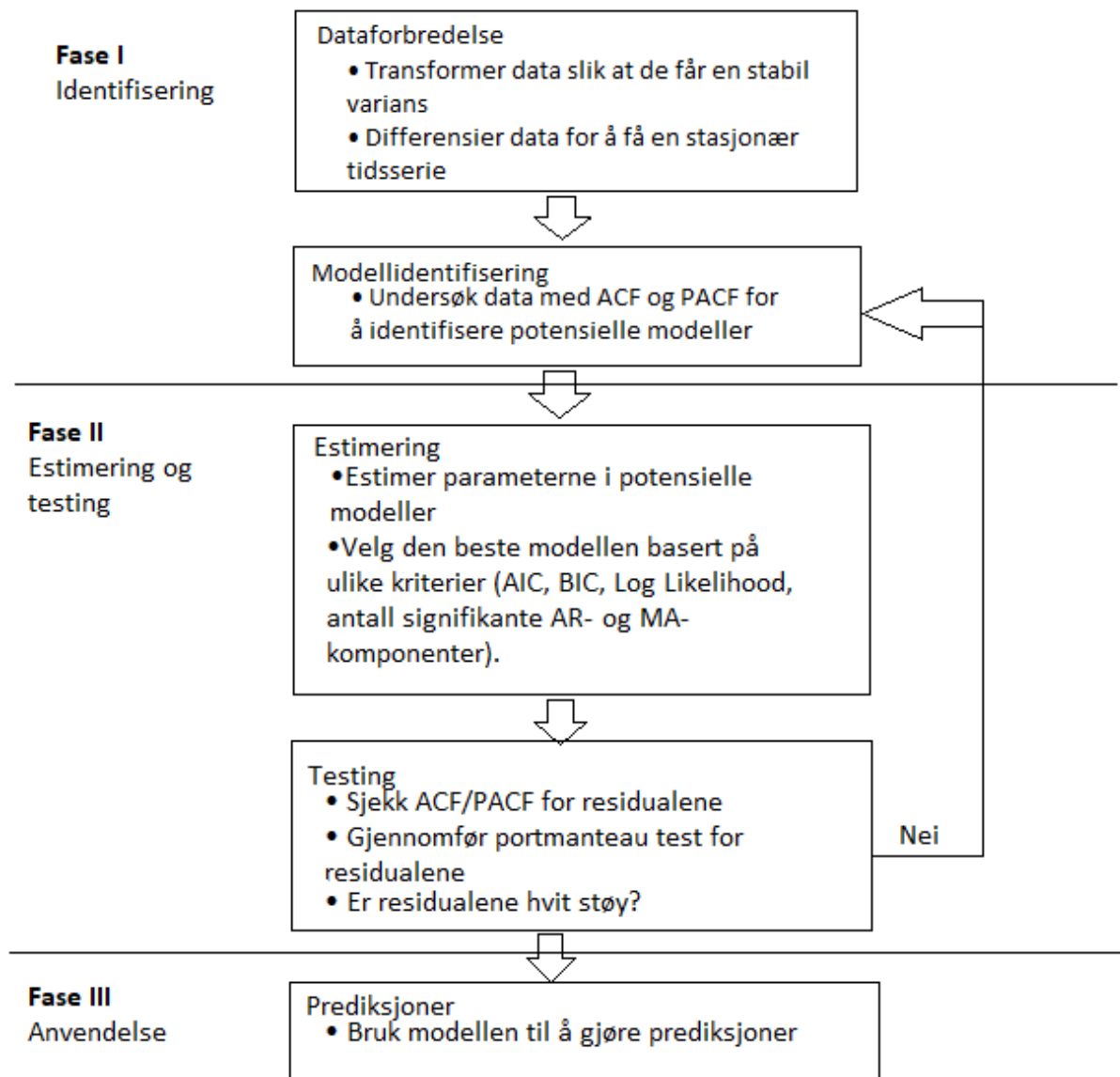
$$y_t = c + \sum_{j=1}^p \phi_j y_{t-j} + \sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-j} + \varepsilon_t \quad (3)$$

hvor y_t angir strømprisen på tid t , c er en konstant, $\phi_j y_{t-j}$ er en funksjon av prisen tid $t-j$, $\theta_j \varepsilon_{t-j}$ er en funksjon av feilleddet tid $t-j$ og ε_t er feilleddet, som antas å være hvit støy med gjennomsnitt 0 og varians σ^2 . ARIMAX-modellen inkluderer eksogene variabler i ARIMA modellen:

$$y_t = c + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{jt} + \sum_{j=1}^p \phi_j y_{t-j} + \sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-j} + \varepsilon_t \quad (4)$$

Hvor $\beta_j x_{jt}$ er en funksjon av en eksogen variabel j tid t , og k er antall eksogene variabler i modellen.

For å finne den beste ARIMA-modellen til en tidsserie brukes Box-Jenkins metode, som beskrevet i figur 4.1. Parameterne estimeres ved hjelp av MLE. Hyndman and Athanasopoulos (2021) gir en mer detaljert beskrivelse av ARIMA og beste praksis.



Figur 4.1: Box-Jenkins metode

4.2 Prediksjonsevalueringsmål

Vanlige evalueringsmål for EPF blir brukt for å vurdere prediksjonene som modellene gir: *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE), *Mean Absolute Error* (MAE) og *Root Mean Square Error* (RMSE). Disse defineres som følger – hvor y_t er faktisk strømpris og \hat{y}_t er predikert strømpris tid t :

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{y_t - \hat{y}_t}{y_t} \right| \quad (5)$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |y_t - \hat{y}_t| \quad (6)$$

$$RMSE = \sqrt{\left(\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (y_t - \hat{y}_t)^2 \right)} \quad (7)$$

Ovenstående prediksjonsevalueringsmål har sine fordeler og ulemper. Fordelen med MAPE er at det er et veldig enkelt og tolkbart mål på modellpresisjon. MAPE har likevel noen alvorlige utfordringer, som man må ta i betraktning når man vurderer ulike modeller. For det første kan ikke MAPE defineres dersom y_t er lik null, og dersom enten y_t eller \hat{y}_t er nær null, kan verdien bli uforholdsmessig høy. For det andre er MAPE asymmetrisk med tanke på overpredikering ($\hat{y}_t > y_t$) og underpredikering ($\hat{y}_t < y_t$). Overpredikering straffes hardere enn underpredikering selv om avstanden mellom faktisk verdi og predikert verdi er den samme (Morley et al., 2018). Gitt at faktisk strømpris er 30 EUR/MWh, mens predikert pris er 27, gir dette en MAPE på 10 %. Dersom faktisk pris 27, og predikert pris er 30, gir det en MAPE på godt 11 %.

Fordelen med MAE og RMSE er at de er symmetriske med tanke på over- og underpredikering, dvs. at begge tilfeller tillegges like stor vekt. Etersom feilleddene for RMSE kvadreres før vi tar kvadratroten, vektet RMSE store prediksjonsfeil mer enn MAE. Det betyr at hvis vi ønsker at store prediksjonsfeil unngås, så er RMSE mer hensiktsmessig å bruke enn MAE.

5 Data

I dette kapittelet presenteres først innsamlet data og hvordan dataene er blitt bearbeidet, etterfulgt av en kortfattet oppsummering i tabell 5.1 og 5.2. Deretter gjøres en dataanalyse av variablene for 2018 og 2021, hvor variablenes effekt på strømprisen for de ulike årene diskuteres kort.

5.1 Datainnsamling og bearbeidelse

5.1.1 Områdepris NO1 og NO3

Spotprisen for prisområdene NO1 og NO3 er hentet fra Nord Pool og består av timesvise observasjoner.

5.1.2 Kapasitet

Data for kapasitet er hentet fra Nord Pool, og består av timesvise data. Det er her kun tatt hensyn til utenlandsforbindelsene med Tyskland, Nederland og Storbritannia gjennom følgende tre forbindelser:

- **NordLink** – Kraftforbindelse mellom Norge og Tyskland. Kabelen kom i prøvedrift i slutten av 2020, og ble satt i ordinær drift fra 31.03.2021. Dataene er fra 01.01.2021.
- **North Sea Link (NSL)** – Kraftforbindelse mellom Norge og Storbritannia. I prøvedrift fra 1.oktober 2021, og dataene er også fra samme tidspunkt.
- **NorNed** – Kraftforbindelse mellom Norge og Nederland. I ordinær drift fra 2008. Dataene er fra 01.01.2021.

Det ses i analysen på samlet kapasitet for samtlige tre ovenstående kabelforbindelser. Årsaken til at det fokuseres spesielt på disse kablene, er at det er interessant i seg selv å finne ut hvordan de påvirker strømprisen i lys av diskusjonen om nye kabler. AC-nettet mot Sverige og Danmark anses som en basiskapasitet som har vært der i lang tid, og som det er mindre debatt om.

5.1.3 Temperatur

Data for lufttemperatur for prisområdene NO1 og NO3 er hentet fra Norsk Klimaservicesenter, og har i likhet med områdeprisen observasjoner for hver time. For NO1 ble Blindern SN18700 valgt som referansetemperatur for hele prisområdet. Her manglet det kun én observasjon, hvor gjennomsnittet mellom neste og forrige time ble brukt for å finne temperaturverdien. For NO3 ble det tatt utgangspunkt i værstasjonen Voll SN68860, men data fra Ranheim SN69020 ble brukt i de tilfellene det manglet betydelig mange observasjoner etter hverandre. I de tilfellene hvor det manglet 2-4 observasjoner etter hverandre, ble interpolering brukt for å finne temperaturverdiene. Videre manglet det observasjoner for 9 dager sammenhengende for 09.01.2018 kl.02.00 til 18.01.2018 kl.19.00, og 43 observasjoner

mellom 21.01.2018 kl. 18.00 og 23.01.2018 kl.12.00. Ettersom det manglet mange observasjoner etter hverandre ble observasjonene for Ranheim brukt i disse tilfellene.

5.1.4 Gass-, olje-, kull- og CO2-kvotepris

Europeisk gasspris er hentet fra Bloomberg «BM 1 month, TZT1 Comdty, Last Price», er gitt i EUR/MWh og består av daglige observasjoner. Her manglet det observasjoner utenfor handelsdagene. Dette ble løst ved at i de tilfellene det manglet data, som for eksempel i helger ble observasjonen for lørdag og søndag den samme som siste handelsdag, altså fredag. Videre ble de daglige observasjonene omgjort til timesvise observasjoner, ved å bruke de daglige observasjonene i samtlige 24 timer. Tilsvarende løsning ble gjort for variablene olje, kull og CO2.

Oljeprisen er hentet fra Bloomberg «Brent 1 month» og er gitt i USD/fat. Disse dataene ble gjort om til EUR/fat.

Kullprisen er hentet fra Bloomberg «API21MON OECM Index», og er gitt i USD/tonn. I likhet med oljeprisen ble prisene gjort om til EUR/tonn.

CO2-kvoteprisen er hentet fra Bloomberg «EECXSYR1 TNRG Index». Denne beskriver prisen i euro for en virksomhet for å slippe ut ett tonn CO2, og er gitt i EUR/tonn.

5.1.5 Fyllingsgrad

Fyllingsgraden er hentet fra NVE og angir observasjoner på ukesbasis, som gir 52-53 observasjoner per år. Den beskriver forholdet mellom energiinnholdet i vannmagasinene og energiinnholdet ved fulle magasiner. Medianen er basert på de siste 20 års fyllingsgrad. Fyllingsgraden avhenger av snøsmelting og nedbør, og følger en årlig syklus hvor snøsmeltingen om våren og nedbøren om høsten bidrar til å fylle magasinene. Den totale kapasiteten i vannmagasinene er på 87,2 TWh og toppunktet nås som regel en gang mellom uke 33 og 47 hvert år (NVE, 2022). Fyllingsgraden gir ikke i seg selv et godt bilde på variasjoner i strømprisen fra år til år på grunn av naturlige sesongvariasjoner. Det som man heller burde se på er hvorvidt fyllingsgraden på et tidspunkt ligger høyere eller lavere enn medianen. Hvis fyllingsgraden ligger lavere enn medianen, så indikerer det en situasjon hvor man har mindre energi lagret enn normalt, noe som alt annet likt tilsier lavere tilbud og høyere kraftpriser. Derfor brukes den prosentvise forskjellen mellom fyllingsgraden og medianen som forklaringsvariabel i analysen.

Videre må det presiseres at det ses på fyllingsgraden i hele Norge samlet, og ikke for hvert enkelt område. Dette begrunnes med at fyllingsgraden i de ulike områdene er forholdsvis samvarierte og at det forenkler modelleringen, men forskjeller mellom Nord-Norge og Sør-Norge kan selvfølgelig forekomme.

De ukentlige observasjonene ble omgjort til timesobservasjoner.

5.1.6 Prognose for vindkraftproduksjon

I analysen benyttes to variabler for prognose på vindkraftproduksjon:

- 1) Samlet vindkraftproduksjon for Nord-Sverige (SE1 og SE2)
- 2) Samlet vindkraftproduksjon for Danmark, Nederland og Tyskland

Variablene er delt inn slik for å se om det har noe å si for områdeprisene for NO1 og NO3 hvor det produseres vindkraft i tillegg for å holde antall forklaringsvariabler nede. Skillet er i hovedsak gjort for å i størst mulig grad kunne skille mellom produksjon i nord og i sør på kontinentet. Prognosen på vindkraftproduksjonen angis for hver time i MWh.

Dataene for vindkraftproduksjon for Nord-Sverige er hentet fra Nord Pool og består av timesvise observasjoner. For variablene var det tilfeller av manglende data for en hel dag. Ettersom vindkraftproduksjonen kan variere mye fra dag til dag, ble det noe uhensiktsmessig å bruke samme verdier som dagen før. I de tilfellene hvor det manglet data for en hel dag, ble faktiske produksjonsverdier benyttet. Dette gjelder for 16 dager for Sverige, i løpet av siste halvdel av 2021.

Dataene fra Tyskland og Nederland er hentet fra nettsidene til systemoperatørene 50Hertz, Amprion og TenneT. Dataene fra Transnet BW (sør i Tyskland) ekskluderes, fordi det her var vanskelig å finne sammenhengende data. Dataene har en kvartersvis oppløsning, og for å gjøre om dataene til timesvise observasjoner på en enkel måte ble den vindkraftprognosen som gjelder fra det første kvarteret for hver time brukt som timesvis observasjon. Dataene fra Tyskland og Nederland slås sammen med vindkraftproduksjonen fra Danmark, som er hentet fra Nord Pool.

5.1.7 Samlet kraftproduksjonsprognose for Norge

Data for produksjonsprognose for Norge samlet er hentet fra Nord Pool og består av timesvise observasjoner.

Tabell 5.1 og 5.2 oppsummerer variablene som diskuteres videre i dataanalysen.

Variabel	Ukentlig	Daglig	Hver time	Hvert kvarter
Spotpris			X	
Kapasitet			X	
Flyt			X	
Temperatur			X	
Gass		X		
Olje		X		
Kull		X		
CO2		X		
Fyllingsgrad	X			
Vind			X	X
Produksjon			X	

Tabell 5.1: Dataoppløsning for variablene som brukes i analysen. Alle dataene gjøres om til timesobservasjoner.

Variabel	Enhet	Beskrivelse	Kilde
Spotpris NO1/NO3	EUR/MWh	Markedets likevektpris	Nord Pool
Eksportkapasitet	MWh	Samlet eksportkapasitet mellom NO2 og NordLink, NSL og NorNed	Nord Pool
Importkapasitet	MWh	Samlet importkapasitet mellom NO2 og NordLink, NSL og NorNed	Nord Pool
Eksportflyt	MWh	Samlet eksportflyt mellom NO2 og NordLink, NSL og NorNed	Nord Pool
Importflyt	MWh	Samlet importflyt mellom NO2 og NordLink, NSL og NorNed	Nord Pool
Temperatur NO1/NO3	°C	Lufttemperatur Blindern SN18700, Voll SN68860, Ranheim SN69020	Norsk Klimaservicesenter
Gass	EUR/MWh	Siste tilgjengelige pris før day-ahead-auksjonen	Bloomberg BM 1 month, TZT1 Comdty, Last Price
Olje	EUR/fat	Siste tilgjengelige pris før day-ahead-auksjonen	Bloomberg Brent 1 month
Kull	EUR/tonn	Siste tilgjengelige pris før day-ahead-auksjonen	Bloomberg API21MON OECM Index
CO2	EUR/tonn	Siste tilgjengelige pris	Bloomberg EECSYR1 TNRG Index
Fyllingsgrad	%	$((\text{Fyllingsgrad} - \text{Median}) / \text{Median}) * 100\%$	NVE
Vind Nord-Sverige	MWh	Prognose på samlet vindkraftproduksjon i Nord-Sverige (SE1/SE2)	Nord Pool
Vind Tyskland, Nederland og Danmark	MWh	Prognose på samlet vindkraftproduksjon i Tyskland, Nederland og Danmark	Nord Pool, 50Hertz, Amprion, TenneT
Produksjon	MWh	Prognose på samlet norsk kraftproduksjon	Nord Pool

Tabell 5.2: Beskrivelse av variablene som benyttes i analysen.

5.2 Dataanalyse

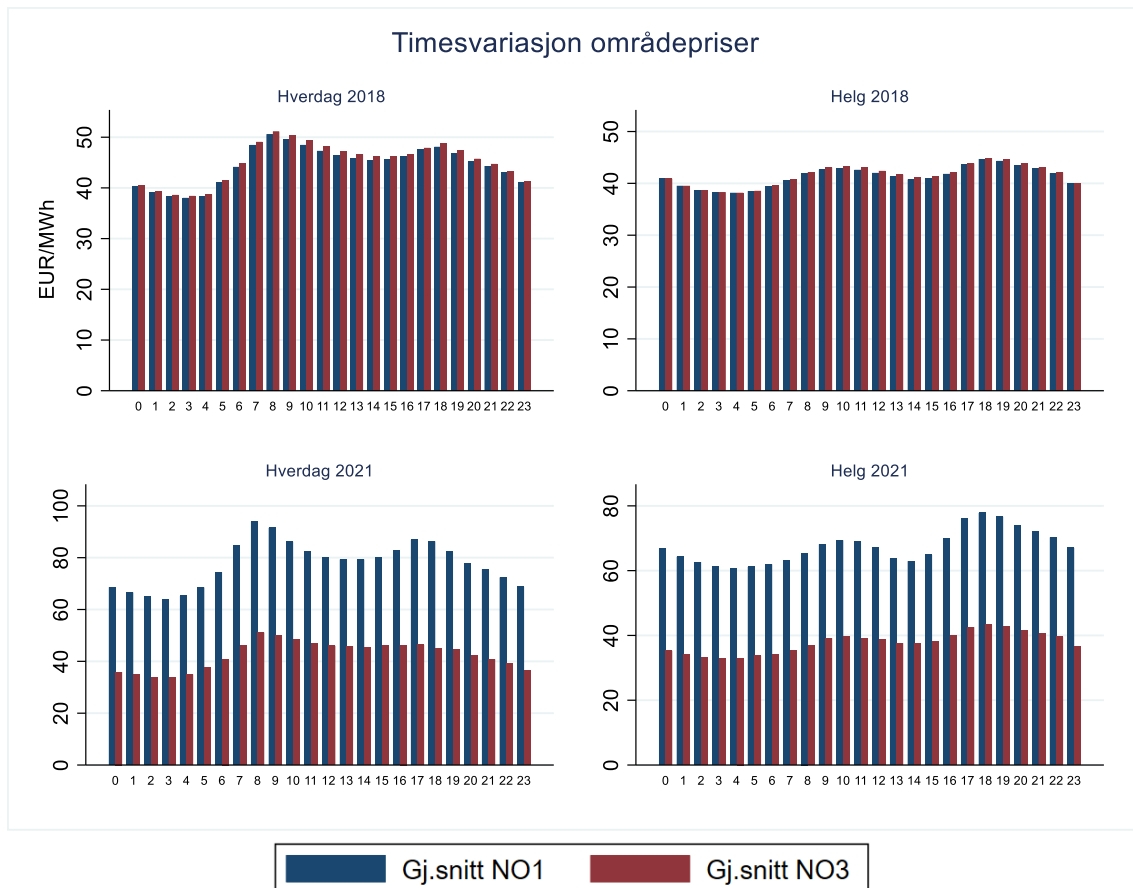
Før vi kan estimere en modell for strømprisen, må vi foreta en analyse av variablene for å kunne sette opp hensiktsmessige modeller. Her gjøres først en analyse av strømprisen, og deretter analyseres øvrige eksogene variabler ved hjelp av grafer, korrelasjons- og scatterplot. Grafene som vises i delkapitlene 5.2.2 til 5.2.8 for de eksogene variablene, gjelder NO1-prisen for time 18 i 2021. Dersom korrelasjonene avviker mye med hensyn på time, år eller område vil dette kommenteres i de tilfeller hvor det er spesielt relevant.

5.2.1 Områdeprisene NO1 og NO3

Strømprisen varierer gjennom døgnet, og generelt ser vi at prisen topper seg rundt klokken 8 på morgenen og rundt klokken 18 på ettermiddagen for ukedagene. For helgene skjer døgnetts første pristopp rundt klokken 10, mens prisen igjen topper seg klokken 18 i likhet med

ukedagene. I denne analysen velges det å fokusere på time 3, 8 og 18 fordi disse timene generelt representerer de timene med minst og størst etterspørsel.

Figur 5.1 illustrerer gjennomsnittsprisen for samtlige timer, hvor det skilles mellom hverdag og helg for henholdsvis NO1- og NO3-prisen. Visuelt ser vi at gjennomsnittsprisen mellom NO1 og NO3 er marginalt forskjellig fra hverandre i 2018, mens i 2021 er gjennomsnittsprisen betydelig høyere for NO1 for samtlige timer.



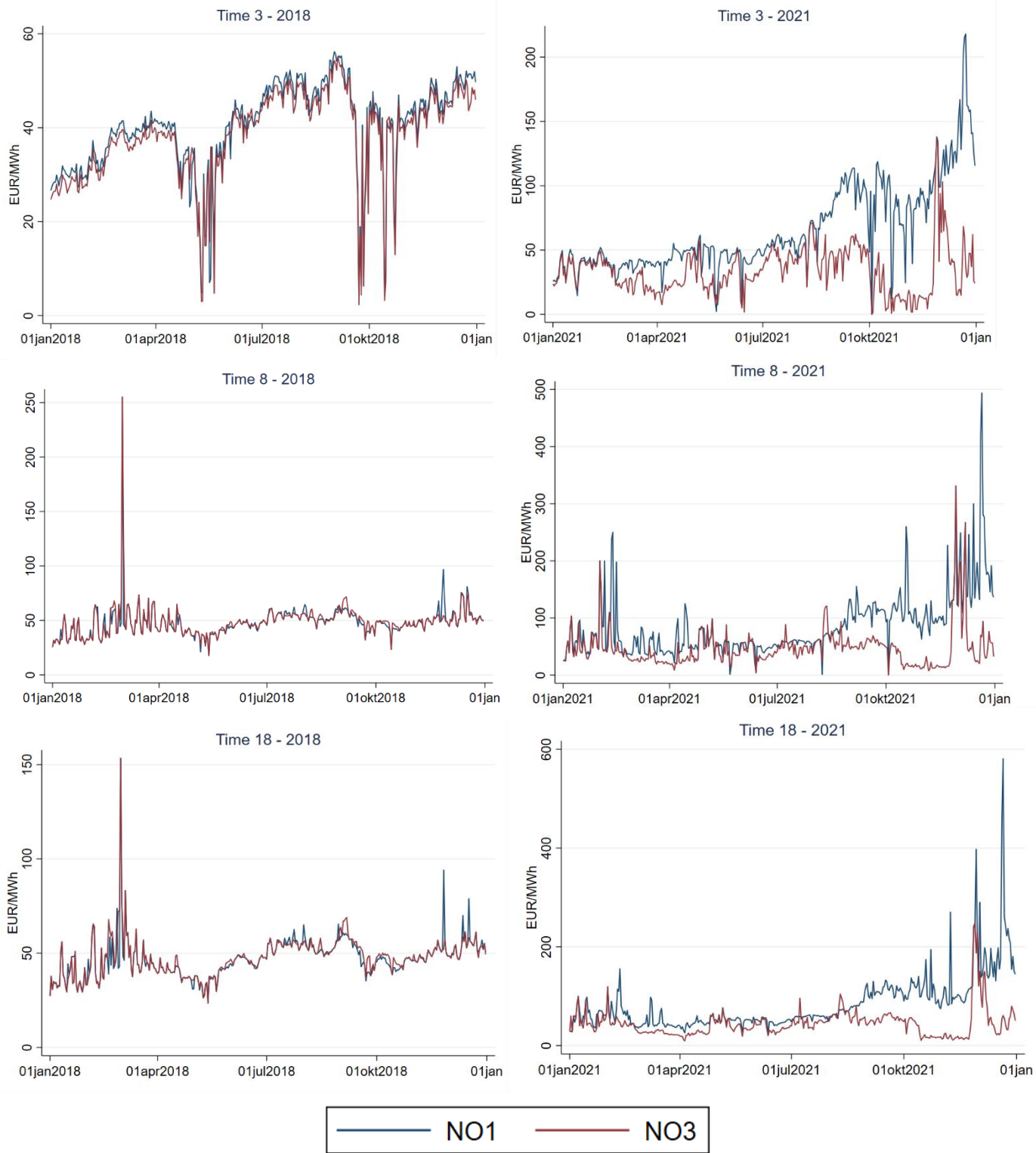
Figur 5.1: Timesvariasjon for prisområdene NO1 og NO3.

Figur 5.2 viser hvordan spotprisen for NO1 og NO3 for timene 3,8 og 18 utvikler seg gjennom perioden gjennom 2018 og 2021. For 2018 viser prisene en relativt stabil trend, hvor områdeprisene er forholdsvis like. 1.mars 2018 gjorde prisene for time 8 og 18 imidlertid et kraftig positivt prishopp, men normaliserte seg kort etter. Mot slutten av 2021 avvek NO1- og NO3-prisen fra hverandre i stor grad. 21.desember nådde prisen et historisk maksimum på 580,89 EUR/MWh for NO1, mens prisen for NO3 var på samme tidspunkt kun 60,88 MWh.

Figur 5.2 illustrerer også at prisdynamikken for timene som er valgt er forskjellig. For time 3 ser vi generelt negative prishopp, mens for time 8 og 18 ser vi generelt positive prishopp.

Volatiliteten ser videre ut til å variere gjennom perioden, hvor spesielt 2021 skiller seg ut. Spotprisen for både NO1 og NO3 avviker både med hensyn på skjevhet og kurtose, der spesielt kurtosen avviker sterkt fra normalfordeling i hele perioden, spesielt for time 8 og 18. En normalfordelt variabel har skjevhet lik 0 og kurtose lik 3. Normalfordelingstesten i Stata (*sktest*) viser at vi har signifikant kurtose og skjevhet for valgte timer og områder.

For å dempe ekstremverdier og få en mer stabil varians brukes videre den naturlige logaritmen til områdeprisen. Vi har imidlertid to tilfeller hvor prisen er negativ i 2021 for time 3. Den laveste prisen var på -1,91 EUR/MWh den 3.oktober for NO1. For å løse dette legges det til en konstant for NO1-prisen (1,92), slik at tidsserien blir positiv for samtlige observasjoner, og logaritmen av alle observasjoner kan beregnes.



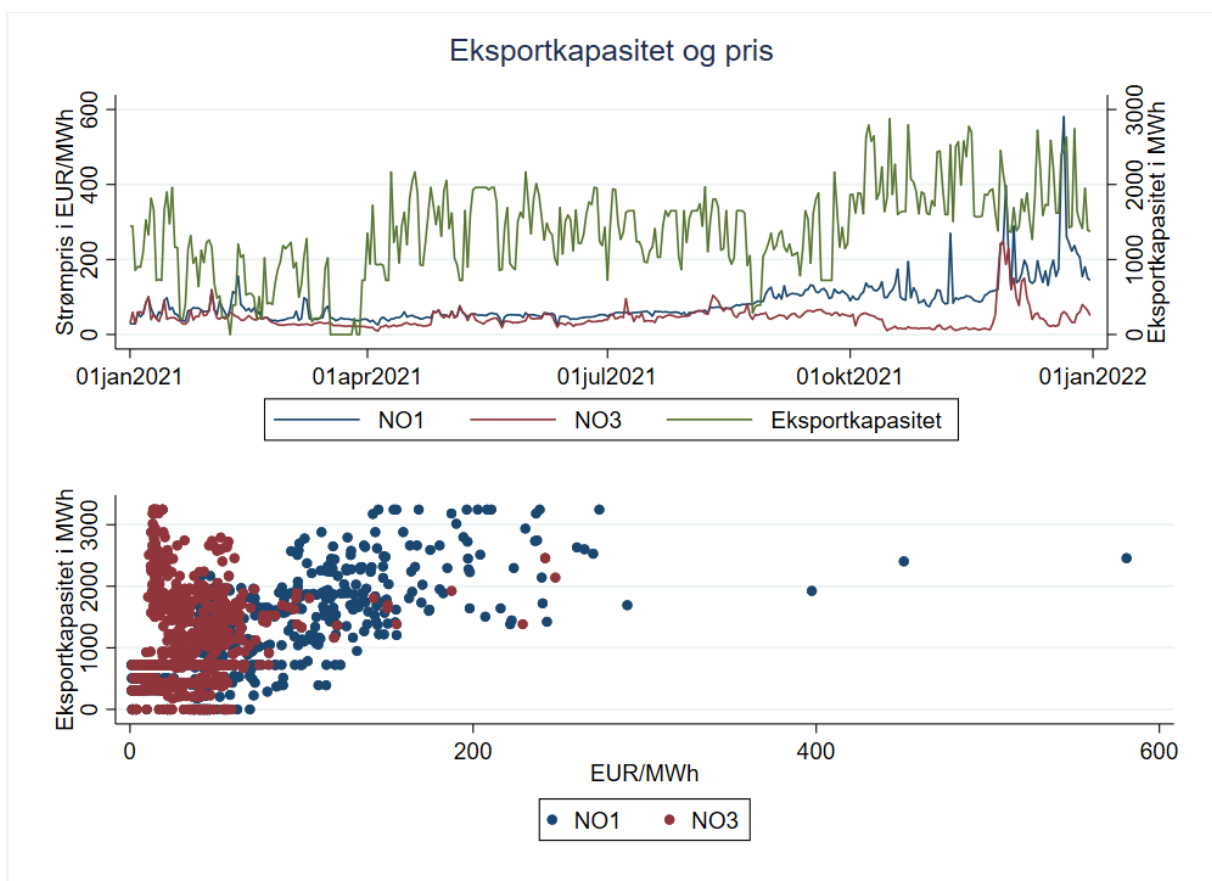
Figur 5.2: Utvikling i områdeprisene for time 3,8 og 18 i 2018 og 2021.

5.2.2 Eksportkapasitet NSL, NordLink og NorNed

Korrelasjonen mellom eksportkapasitet og NO1-prisen er 0,422 for time 18, mens det er ingen tilsvarende korrelasjon med NO3-prisen. Vi ser at eksportkapasiteten tiltok 1.oktober 2021 med igangsettelsen av prøvedriften for NSL, og omtrent samtidig tiltok også NO1-prisene. Men korrelasjonen mellom eksportkapasiteten og NO1-prisen er likevel bare 0,263 for perioden 1.oktober og ut 2021. Korrelasjonen med NO1 er sterkere enn for mange av de andre forklaringsvariablene, men det må igjen understrekes at en korrelasjon mellom variablene, ikke nødvendigvis betyr at det er en årsak-virkningssammenheng mellom dem.

Modellarbeidet som følger i denne masteroppgaven vil gjøre det klarere i hvilken grad korrelasjonen bare skyldes sammenfall i tid med at kraftprisene (av andre årsaker) flyttet seg til et høyere nivå. Hvis det er en direkte sammenheng, skulle man forvente å se umiddelbare utslag i kraftprisen når kabelkapasiteten endres som følge av vedlikehold og lignende.

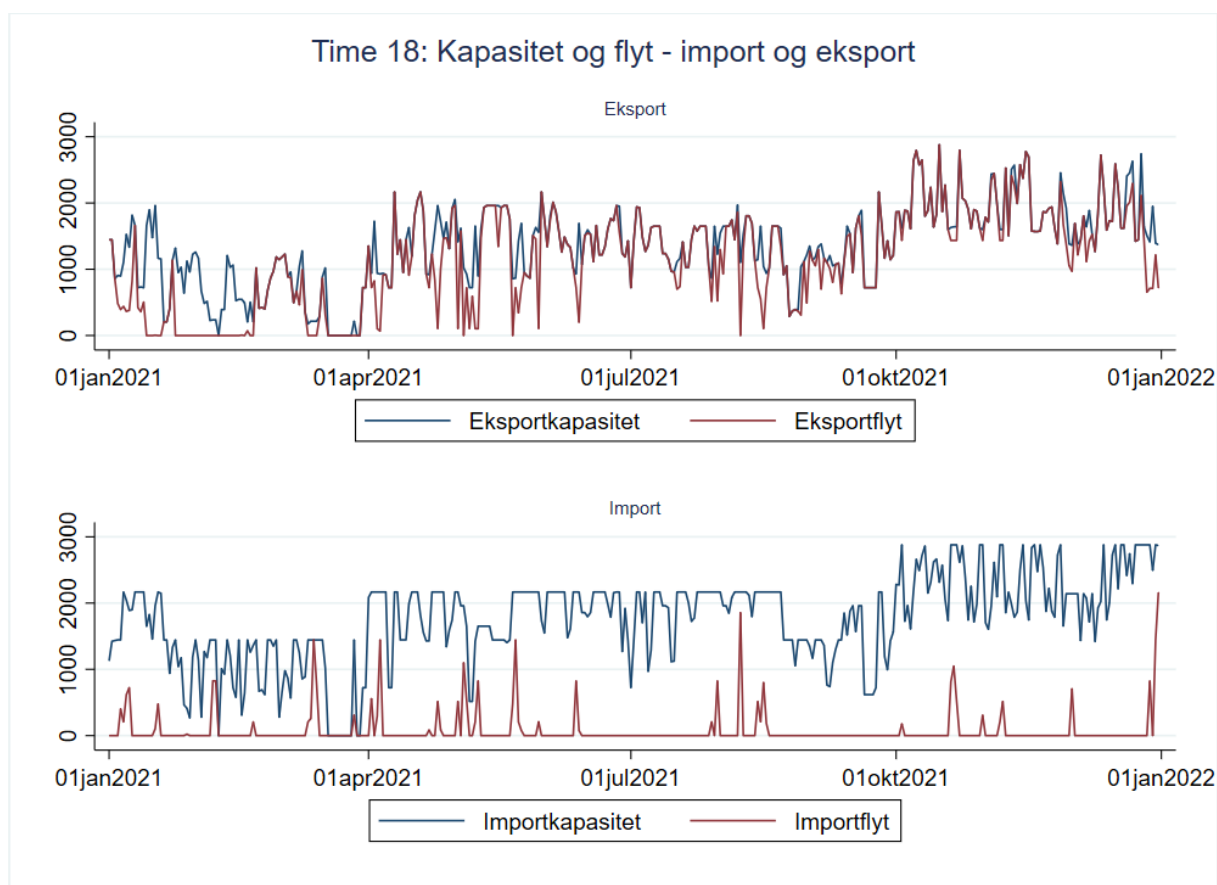
Eksportkapasiteten har variert mye i perioden, som øverste del av figur 5.3 viser.



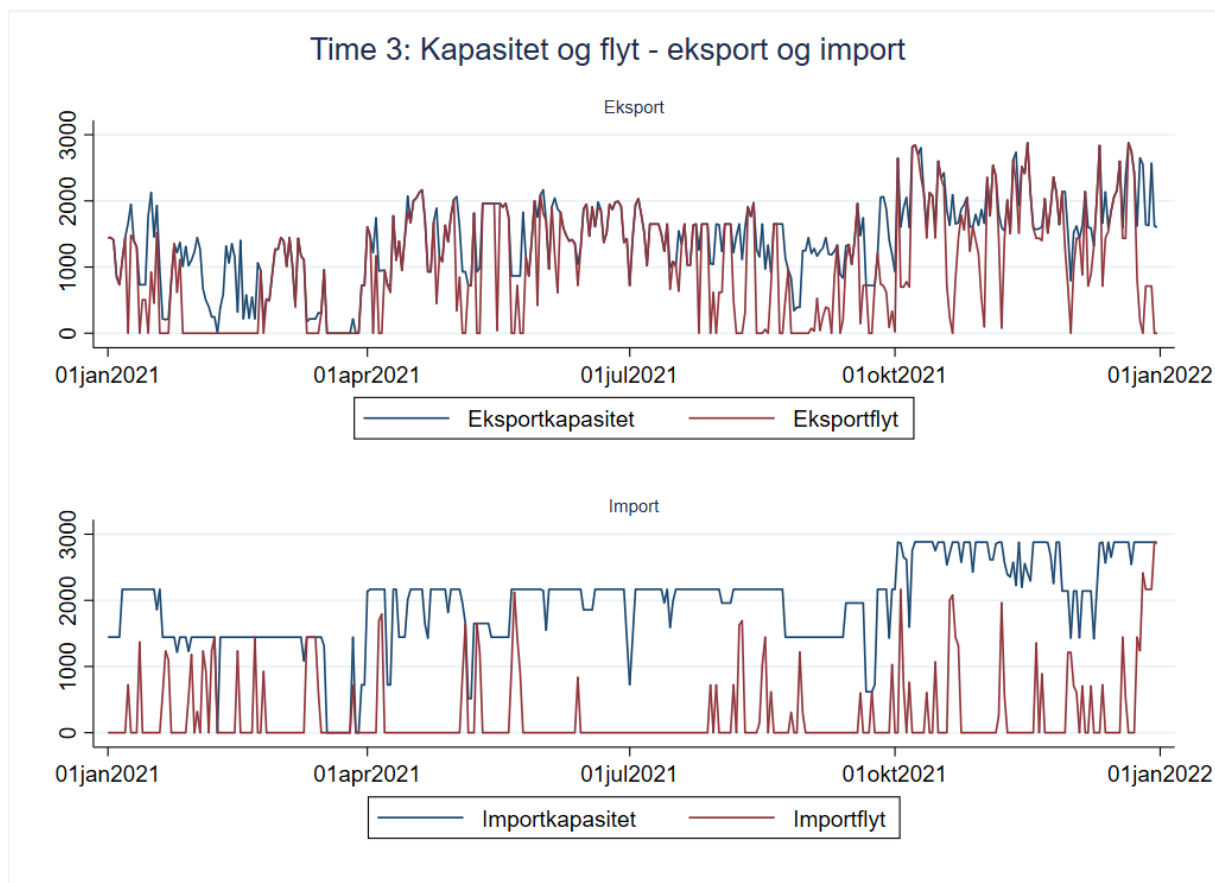
Figur 5.3: Eksportkapasitet og pris for time 18 i 2021.

5.2.2.1 Forholdet mellom eksport- og importkapasitet og flyt for 2021

Figur 5.4 og 5.5 viser hvordan forholdet mellom eksport- og importflyten har vært i 2021 for time 18 og time 3. Som følge av høyere priser i Europa enn i Norge, ser vi at det har blitt eksportert mye mer kraft ut av Norge via NordLink, NSL og NorNed, enn det som har blitt importert, spesielt for time 18. For time 3 er mønsteret noe annerledes, spesielt i begynnelsen av året (før «strømkrisen»), med betydelig mer import enn for time 18, men likevel størst nettoeksport.



Figur 5.4: Kapasitet og flyt, import og eksport, mellom NO2 og NordLink, NSL og NorNed for time 18 i 2021.

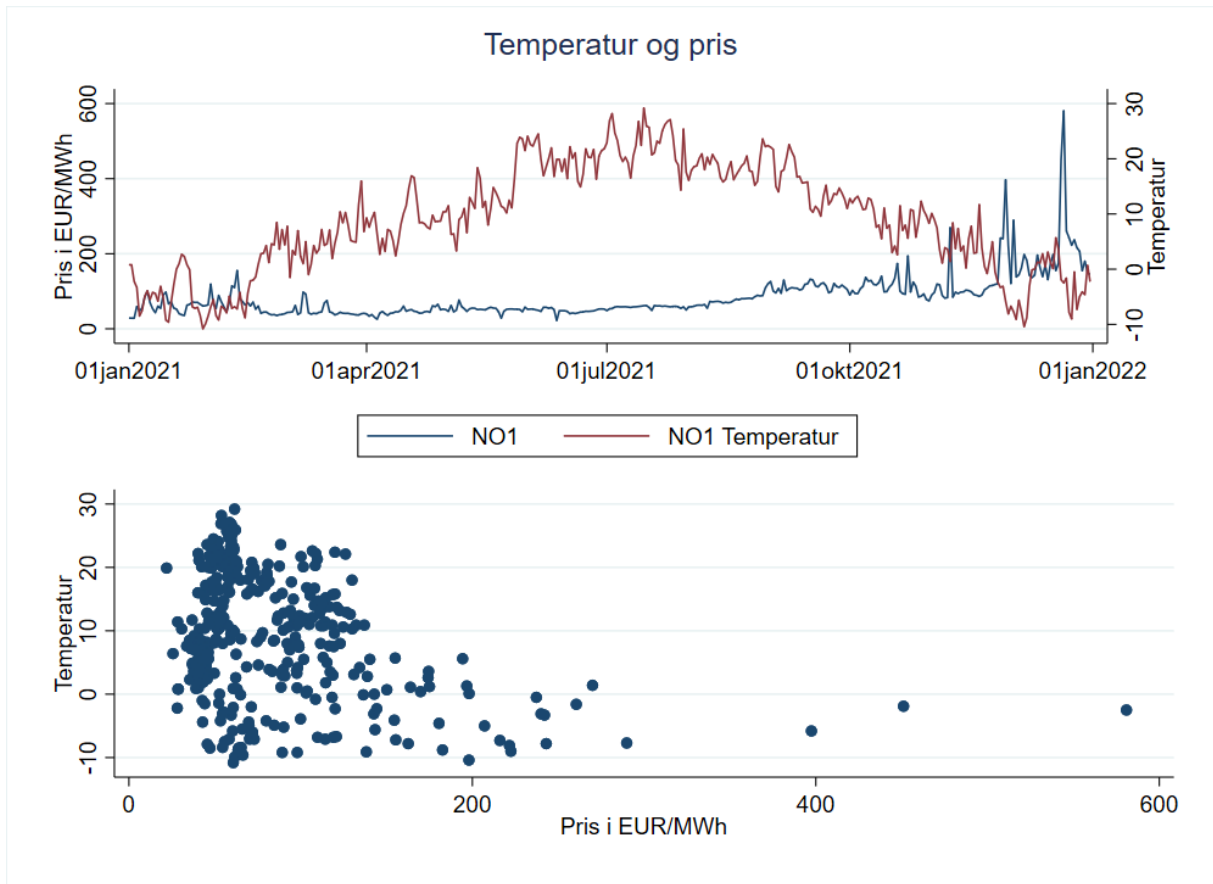


Figur 5.5: Kapasitet og flyt, import og eksport, mellom NO2 og NordLink, NSL og NorNed for time 3 i 2021.

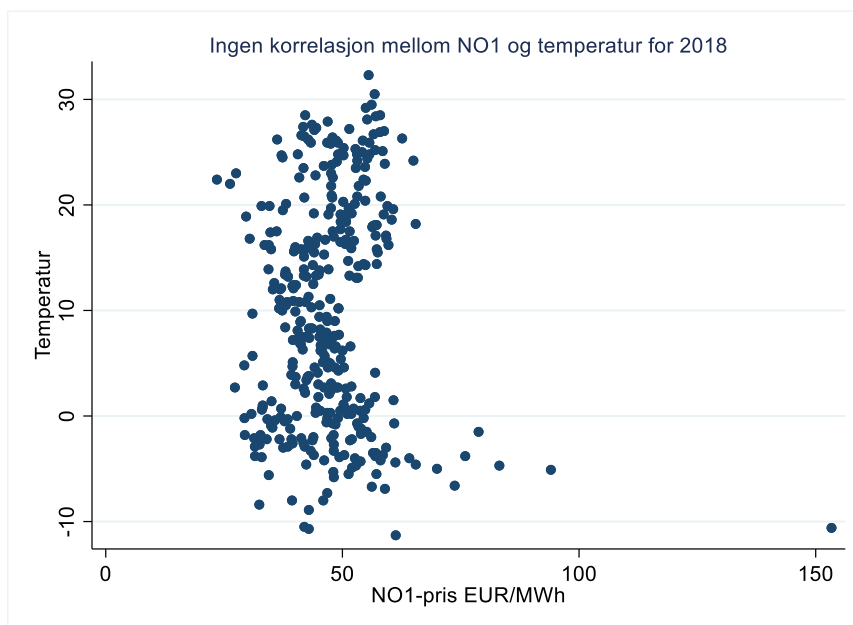
5.2.3 Temperatur

Temperatur er valgt som en av forklaringsvariablene ut fra den antakelsen om at veldig varme eller spesielt kalde temperaturer i Norge, skaper behov for temperaturregulering, som gir større etterspørsel, og som igjen driver opp prisen på strøm. Korrelasjonen mellom temperatur og pris varierer i stor grad med hensyn på time, år og område. Korrelasjonen mellom pris og temperatur for NO1 2021 er sterkest negativ for time 18 og time 8, med en korrelasjoner på rundt -0,33, mens korrelasjonen mellom temperatur og pris for NO3 for 2021 er noe svakere. For 2018 er det ingen eller svak korrelasjon mellom temperatur og pris, som figur 5.7 viser.

Visuelt ser det ut til at det ikke er noen sammenheng mellom pris og temperatur dersom temperaturen er høy, men hvis temperaturen er under 0 grader ser det i større grad ut til at det er en sterkere negativ lineær sammenheng mellom temperatur og pris, og at de høyeste prisene gjerne opptrer sammen med lave temperaturer.



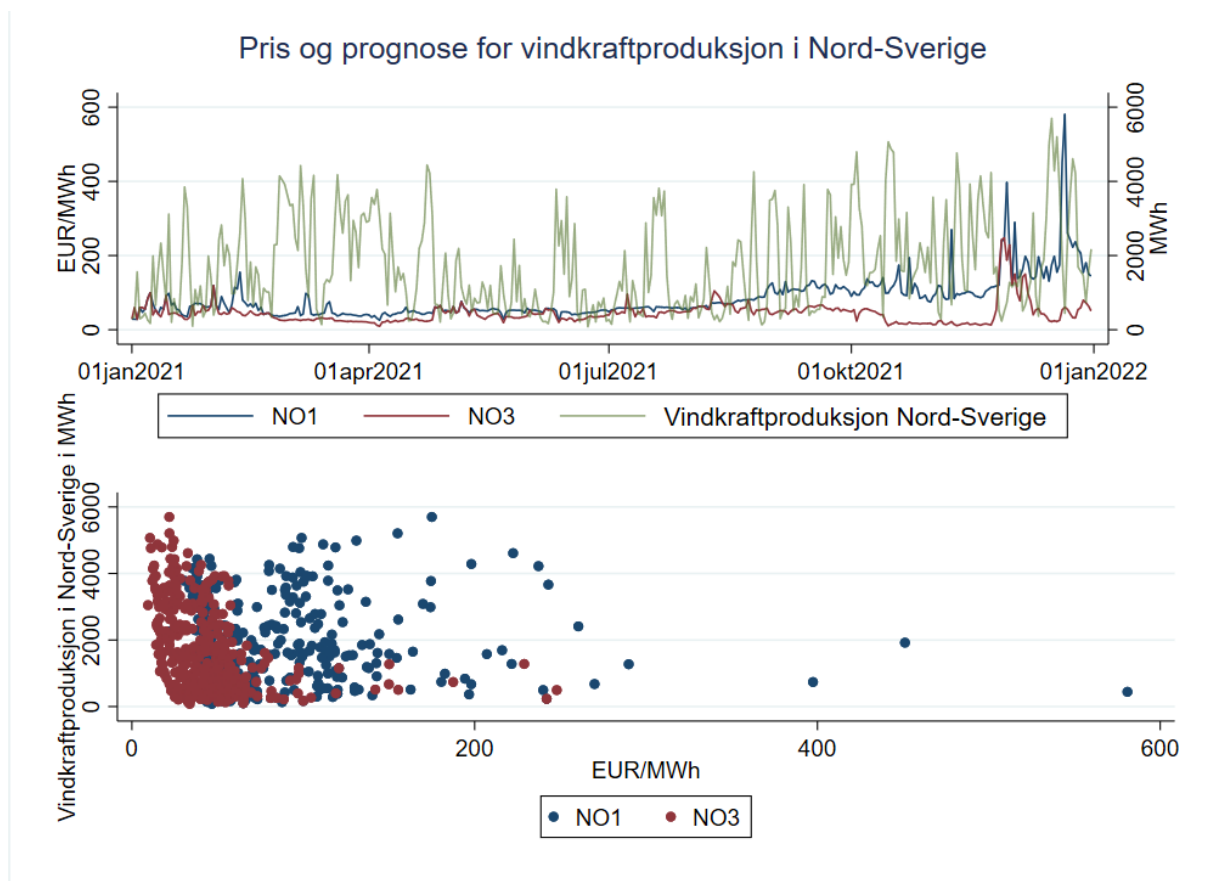
Figur 5.6: Temperatur og pris for NO1 time 18 i 2021.



Figur 5.7: Ingen korrelasjon mellom NO1 og temperatur for 2018.

5.2.4 Prognose for vindkraftproduksjon i Nord-Sverige

Økning i vindkraftproduksjon i Nord-Sverige antas å være negativt korrelert med NO3-prisen, ettersom større tilbud av elektrisitet antas å redusere prisnivået. På grunn av kapasitetsbegrensninger mellom nord og sør (både for Sverige og Norge), antas det at vindkraftproduksjonen i Nord-Sverige har lavere sammenheng med NO1-prisen. Korrelasjonen mellom vindkraftproduksjon og NO1 og NO3-prisen er henholdsvis 0,047 og -0,387. Det betyr som forventet at det er en middels sterk negativ lineær sammenheng mellom vindkraftproduksjon i Nord-Sverige og NO3-prisen, mens det er ingen signifikant korrelasjon mellom vindkraftproduksjonsprognosen og NO1-prisen. For 2018 var korrelasjonen mellom vindkraftproduksjon i Nord-Sverige og strømprisen -0,175 og -0,214 for henholdsvis NO1 og NO3.

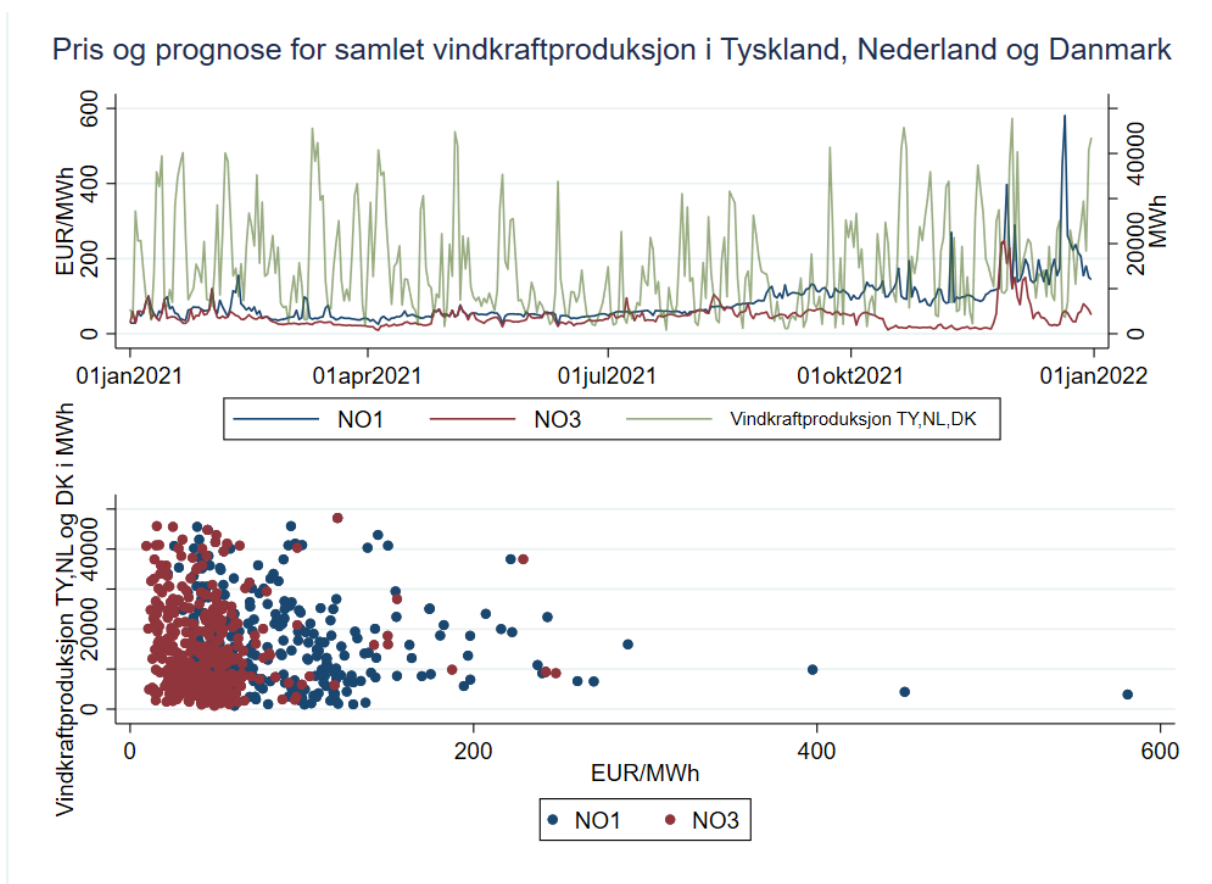


Figur 5.8: Områdepris og prognose for vindkraftproduksjon i Nord-Sverige for time 18 i 2021.

5.2.5 Prognose for vindkraftproduksjon i Tyskland, Nederland og Danmark

Økning i vindkraftproduksjonen på kontinentet antas å virke gjennom at det øker tilbudet på elektrisitet i utlandet, som gir større tilbud og lavere priser i utlandet, som igjen gir lavere importpris. Korrelasjonen mellom samlet vindkraftproduksjon i Tyskland, Nederland og Danmark og NO1- og NO3-prisen er svak negativ og ikke signifikant for time 18 og time 8. For time 3 er korrelasjonene signifikant negative på $-0,182$ og $-0,226$ for henholdsvis NO1 og NO3.

I 2018 er imidlertid korrelasjonen signifikant negativ for både NO1 og NO3 for alle timene med korrelasjoner på henholdsvis $-0,175$ og $-0,166$ for time 18, og noe svakere for time 8, og noe sterkere negativ for time 3. Vi registrerer altså at korrelasjonene mellom prognose for vindkraftproduksjon for Tyskland, Nederland og Danmark og strømprisen er på relativt samme nivå for NO1 og NO3 i 2018.

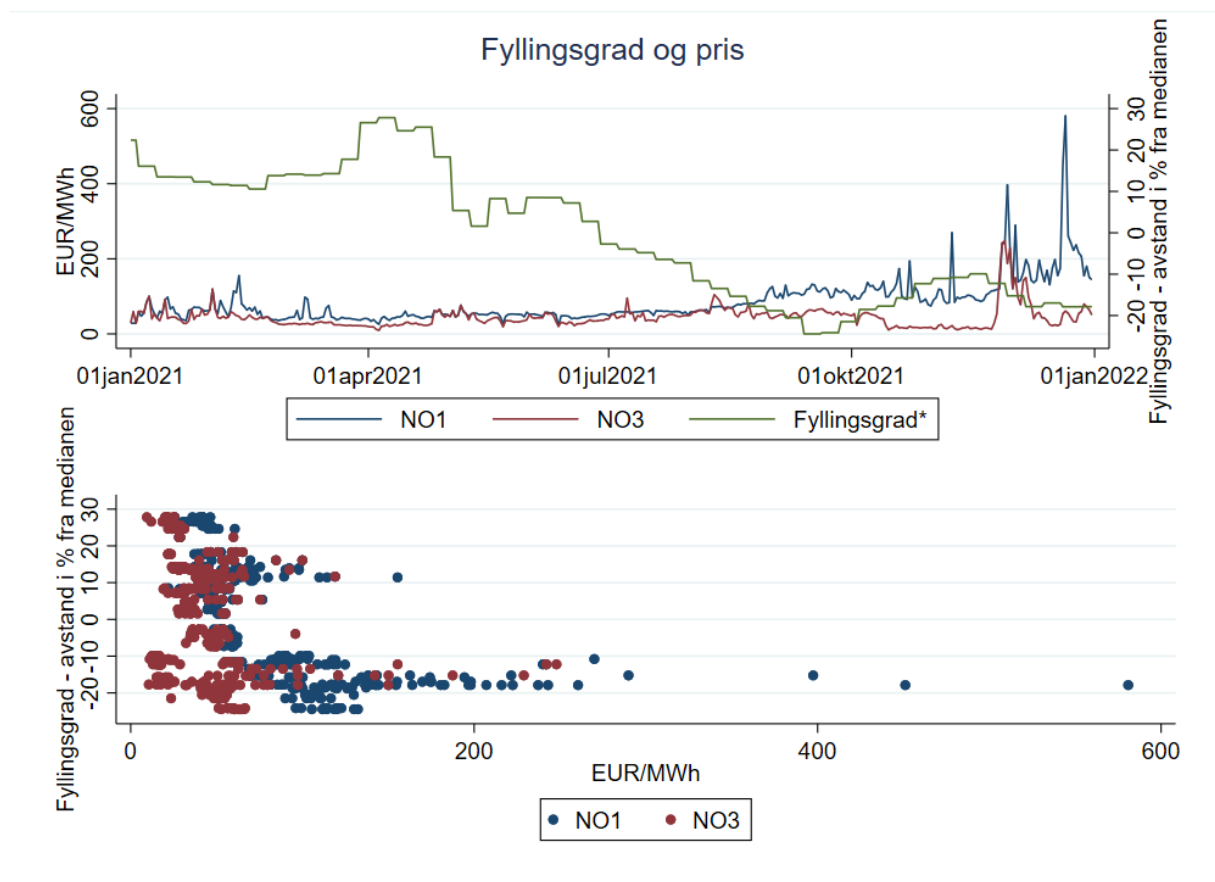


Figur 5.9: Områdepris og prognose for vindkraftproduksjon i Tyskland, Nederland og Danmark for time 18 i 2021.

5.2.6 Fyllingsgrad

Fyllingsgraden antas å være en viktig forklaringsvariabel ettersom det er en måte å lagre energi på. Hvis for eksempel prisene i Danmark er negative, kan Norge importere billig strøm fra Danmark og heller fylle vannmagasinene. Fyllingsgraden i seg selv gir ikke et godt bilde på variasjoner i strømprisen fra år til år. Derfor brukes den prosentvise forskjellen fra medianen som forklaringsvariabel. Når fyllingsgraden er lavere enn medianen, er det alt annet likt ventet at strømprisen øker, og motsatt. Korrelasjonen mellom fyllingsgraden i Norge i prosentvis avstand fra medianen og NO1-prisen er sterk for samtlige timer i 2021, med en korrelasjon på $-0,570$ for time 18 og 8 og $-0,722$ for time 3. For NO3-prisen er korrelasjonen middels sterk på rundt $-0,27$ for samtlige timer i 2021.

For 2018 er korrelasjonen mellom fyllingsgraden og strømprisen relativt lik for NO1 og NO3, hvor korrelasjonen er sterkest negativ for time 3 med korrelasjon på $-0,456$ for NO1 og $-0,440$ for NO3, mens korrelasjonene er mellom $-0,26$ og $-0,30$ for øvrige timer og områder.



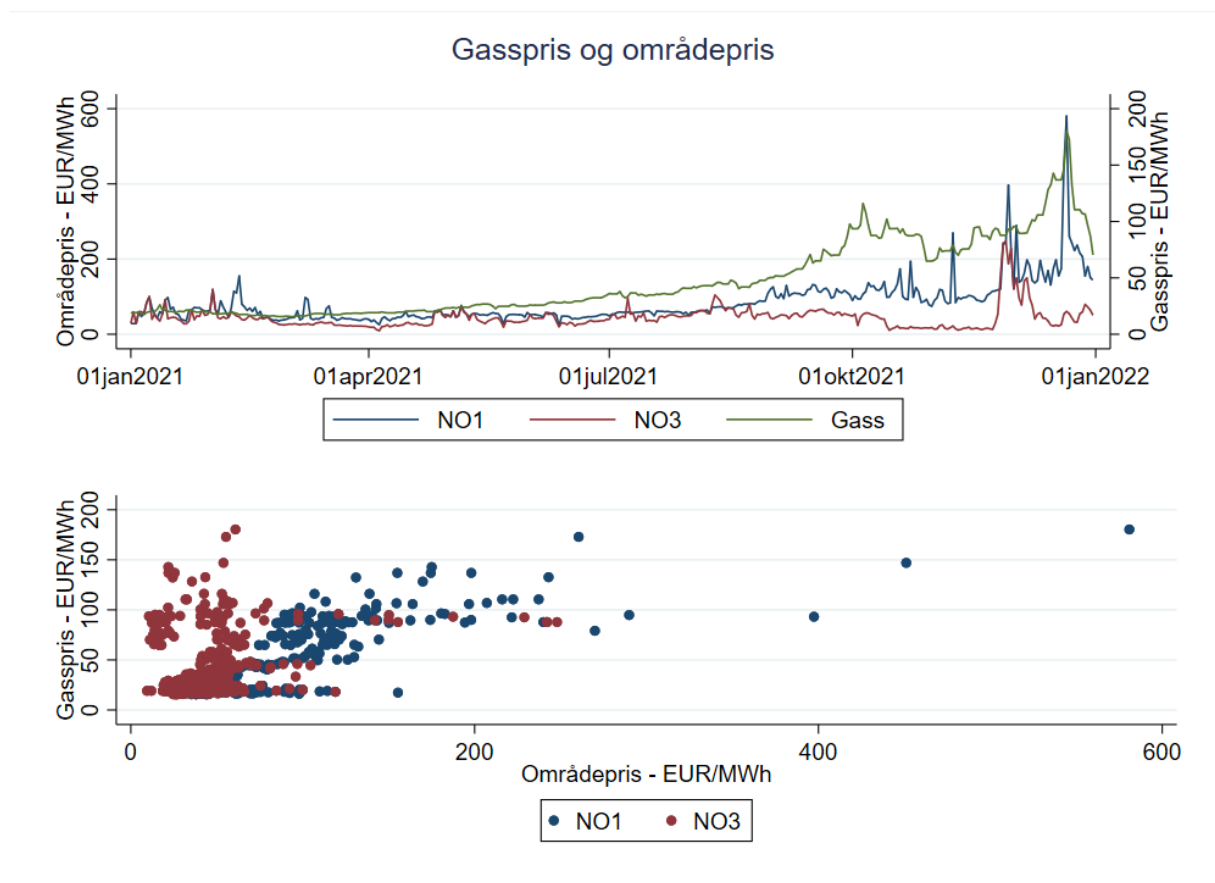
Figur 5.10: Fyllingsgrad og pris for time 18 i 2021.

5.2.7 Gass

Gassprisen ventes å ha en effekt når strømprisene er høye i Europa, slik at man må bruke gass som energikilde for å få dekket den samlede etterspørselen, som illustrert tidligere i figur 3.1.

Korrelasjonen mellom gassprisen og NO1 for 2021 viser en sterk positiv korrelasjon for samtlige timer, 0,780 for time 18, 0,711 for time 8 og 0,858 for time 3. Korrelasjonen med NO3 er imidlertid betydelig lavere, 0,161 for time 18, 0,124 for time 8 og 0,097 (ikke signifikant) for time 3.

For 2018 er korrelasjonene mellom strømprisen og gassprisen relativt lik for NO1- og NO3-prisen, med korrelasjoner på rundt 0,29 for time 3, 0,22 for time 18, og svakest for time 8 på rundt 0,10.

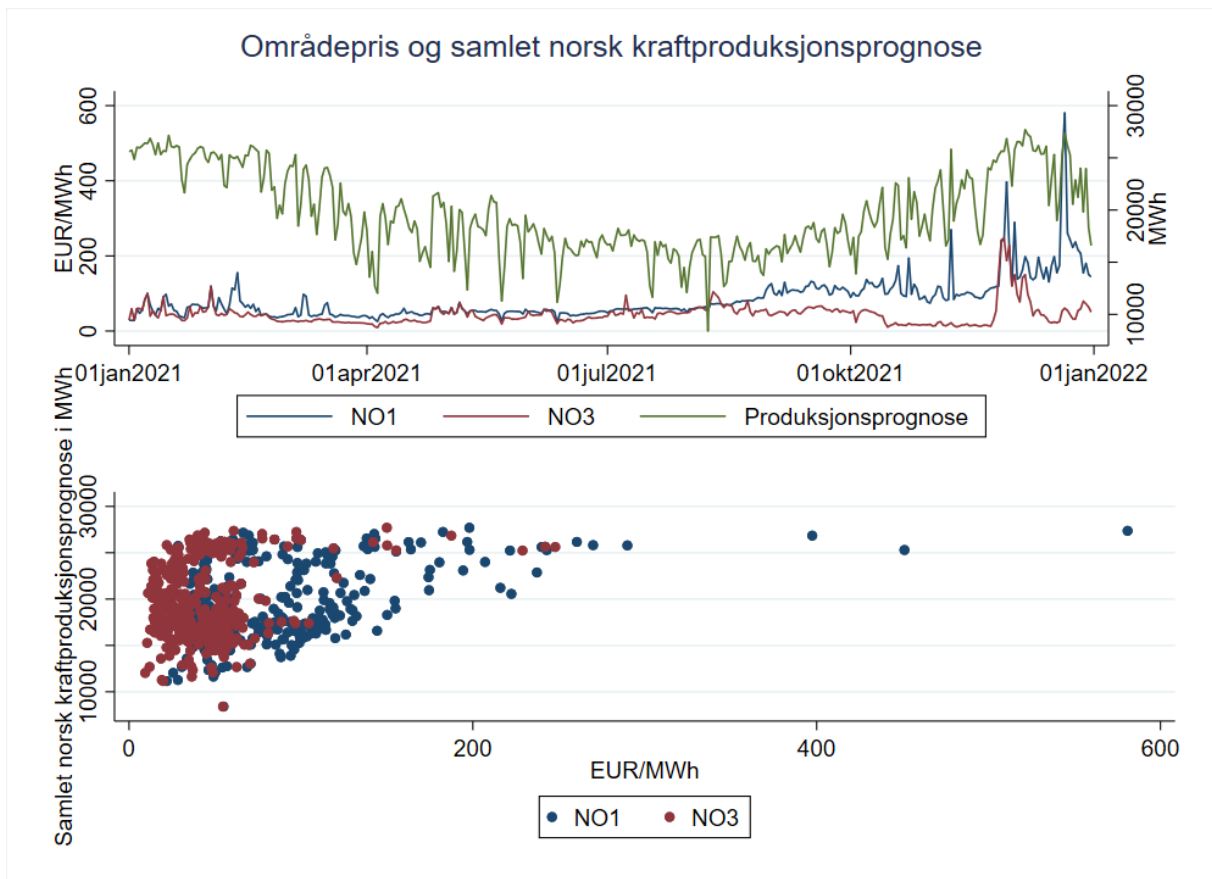


Figur 5.11: Gasspris og områdepris for time 18 i 2021.

5.2.8 Prognose for samlet norsk kraftproduksjon

Når kraftprisene øker forventes det av man produserer mer. Korrelasjonene mellom produksjonsprognose og pris er høyest for NO1 i 2021 med en korrelasjon på 0,360 for time 18, og omtrent tilsvarende sterk korrelasjon for time 8, men noe svakere for time 3. Korrelasjonene for NO3 i 2021 er generelt noe lavere enn for NO1, med en positiv korrelasjon på 0,229 for time 18.

For 2018 er korrelasjonene mellom produksjon og kraftpris i prisområdene 0,197 for NO1 og 0,190 for NO3, mens de er noe høyere for time 8. For time 3 derimot, er korrelasjonene svakt negative, men svakt signifikante.



Figur 5.12: Områdepris og samlet norsk kraftproduksjonsprognose for time 18 i 2021.

For å oppsummere så langt, ser det ut til at korrelasjonene mellom henholdsvis NO1 og NO3 og de ulike faktorene ser ut til å variere mer mellom områdene for 2021, enn for 2018 da prisene var mer like. Korrelasjonene er klart sterkest for gassprisen og fyllingsgraden for NO1 i 2021, mens for NO3 er det korrelasjonen mellom fyllingsgraden og prognose for vindkraftproduksjon i Nord-Sverige som er sterkest i 2021.

5.3 Dickey-Fuller test for variabelenes stasjonaritet

En viktig forutsetning for ARIMA- og ARIMAX-modellen er at variablene som inngår må være stasjonære. For å teste variabelenes stasjonaritet gjennomføres det Augmented Dickey-Fuller-tester for å sjekke dette. For å bestemme hvilken testlikning som anvendes, studeres grafene til hver enkelt variabel, og Stata-kommandoen *varsoc* brukes for å finne optimalt antall lags i de respektive likningene. Gjennomfører under ADF-testen for lnNO3 for time 18:

Augmented Dickey-Fuller-test for lnNO3 time 18

$$\text{Testlikning: } D\ln NO3_t = \alpha + \Psi \ln NO3_{t-1} + \delta_1 D\ln NO3_{t-1} + \delta_2 D\ln NO3_{t-2} + \delta_3 D\ln NO3_{t-3} + \delta_4 D\ln NO3_{t-4} + u_t = \alpha + \Psi L\ln NO3 + \delta_1 LD\ln NO3 + \delta_2 L2D\ln NO3 + \delta_3 L3D\ln NO3 + \delta_4 L4D\ln NO3 + u_t,$$

hvor $\Psi = 1 - \rho$

$$H_0: \text{ikke stasjonær } (\Psi = 0 \text{ og } \rho = 1) \quad H_1: \text{stasjonær}$$

Kritisk DF-verdi på 5%-nivå = -2,860

Estimert testlikning:

$$\widehat{D\ln NO3}_t = 0,071 - 0,022L\ln NO3 - 0,195LD\ln NO3 - 0,154L2D\ln NO3 - 0,090L3D\ln NO3 - 0,077L4D\ln NO3$$

$$\Psi = -0,022$$

$$\text{Testobservator } T = \frac{\widehat{\Psi}}{SE(\widehat{\Psi})} = -4,266$$

Konklusjon: $T = -4,266$ som er mindre enn kritisk DF-verdi, som betyr at vi forkaster nullhypotesen, og vi kan anta at lnNO3 er stasjonær. Altså $\ln NO3 \sim I(0)$.

Før øvrige variabler oppsummeres ADF-testene i tabell 5.3 og 5.4, hvor vi konkluderer med at samtlige variabler, med unntak av gassprisen, er signifikante på 5 %- eller 1 %-nivå, og vi behøver ikke i utgangspunktet å differensiere de stasjonære variablene i modellene.

ADF-nivåform	Variabel	ADF T-verdi	ADF Kritisk verdi 5%-nivå	Konklusjon
ADF med 3.lags, konstantledd	InNO1	-2,778	-2,860	Forkaster ikke H0 Ikke stasjonær*
ADF med 4.lags, konstantledd	InNO3	-4,266	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 3.lags, konstantledd	In_Kapasitet_eksp	-3,863	-2,875	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 3.lags, konstantledd	In_Kapasitet_imp	-4,915	-2,876	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 4.lags, konstantledd	InGass	-0,017	-2,860	Forkaster ikke H0 Ikke stasjonær
ADF med 4.lags, konstantledd	NO1_Temperatur	-5,231	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 4.lags, konstantledd	NO3_Temperatur	-6,748	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 4.lags, konstantledd	In_Vind_TY_NL_DK	-15,373	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 4.lags, konstantledd	In_Vind_nord_SE	-14,514	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 1.lag, uten konstantledd	Fyllingsgrad	-2,465	-2,860	Forkaster ikke H0 Ikke stasjonær*
ADF med 4.lags, konstantledd	In_Produksjon	-7,557	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær

Tabell 5.3: Oppsummering av ADF-tester på nivåform for samtlige variabler. *Stasjonær på 1%-nivå, og InNO1 er stasjonær for time 3 og 8 på 5%-nivå.

ADF-endringsform	Variabel	ADF T-verdi	ADF Kritisk verdi 5%-nivå	Konklusjon
ADF med 3.lags, uten konstantledd	D1.InNO1	-30,287	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 3.lags, uten konstantledd	D1.InGass	-26,97	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær
ADF med 0.lags, uten konstantledd	D1.Fyllingsgrad	-52,569	-2,860	Forkaster H0 Stasjonær

Tabell 5.4: Oppsummering av ADF-tester på endringsform for variablene som ikke er stasjonære eller svakt stasjonære.

6 Resultater

6.1 Resultater og tolkninger av ARX-modellene

ARX-modellene estimeres ved bruk av minste kvadraters metode (OLS). Imidlertid hadde mange av modellene som ventet signifikant heteroskedastisitet, som diskutert i metodekapittelet, og som er et brudd på en av forutsetningene ved OLS. I disse tilfellene ble da kjørt robust estimering, som korrigerer standardfeilene for dette.

For ARX-modellene ble det lagt til laggede variabler for elektrisitetsprisen for å fange opp autokorrelasjonsstrukturen i dataene. For dataene for 2021 var det stort sett nok å ta med ett lag av prisen i modellene, med unntak av modelleringen for time 18 hvor det var nødvendig med to lags for å fange opp autokorrelasjonen for NO₃-modellen. For dataene for 2018 ble det stort sett i likhet med Weron and Misiorek (2008) og Kristiansen (2012) inkludert prisen dagen før, to dager før og en uke før. Videre ble det også i likhet med nevnt forskning testet ut en variabel i modellene som enten var minimum, maksimum, medianen eller gjennomsnittet av prisen for de forutgående 24 timene i modellene. Imidlertid ga dette problemer med multikollinearitet, slik at denne variabelen ble tatt vekk. Multikollinearitet er et problem fordi det fører til ustabil estimering gjennom feil fortegn og problemer med ikke signifikante variabler, slik at forklaringsvariabler som egentlig er viktige kan bli ikke-signifikante i modellen (Studenmund, 2017, s.244-246).

Inklusjon av variablene for prisen på gass, olje, kull og CO₂ i modellene ga også problemer med multikollinearitet. Av disse variablene, ble det funnet at gass er den variabelen som har størst påvirkning på strømprisen, slik at gassprisen er den variabelen som benyttes. At gassprisen er den viktigste av nevnte variabler støttes også av andre kilder, blant annet fra World Energy Outlook 2021 publisert av det internasjonale energibyrået IEA, der de estimerer at effekten på strømprisen av økende gasspriser er nesten åtte ganger så stor som økende karbonpriser (Biol, 2022).

Estimeringen av ARX-modellene ga noe variable resultater. Tabell 6.1 viser forklaringsgradene for ARX-modellene, og vi ser at ARX-modellene for time 18 for år 2021 kommer klart best ut, hvor de eksogene variablene forklarer henholdsvis 88,57 % og 83,26 % av variasjonen i strømprisen for prisområdene NO₁ og NO₃. ARX-modellene for NO₁ time 3 for 2021 og NO₃ time 3 og 8 for 2018 gir forklaringsgrader mindre enn 0,5, som kan betraktes som lavt. Øvrige modeller gir moderat gode forklaringsgrader.

		Forklaringsgrader R ²	
ARX		NO1	NO3
2021	Time 3	0,4391	0,5423
	Time 8	0,6548	0,5664
	Time 18	0,8857	0,8326
2018	Time 3	0,5474	0,4699
	Time 8	0,5874	0,4699
	Time 18	0,6062	0,7345

Tabell 6.1: Forklaringsgrader for ARX-modellene.

Estimatene for ARX-modellen for time 18 i 2021 og 2018 for NO1 og NO3 følger i tabell 6.2 og 6.3, og viser estimatene for både de ustandardiserte og de standardiserte regresjonskoeffisientene, med robuste standardfeil. De standardiserte regresjonskoeffisientene forteller hvor mange standardavvik strømprisen forventest å øke eller reduseres med hvis en eksogen variabel øker med ett standardavvik. En oppsummeringstabell med samtlige estimater for ARX-modellene finnes i appendiks A.1, og en detaljert utskrift fra Stata og kontroll av forutsetningene med hypotesetester for time 18 NO1 2021-modellen finnes i appendiks A.2.

Variabel	2021: ARX NO1 Time 18			2021: ARX NO3 Time 18		
	Estimat					
	Ustandardisert	Robust std.feil	Standardisert	Ustandardisert	Robust std.feil	Standardisert
L1.lnNO1(NO3)	0,413***	0,065	0,414	0,653***	0,075	0,653
L2.lnNO3				0,129***	0,071	0,129
In_Kapasitet_eksport	0,003	0,004	0,013	-0,003	0,003	-0,012
Temperatur	-0,012***	0,002	-0,221	-0,006***	0,002	-0,103
L1.ln_Gass	0,238***	0,045	0,306	-0,037	0,040	-0,058
ln_Vind_TY_NL_DK	-0,093***	0,015	-0,152	-0,046***	0,015	-0,071
ln_Vind_nord_SE	-0,027**	0,012	-0,047	-0,136***	0,016	-0,229
Fyllingsgrad	-0,007***	0,002	-0,212	-0,005**	0,002	-0,138
ln_Produksjon	0,222***	0,085	0,089	0,052	0,091	0,02
Mandag	0,090***	0,034	0,062	0,056	0,036	0,037
Fredag	-0,024	0,023	-0,017	-0,048	0,037	-0,032
Lørdag	-0,035	0,031	-0,024	-0,034	0,036	-0,022
Søndag	-0,020	0,026	-0,014	0,002	0,038	0,001
Konstant	0,595	0,943		1,903	1,023	

Tabell 6.2: Estimater for ARX time 18-modellen 2021 for NO1 og NO3. *** Signifikant på 1%-nivå, ** Signifikant på 5%-nivå, * Signifikant på 1 %-nivå.

Variabel	2018: ARX NO1 Time 18			2018: ARX NO3 Time 18		
	Estimat					
	Ustandardisert	Robust std.feil	Standardisert	Ustandardisert	Robust std.feil	Standardisert
L1.InNO1(NO3)	0,425***	0,051	0,429	0,513***	0,080	0,518
L2.InNO1(NO3)	0,110**	0,049	0,112	0,130*	0,070	0,132
L7.InNO1(NO3)	0,166***	0,044	0,172	0,147**	0,064	0,153
Temperatur	0,002	0,001	0,104	-0,001	0,001	-0,045
L1.In_Gass	0,156***	0,059	0,108	0,171**	0,082	0,118
In_Vind_TY_NL_DK	-0,029***	0,010	-0,110	-0,036***	0,009	-0,137
In_Vind_nord_SE	-0,015**	0,007	-0,072	-0,026***	0,006	-0,128
Fyllingsgrad*	-0,002*	0,001	-0,079	-0,001	0,001	-0,026
In_Produksjon	0,237***	0,060	0,262	0,105**	0,041	0,117
Mandag	0,0534***	0,021	0,093	0,052***	0,017	0,091
Fredag	-0,014	0,021	-0,025	-0,031**	0,016	-0,054
Lørdag	-0,020	0,022	-0,035	-0,042**	0,016	-0,074
Søndag	-0,007	0,023	-0,012	-0,035**	0,016	-0,061
Konstant	-1,343**	0,615		-0,244	0,347	

Tabell 6.3: Estimater for ARX time 18-modellen 2018 for NO1 og NO3. *** Signifikant på 1%-nivå, ** Signifikant på 5%-nivå, * Signifikant på 1 %-nivå.

6.1.1 Eksportkapasitetens effekt på strømprisen

Samtlige ARX-modeller for 2021 viser ingen kortsiktig sammenheng mellom eksportkapasitet og pris. For time 18-modellen blir tolkningen at 1 % økning i eksportkapasiteten gir en forventet økning med 0,003 % i NO1-prisen, og en reduksjon på -0,003 % for NO3-prisen, men variabelen ble ikke signifikant i noen av modellene.

6.1.2 Gassprisens effekt på strømprisen

Av dataanalysen i kapittel 5.2.7 så vi at korrelasjonen mellom gassprisen og områdeprisene var sterkest for NO1 med en korrelasjon på 0,780, mens korrelasjonen med NO3-prisen var svak på 0,160. Resultatene av ARX-modellen for NO1-prisen for time 18 i 2021, gir følgende tolkning av gassvariabelen: hvis gassprisen tilgjengelig før day-ahead-auksjonen øker med 1 %, så forventes NO1-prisen å øke med 0,238 % gitt at de andre variablene holdes konstant. En noe mer ulogisk er tilsvarende tolkning for modellen for NO3 hvor tolkningen blir at hvis gassprisen øker med 1 % så forventes NO3-prisen å reduseres med -0,037%, men variabelen er ikke signifikant. Ut fra de standardiserte regresjonskoeffisientene kan vi si noe om hvilke forklaringsvariabler som er viktigst for å forklare strømprisen, og for NO1-modellen er dette gassprisen. Hvis gassprisen øker med ett standardavvik, så forventes strømprisen å øke med 0,306 standardavvik, mens det gir en tilsvarende reduksjon på 0,058 standardavvik for NO3-

modellen. For 2018-modellene er effekten av økende gasspris positiv for samtlige ARX-modeller, og variabelen har relativt lik effekt på NO1-prisen som for NO3-prisen.

6.1.3 Interaksjonseffekt mellom gasspris og eksportkapasitet?

Det er intuitivt vanskelig å forstå at gassprisen i Europa har så stor innvirkning på strømprisen i Sør-Norge, når ikke også eksportkapasiteten har det. Man skulle jo tro at gassprisen først og fremst virker gjennom kraftprisen i Europa, som igjen kun får relevans gjennom at det finnes utvekslingskapasitet. Det ble derfor også forsøkt inkludert et interaksjonsledd mellom gasspris og kapasitet, men heller ikke det ga signifikante utslag. Eksportkapasitetens betydning på kort og lang sikt blir diskutert videre i diskusjonskapittelet.

6.1.4 Importkapasitetens effekt på strømprisen

Som dataanalysen i kapittel 5.2.2.1 bekreftet, er et typisk mønster eksport på dagen og import om natten. Inkludering av importkapasiteten for time 8 og 18 ga som ventet ingen signifikante utslag på prisen, men for time 3 ga variabelen for importkapasitet en forventet signifikant reduksjon i prisen på ca. -0,2 % for hver prosentvis økning i importkapasiteten på 1 %. Dette virker logisk fordi det brukes mindre strøm til oppvarming i Europa. Europa har likevel en del produksjon som det koster mye å stoppe bare for noen timer, og så starte opp igjen på morgenen. Dermed blir det fort kraftoverskudd på natten i Europa, og jo større importkapasitet vi har til Norge, jo mer billig kraft kan Norge importere om natten.

6.1.5 Fyllingsgradens effekt på strømprisen

Dataanalysen i kapittel 5.2.6 viste negativ korrelasjon mellom fyllingsgrad (uttrykt i prosentvis forskjell fra medianen) og pris. Estimaten for 2021 time 18-modellen viser at dersom den prosentvise forskjellen mellom fyllingsgraden og medianen øker med 1 % (altså jo høyere positiv differanse, fyllingsgrad > median), så forventes prisen å reduseres med -0,7 % for NO1 og -0,5 % for NO3, når de andre variablene holdes konstant. Modellene for 2021 viser at fyllingsgrad er klart den viktigste forklaringsvariabelen for NO3-prisen for time 3 og time 8, og nest mest viktigst for time 18-modellen. For NO1 er fyllingsgraden en viktig variabel i samtlige modeller for 2021.

Fyllingsgraden er en mindre viktig variabel for 2018-modellene. Fyllingsgraden ble ikke signifikant eller svakt signifikant for time 18- og time 3-modellene, mens for time 8-modellene er variabelen signifikant, men har mindre betydning på strømprisen enn for 2021.

6.1.5 Vindkraftproduksjonsprognosenes effekt på strømprisen

For variablene for vindkraftproduksjon viser regresjonsmodellene som ventet at vindkraftproduksjonen i Nord-Sverige påvirker prisene i større grad for NO₃ enn for NO₁, og at vindkraftproduksjonen i Tyskland, Nederland og Danmark i større grad påvirker NO₁. Hvis vindkraftproduksjonen i Tyskland, Nederland og Danmark øker med 1 %, så forventes strømprisen å reduseres med henholdsvis -0,093 % og -0,046 % for henholdsvis NO₁ og NO₃. Dersom vindkraftproduksjonen i Nord-Sverige øker med 1 % gir det tilsvarende -0,027 % og -0,136 % reduksjon i henholdsvis NO₁- og NO₃-prisen. For NO₃-prisen er vindkraftproduksjon i Nord-Sverige en av de viktigste forklaringsvariablene i 2021.

For 2018 er effekten av vindkraftproduksjon tilsvarende som for 2021, men i ulik grad for de ulike prisområdene. Vindkraftproduksjon i Tyskland, Nederland og Danmark er den viktigste av vindvariablene for både NO₁ og NO₃ i 2018. Hvis vi ser på time 18 modellen for 2018 gir 1 % økning i vindkraftproduksjonen i henholdsvis Tyskland, Nederland og Danmark og Nord-Sverige en reduksjon i prisen på -0,029 % og -0,015 % for NO₁, mens det tilsvarende for NO₃ gir en reduksjon på henholdsvis -0,036 % og -0,026 %.

6.1.6 Samlet norsk kraftprognoses effekt på strømprisen

Produksjonsvariabelen viser at økning i produksjonen medfører høyere priser. For 2021-modellene for time 18 viser modellene at en økning i produksjonen på 1 % gir en forventet økning på 0,222 % og 0,052 % for henholdsvis NO₁- og NO₃-prisen. For time 8-modellene for 2021 er produksjon en av de viktigste forklaringsvariablene for NO₁ hvor 1 % økning i produksjonen gir en forventet økning i prisen på 1,27 %. For 2018 var produksjon stort sett en viktig variabel, men ikke for time 3 modellene. Man kan diskutere verdien av denne faktoren. Den bekrefter egentlig ikke så mye mer annet enn at det kan forventes at man produserer mer når prisene er høye.

6.1.7 Temperaturens effekt på strømprisen

Som nevnt i kapittel 2.2 er effekten av temperatur på strømprisen omdiskutert i litteraturen. Modelleringen viser at temperatur varierer fra å ha en sterk negativ effekt på prisen for noen av timene, til å nærmest ikke ha noen effekt for andre timer. Dataanalysen i kapittel 5.2.3 for temperatur viste svak negativ sammenheng mellom pris og temperatur illustrert for time 18, men ingen korrelasjon mellom NO₁ og temperatur for 2018. Korrelasjonen viser noe sterkere

negativ sammenheng mellom NO1-prisen og temperatur for time 18, og dersom temperaturen øker med en grad celsius, så forventes prisen å reduseres med 1,2 %. Hvis vi derimot studerer resultatene fra de øvrige ARX-modellene for 2021 og 2018, ser vi at temperatur enten ikke blir en signifikant forklaringsvariabel, eller har mindre betydning for strømprisen.

6.1.8 Effekten av ukedag på strømprisen

I modellene ble det inkludert dummyvariabler for ukedager, hvor det skilles mellom første og siste arbeidsdag, midten av uken (tirsdag, onsdag og torsdag), og lørdag og søndag. Midten av uken ble valgt som referansekategori, slik at det er denne vi sammenligner resultatene med i regresjonsmodellene. Mandag er den dagen som oftest ga signifikante utslag i ARX-modellene. For time 18-modellen øker prisen med henholdsvis 9,0 % og 5,6 % på mandager for NO1 og NO3 sammenlignet med midten av uken. I helgene forventes en lavere pris enn for ukedagene, og prisen forventes å reduseres med -3,5 % og -3,4 % for NO1 og NO3 på lørdager sammenlignet med midten av uken, men variablene ble ikke signifikante. 2018-modellene ga oftere signifikante ukevariabler enn 2021-modellene.

6.1.9 Oppsummering av resultatene fra ARX-modellene

For å oppsummere så langt kan vi konkludere med at de viktigste forklaringsvariablene for 2021 er gasspris og fyllingsgrad for NO1, mens det for NO3-prisen er fyllingsgrad og vindkraftproduksjon i Nord-Sverige. For 2018 da områdeprisene var mer like, var det omtrent lik påvirkning fra de ulike faktorene for områdene, og gasspris og vindkraftproduksjon i Tyskland, Nederland og Danmark hadde relativt lik betydning både for NO1 og NO3.

6.2 Testing av modellene

For å teste hvor bra ARX-modellene faktisk fungerer på nye data, blir modellene testet på out-of-sample-data for uke 2 til 11 for 2019 og 2022 for 2018- og 2021-modellene, som hver inneholder ett år med observasjoner. Modellenes prestasjon blir sammenlignet med ARIMA-modeller, for å undersøke om inkludering av eksogene faktorer i modellene gir bedre prediksjoner, og ARIMAX-modeller for å undersøke og kombinasjonen av ARMA-prosessen med eksogene variabler kan forbedre prediksjonene ytterligere. Før prediksjonsevalueringsmålene beregnes, omtransformeres ln-prisene tilbake til vanlig pris.

Som beskrevet i metodekapittelet, brukes Box-Jenkins metode for å estimere ARIMA-modellene, og ved å følge denne prosedyren ga ARIMA(1,0,1)-modellen stort sett den beste

modellen for de fleste timer, år og prisområder, men for noen timer og områder ga SARIMA-modellen best resultater. Dickey-Fuller testene ga hold for at samtlige variabler er stasjonære, med unntak av lnGass, samt at fyllingsgrad og lnNO1 for time 18 er svakt stasjonære. I ARIMAX-modellene er variablene som inngår valgt på bakgrunn av hvor viktige de er ut fra resultatene i 6.1, samt signifikans og fortegn i modellene som estimeres.

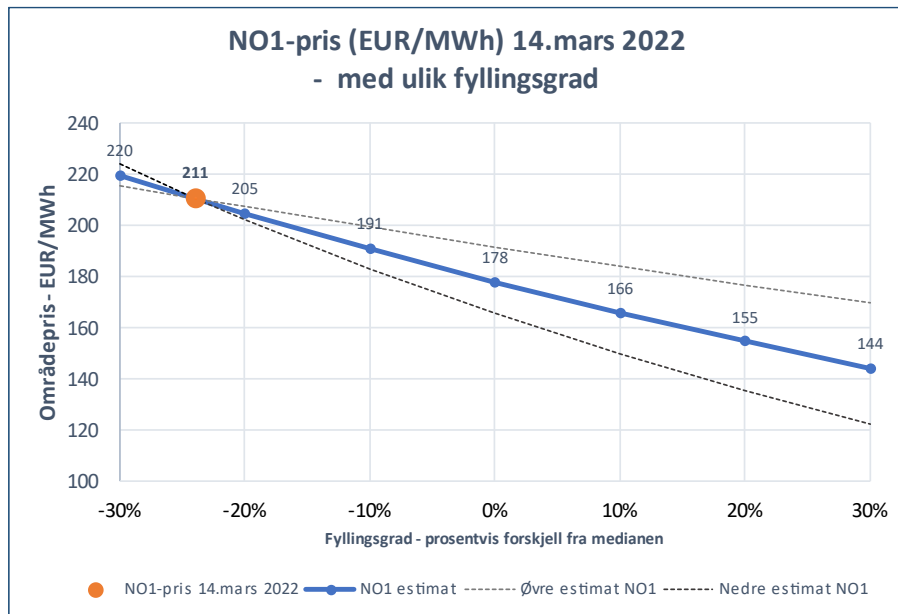
Generelt viser prediksjonsresultatene for samtlige timer at ARX- og ARIMAX modellene i større grad fanger opp større prisendringer, mens ARIMA gir mer stabile prediksjoner, som fungerer best når prisvariasjonene er mindre. Detaljerte resultater fra ARIMA/ARIMAX-estimeringen og beregning av prediksjonsevalueringsmål for samtlige modeller finnes i appendiks A.3 og A.4. Detaljert utskrift og estimeringsprosedyre for én av ARIMA-modellene og én av SARIMAX-modellene finnes i appendiks A.5 og A.6.

6.3 Sensitiviteter og mulig strømprisutvikling ved endringer i sentrale faktorer

Ved å anvende estimatene for regresjonskoeffisientene, kan ARX-modellene brukes også til å si noe om fremtiden basert på forventet endring i de viktigste faktorene. En slik anvendelse av koeffisienter må imidlertid tolkes med forsiktighet, da sammenhengene varierer med andre forhold og over tid, og ikke nødvendigvis vil være like gyldige for fremtidige datasett. For eksempel har andre studier vist at faktorenes betydning kan variere når fyllingsgraden er høyere enn hva som har vært tilfellet i perioden modellene baserer seg på (Weron & Misiorek, 2008). Det er likevel nyttig å danne seg et grafisk bilde av faktorenes innvirkning med de datasettene som er studert her. Studien kan så utvides og forbedres med flere datasett. I denne oppgaven vil jeg begrense meg til å belyse og illustrere hva faktorenes innvirkning er med foreliggende datasett. Analysen baseres på ARX-modellresultatene for time 18.

1) NO1 prisene – fyllingsgrad og gasspris

a. Sensitivitet fyllingsgrad

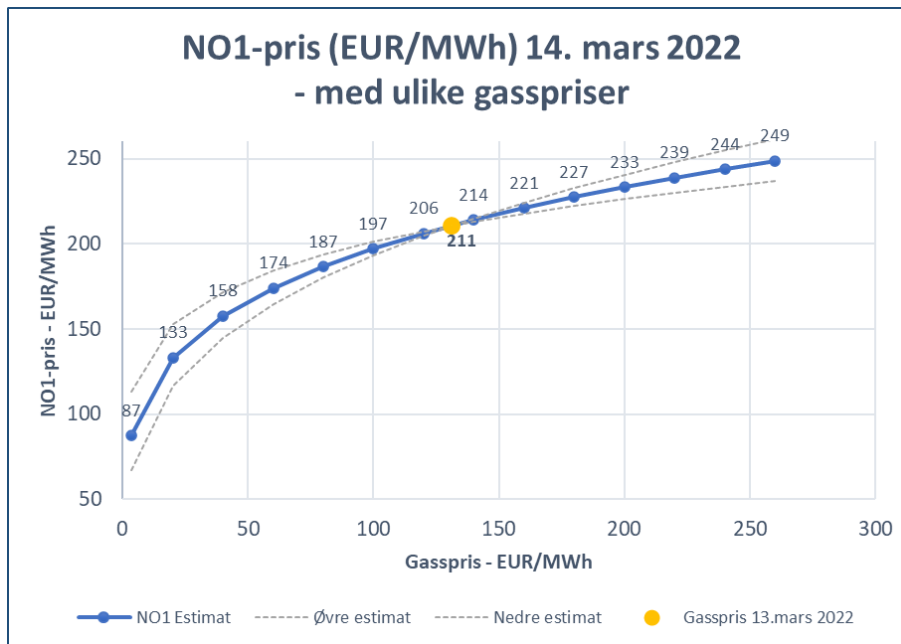


Figur 6.1: NO1-pris 14.mars 2022 med ulike fyllingsgrad.

Figur 6.1 illustrerer hva NO1-prisen ville ha vært 14.mars 2022 med ulike fyllingsgrad. Utgangspunktet er en fyllingsgrad på ca. 24 % under medianen. Dersom fyllingsgraden kommer tilbake til normalt nivå, ventes NO1-prisen å synke til 178 EUR/MWh, tilsvarende en reduksjon på -15,5 %, med en usikkerhetsmargin fra -21,4 % til -9,1 %. Figuren viser at høyere verdier av fyllingsgraden langs x-aksen, øker usikkerheten i prisestimatene. Dette er illustrert med et øvre og nedre estimat i figuren basert på 95%-konfidensintervallet for estimatet for fyllingsgraden for ARX-modellen.

Selv om fyllingsgraden skulle gå tilbake til normalen, så synker altså ikke kraftprisen med mer enn 15,5 %, fra 211 EUR/MWh til 178 EUR/MWh. Nyhetsbildene av nedtappede vannmagasiner ser dramatiske ut, men modellen tyder på at dette ikke er den viktigste årsaken til den høye kraftprisen.

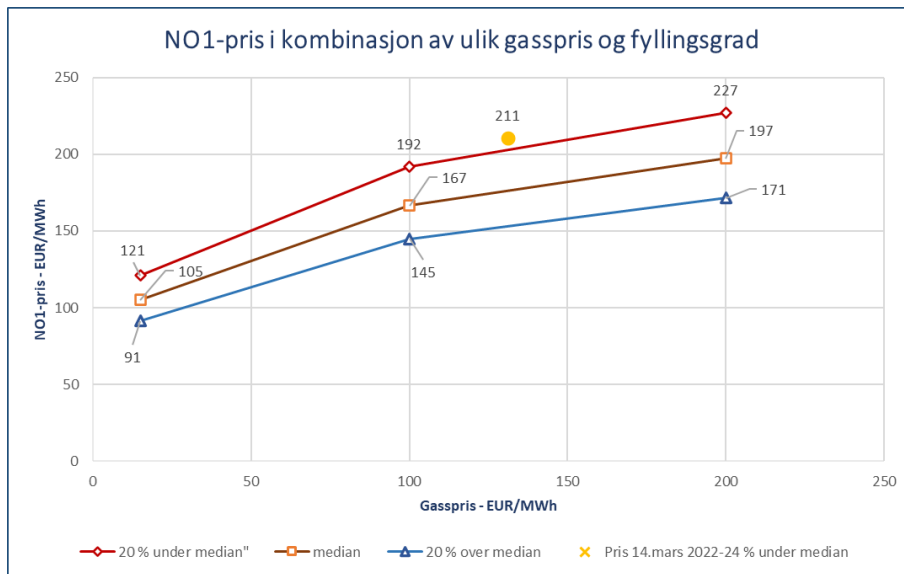
b. Sensitivitet gasspris



Figur 6.2: NO1-pris 14.mars 2022 med ulike gasspriser.

Figur 6.2 illustrerer NO1-prisen 14.mars 2022 for ulike gasspriser. Utgangspunktet er en faktisk NO1-pris på 211 EUR/MWh og en tilsvarende gasspris dagen før (13.mars) på 131 EUR/MWh. NO1-prisen synker kraftig når gassprisen nærmer seg nivåer vi er mer vant til fra tidligere år. Tidligere års gasspriser har typisk ligget rundt 16 EUR/MWh. Figuren viser at den voldsomme økningen i gassprisen har hatt betydelig effekt på NO1-prisen. Med en gasspris på 16 EUR/MWh predikerer modellen at dagens NO1-pris ville sunket fra 211 til ca. 122 EUR/MWh, nesten en halvering.

c. Kombinasjon fyllingsgrad/gasspris



Figur 6.3: NO1-pris 14.mars 2022 med kombinasjon av ulike fyllingsgrad og gasspris.

Figur 6.3 viser hvordan gasspris og fyllingsgrad påvirker NO1-prisen i kombinasjon, med utgangspunkt i 14. mars 2022. De tre linjene viser NO1-prisen ved ulike fyllingsgrad i prosentvis forskjell fra medianen (-20%, 0% og +20%), og hver linje viser gassprisens innvirkning.

Når vi kombinerer de to faktorene, gasspris og fyllingsgrad, ser man tydelig at selv en normalisering fra dagens dramatisk lave fyllingsgrad, vil NO1-prisen ikke synke lengre ned enn til den brune linjen i midten av figuren. For at NO1-prisen skal bli vesentlig lavere, må gassprisene komme ned fra dagens ekstreme nivåer.

Dette indikerer at uavhengig av de tre utlandskablene til Tyskland, Nederland og Storbritannia, så er Norges kobling til europeiske kraftmarkeder sterk. Fyllingsgraden har betydning, men ikke så stor som man kanskje har trodd. Gassprisen blir derfor svært viktig fremover.

d. Et mulig framtidsscenario for NO1 basert på forventet fyllingsgrad og gasspris

For å kunne si noe om framtidig kraftpris i NO1 må vi ha en formening om både gasspris og fyllingsgrad. Gasspris er viktigst.



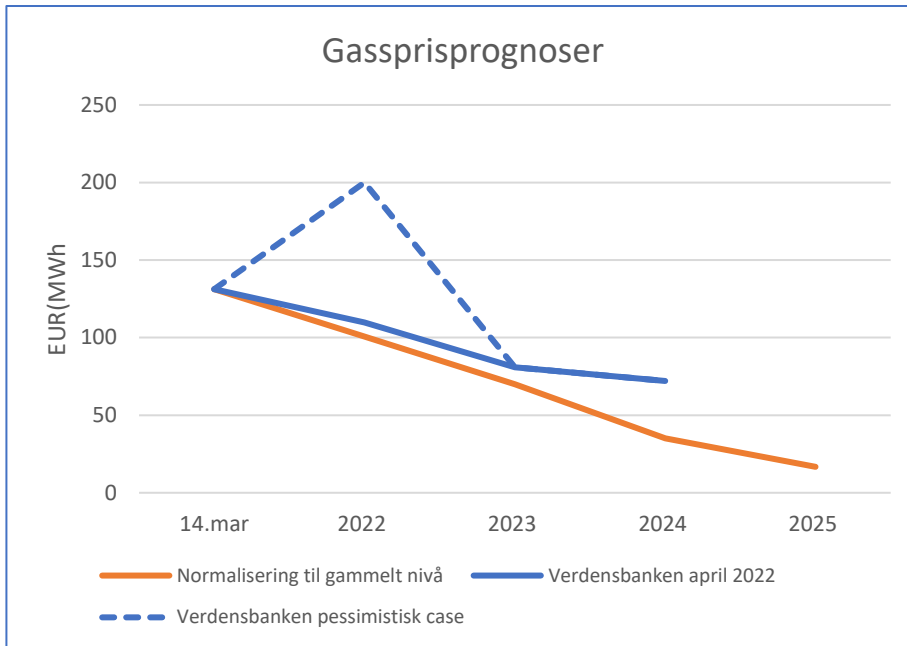
Figur 6.4: Historisk utvikling i gasspris fra mars 2021 til mars 2022.

Russisk gass sto i utgangspunktet for rundt 40 % av EU-landenes gassforsyning (Kvaale & Hageskal, 2022), og gassprisen på det europeiske markedet steg med 24 % 27.april i år, som følge av Russlands stans av eksport av gass til Polen og Bulgaria (Dezem & Morison, 2022). Men som figur 6.4 viser, økte gassprisen kraftig allerede fra sommeren 2021, lenge før Russlands invasjon i Ukraina 24.2.2022. Det er derfor ingen automatikk i at gassprisene vil falle tilbake om Putin skulle gjøre helomvending, trekke seg tilbake fra Ukraina og forsøke å normalisere forholdet til vestlige land.

Det må forventes at Europa både vil søke alternative gasskilder og alternative energikilder framover. Det vil ta tid og vil ha en kostnad som må dekkes gjennom prisen. Ny infrastruktur og forsyningskjeder må bygges opp enten det er snakk om nye LNG-terminaler eller nye rørledninger fra andre produsentland.

Den store vindkraftsatsingen som Europa har startet opp, vil ta lang tid å realisere. En ny «normal» for gasspris kan derfor komme til å ligge høyere enn tidligere.

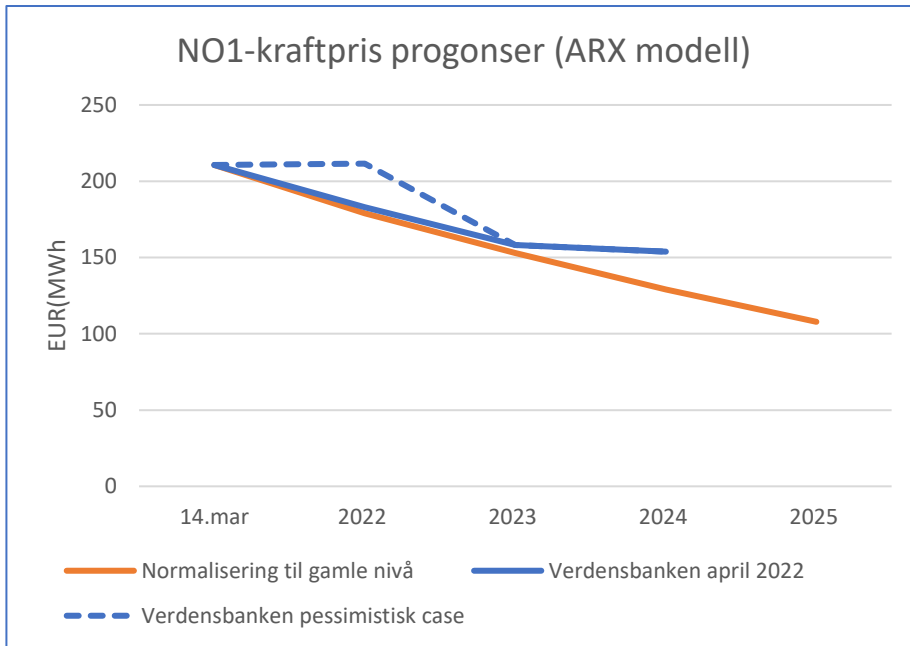
Usikkerheten er stor. Figur 6.5 viser noen prognoser:



Figur 6.5: Gassprisprognoser.

Statnett (2021) forventet et fortsatt høyt gassprisnivå ut 2022 og ytterligere noen år før gassprisen kommer ned på et normalt nivå. Dette var før Ukraina krigen startet. Med det utgangspunktet er det her skissert en utvikling hvor gassprisen går mot normale nivåer. En ferskere analyse fra Verdensbanken (April 2022) forventer høy gasspris ut 2022 og en utflating mot et nivå på sikt som er vesentlig høyere enn en normalisering tilbake til 2019 nivå. Det påpekes også risiko for vesentlig høyere energipriser dersom EUs sanksjoner mot russisk energi utvides. Dette er illustrert med den stiplede linjen i figur 6.5.

Når det gjelder fyllingsgrad er det vanskelig å ha en formening om hvordan dette vil utvikle seg. Det avhenger som kjent av været, som er vanskelig å forutse på lengre sikt. Dessuten er det gassprisen som slår mest ut. Derfor velger jeg kun ett scenario for fyllingsgrad i denne oppgaven, nemlig at den normaliseres tilbake mot en normal fyllingsgrad i løpet av to år. Så kombineres dette med gasspris-prognosene og anvendes i ARX-modellen for å lage en prognose på NO1-kraftprisen. Resultatet blir som vist i figur 6.6:



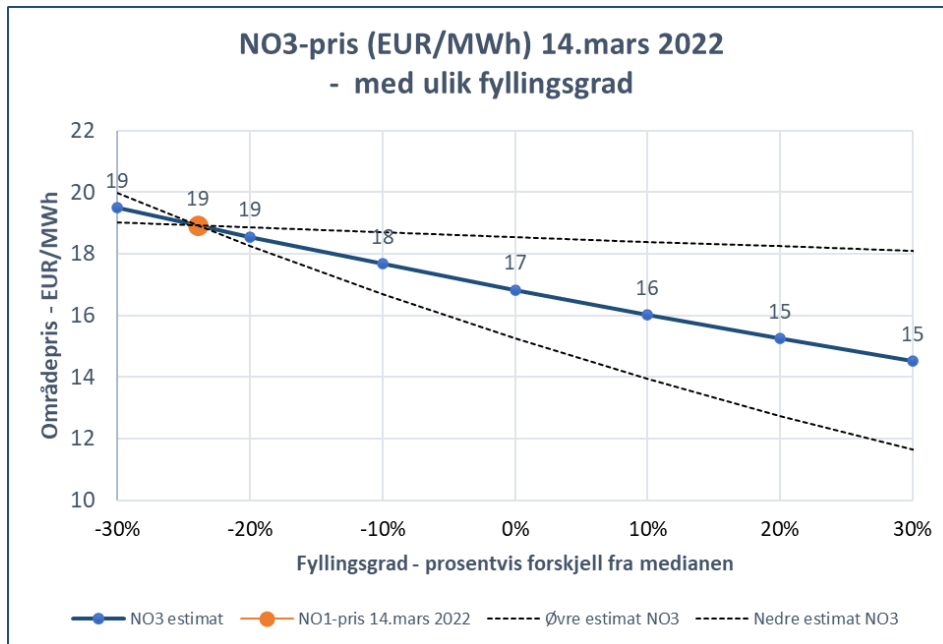
Figur 6.6: NO1-prisprognoser med ulike gassprisprognoser og en gradvis normalisering av fyllingsgrad.

Ingen av prognosene viser en rask retur til gamle kraftpriser i Sør-Norge. Her er det viktig å huske på reservasjonene som ble tatt innledningsvis i kapittel 6.3. Faktorene kan bevege seg ut over det som er med i datasettet for ARX-modellen. En situasjon med høy fyllingsgrad er ikke studert tilstrekkelig med datasettene som benyttes i denne oppgaven.

På lang sikt må vi forvente at hele energimarkedet endres. Mer fornybar produksjon, og omfattende vindkraftproduksjon i havområdene vil få store konsekvenser. En av dem kan være perioder med nullpriser når det blåser mye, men også større prisvolatilitet (Ketterer, 2014; Paraschiv et al., 2014). Dette ses det ikke nærmere på i denne oppgaven.

2) NO3 kraftpris – fyllingsgrad og vindkraftproduksjon

a. Sensitivitet fyllingsgrad

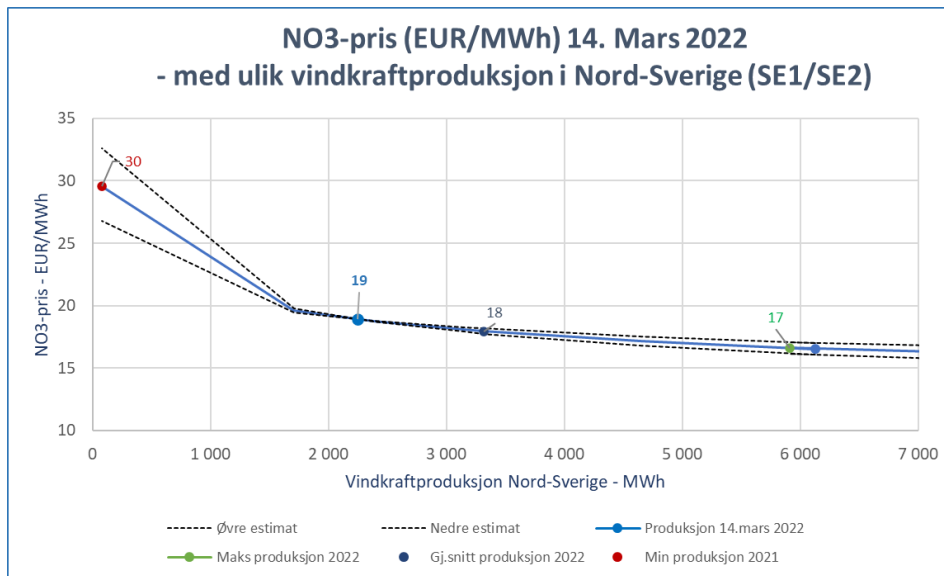


Figur 6.7: NO3-pris 14.mars 2022 med ulik fyllingsgrad.

Figur 6.7 viser en økning i fyllingsgraden for NO3 til 20 % over medianen gir en forventet reduksjon i prisen fra 18,9 til 15,3 EUR/MWh, tilsvarende en reduksjon på -19,4 %, med en usikkerhetsmargin fra -3,6 % til -32,6 %. Dersom den opprinnelige fyllingsgraden øker til medianen, gir det en forventet reduksjon i prisen til 16,8 EUR/MWh, tilsvarende en reduksjon på -11,1 %, med en usikkerhetsmargin fra -19,4% til -2,0 %.

Prisene for NO3 er allerede meget lave, og figuren indikerer at endringer i fyllingsgrad har relativt liten innvirkning.

b. Sensitivitet vindkraftproduksjon i Nord-Sverige



Figur 6.8: NO3-pris med ulik vindkraftproduksjon i Nord-Sverige.

Figur 6.8 illustrerer hva NO3-prisen ville ha vært 14.mars 2022 med ulik prognose for vindkraftproduksjon i Nord-Sverige. Utgangspunktet er en prognose for vindkraftproduksjon på 2249 MWh, og en faktisk NO3-pris på 18,9 EUR/MWh 14.mars 2022. Maks produksjonskapasitet for 2022 var 5910 MWh. Men kurven er relativt flat, og selv ved maks produksjon ville ikke kraftprisen blitt redusert med mer enn et par euro.

Priseffekten av økt vindkraftproduksjon i Nord-Sverige relativt liten, i likhet med fyllingsgrad. Det er først når det blåser lite at prisen øker vesentlig. I sum gir dette et bilde av et kraftoverskuddsområde der en ytterligere økning av overskuddet har relativt lite å si for prisen. Det er begrenset kapasitet nord-sør både i Norge og Sverige. Videre kan man diskutere gyldighetsområdet til figuren, for hvis vindkraftproduksjonen i Nord-Sverige øker betydelig, og det samtidig er begrenset overføringskapasitet sørover, så burde det tilsi nullpriser i NO3. Det kan være et tema for videre studier.

c. Et mulig framtidsscenario basert på forventet fyllingsgrad og vindkraftproduksjon

Det planlegges for massiv utbygging av svensk vindkraft i Sverige, hvorav mest i nord. I 2021 utgjorde svensk vindkraftproduksjon ca. 26,4 TWh og denne planlegges å øke til 48,8 TWh i 2024, altså en økning på 84,8 % etter Svensk Vindenergis prognoser (Kulin, 2022).

Det framstår ikke som meningsfylt å bruke ARX-modellen til å si noe bastant om hva dette vil føre til for de allerede lave prisene i NO3. Til det er endringen for stor, og utenfor området som omfattes av datagrunnlaget for modellen. Utbyggingen av ny vindkraft vil også ta lang tid, og det er vanskelig å se for seg at den vil kunne skje uten at også transportkapasiteten sørover utvides.

7 Diskusjon vedrørende eksportkapasitetens betydning for kraftprisene i Norge

Variabelen for samlet eksportkapasitet for Tyskland, Nederland og Storbritannia ble ikke signifikant i noen av modellene, og regresjonskoeffisienten ble tilnærmet lik 0, slik at modellene ble bedre av å utelate denne variabelen. Fra et rent statistisk perspektiv ser det derfor ut til at eksportkapasiteten gjennom NordLink, NSL og NorNed ikke påvirker strømprisen, og at det heller er andre forklaringsvariabler som forklarer variasjonene. Dette kan være vanskelig å forstå, for den forklaringsvariabelen som fremheves som viktigst, er jo gassprisen i Europa. Det er ikke lett å forklare hvordan gassprisen har innvirkning på norske strømpriser hvis ikke det er gjennom utveksling av kraft, for Norge produserer ikke kraft fra naturgass. Dermed skulle utvekslingskapasiteten ha betydning.

Det kan være flere grunner til at kablene likevel ikke får noen signifikant priseffekt. Først og fremst er det norske strømmarkedet integrert i det europeiske strømmarkedet på andre måter enn kun de nevnte utenlandskablene. Det er gjennom allerede eksisterende DC kabler sørover (til Danmark) og AC forbindelser til Sverige kobling både til Norden og videre til andre markeder. Det betyr at det allerede finnes en kobling mellom løpende marginalkostnader for kull og gasskraft, og norsk kraftpris. De nye kablene (1400 MW+ 1400 MW i tillegg til NorNed 700 MW) står for godt under halvparten av den totale utvekslingskapasiteten (Nord Pool). Det er derfor mulig at hoveddelen av priseffekten oppnås gjennom de allerede

eksisterende forbindelsene, og at nye forbindelser som etableres får mindre betydning for pris på marginen etter hvert som de største ulikhetene mellom markedene har fått utveksling. For eksempel: Ufleksibel vannkraftproduksjon under snøsmeltingen (elvekraft) må produsere uansett pris eller gå tapt. Uten eksportmuligheter, kunne prisen i ekstreme tilfeller blitt 0. Eksportkapasiteten som ligger i bunn kan være nok til å fjerne dette overskuddet, og gi mer normale priser. Ytterligere eksportkapasitet gjennom de nye kablene vil ikke få like stor innvirkning. Analysen tyder på at slike forhold kan spille inn, men dette er et område som heller kan belyses bedre i videre studier. Da er nok den typen modeller som Statnett har benyttet, der hele markedet modelleres, bedre egnet.

Det som uansett er klart ut fra de statistiske dataene, er at det ikke er noen signifikant kobling mellom kortsiktige variasjoner i eksportkapasitet gjennom de tre kablene til Tyskland, Nederland og Storbritannia og kraftprisen i NO1, men at gasspris spiller en avgjørende rolle sammen med fyllingsgrad. Hvorvidt de nevnte kablene har en effekt på NO1-prisen i et lengre perspektiv, er ikke mulig å si noe om basert på dataene i denne analysen.

8 Konklusjon

Målet med denne masteroppgaven var å undersøke hvilke faktorer som er viktigst for å forklare områdeprisene NO1 og NO3, hvor det her har blitt undersøkt for to ulike år med forskjellig prisdynamikk – 2018 og 2021. Et av hovedfokusene har vært hvilken priseffekt utenlandskablene mellom Sør-Norge og Tyskland, Nederland og Storbritannia har. Her ble det med statistiske metoder konkludert med at eksportkapasiteten for sistnevnte forbindelser ikke har hatt noen signifikant virkning på prisene i 2021.

De viktigste faktorene som forklarer NO1-prisen for 2021 er gasspris og fyllingsgrad, hvor sensitivitetsanalysen i kapittel 6.3 avdekket at gasspris er den viktigste forklaringsvariabelen. For NO3 er det fyllingsgrad og vindkraftproduksjon i Nord-Sverige som er viktigst. I 2018 var områdeprisene på relativt samme nivå, og de ulike faktorene hadde omtrent lik betydning for prisområdene. Gasspris, vindkraftproduksjon både i Nord-Sverige og i Tyskland, Nederland og Danmark, samt samlet norsk produksjon var generelt viktigst for 2018-prisene.

I den nærmeste tiden fremover er det stor usikkerhet knyttet til hvordan europeisk gasspris vil utvikle seg, noe som ut fra resultatene i denne studien, medfører tilsvarende stor usikkerhet knyttet til hvordan NO1-prisen utvikler seg. De fleste antar at vi må flere år frem, altså mot 2023/2024 før vi kan få en gradvis normalisering av gassprisen. Men om gassprisen kommer

tilbake til de nivåene før 2021 er høyst usikkert. Det kan i så fall ventes at kraftprisen i Sør-Norge reduseres fra dagens ekstreme nivåer, men ikke nødvendigvis helt tilbake til de lave prisene vi har vært vant til i årene før 2021. Samtidig foregår det en historisk satsing på fornybar kraft i Europa, noe som studier har vist at gir lavere priser, men som også gir større prisvolatilitet. Mye av satsingen foregår offshore, og vil ta lang tid å bygge ut.

Den planlagte vindkraftutbyggingen i Nord-Sverige ventes å gi fortsatt lave priser i nord, i hvert fall inntil overføringskapasiteten nord-sør økes vesentlig, som også vil ta mange år å få ferdig. Svenska Kraftnät (2020) sier at satsingen på det såkalte NordSyd prosjektet strekker seg over 20 år. Dette gir insentiver til å etablere kraftkrevende industri i nord.

Referanser

- Birol, F. (2022, 13.01.2022). *Europe and the world need to draw the right lessons from today's natural gas crisis*. IEA. Hentet 21.04.2022 fra <https://www.iea.org/commentaries/europe-and-the-world-need-to-draw-the-right-lessons-from-today-s-natural-gas-crisis>
- Brenna, A. L. (2021). *Dette er begrensningene som hindrer lik strømpris i Norge*. Europower. Hentet 15.04.2022 fra <https://www.europower-energi.no/nett/dette-er-begrensningene-som-hindrer-lik-strompris-i-norge/2-1-1084374>
- Cruz, A., Muñoz, A., Zamora, J. L., & Espínola, R. (2011). The effect of wind generation and weekday on Spanish electricity spot price forecasting. *Electric Power Systems Research*, 81(10), 1924-1935. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.06.002>
- Cuaresma, J. C., Hlouskova, J., Kossmeier, S., & Obersteiner, M. (2004). Forecasting electricity spot-prices using linear univariate time-series models. *Applied Energy*, 77(1), 87-106. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(03\)00096-5](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0306-2619(03)00096-5)
- Dezem, V., & Morison, R. (2022, 27.04). Europe Gas Extends Gains as Buyers Wrestle With Ruble Payments. *Bloomberg*. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-04-27/european-gas-jumps-24-as-russia-cuts-off-poland-bulgaria?srnd=premium-europe>
- Døskeland, I. H., Kringstad, A., & Bøhnsdalen, E. T. (2022). *Prisvirkning av NordLink og NSL - Metode og oppdatert estimat*. Statnett. <https://www.statnett.no/contentassets/d9a3981dd2f64f0fa5cf11a1e8f2d8b7/prisvirkning-av-nordlink-og-nsl---metode-og-oppdatert-estimat-mars-2022.pdf>
- Energifakta-Norge. (u.å.-a). *Kraftmarkedet*. Hentet 15.02.2022 fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Energifakta-Norge. (u.å.-b). *Kraftproduksjon*. Hentet 15.02.2022 fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- EnergiNorge. (2021). *Derfor er strømprisen uvanlig høy i år*. Hentet 11.03.2022 fra <https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/derfor-er-stromprisen-hoyere-i-ar-enn-i-fjor/>

- Garcia, R. C., Contreras, J., Van Akkeren, M., & Garcia, J. B. C. (2005). A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity prices. *IEEE transactions on power systems*, 20(2), 867-874. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846044>
- Hagfors, L. I., Bunn, D., Kristoffersen, E., Staver, T. T., & Westgaard, S. (2016). Modeling the UK electricity price distributions using quantile regression. *Energy*, 102, 231-243. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.025>
- Huisman, R. (2008). The influence of temperature on spike probability in day-ahead power prices. *Energy Economics*, 30(5), 2697-2704. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.05.007>
- Huisman, R., Stradnic, V., & Westgaard, S. (2013). Renewable energy and electricity prices: indirect empirical evidence from hydro power. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2340569>
- Hurdalsplattformen. (2021). <https://www.regjeringen.no/contentassets/cb0adb6c6fee428caa81bd5b339501b0/no/pdfs/hurdalsplattformen.pdf>
- Hyndman, R. J., & Athanasopoulos, G. (2021). *Forecasting: principles and practice, 3rd edition*. OTexts: Melbourne, Australia <https://otexts.com/fpp3/>
- Karabiber, O. A., & Xydis, G. (2019). Electricity price forecasting in the Danish day-ahead market using the TBATS, ANN and ARIMA methods. *Energies*, 12(5), 928. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en12050928>
- Ketterer, J. C. (2014). The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*, 44, 270-280. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.003>
- Kristiansen, T. (2012). Forecasting Nord Pool day-ahead prices with an autoregressive model. *Energy Policy*, 49, 328-332. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.06.028>
- Kulin, D. (2022). *4:th quarter 2021 Including figures for full year 2021 Statistics and forecast*. https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2022/02/2021-Q4-statistics-and-forecast-wind-power-sweden_FINAL.pdf
- Kvaale, V. K., & Hageskal, A. (2022, 26.04). *Dagbladet*. <https://borsen.dagbladet.no/nyheter/fullstans-kan-vaere-forste-steg/75935562>
- Morley, S. K., Brito, T. V., & Welling, D. T. (2018). Measures of model performance based on the log accuracy ratio. *Space Weather*, 16(1), 69-88. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/2017SW001669>
- NordPool. (2020). *Intraday market*. <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>
- NVE. (2022). *Magasinstatistikk*. <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/Olje-og-energidepartementet>. (2021, 10.12.). *Kraftmarkedet og strømpris*. <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/kraftmarkedet-og-strompris/id2076000/>
- Paraschiv, F., Erni, D., & Pietsch, R. (2014). The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy*, 73, 196-210. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.004>
- Sauvage, J., & Bahar, H. (2013). Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe. *OECD Trade and Environment Working Papers*. <https://doi.org/10.1787/5k4869cdwnzr-en>
- Statnett. (2021). *Statnetts Kortsiktige Markedsanalyse 2021-2026*. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/>
- Studenmund, A. H. (2017). *A Practical Guide to Using Econometrics* (7 ed.). Pearson.
- SvenskaKraftnät. (2020). (2020,13.02),2020, året då NordSyd tar fart. <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnatet/transmissionsnatsprojekt/nordsyd/nytt-om-nordsyd/2020-aret-da-nordsyd-tar-fart/>
- Weron, R. (2006). *Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices - A Statistical Approach*. John Wiley & Sons Ltd. <http://prac.im.pwr.edu.pl/~hugo/RePEc/wuu/hsbook/HSBook0601.pdf>
- Weron, R. (2007). *Modeling and forecasting electricity loads and prices: A statistical approach* (Vol. 403). John Wiley & Sons. <https://doi.org/https://EconPapers.repec.org/RePEc:wuu:hsbook:hsbook0601>

- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30(4), 1030-1081.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>
- Weron, R., & Misiorek, A. (2008). Forecasting spot electricity prices: A comparison of parametric and semiparametric time series models. *International Journal of Forecasting*, 24(4), 744-763.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2008.08.004>
- Westgaard, S., Paraschiv, F., Ekern, L. L., Naustdal, I., & Roland, M. (2019). Forecasting price distributions in the German electricity market. In *International Financial Markets* (pp. 11-35). Routledge. <https://doi.org/http://hdl.handle.net/11250/2603033>
- World Bank Group. 2022. *Commodity Markets Outlook*, April 2022 : *The Impact of the War in Ukraine on Commodity Markets. Commodity Market Outlook*;. Washington, DC: World Bank. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37223> License: CC BY 3.0 IGO

Appendiks

A.1 Estimer for ARX-modellene

2021	NO1			NO3		
ARX-estimat	Time 3	Time 8	Time 18	Time 3	Time 8	Time 18
L1.Inpris	0,111	0,184***	0,413***	0,490***	0,461***	0,653***
L2.Inpris						0,128***
L7.Inpris						
Temperatur	0,003	-0,003	-0,012***	-0,002	-0,009***	-0,006***
L1.In_Gass	0,277***	0,254***	0,243***	-0,422***	-0,301***	-0,053
In_vind_Ty_NI_Dk	-0,091**	-0,061***	-0,095***	-0,081**	-0,052*	-0,044***
In_vind_nord_SE	0,041*	-0,008	-0,028**	-0,162***	-0,171***	-0,134***
Fyllingsgrad	-0,013***	-0,012***	-0,007***	-0,021***	-0,018***	-0,005**
In_produksjon	1,001***	1,270***	0,220***	0,684***	0,517**	0,054
Mandag	0,048	0,148***	0,089***	0,097	0,257***	0,057
Fredag	-0,004	0,039	-0,024	0,020	0,005	-0,048
Lørdag	-0,001	-0,089	-0,035	-0,038	-0,137**	-0,034
Søndag	-0,139	-0,073	-0,020	-0,127	-0,142	0,002
Konstant	-6,512	-9,035**	0,636	-1,424	-0,329	1,863*

2018	NO1			NO3		
ARX-estimat	Time 3	Time 8	Time 18	Time 3	Time 8	Time 18
L1.Inpris	0,416***	0,324***	0,425***	0,393***	0,516***	0,513***
L2.Inpris	0,212	0,134***	0,110*	0,233*		0,130*
L7.Inpris	0,141	0,161***	0,166***		0,147*	0,147**
Temperatur	-0,010**	-0,004**	0,002	-0,009*	-0,006***	-0,001
L1.In_Gass	0,369**	0,306***	0,156***	0,404*	0,322***	0,171**
In_vind_Ty_NI_Dk	-0,111***	-0,066***	-0,029***	-0,106***	-0,057***	-0,036***
In_vind_nord_SE	-0,056***	-0,021**	-0,015**	-0,043***	-0,023***	-0,026***
Fyllingsgrad	-0,001	-0,002**	-0,002*	-0,004	-0,002**	-0,001
In_produksjon	-0,099	0,121*	0,237***	-0,035	0,037	0,105**
Mandag	-0,090**	0,081***	0,0534***	-0,125***	0,099***	0,052***
Fredag	-0,017	-0,041	-0,014	-0,002	-0,016	-0,031**
Lørdag	-0,017	-0,119***	-0,020	-0,047	-0,135***	-0,042**
Søndag	-0,074	-0,110***	-0,007	-0,094*	-0,100***	-0,035**
Konstant	2,098*	0,101	-1,343**	1,738*	0,644	-0,244

A.2 Detaljert utskrift fra ARX NO1 Time 18 2021-modellen og kontroll av forutsetninger

Linear regression

Number of obs	=	365
F(11, 353)	=	203.32
Prob > F	=	0.0000
R-squared	=	0.8857
Root MSE	=	.17579

		Robust				
	lnNO1	Coefficient	std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]
	lnNO1					
	L1.	.4130358	.0656792	6.29	0.000	.2838641 .5422075
	NO1_temperatur	-.0116	.0023315	-4.98	0.000	-.0161854 -.0070146
	lnGass					
	L1.	.2432366	.0447136	5.44	0.000	.155298 .3311752
	ln_vind_Ty_Nl_Dk_p	-.0945483	.0148843	-6.35	0.000	-.1238214 -.0652752
	ln_vind_nord_SE_p	-.0279585	.0111203	-2.51	0.012	-.0498289 -.006088
	Fyllingsgrad	-.0070194	.0015656	-4.48	0.000	-.0100986 -.0039403
	ln_produksjon_p	.2201138	.0849741	2.59	0.010	.0529946 .387233
	Dag					
	Mandag	.089436	.0340314	2.63	0.009	.0225063 .1563657
	Fredag	-.0244457	.0228819	-1.07	0.286	-.0694477 .0205564
	Lørdag	-.0347096	.0304918	-1.14	0.256	-.0946781 .0252588
	Søndag	-.0203962	.0263255	-0.77	0.439	-.0721708 .0313783
	_cons	.6358435	.9443795	0.67	0.501	-1.221474 2.493161

Test for heteroskedastisitet med Breusch-Pagan test

Testen består av følgende steg:

- 1) Estimer $Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \dots + \beta_{11} X_{11i} + \varepsilon_i$
- 2) Beregn residualene i estimert likning: $\varepsilon_i = Y_i - \hat{Y}_i$
- 3) Estimer testlikningen: $\varepsilon_i^2 = \alpha_0 + \alpha_1 X_{1i} + \dots + \alpha_{11} X_{11i} + u_i$
- 4) Test for overall signficance med en kjikvadrattest.

$$H_0: \alpha_1 = \dots = \alpha_{11} = 0 \quad H_1: \text{ikke alle lik 0}$$

Testobservator: $NR^2 \sim \chi^2$ med df=11

$NR^2 = 30,04$, hvor N er utvalgsstørrelsen og R^2 er forklaringsgraden til testlikningen

Kritisk verdi $\chi_{0,05(11)}^2 = 19,68$

- 5) Konklusjon: Ettersom testobservator $>$ kritisk verdi forkastes nullhypotesen om at stigningstallene er 0. Dvs. at vi har signifikant heteroskedastisitet på 0,05-nivå.

. hettest

Breusch-Pagan/Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
 Assumption: Normal error terms
 Variable: Fitted values of lnN01

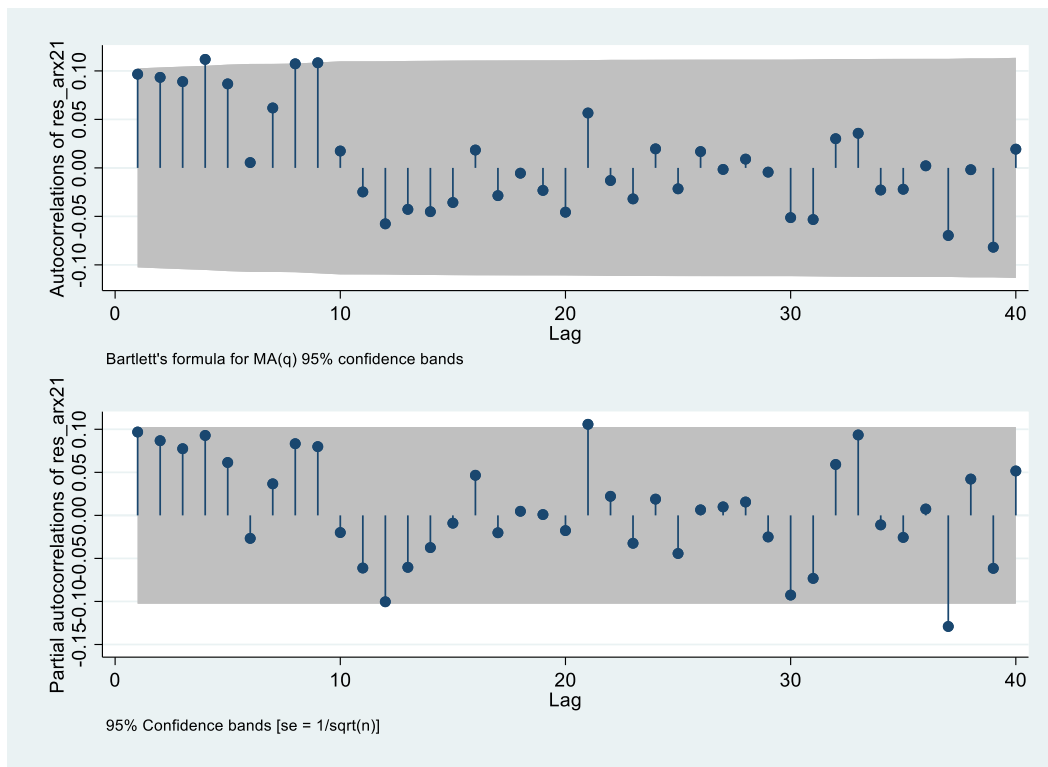
H0: Constant variance

chi2(1) = 30.04
 Prob > chi2 = 0.0000

Beregner korrelogrammet for residualene, for å sjekke om vi har signifikant autokorrelasjon i residualene av betydning. Korrelogrammet viser at vi har noe autokorrelasjon for ulike lags, men disse er svake og ikke av betydning. Om vi beregner PACF- og ACF-plottene ser vi at autokorrelasjonskoeffisientene og de partielle autoregresjonskoeffisientene ligger innenfor konfidensbeltet.

. corrgram res_arx21 if År==7,lags(15)

LAG	AC	PAC	Q	Prob>Q	-1	0	1	-1	0	1
					[Autocorrelation]			[Partial autocor]		
1	0.0967	0.0968	3.4379	0.0637						
2	0.0933	0.0868	6.6532	0.0359						
3	0.0890	0.0775	9.5825	0.0225						
4	0.1119	0.0929	14.23	0.0066						
5	0.0866	0.0615	17.023	0.0045						
6	0.0055	-0.0267	17.035	0.0092						
7	0.0618	0.0367	18.465	0.0100						
8	0.1074	0.0833	22.789	0.0036						
9	0.1084	0.0799	27.21	0.0013						
10	0.0174	-0.0199	27.324	0.0023						
11	-0.0248	-0.0612	27.556	0.0038						
12	-0.0577	-0.1004	28.818	0.0042						
13	-0.0427	-0.0603	29.513	0.0055						
14	-0.0451	-0.0374	30.29	0.0070						
15	-0.0357	-0.0091	30.777	0.0094						



Sjekk av multikollinearitet ved hjelp av VIF-indekser

VIF-verdier > 5 kan antyde problemer med multikollinearitet. Det beregnes en VIF-verdi for hver uavhengig variabel, og verdien sier noe om i hvilken grad X-variabelen lar seg forklare av de andre X-variablene i modellen.

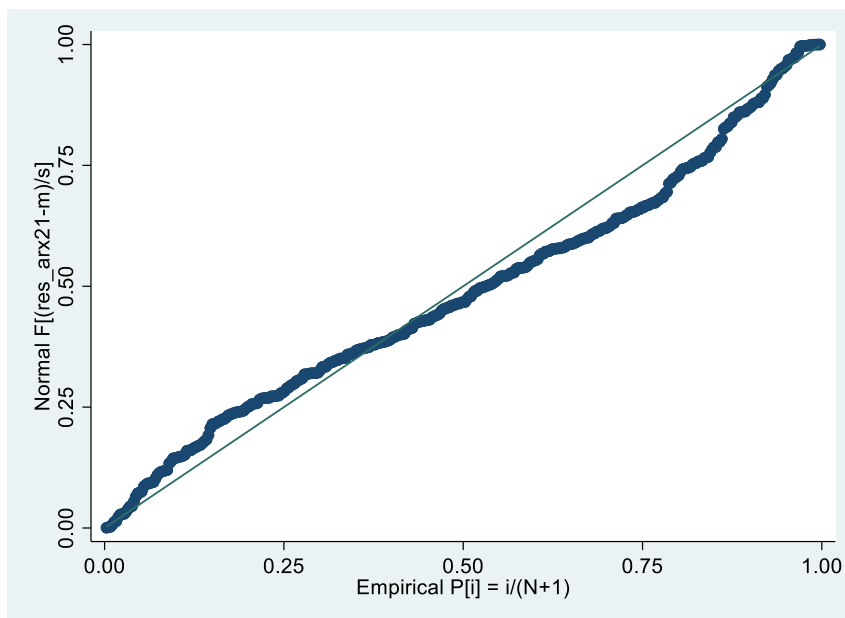
VIF-verdiene beregnes på følgende måte: $VIF(X_1) = \frac{1}{1-R^2}$, der R^2 er forklaringsgraden for modellen, og $X_1 = \alpha_0 + \alpha_1 X_2 + \dots + \alpha_{11} X_{11} + \varepsilon$. Hvis R_1^2 nær 1 medfører at VIF blir uendelig stor, og indikerer multikollinearitet. Hvis R_1^2 nær 0 medfører VIF nær 1, og ingen MK.

Ut fra VIF-indeksene er verdiene under eller rundt 5, og vi konkluderer med at multikollinearitet ikke ser ut til å være et problem i modellen.

. vif

Variable	VIF	1/VIF
lnNO1		
L1.	4.91	0.203820
NO1_temper~r	5.26	0.190193
lnGass		
L1.	6.78	0.147493
ln_vind_Ty~p	1.60	0.623503
ln_vind_no~p	1.19	0.838311
Fyllingsgrad	6.63	0.150838
ln_produks~p	4.11	0.243514
Dag		
2	1.19	0.842443
3	1.16	0.861892
4	1.27	0.788245
5	1.35	0.740220
Mean VIF	3.22	

Sjekker for normalfordelte feilledd med bruk av Stata-kommandoen *pnorm* for residualene. Dersom feilleddene er normalfordelt, skal residualene svinge tilfeldig rundt 45 graders linjen, noe som ikke er tilfellet her, og standardfeilene korrigeres for dette med robust estimering av disse.



A.3 Estimer for ARIMA/ARIMAX-modellene

2021	NO1			NO3		
ARIMA-estimat	Time 3*	Time 8	Time 18	Time 3	Time 8	Time 18
L1. AR	0,156	0,970***	0,973***	0,799***	0,869***	0,882***
L1. MA	-0,961***	-0,783***	-0,455***	-0,276	-0,459*	
L7. MA		0,129***				
Konstant	0,004**	4,277***	3,821	3,320***	3,648***	3,650

*ARIMA(1,1,1)-modell.

2018	NO1			NO3		
ARIMA-estimat	Time 3	Time 8	Time 18	Time 3	Time 8	Time 18
L1. AR	0,890***	0,856***	0,948***	0,854***	0,443***	0,884***
L1. MA	-0,462***	-0,536***	-0,587***	-0,428***	0,259***	-0,250
L7. AR		0,286***			0,357***	
Konstant	3,640	3,833***	3,821	3,591***	3,846***	3,835

2021	NO1			NO3		
ARIMAX-estimat	Time 3	Time 8	Time 18	Time 3	Time 8	Time 18
L1. AR	0,973***	0,912***	0,716***	0,923***	0,937***	0,941***
L1. MA	-0,880***	-0,705***	-0,193	-0,544***	-0,606***	-0,226***
L1.InGass		0,229	0,340***			
Fyllingsgrad		-0,020**	-0,015***	-0,010	-0,014**	-0,015***
NO1/NO3_temp			-0,012***			-0,013***
Vind_TY,NL,DK	-0,026	-0,029*	-0,090***			
Vind_nord_SE	-0,026***			-0,193***	-0,166***	-0,150***
In_produksjon	1,485***	1,870***	0,703***	1,492***	1,373***	0,565***
Konstant	-10,039**	-14,723**	-2,962***	-9,657***	-8,736***	-0,790

2018	NO1			NO3		
ARIMAX-estimat	Time 3	Time 8	Time 18	Time 3	Time 8	Time 18
L1. AR	0,910***	0,967***	0,981***	0,891***	0,604***	0,941***
L1. MA	-0,478**	-0,775***	-0,681***	-0,465***		-0,356
L1. AR		0,901***			0,874***	
L7. MA		-0,775***			-0,685***	
Fyllingsgrad		-0,005*		-0,012**	-0,007***	
Vind_TY,NL,DK	-0,055*	-0,042***	-0,030***	-0,045	-0,035***	-0,027***
Vind_nord_SE	-0,038**	-0,013*	-0,015**	-0,031*	-0,018**	-0,020***
In_produksjon	0,528***	0,511***	0,442***	0,604**	0,420***	0,420***
Konstant	-0,656	-0,770	-0,158	-1,519	0,098	0,083

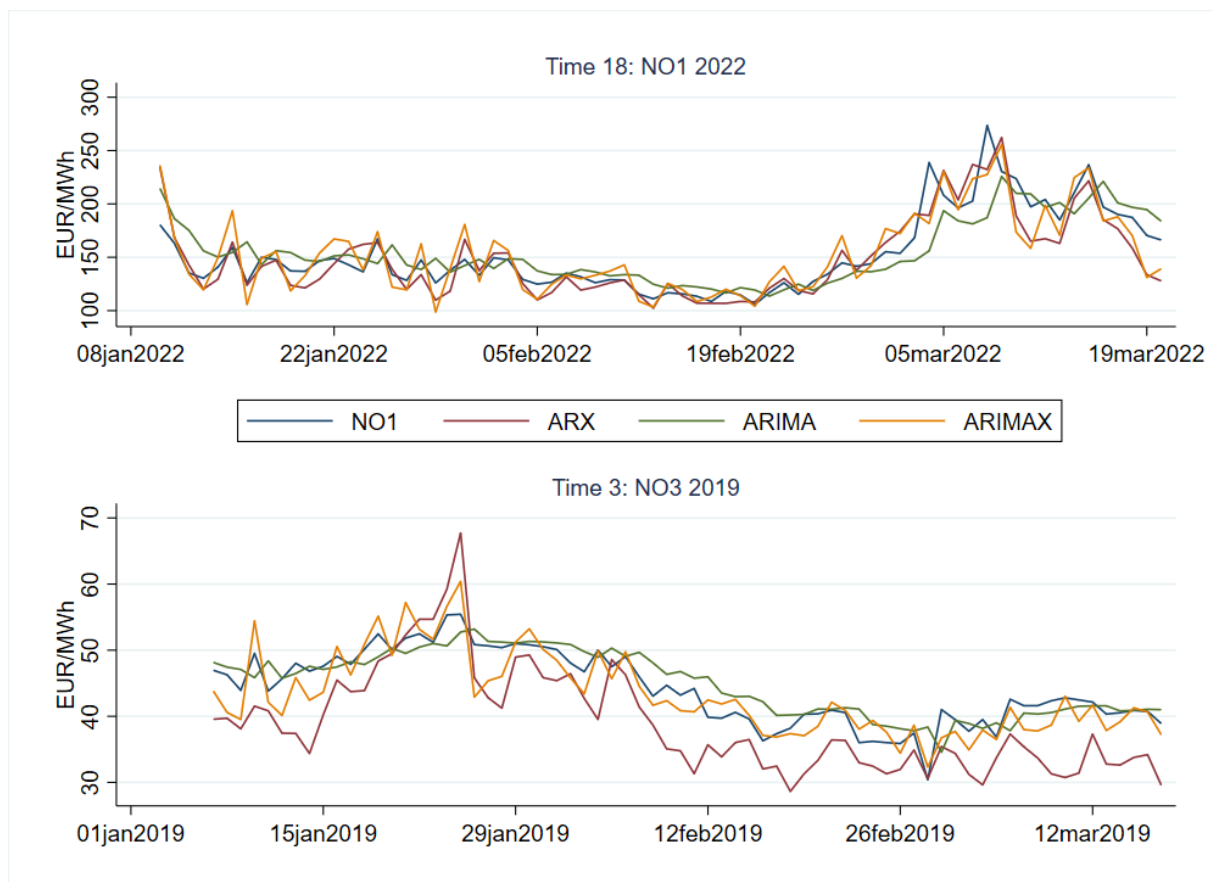
A.4 Prediksjonsresultater

TIME 18	År	Område	Modell	MAPE				MAE				RMSE
				Gj.snitt	Min	Maks	Std.avvik	Gj.snitt	Min	Maks	Std.avvik	Gj.snitt
	2022	NO1	ARX		8,30 %	0,13 %	29,91 %	6,22 %	13,74	0,17	53,97	12,45
ARIMA				7,92 %	0,26 %	35,47 %	6,53 %	13,03	0,30	84,72	14,75	19,60
ARIMAX				8,72 %	0,59 %	30,99 %	6,98 %	14,16	0,68	57,17	13,44	19,45
NO3		ARX		19 %	0,21 %	98,75 %	17,93 %	3,01	0,04	15,70	3,13	4,33
		ARIMA		19,94 %	0,41 %	109,90 %	19,18 %	3,31	0,07	17,55	3,61	4,88
		ARIMAX		14,66 %	0,04 %	61,24 %	13,47 %	2,44	0,01	12,51	2,46	3,46
2019	NO1	ARX		7,37 %	0,08 %	28,51 %	6,68 %	4,33	0,05	28,59	5,47	6,95
		ARIMA		6,16 %	0,00 %	30,82 %	7,39 %	3,83	0,19	27,93	5,92	7,02
		ARIMAX		7,63 %	0,04 %	38,21 %	7,04 %	3,39	0,01	23,63	4,80	5,85
	NO3	ARX		5,39 %	0,06 %	22,15 %	4,10 %	2,67	0,03	12,19	2,13	3,41
		ARIMA		3,52 %	0,07 %	20,69 %	3,37 %	1,76	0,03	11,38	1,82	2,53
		ARIMAX		4,13 %	0,08 %	14,14 %	3,09 %	2,03	0,04	7,06	1,59	2,57

TIME 3	År	Modell	Område	MAPE				MAE			
				Gj.snitt	Min	Maks	Std.avvik	Gj.snitt	Min	Maks	Std.avvik
	2022	NO1	ARX		18,16 %	0,25 %	48,86 %	11,54 %	24,18	0,46	79,33
ARIMA				14,49 %	0,75 %	65,95 %	11,05 %	19,22	1,18	62,78	14,74
ARIMAX				15,74 %	0,02 %	44,67 %	11,85 %	21,59	0,03	72,58	17,37
NO3		ARX		36,60 %	2,28 %	110,58 %	25,67 %	5,4	0,23	18,58	4,26
		ARIMA		30,64 %	1,59 %	122,80 %	25,43 %	4,16	0,24	17,03	3,04
		ARIMAX		28,85 %	2,52 %	108,45 %	21,96 %	4,64	0,33	23,24	4,84
2019	NO1	ARX		11,51 %	0,07 %	28,02 %	7,19 %	5,35	0,03	12,79	3,27
		ARIMA		4,09 %	0,63 %	12,30 %	2,78 %	2,04	0,27	7,35	1,55
		ARIMAX		5,30 %	0,30 %	15,70 %	3,81 %	2,53	0,16	8,29	1,91
	NO3	ARX		13,49 %	0,60 %	29,17 %	7,10 %	5,88	0,18	12,90	3,12
		ARIMA		5,92 %	0,19 %	20,78 %	4,22 %	2,70	0,07	8,21	1,99
		ARIMAX		5,08 %	0,16 %	15,65 %	3,45 %	2,26	0,07	7,96	1,66

TIME 8	År	Modell	Område	MAPE				MAE			
				Gj.snitt	Min	Maks	Std.avvik	Gj.snitt	Min	Maks	Std.avvik
	2022	NO1	ARX		17,67 %	0,70 %	52,05 %	13,07 %	34,42	0,98	310,91
ARIMA				15,77 %	0,07 %	67,43 %	16,74 %	38,67	0,11	424,70	72,48
ARIMAX				20,47 %	0,28 %	57,49 %	14,71 %	38,54	0,50	321,35	49,34
NO3		ARX		70,29 %	0,22 %	596,48 %	75,22 %	15,88	0,04	175,34	26,79
		ARIMA		46,13 %	0,38 %	304,11 %	46,34 %	11,92	0,08	188,34	26,93
		ARIMAX		40,67 %	0,51 %	297,09 %	41,94 %	11,23	0,07	178,12	25,87
2019	NO1	ARX		6,70 %	0,00 %	22,22 %	4,67 %	5,57	0,01	34,83	6,11
		ARIMA		8,48 %	0,02 %	38,06 %	9,33 %	5,42	0,01	41,46	7,90
		ARIMAX		8,31 %	0,10 %	30,88 %	6,57 %	4,97	0,05	33,79	5,66
	NO3	ARX		9,55 %	0,02 %	32,36 %	7,32 %	3,20	0,00	9,63	2,09
		ARIMA		4,81 %	0,05 %	16,91 %	3,91 %	2,43	0,02	10,24	2,18
		ARIMAX		4,18 %	0,11 %	13,20 %	3,25 %	2,02	0,06	6,18	1,52

Grafisk illustrasjon av prediksjonene for NO1 time 18-modellene for 2022 og for NO3 time 3-modellene for 2019:

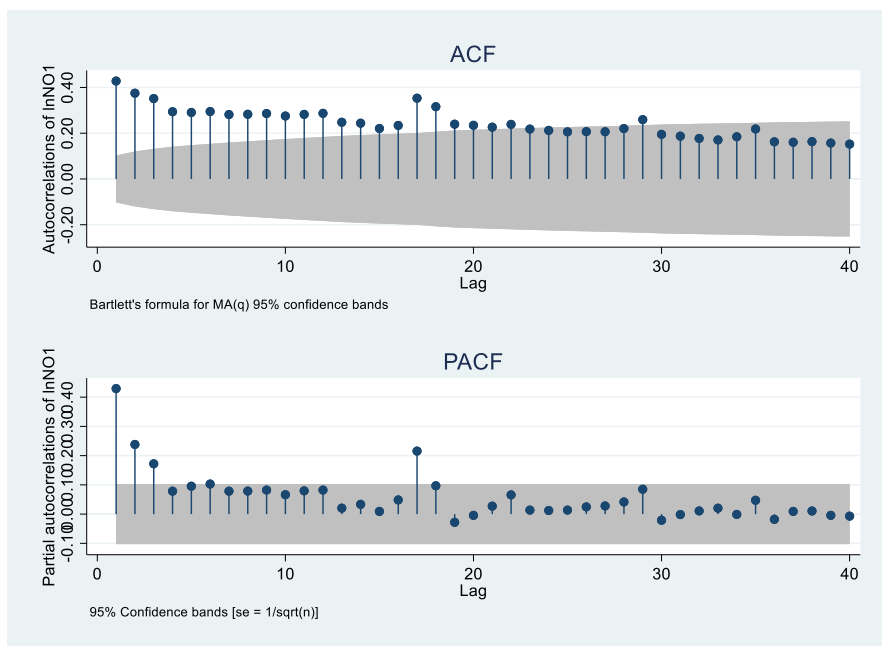


A.5 Estimering av ARIMA-modellen for lnNO1 Time 3 2021 og detaljert utskrift av modellen

Time 3:

1) Undersøker ACF- og PACF- plottet for lnNO1. ACF viser gradvis en synkende trend etter hvert som antall lags øker, og PACF faller raskt i verdi etter lag 1. Indikasjoner på sesongelementer hadde vært hvis ACF- eller PACF- synker sakte for hvert syvende lag (sett i sammenheng med ukedag). ACF- og PACF- gir ingen indikasjoner på at vi bør ha med sesongkomponenter i modellen. Ut fra plottene kan det se ut til at en ARIMA(1,1,1), kan være det beste alternativet.¹

¹ Selv om Dickey-Fuller testen ga hold for at lnNO1 er stasjonær for time 3, så ble AR-komponenten nesten lik 1 for akkurat denne modellen, slik at lnNO1 differensieres i dette tilfellet. Vi ser at det gir en MA-komponent nær -1, som er et tegn på overdifferensiering, men dette er et bedre alternativ i dette tilfellet.



2) Estimerer ARIMA(1,1,1)-modellen (Denne modellkombinasjonen ga lavest AIC og BIC-verdi)

ARIMA regression

```

Sample: 01jan2021 thru 31dec2021      Number of obs   =       365
                                      Wald chi2(2)     =    1091.63
Log likelihood = -315.0769             Prob > chi2     =     0.0000

```

D.lnNO1	OPG				
	Coefficient	std. err.	z	P> z	[95% conf. interval]
lnNO1					
_cons	.0039237	.0037383	1.05	0.294	-.0034033 .0112507
ARMA					
ar					
L1.	.1561937	.0389314	4.01	0.000	.0798896 .2324978
ma					
L1.	-.9607853	.0399864	-24.03	0.000	-1.039157 -.8824134
/sigma	.5718855	.0079117	72.28	0.000	.5563788 .5873921

3) Sjekker ACF- og PACF for residualene


```
. corrgram res if År==7,lags(15)
```

LAG	AC	PAC	Q	Prob>Q	-1	0	1	-1	0	1
					[Autocorrelation]			[Partial autocor]		
1	0.0394	0.0394	.57088	0.4499						
2	0.0982	0.0969	4.1285	0.1269						
3	0.0933	0.0874	7.3512	0.0615						
4	0.0184	0.0041	7.4766	0.1127						
5	0.0301	0.0133	7.814	0.1668						
6	0.0442	0.0345	8.544	0.2009						
7	0.0249	0.0189	8.7764	0.2691						
8	0.0294	0.0198	9.1012	0.3338						
9	0.0384	0.0295	9.6573	0.3789						
10	0.0256	0.0182	9.9048	0.4489						
11	0.0416	0.0325	10.56	0.4808						
12	0.0619	0.0528	12.012	0.4448						
13	0.0064	-0.0048	12.027	0.5254						
14	0.0175	0.0023	12.144	0.5947						
15	-0.0177	-0.0279	12.264	0.6589						

Konklusjon: ingen signifikant autokorrelasjon i residualene.

Sjekker residualene for hvit støy med portmanteau test:

```
. wntestq res if År==7
```

Portmanteau test for white noise

```
Portmanteau (Q) statistic = 33.3831
Prob > chi2(40)          = 0.7609
```

Dvs. ingen forkasting av nullhypotesen, slik at residualene følger en hvit støy prosess.

4) Sjekker for ARCH-effekter, ved å kvadrere residualene og spesifiserer testlikningen med to lags av kvadrert residual som forklaringsvariabler:

Altså:

- 1) Beregner residualene fra regresjonslikningen
- 2) Estimerer følgende testlikning: $\varepsilon_t^2 = \gamma_0 + \gamma_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \gamma_2 \varepsilon_{t-2}^2 + v_t$
- 3) H0: Ingen heteroskedastisitet H1: Heteroskedastisitet
- 4) Beregner teststatistikk: $R^2(T - q) = 0,0007 * (365 - 2) = 0,2541$
- 5) Kritisk 5 % kjikvadratvedi: $\chi_{0,05,(2)}^2 = 5,99$
- 6) Konklusjon: Forkaster ikke H0, dvs. ingen heteroskedastisitet i residualene

```
. reg res2 l1.res2 l2.res2 if År==7
```

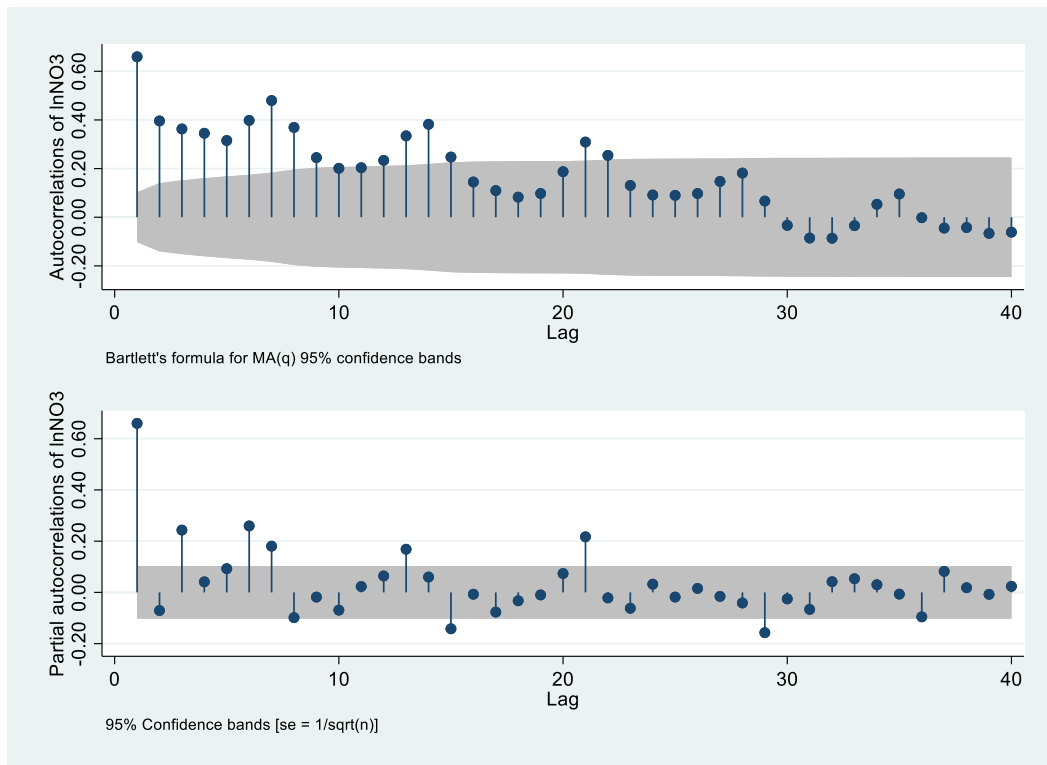
Source	SS	df	MS	Number of obs	=	365
Model	4.73803037	2	2.36901519	F(2, 362)	=	0.12
Residual	7034.95692	362	19.4335826	Prob > F	=	0.8853
				R-squared	=	0.0007
				Adj R-squared	=	-0.0048
Total	7039.69495	364	19.3398213	Root MSE	=	4.4084

res2	Coefficient	Std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]
res2					
L1.	.0259518	.0525592	0.49	0.622	-.0774078 .1293115
L2.	-.0005753	.0525596	-0.01	0.991	-.1039357 .1027851
_cons	.3386066	.2321549	1.46	0.146	-.117935 .7951482

Hovedkonklusjon: Forutsetningene er oppfylt, residualene er hvit støy og vi kan estimere ARIMA-modellen uten bruk av robust estimering for lnNO1 time 3.

A.6 Estimering av SARIMAX-modellen for lnNO3 Time 8 2018 og detaljert utskrift av modellen

Undersøker ACF- og PACF plottet



Modellestimering:

ARIMA regression

Sample: 01jan2018 thru 31dec2018

Number of obs = 365

Wald chi2(8) = 898.26

Log pseudolikelihood = 198.6444

Prob > chi2 = 0.0000

lnNO3	Coefficient	Semirobust std. err.	z	P> z	[95% conf. interval]	
lnNO3						
Fyllingsgrad	-.0074083	.0023524	-3.15	0.002	-.0120189	-.0027978
ln_vind_Ty_Nl_Dk_p	-.0337395	.012247	-2.75	0.006	-.0577432	-.0097358
ln_vind_nord_SE_p	-.0150489	.0092399	-1.63	0.103	-.0331588	.0030609
ln_produksjon_p	.4341827	.0842916	5.15	0.000	.2689743	.5993912
_cons	-.0715394	.9055181	-0.08	0.937	-1.846322	1.703243
ARMA						
ar						
L1.	.4213814	.2542486	1.66	0.097	-.0769367	.9196995
ma						
L1.	.2651062	.3524761	0.75	0.452	-.4257343	.9559466
ARMA7						
ar						
L1.	.8561088	.1120967	7.64	0.000	.6364033	1.075814
ma						
L1.	-.6486903	.1797121	-3.61	0.000	-1.00092	-.296461
/sigma	.1399938	.0196298	7.13	0.000	.10152	.1784676

Test for hvit støy:

```
. wntestq resarmx18 if År==4
```

Portmanteau test for white noise

Portmanteau (Q) statistic = 67.3864

Prob > chi2(40) = 0.0043

Konklusjon: Forkaster ikke nullhypotesen, residualene følger ikke en hvit-støy prosess.

```
. corrgram resarmx18_NO3 if År==4
```

LAG	AC	PAC	Q	Prob>Q	-1	0	1	-1	0	1
					[Autocorrelation]			[Partial autocor]		
1	-0.0514	-0.0514	.97186	0.3242						
2	-0.0793	-0.0823	3.2895	0.1931						
3	0.1270	0.1192	9.2561	0.0261						
4	0.0887	0.0979	12.176	0.0161						
5	0.0712	0.1046	14.064	0.0152						
6	0.0678	0.0822	15.78	0.0150						
7	-0.0662	-0.0679	17.419	0.0149						
8	0.0840	0.0596	20.069	0.0101						
9	0.0659	0.0336	21.704	0.0099						
10	0.0194	0.0368	21.846	0.0159						
11	-0.0292	-0.0359	22.169	0.0231						
12	0.0023	-0.0219	22.171	0.0357						
13	0.1303	0.1107	28.635	0.0074						
14	0.0240	0.0222	28.854	0.0109						
15	-0.0778	-0.0512	31.173	0.0083						

Korrellogrammet viser at vi ikke har signifikant autokorrelasjon av betydning.

Tester for ARCH-effekter:

```
. reg resarmx18_NO3_2 l1.resarmx18_NO3_2 l2.resarmx18_NO3_2
```

Source	SS	df	MS	Number of obs	=	2,634
Model	199.153304	2	99.576652	F(2, 2631)	=	187.09
Residual	1400.31989	2,631	.532238652	Prob > F	=	0.0000
				R-squared	=	0.1245
				Adj R-squared	=	0.1238
Total	1599.4732	2,633	.60747178	Root MSE	=	.72955

resarmx18_NO3_2	Coefficient	Std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]	
resarmx18_NO3_2						
L1.	.3736821	.0194107	19.25	0.000	.3356203	.411744
L2.	-.0932718	.0194108	-4.81	0.000	-.1313337	-.0552099
_cons	.0733753	.0143952	5.10	0.000	.0451482	.1016024

Konklusjon: Signifikant heteroskedastisitet, og benytter robust estimering for SARIMAX modellen for lnNO3 time 8 2018.

