

Ingeborg Løkka

Priseffekter som følge av Utenlandskabler

En empirisk analyse av import- og eksport av kraft mot utlandet sin påvirkning på pris i det norske engrosmarkedet

Masteroppgave i Samfunnsøkonomi

Veileder: Anders Skonhoft

Medveileder: Jan Morten Dyrstad

Juni 2022

Ingeborg Løkka

Priseffekter som følge av Utenlandskabler

En empirisk analyse av import- og eksport av kraft mot utlandet sin påvirkning på pris i det norske engrosmarkedet

Masteroppgave i Samfunnsøkonomi
Veileder: Anders Skonhoft
Medveileder: Jan Morten Dyrstad
Juni 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for økonomi
Institutt for samfunnsøkonomi



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Denne masteroppgaven er en del av det 5-årige masterprogrammet i Samfunnsøkonomi ved Norges tekniske naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven omhandler kraftmarkeder, et tema som virkelig er blitt satt på agendaen det siste året. Det har vært spennende og givende å få arbeide selvstendig med en oppgave som har blitt mer og mer tidsaktuell underveis i arbeidsprosessen.

Jeg vil takke min veileder Anders Skonhoft for gode tilbakemeldinger som har bidratt til å løfte denne oppgaven. Jeg vil også takke Jan Morten Dyrstad for gode tilbakemeldinger og faglige diskusjoner tilknyttet regresjonsanalysen.

Jeg vil takke mine nærmeste medstudenter for hyggelige kollokvier, verdifulle tilbakemeldinger og oppløftende ord gjennom semesteret. Dette har bidratt til å holde motivasjonen oppe gjennom arbeidet med denne masteren. Til slutt vil jeg takke Eivin E. Floer for å ha stilt opp hver gang jeg har stått fast i Python.

Trondheim, 1. juni 2022

Ingeborg Løkka

Sammendrag

Denne oppgaven undersøker i hvilken grad import og eksport av elektrisk kraft mellom Norge og utlandet påvirker prisene i det norske engrosmarkedet. Norge har de tre siste årene (2019-2021) hatt stor variasjon i kraftpriser inkludert en kraftig økning i prisnivået mot slutten av 2021. Samtidig har eksponeringsgraden mot utlandet økt i to omganger i forbindelse med åpningen av mellomlandsforbindelser for kraftutveksling til Tyskland og Storbritannia.

Problemstillingen undersøkes ved å benytte minste kvadraters metode på tidsseriedatasett med tidsoppløsning timer for de siste tre årene (2019-2021). Datasettet er laget spesielt for det norske prisområdet NO2 og tilknyttede prisområder. Instrumentvariabler er benyttet for å begrense endogenitet. Oppgaven utnytter prisområde NO2 sin høye grad av eksponering tilknyttet import og eksportstrømmer, både når det kommer til norske og utenlandske prisområder. Nye mellomlandsforbindelser mellom NO2 og Tyskland, og mellom NO2 og Storbritannia, åpnes i løpet av perioden datasettet strekker seg over, noe som utnyttes til å undersøke hvilken effekt økt grad av nettoeksport har å si for pris i NO2.

Resultatet viser tydelig at det er en signifikant sammenheng mellom endringer i pris i land NO2 handler med og pris i NO2. Det er ikke et 1:1 forhold. De utenlandske prisene ligger over de norske, og eksponeringsgraden til NO2 fører til økte priser, men overføringskapasiteter forhindrer at pris i NO2 blir lik de utenlandske prisnivåene. I tillegg slår økningen av nettoeksport, som følge av åpningen av mellomlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia, positivt ut på pris.

Abstract

The thesis estimates in which degree import and export of electrical power between Norway and forging countries affects the price level in the Norwegian wholesale power market. Over the past three years (2019-2021) Norway has experienced a wide range of power prices. During the same period the transmission capacity towards foreign countries has been expanded twice, first towards Germany and then towards the United Kingdom.

The research question will be answered using the method ordinary least squares on timeseries data. Instrumental variables are used to reduce endogeneity. The dataset is made exclusively for this thesis and contains observations on an hourly basis for the past three years (2019-2021) for the Norwegian price area NO2 and connected areas. NO2s high degree of exposure in regards of transmission capabilities, both to other Norwegian price areas and foreign price areas, is exploited. The new cables for transmission were opened late 2020 and 2021, which is exploited to estimate the effect of increased net export on price.

The result projects a significant correlation between the change in foreign prices, and the price level in NO2. However, the price elasticity is not equal to 1. The foreign price level is in general above the price level in NO2 and due to limited exchange capabilities, the price in NO2 does not catch up to the foreign price level. In addition, the increase in net export, due to opening of the transmission cables to Germany and United Kingdom, results in an increase in the price level in NO2.

Innholdsfortegnelse

1. Introduksjon av oppgaven	1
1.1 Innledning.....	1
1.2 Definisjon av problemstilling og avgrensning av oppgave	3
1.3 Oppgavens oppbygning	3
2. Det norske kraftmarkedet	4
2.1 Norske prisområder.....	4
2.1.1 Innenlands- og mellomlandsforbindelser tilknyttet NO2.....	5
2.2 Engrosmarkedet	7
2.3 Day-Ahead markedet.....	8
2.4 Norske tilbydere og etterspørrere i engrosmarkedet	9
2.5 Det norske kraftnettet.....	10
2.6 Flaskehals og flaskehalsinntekter	11
3. Preiseffekter som følge av handel.....	12
3.1 Økt samfunnsøkonomisk overskudd som argument for økt handel.....	12
3.2 Tilbud – Etterspørselsmodell med nettoeksport.....	13
1) Ingen handel med Ute.....	15
2) Hjemme er nettoimportør	15
3) Hjemme er nettoeksportør	16
3.3 Transportkostnader	17
3.4 Fordeling av samfunnsøkonomisk overskudd ved handel	17
4. Variasjon i Tilbud og Etterspørsel.....	18
4.1 Produsentenes tilpasning av tilbud i kraftmarkedet	18
4.1.1 Vannmagasiner som batteri	18
4.1.2 Produsentenes tilpasning av import og eksport av vannkraft	18
4.2 Konsumentenes etterspørsel i kraftmarkedet	20
4.2.1 Etterspørsel og tid	20
4.2.2 Etterspørselastisitet	21
5. Data og bakgrunn	22
5.1 Prissvingninger	22
5.1.1 Prissvingninger innad i døgn, uke og mellom årstider	22
5.1.2 Pris i Nederland, Danmark, Tyskland og Storbritannia relativt til NO2.....	24
5.2 Fyllingsgrad og pris.....	25
5.3 Fyllingsgrad, produksjon og konsum	27
6. Økonometrisk rammeverk	31

6.1 Tilbud, etterspørsel og pris.....	31
6.1.1 Tilbud.....	31
6.1.2 Etterspørsel	32
6.1.3 Pris.....	32
6.2 Regresjonsanalyse	33
6.2.1 Variabelliste.....	33
6.2.2 Utgangspunkt for analyse.....	34
6.2.3 Robusthetssjekk 1.....	34
6.2.4 Robusthetssjekk 2.....	35
7. Datasett og økonometriske utfordringer	36
7.1 Beskrivelse av datasett.....	36
7.2 Valg av data	36
7.3 Bearbeiding av datasett.....	36
7.4 Økonometriske utfordringer ved bruk av minste kvadraters metode på tidsserie	37
7.4.1 Trend	37
7.4.2 Sesongvariasjon.....	38
7.4.3 Endogenitet	39
7.4.4 Heteroskedastisitet og seriekorrelasjon.....	40
8. Regresjonsanalyse	41
8.1 Resultater	41
8.1.1 Regresjonsanalyse	41
8.1.2 Tolkning av koeffisienter	43
8.1.3 Robusthetssjekk 1.....	43
8.1.4 Robusthetssjekk 2.....	45
8.1.5 Tolkning av koeffisienter Robusthetssjekk 2	46
8.2 Tolkning av resultater og diskusjon.....	46
8.2.1 Priselastisitet og flaskehalsinntekter.....	46
8.2.2 Priseffekter som følge av nye mellomlandsforbindelser.....	48
8.2.3 Kontrollvariabler.....	50
8.2.4 Robusthetssjekk 1.....	50
8.2.5 Robusthetssjekk 2.....	52
9. Kritikk av analyse og forslag til videre forskning	53
9.1 Kritikk av analyse og forslag til endringer	53
9.1.1 Utelatte kontrollvariabler.....	53
9.1.2 Endogenitet	53
9.1.3 Kontrollert for covid-19.....	54

9.2 Forslag til videre forskning	54
9.2.1 Bruk av færre tidsobservasjoner	54
9.2.2 Effekten av mellomlandsfrobindingen til Storbritannia	54
9.2.3 Effekt av geopolitisk ustabilitet	55
10. Konklusjon	56
Litteraturliste	57
Vedlegg	60

1. Introduksjon av oppgaven

1.1 Innledning

1.januar 1991 ble Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetting, fordeling og bruk av energi, Energiloven, ikraftsatt i Norge. Loven hadde store konsekvenser for det norske kraftmarkedet som gikk fra å handle om forvaltning av norske kraftressurser til å bli et liberalisert marked (energiloven, 1990). Lovendringen åpnet for import og eksport av kraft. Som en konsekvens av energiloven ble det norske markedet integrert med det svenske markedet i 1996 og en felles kraftbørs, Nord Pool ble opprettet. Finland og Danmark koblet seg på den felles kraftbørsen i henholdsvis 1998 og 2000. I senere år har Norge blitt knyttet sammen med flere land, og i 2021 var det mellomlandsforbindelser for kraftutveksling også til Russland, Nederland, Tyskland og Storbritannia (Nord Pool, 2020).

I Norge er vannkraft den største kilden til elektrisk kraft. Som følge av stor tilgang på vannkraft har Norge historisk sett benyttet elektrisk kraft til både oppvarming og i industri. Dette skiller Norge fra flere europeiske land som historisk har benyttet seg av fossile brennstoffer som blant annet naturgass til disse formålene (NVE, 2020, s.6). Den Europeiske Union (EU) er i gang med en klimaomstilling og har som mål å kutte 55% av sine klimautslipp sammenliknet med nivået i 1990 innen 2030. For å få til dette må store deler av energibruken i EU som i dag er fossil byttes ut med fornybar kraft slik som sol, vind og vann (NVE, 2021, s.11-13). Fordi produksjonen av fornybar kraft som vind og sol er mer væravhengig enn fossile kilder, vil også tilbudet av kraft i Europa trolig variere i større grad enn tidligere, særlig i overgangsperioden hvor lagringsmekanismer som batterier enda ikke er på plass. Samtidig antas det at etterspørselen etter elektrisk kraft vil stige i Europa i takt med omlegging fra fossilt til fornybart innen blant annet transportsektoren og industrien (NVE, 2020, s.6-11). Norge, som er integrert i det nordiske kraftnettet, vil påvirkes av de europeiske endringene i tilbud og etterspørsel. I takt med at markedet for elektrisk kraft begynner å svinge mer enn tidligere, vil også behovet for kraftutveksling mellom land i form av import og eksport bli viktigere.

I 2021 hadde Norge en nettoeksport på 17,6 TWh og en totalproduksjon på 156,4 TWh, altså utgjorde Norges nettoeksport omtrent 1/9 av Norges totale kraftproduksjon (Statnett, 2022(1)). Det er i midlertidig ikke fast at Norge er en nettoeksportør av kraft, eksempelvis var Norge i 2019, med lav margin, nettoimportør (Statnett, 2022(3)).

Som en relativt liten aktør på det europeiske kraftmarkedet er det rimelig å anta at Norge må ta de europeiske kraftprisene som eksogent gitt, og at de norske kraftprisene vil påvirkes av prissvingningene i Europa gjennom import og eksport av elektrisk kraft. Som resultat av at norsk vannkraft er mindre væravhengig på kort sikt, sammenliknet med eksempelvis vind og solkraft, vil Norge i teorien kunne eksportere kraft når de utenlandske prisene er høye og importere billig kraft når prisene på det europeiske markedet er lave. Mot slutten av 2020 ble det åpnet en ny mellomlandsforbindelse mot Tyskland, og sent 2021 ble mellomlandsforbindelse til Storbritannia åpnet. I forbindelse med konsesjonssøknaden for mellomlandsforbindelsene, utgitt i 2013, ble det estimert at den økte graden av import og eksport mot utlandet ville føre til en økning i prisnivået i Norge på omtrentlig 5 EUR/MWh (Statnett, 2022(5))¹. Samtidig ble flaskehalsinntektene spådd til henholdsvis 83 millioner og 102 millioner euro i det planlagte oppstartsåret 2020 (Statnett, 2013, s. 22).

I denne oppgaven skal problemstillingen *å undersøke i hvilken grad import og eksport av elektrisk kraft mellom Norge og utlandet påvirker prisene i det norske engrosmarkedet* analyseres ved å benytte den økonometriske metoden minste kvadraters metode på tidsserie datasett. Datasettet strekker seg over tre år (2019-2021) og fordi engrosmarkedet setter priser på timesbasis, er også datasettets oppløsning timer. Variablene som inkluderes i regresjonsanalysen er utvalgt på bakgrunn av generell markedsteori for import og eksport samt tidligere funn relatert til drivere for tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft i markedet. Jeg har bygget datasettet fra grunn av spesielt for denne oppgaven. Datasettet inneholder i overkant av 26.300 observasjoner for 120 variabler hentet fra ulike kilder. På grunn av de mange tidsenhetene er datasettet fremstilt ved hjelp av Python og Excel. Datasettet er kontrollert ved stikkprøver opp mot originale defiler samt Statnett og Nord Pools oversikter over aggregert data.

Oppgaven vil undersøke og gi svar på hvorvidt import og eksport av kraft fører til høyere eller lavere prisnivå i Norge. I tillegg blir flaskehalsinntekter benyttet til å diskutere hvorvidt prisforholdet mellom Norge og utlandet ble som forventet sammenliknet med estimatet laget av Statnett ved søknad om konsesjon for utbygging av nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia i 2013.

¹ Med en vekslingskurs på 10 NOK/EUR kan dette også leses som 5 øre/kWh.

1.2 Definisjon av problemstilling og avgrensning av oppgave

Problemstillingen i denne masteroppgaven er *å undersøke i hvilken grad import og eksport av elektrisk kraft mellom Norge og utlandet påvirker prisene i det norske engrosmarkedet*. For å kunne svare tydelig på problemstillingen, særlig når det kommer til empiriske analyse, har det vært nødvendig å gjøre noen avgrensninger. Den første avgrensningen er at engrosmarkedet er begrenset til å omfatte Nord Pools Day-Ahead Spotmarked. Enkelt sagt er dette et marked for store aktører i kraftsektoren, driftet av Nord Pool, hvor priser for hver enkelt time bestemmes ved å koordinere nettverkskapasiteter, tilbud av kraft og etterspørsel av kraft. Dette markedet er nærmere forklart i kapittel 2.2 og kapittel 2.3. Den neste avgrensningen er at Norge er begrenset til å omfatte det norske prisområdet NO2. Norge består i dag av fem prisområder, hvor prisene varierer stort mellom de fem prisområdene. Disse prisvariasjonene oppstår som følge av begrenset overføringskapasitet mellom de ulike prisområdene. Å avgrense til kun et prisområde har derfor vært nødvendig for å få tydelig frem effekten av import og eksport på pris. Prisområdet NO2 er valgt fordi prisområdet både har mellomlandsforbindelser og innenlandsforbindelser for overføring av elektrisk kraft og er det prisområdet i Norge som er mest eksponert for import og eksport. Blandt mellomlandsforbindelsene inngår forbindelsene til Tyskland og Storbritannia som begge kom i løpet av tidsperioden datasettet omfatter, og derfor kan utnyttes som eksogent gitt variabel for økt handel med utlandet. Den empiriske analysen er begrenset til tidsperioden kl.00:00, 01.01.2019 – kl.23:00, 31.12.21. Datasettet er et tidsseriedatasett med oppløsninger timer, hvilket gjør at det er mulig å se på endringer på kort sikt.

1.3 Oppgavens oppbygning

Oppgaven er bygd opp som følger: først legges rammen for oppgaven ved å avgrense oppgaven til det norske prisområdet NO2 og det norske kraftmarkedet utledes. Deretter kommer det en todelt teoridel hvor det først blir presentert en grunnleggende import/eksport modell og deretter blir utledet andre drivere bak tilbud og etterspørsel av kraft. Etter dette begynner den empiriske delen. Først blir datagrunnlaget presentert og det økonometriske rammeverket blir lagt for regresjonsanalysen. Selve regresjonsanalysen består av en hoved analyse og to robusthetsjekker som først blir fremlagt under resultater og deretter diskutert. Etter analysen følger en kritikk av metode og funn samt forslag til videre studier og påbygg, før oppgaven avsluttes med konklusjon.

2. Det norske kraftmarkedet

I dette kapittelet vil de delene av det norske kraftmarkedet som er sentralt for denne masteroppgaven bli forklart.

2.1 Norske prisområder

Som følge av geografisk beliggenhet, produksjonskapasitet, etterspørsel og overføringskapasiteter kan det oppstå store prisvariasjoner mellom områder også på samme tidspunkt. For å håndtere variasjon mellom områder har Nord Pool delt inn geografiske områder i ulike prisområder. Noen prisområder består av hele land, eksempel Nederland, mens andre prisområder omfatter kun deler av et land slik som i Norge. De ulike prisområdene blir brukt som auksjonsområder i engrosmarkedet hvor det handles kraft mellom store aktører i markedet.

Norge er i dag delt inn i fem prisområder for elektrisk kraft; NO1 – NO5. NO1 dekker Sørøst-Norge, NO2 Sørvest-Norge, NO3 Midt-Norge, NO4 Nord-Norge og NO5 Vest-Norge.² Ofte blir de fem prisområdene omtalt som Oslo, Kristiansand, Trondheim, Tromsø og Bergen (Nord Pool, 2020 (3)).



Figur 1: De fem norske prisområdene. Kilde: Oljedirektoratet.

² Det er noe variasjon på nøyaktig hvilke overføringskabler som ligger innenfor de ulike områdene, men dette vil ikke være av betydning for oppgaven.

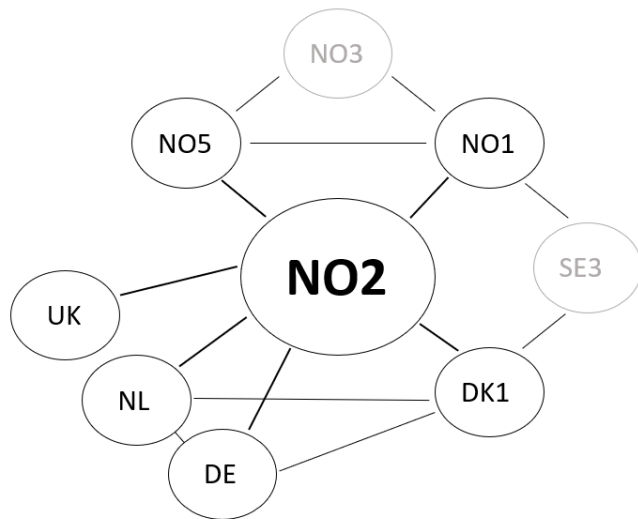
2.1.1 Innenlands- og mellomlandsforbindelser tilknyttet NO2

Denne masteroppgaven er begrenset til å omfatte prisområde NO2. Avgrensningen til kun et norsk prisområde er gjort for å tydeliggjøre effekten handel med utlandet har på pris. NO2 er valgt fordi området både har mellomlandsforbindelser og innenlandsforbindelser for kraftutvikling med andre prisområder. Frem til år 2020 var NO2 koblet sammen med prisområdet NO5 Bergensområdet, NO1 Osloområdet, det danske prisområdet DK1 og prisområdet Nederland (NL). I desember 2020 ble prisområdet for Tyskland (DE) koblet til NO2, og i oktober 2021 Storbritannia (UK).

I 2021 var det fire mellomlandsforbindelser i drift mellom NO2 og utenlandske prisområder; NorNed (NO2 – NL), Skagerak 1-4 (NO2-DK1), Nord Link (NO2 – DE) og North Sea Link (NO-UK). *NorNed* ble satt i drift i 2008 og har en makskapasitet på 700MW. Kabelen er et samarbeid mellom Statnett og den nederlandske nettoperatøren TenneT (TenneT, i.o). Mellomlandsforbindelsen mellom NO2 og DK1 er i realiteten fire kabler med navnene *Skagerak 1 – Skagerak 4* som til sammen har en kapasitet på 1700MW.

Nord Link er mellomlandsforbindelsen mellom NO2 og Tyskland, og kabelen går mellom Sirdal kommune i prisområde NO2 og Wilster i Schleswig-Holstein i Tyskland. Kabelen er 623km og har en makskapasitet på 1400 MW. Prøvedrift fra kabelen gikk fra desember 2020 til 31.mars 2021 og med ordinær drift fra og med 31.mars. Kapasiteten var 1400MW også i prøveperioden (Statnett, i.o).

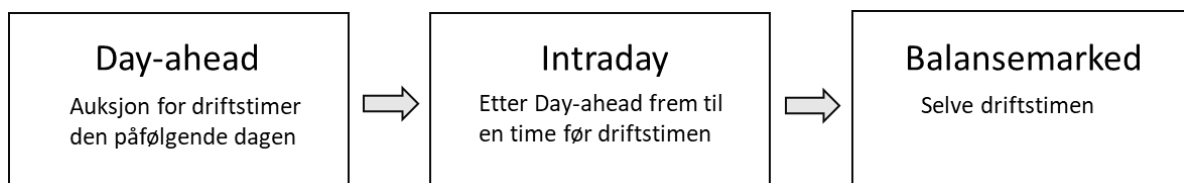
North Sea Link er mellomlandsforbindelsen mellom Norge og Storbritannia. Kabelen er 720km lang og har en kapasitet på 1400MW. Kabelen går fra Sula kommune i prisområde NO2 til Newcastle i England. Kabelen har vært i prøvedrift fra 1.oktober 2021 på halv kapasitet, 700MW. Kraftkabelen eies 50% mellom Statnett og britiske National Grid (Statnett, 2021).



Figur 2: Viser hvordan de ulike norske prisområdene er koblet sammen med hverandre og med utenlandske prisområder. Stiplede linjer er satt inn mellom land som er tilknyttet hverandre og samtidig tilknyttet NO2. Kilde: Redigert selv basert på oversiktsbilde fra Nord Pool (2020(4)) og oversikt over kraftforbindelser Statnett (2022(1)).

2.2 Engrosmarkedet

I denne oppgaven er engrosmarkedet avgrenset til å kun omfatte Nord Pools Day-Ahead marked. I realiteten omfatter engrosmarkedet flere markeder som etterfølger hverandre frem til driftstimen hvor produsenter, kraftleverandører og store forbrukere kan kjøpe og selge kraft i konkurranse med tilsvarende aktører i markedet (NVE, 2022). Driftstimen er selve timen kraften blir utvekslet. Det er mulig å gjøre en grovinnndeling av engrosmarkedet inn i tre deler; Day-Ahead markedet, Intraday markedet og balansemarkedet.



Day-ahead er det første markedet, sortert etter tid, i engrosmarkedet og blir ofte omtalt som hovedmarkedet fordi det er her basen for prisene den påfølgende dagen blir lagt. De senere markedene fungerer som en justering av Day-ahead markedet. Med balanse menes det her at tilbudet av kraft er lik etterspørselen av kraft til en gitt pris. I Day-ahead markedet setter først de driftsansvarlige nettselskapene (TSO)³ den gjeldende overføringskapasiteten for hver time. Deretter kommer tilbydere med hvor mye de kan produsere i timen for en gitt pris, og etterspørere byr på hver enkelt time. En mer detaljert forklaring av Nord Pools Day-ahead marked blir beskrevet i kapittel 2.3.

Store deler av balansen mellom tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet skjer i Day-ahead markedet, men det er ofte behov for å finjustere balansen, for eksempel som følge av endrede værprognoser. Dette justeres videre i Intraday markedet. Intraday markedet finner sted i tidsrommet mellom klareringen i Day-ahead markedet og frem til det er en time igjen til driftstimen.

Det kan også oppstå ubalanse i selve driftstimen. Ubalanse oppstår når avtalt mengde kjøp og salg av kraft ikke tilsvarer den faktiske etterspørselen og produksjonen i driftstimen. I driftstimen er det systemansvarlig nettselskap (TSO) som har ansvar for å skape balanse.

³ I Norge er dette Statnett

Dette gjøres i balansemarkeder som i Norden videre er delt inn i primærreserver (FCR), sekundærreserver (FRR-A) og tertiærreserver (FRR-M). Primær og sekundærreservene aktiveres automatisk ved ubalanse, mens tertiærreservene aktiveres manuelt av de nordiske systemoperatørene ved behov. I Norge er det Statnett (TSO) som er ansvarlig for å kjøpe inn reservene i et eget døgn- og ukemarked⁴. Tertiærreservene blir kjøpt inn i regulerkraftmarkedet som er felles for det nordiske kraftsystemet. Statnett er ansvarlig for å skaffe nok regulerkraft til den norske delen av regulerkraftmarkedet gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). I RKOM får tilbydere betalt for å delta i reguleringsmarkedet, også hvis ressursene ikke blir benyttet (OED, 2021).

2.3 Day-Ahead markedet

Nord Pools Day-ahead marked er et elspotmarked som vil si at priser blir beregnet for hver enkelt time, for de ulike prisområdene, det kommende døgnet. Prisene for hver enkelt time kalles spotpriser. Nord Pool er den nordiske kraftbørsen, og i 2021 opererte Nord Pool i 15 land med til sammen 21 prisområder (Nord Pool, 2020(1)). I Day-ahead markedet er Nord Pools hovedoppgave er å være en koordinator for kjøp og salg av kraft. Nord Pools Day Ahead marked har over 300 kjøpere med tilsammen over 2000 bud daglig og en årlig omsetning på rundt 500 TWh (Nord Pool, 2020(2)).

I Day-ahead markedet blir prisene satt ved at Nord Pool, dagen før driftstimene auksjonen gjelder for, publiserer tilgjengelig overføringskapasitet for de gjeldende timene. Dette er det TSOene som melder inn (OED, 2021). Dette skjer klokken 10.00 sentraleuropeisk tid (CET). Deretter kan aktører i markedet legge inn bud for hver time den kommende dagen frem til klokken 12.00 CET. Dette gjelder for all utveksling mellom NO2 og de sammenkoblede prisområdene med unntak av NO2-UK som har en separat Day-ahead auksjon. Produsenter legger inn hvor mye de kan produsere og til hvilken pris, for hver time det kommende døgnet. Kjøpere, ofte kraftleverandørene, beregner og legger inn hvor mye kraft de trenger for å dekke sin etterspørsel og til hvilken pris. Videre kobler Nord Pool, ved hjelp av en algoritme kalt Euphemia, ordrene sammen med andre ordre på det pan-europeiske markedet gjennom «The Single Day-Ahead Coupling» (SDAC)(Entsoe, 2021)⁵. Her settes tilbud og etterspørsel av kraft

⁴ Det er et døgn og ukemarked for primærressurser og et ukemarked for sekundærressurser (OED, 2021).

⁵ The single Day-Ahead Coupling (SDAC) er et pan-Europeisk kraftbørs som årlig forvalter 1530 TWh. Omsetningen er på omtrentlig 20 millioner euro daglig og i 2021 gikk 98,6 prosent av EUs kraftforbruk igjennom denne børsen. Her er Nord Pool en aktør (Entsoe, 2021).

opp mot hverandre og spotprisen for hver time settes der tilbud møter etterspørsel, kapasitetsbegrensninger tatt i betraktning (Nord Pool, 2020(2)). I dag består den europeiske markedskoblingen, gjennom Day-aheadkoblingen for 25 land, for om lag 95 prosent av Europas kraftforbruk (OED, 2022).

Det er en separat Day-Ahead auksjon mellom NO2 og Storbritannia grunnet North Sea Link (NSL) kablen. Handelen på NSL lukkes 10.50 CET og resultatet er klart til kl.11.00 CET. Norske aktører kan dermed først delta på NSL auksjonen, og deretter delta på den europeiske SDAC auksjonen også med tilbud som ikke fikk tilslag på NSL auksjonen. På Britisk side er NSL integrert i Nord Pools spotauksjon for Storbritannia. (Statnett, 2021)⁶.

2.4 Norske tilbydere og etterspørrere i engrosmarkedet

Aktørene i engrosmarkedet kan sorteres inn i en av tre grunnfunksjoner; produksjon (tilbydere), overføring og omsetning (etterspørrere)⁷ (OED, 2019(2)). Kraftproduksjon er åpnet for konkurranse, mens nettvirksomhet er et naturlig monopol og er skjermet for konkurranse (OED, 2021). Driften av nettvirksomheten er forklart i kapittel 2.5.

I Norge eier staten, fylkeskommuner og kommuner omtrent 90 prosent av den samlede kraftproduksjonen. Det er kraftprodusentene som er tilbyderne i engrosmarkedet. Den største norske aktøren på tilbydersiden er statseide Statkraft SF som står for omtrent 35 prosent av norsk kraftproduksjon. Statkraft SF eies av staten gjennom nærings- og fiskeridepartementet (OED, 2019). Norsk kraftproduksjon er hovedsakelig fordelt på omtrent 1700 vannkraftverk og 60 vindkraftverk. Omtrent 75 prosent av norsk produksjonskapasitet er regulerbar gjennom magasinlagring, noe som igjen utgjør halvparten av Europas magasin kapasitet. Norges normalårsproduksjon ble i 2021 beregnet til å være 153,2 TWh (OED, 2021 (2)).

Etterspørrerne i engrosmarkedet er store forhandlere på kraftmarkedet. I store forhandlere inngår meglere, store industrikunder og kraftleverandører. Kraftleverandørene handler på vegne av sine kunder som er små og mellomstore sluttbrukere, mindre næringsvirksomheter og mindre industri (OED, 2022).

⁶ Dette gir i praksis to priser i NO2 i et kort tidsrom, en for handel med UK og en for handel på det Europeiske markedet. I denne oppgaven er den siste prisen, prisen som fastsettes i Day-Ahead kl. 12. på det europeiske markedet som benyttes. Dette er fordi det er den siste prisen som blir brukt videre i NO2 og den avhenger av prisen satt mellom NO2 og UK.

⁷ Med omsetning her menes det aktørene som kjøper kraft i Day-Ahead markedet og deretter omsetter til mindre forbrukere, eksempel husholdninger. Et eksempel på en slik omsetter er Trønder energi.

2.5 Det norske kraftnettet

Det norske kraftnettet kan deles inn i tre undergrupper; transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Transmisjonsnettet er det landsdekkende kraftnettet som binder sammen de store produsentene og konsumentene. Mellomlandsforbindelsene omfattes også av transmisjonsnettet. Transmisjonsnettet har høyt spenningsnivå og utgjør omtrent 11.000km. Distribusjonsnettet er de lokale kraftnettene som tar kraft til mindre sluttbrukere som eksempelvis husholdninger, småindustri og tjenestetilbydere. Distribusjonsnettet har lav spenning, opptil 22 kV. Regionalnettet binder sammen transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. Det er hovedsakelig kommuner og fylkeskommuner som eier de norske regional og distribusjonsnettene (OED, 2019(2)).



I denne oppgaven er det transmisjonsnettet som er av interesse. Den norske stat eier 98 prosent av det norske transmisjonsnettet for elektrisk kraft gjennom selskapet Statnett SF (OED, 2019). Nettvirksomhet er et naturlig monopol og er skjermet for konkurranse (OED, 2021). Statnett SF eies av Olje- og Energidepartementet, og Reguleringsmyndighet for energi (RME) som er underlagt Norges vassdrags og energidirektoratet (NVE), fungerer som tilsynsmyndighet for selskapet (OED, 2019). Statnett er det systemansvarlige nettselskapet (TSO) i det norske kraftsystemet (Statnett, 2018(2)). Det vil si at de skal sikre balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisk kraft til enhver tid. Med eierskapet følger også ansvaret som planlegger av kraftsystemet (Statnett, 2018(2)). Fordi det er Statnett som eier alle kraftforbindelsene mellom de norske prisområdene samt alle mellomlandsforbindelsene, er det Statnett som får flaskehalsinntektene som oppstår på grunn av prisforskjeller. Dette er nærmere forklart i kapittel 2.6.

2.6 Flaskehalsler og flaskehalsinntekter

De norske prisområdene NO1- NO5 kan ha svært ulike spotpriser. Disse prisforskjellene kommer av såkalte flaskehalsler i markedet. Flaskehalsler oppstår når markedet ønsker å overføre mer kraft mellom sonene enn det som er mulig med gjeldende nettverkskapasiteter. Ved flaskehalsler i markedet oppstår flaskehalsinntekter. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) definerer flaskehalsinntektene som prisforskjellen mellom de to prisområdene multiplisert med overført kraftvolum time for time (NVE-RME, 2021). Flaskehalsinntekter kan oppstå på bakgrunn av prisforskjeller mellom de norske prisområdene innad i Norge og på bakgrunn av prisforskjeller mellom Norge og utlandet. I Norge er det netteieren, i praksis Statnett, som får flaskehalsinntektene. Når flaskehalsinntektene oppstår som følge av kraftutveksling mellom Norge og utlandet deles flaskehalsinntektene 50/50 mellom Statnett og Statnett sin utenlandske partner. Når flaskehalsinntektene oppstår som følge av innenlands kraftutveksling mellom de norske prisområdene får Statnett alle flaskehalsinntektene. Det foreligger reguleringer for hvor store inntekter Statnett kan ha, og som følge av dette vil det i perioder med høye flaskehalsinntekter være lavere tariffer for Statnetts kunder (Statnett, 2022(2)). Fordi Statnett og samarbeidspartner deler flaskehalsinntektene 50/50 vil det for begge parter lønne seg at det til enhver tid eksporteres kraft fra områder med lavest pris til områder med høyest pris.

3. Preiseffekter som følge av handel

Det er helt grunnleggende markedsteori at dersom en legger til et volum av et gode (nettoimport) går prisen på godet ned, og dersom en tar vekk et volum av et gode (nettoeksport) går prisen opp. Dette gjelder også for kraftmarkedet. Selv om det er tydelig at prisen vil påvirkes av nettoimport og nettoeksport, er det ikke nødvendigvis like tydelig hvordan priseffekten fordeles mellom partene i markedet. Økt samfunnsøkonomisk overskudd er ikke ekvivalent med at alle i markedet vinner. Økt samfunnsøkonomisk overskudd har vært hovedargumentet for å øke graden av handel mellom utlandet og prisområde NO2, og har vært tungtveiende for å godkjenne utbyggingen av mellomlandsforbindelsene Nord Link og Nord Sea Link.

I dette kapittelet vil kombinasjon av teori om samfunnsøkonomisk overskudd (SO) og generell markedsteori bli brukt til å tydeliggjøre priseffekter ved handel sammenliknet med situasjon uten handel. Konsumentoverskudd kan defineres som gapet mellom konsumentenes betalingsvillighet og faktisk pris. Produsentoverskudd kan defineres som gapet mellom inntekt og produksjonskostnader. Samfunnsøkonomisk overskudd er summen av konsument- og produsentoverskudd.

3.1 Økt samfunnsøkonomisk overskudd som argument for økt handel

Da Statnett la frem sin søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia i 2013, ble endringer i konsument og produsentoverskudd som følge av endring i pris brukt som argument for å bygge mellomlandsforbindelsene. Handel med utlandet ville gi et samfunnsøkonomisk overskudd uavhengig om Norge var i en situasjon som importør eller eksportør (Statnett, 2013, s. 22-24). Statnett har senere fått kritikk fra flere hold for å ikke ha gode nok samfunnsøkonomiske analyser i sine konsesjonssøknader, inkludert overnevnte konsesjonssøknad for flere mellomlandsforbindelser, blant annet av Riksrevisjonen. Riksrevisjonen publiserte i 2016 en undersøkelse som kritiserte Statnett for å ikke ha tydelige nok samfunnsøkonomiske analyser, samt at analysene og resultatene som ble lagt frem var vanskelig for allmenheten å lese (Riksrevisjonen, 2016). I veilederen for samfunnsøkonomiske analyser, utarbeidet av direktoratet for økonomistyring, står det at samfunnsøkonomiske analyser skal bidra til at politikere og andre beslutningstakere skal få solide, gjennomsiktede og sammenliknbare beslutningsgrunnlag. Virkningene av tiltaket skal synliggjøres for at det skal bli enklere å velge det beste for samfunnet (DFØ, 2022).

Det er flere enn riksrevisjonen som kritiserer Statnett sin fremlegging av konsekvenser for bygging av mellomlandsforbindelser. I tidsskriftet Samfunnsøkonomene kritiserte samfunnsøkonom Anders Skonhoft Statnett sin svake synliggjøring av fordelingseffektene mellom konsumenter og produsenter som konsekvens av økte priser som oppstår som følge av økt handel med utlandet (Skonhoft, 2019, s.6-11). Om man tar utveksling av kraft med Storbritannia som et eksempel, så er prisene på elektrisk kraft i Storbritannia så mye høyere enn i Norge at det er sannsynlig at kraftkabelen vil være en ren eksportkabel i flere år. Statnett har selv beregnet at kraftutvekslingen med Storbritannia alene vil gi en innenlandsk prisøkning på 1,5 – 2 øre/kWh i Norge. Skonhoft påpekte at dersom økt handel med utlandet hovedsakelig blir i form av eksport, vil dette gi økte inntekter til kraftprodusentene og høyere kostnader til konsumentene. Dette som følge av høyere innenlands pris. I tillegg vil eierne av kraftnettet, Statnett og Statnetts utenlandske samarbeidspartnere, få økte inntekter som følge av flaskehalsinntekter⁸ (Skonhoft, 2019, s. 7-8).

Statnett har også blitt kritisert i almene media. Et eksempel er kritikk fra historiker og journalist Jon Hustad i avisen Dag og tid. I likhet med Skonhoft kritiserer Hustad Statnett for å ikke synliggjøre fordelingen av det samfunnsøkonomiske overskuddet samt for ikke å opplyse om at store deler av produsentoverskuddet vil komme av økte innenlandske priser, og ikke fortjeneste på selve volumet som blir eksportert (Hustad, 2022).

3.2 Tilbud – Etterspørselsmodell med nettoeksport

For å se nærmere prisseffekter ved nettoimport og nettoeksport vil det videre bli sett nærmere på tre tilfeller ved hjelp av en tilbud-etterspørselsmodell; 1. Tilfelle uten handel. 2. Hjemme er nettoimportør av kraft. 3. Hjemme er nettoeksportør av kraft. For å legge de tre tilfellene tett opp mot situasjonen i NO2 er det lagt en del forutsetninger for modellen.

⁸ Se kapittel 2.6

Modell⁹:

$$(3.1) \quad X^S = X_i^* - NX$$

$$(3.2) \quad X^D = g(P)$$

$$(3.3) \quad NX = X_i^* - \bar{X}_i$$

$$(3.4) \quad X_i^* - \bar{X}_i \leq M$$

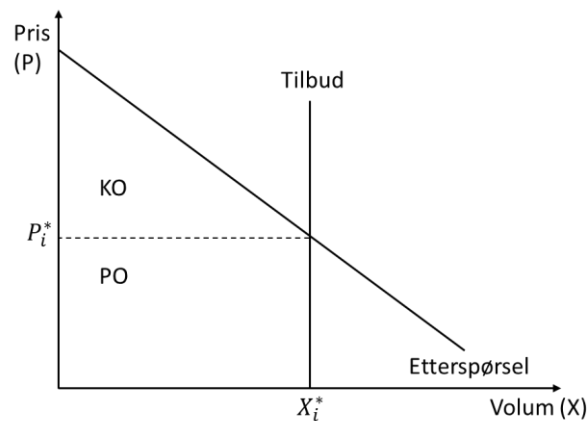
X^S = Tilbud, X^D = Etterspørsel, i = Hjemme, u = Ute, P = pris, $*$ = Optimal tilpasning uten eksport, X = Volum kraft, $\bar{}$ = i situasjon med handel, M = maksimal overføringskapasitet, NX = nettoeksport (negativ nettoeksport tolkes som import)

Likning (3.1) er tilbudskurven for kraft hjemme. Denne består av kraft produsert hjemme minus nettoeksport. På kort sikt, eksempel timer, vil marginalkostnaden for produsentene være lik null. Tilbudskurven er derfor forenklet til en vertikal kurve. Likning (3.2) er etterspørselen konsumenter har for elektrisk kraft. Etterspørselen avhenger kun av pris. Antar $g'(P) < 0$, altså at når prisen stiger, synker etterspørselen etter elektrisk kraft, og vi har en fallende etterspørselskurve. Likning (3.3) beskriver nettoeksport. Dette er lik endringen i innenlandsk volum av kraft. Negativ nettoeksport tilsvarer import. Til slutt viser likning (3.4) overføringskapasitetsbegrensningen. Absoluttverdien av NX kan ikke overstige M . Det kan ikke importeres eller eksporteres mer enn overføringskapasiteten M tillater.

I modellen forutsetter vi i tillegg at Hjemme er en liten kraftøkonomi relativt til Ute og at prisen Ute er eksogent gitt. Ute kan være utlandet, men også andre prisområder i samme land. Eierne av kraftverket (kraftprodusenten) og netteieren er ikke samme markedsaktør. Fordi det er kort sikt, timer, vil tilbud være gitt. Dette er en forenkling som vil fungere i en statisk modell slik som vist i dette kapittelet. Fordi vannkraftprodusentene kan holde igjen vann dersom prisen forventes å stige senere, vil tilbud være endogent gitt når det er flere perioder, dette er nærmere forklart i kapittel 4.

⁹ Modellen er en tilpasset versjon av en enkel import/eksport modell brukt av A. Skonhoft i artikkelen *Kraftkabler, samfunnsnyttene, miljøet og industrien* publisert i tidsskriftet *Samfunnsøkonomen* nr.1 2019.

1) Ingen handel med Ute

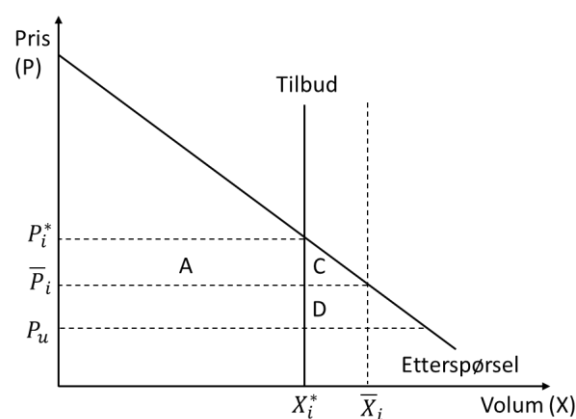


Figur 3: Ingen handel mellom Hjemme og Ute. Kilde: Laget selv basert på modell.

I dette tilfellet vil konsumenter Hjemme få kraftvolum X_i^* til prisen P_i^* . All kraften blir konsumert på hjemmemarkedet. Området merket KO er konsumentoverskuddet, mens området merket PO er produsentoverskuddet. Dette er utgangspunktet til Hjemme.

2) Hjemme er nettoimportør

Forutsetter nå at utenlandsk pris er lavere enn innenlandsk pris ($P_u < P_i^*$). Det vil da bli negativ nettoeksport for Hjemme mot Ute, altså en situasjon hvor Hjemme er nettoimportør. Antar at begrensningen for overføringskapasitet ($X_i^* - \bar{X}_i$) = M er nådd før det totale volumet på hjemmemarkedet tilsier at ny likevektspris er $\bar{P}_i = P_u$, pris hjemme er derfor $\bar{P}_i > P_u$.



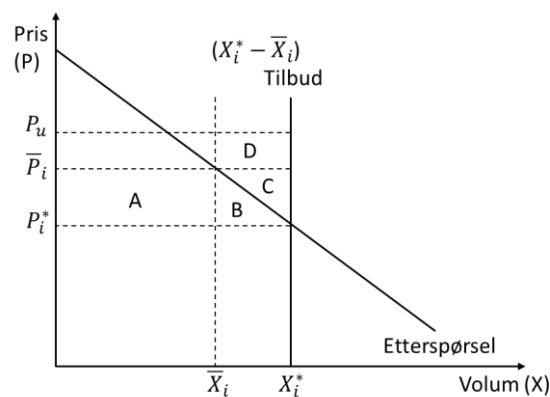
Figur 4: Import fra Ute. Kilde: Laget selv basert på modell.

Hjemme importerer kraft fra Ute til prisen \bar{P}_i som er lavere enn prisen uten handel P_i^* . På grunn av overføringskapasitetsbegrensningene, vil \bar{P}_i ligge over prisen i utlandet P_u .

Som følge av det økte volumet kraft på hjemmemarkedet som import fra Ute, gir vil konsumentene få økt sitt overskudd med område A og C. Produsentoverskuddet vil reduseres med område A. Disse inntektene vil nå gå til utenlandske produsenter. Område D er flaskehalsinntektene. Disse vil tilfalle netteieren og eventuelt netteieren sin samarbeidspartner.

3) Hjemme er nettoeksportør

Forutsetter nå at pris i Ute er høyere enn pris Hjemme pris ($P_u > P_i^*$). Hjemme vil nå være nettoeksportør mot Ute. På grunn av overføringskapasitetsbegrensninger ved eksport kan innenlandske produsenter kun eksportere volum lik $(X_i^* - \bar{X}_i) = M$, selv om prisen ikke er $\bar{P}_i = P_u$ i den nye likevekten Hjemme. Prisen blir da $\bar{P}_i < P_u$. Siden prisen i Ute er eksogent gitt vil kraftvolumet kunne selges i Ute til prisen P_u , altså selger de innenlandske produsentene volumet $(X_i^* - \bar{X}_i)$ til prisen \bar{P}_u .



Figur 5: Eksport til Ute. Kilde: Laget selv basert på modell.

Konsumentoverskuddet vil nå reduseres med område A+B. Nettoeksport til Ute gjør at konsumenter Hjemme må betale en høyere pris for volum \bar{X}_i som gir redusert konsumentoverskudd med område A. I tillegg faller kraftvolumet $(X_i^* - \bar{X}_i)$ bort fra hjemmemarkedet, noe som reduserer konsumentoverskuddet med område B.

Produsentoverskuddet vil nå øke med område A+B+C. Økt produsentoverskudd som følge av salg av kraft i Hjemme til økt innenlandsk pris, \bar{P}_i , vil utgjøre område A. Eksport til Ute gir økt produsentoverskuddet med område B + C. Område D er flaskehalsinntekter som tildeles netteieren og eventuelt netteierens samarbeidspartner.

3.3 Transportkostnader

Når en tar hensyn til transportkostnader er det ikke lengere gitt at de innenlandske kraftprodusentene velger å eksportere til tross for at de utenlandske prisene er høyere enn de innenlandske. Tap av kraft i kabel ved overføring gir transportkostnader. Dette vil igjen gi et tap som rammer både konsument og produsentoverskuddet, men går sterkest utover produsentoverskuddet. Den samlede økningen i produsentoverskudd må være større enn tapet i produsentoverskuddet som oppstår som følge av transportkostnadene for at produsentene skal velge å eksportere. Om prisdifferansen er lav vil denne økningen i produsentoverskuddet ofte være lavere enn tapet ved transportkostnader, og det vil da ikke oppstå eksport.

I praksis vil transportkostnadene være energitap som følge av kraftoverføring. Energitapet beregnes som forskjellen mellom energi matet inn i kraftkabelen og energi som blir tatt ut. Olje og energidepartementet skriver i stortingsmelding fra 2011 at det samlede tapet av elektrisk kraft i det norske nettet tilsvarer omtrent 10TWh i året, noe som tilsvarer ca 8% av årlig kraftproduksjon (Meld. St.14, (2011-2012), kap 2.2)¹⁰.

3.4 Fordeling av samfunnsøkonomisk overskudd ved handel

Modellen i kapittel 3.2 viser at import vil oppstå i tilfeller med lavere priser i tilknyttede prisområder, og eksport med høyere priser i tilknyttede prisområder. På grunn av overføringskapasiteter vil ikke kraftprodusenten kunne importere eller eksportere mer enn en gitt mengde. Kort oppsummert viser modellen at konsumentene øker overskuddet sitt, og produsentene taper overskudd, ved import. Motsatt vil skje i tilfellet med eksport. Dette er samme konklusjon Statnett viste til i sin Konesjonssøknad fra 2013. Import vil være til fordel for konsumentene. I situasjoner med krafteksport vil norske kraftprodusenter få bedre betalt, mens forbrukerne vil få en ulempe i form av økte priser. Det totale samfunnsøkonomiske overskuddet økes i begge tilfeller gitt at en vektet produsent og konsumentoverskudd likt (Statnett, 2013, s.24).

¹⁰ Siden tallgrunnlaget er fra 2011 vil det være ekskludert tap i mellomlandforbindelsene til Tyskland og Storbritannia.

4. Variasjon i Tilbud og Etterspørsel

Modellen i kapittel 3 viser at etterspørsel avhenger av pris og at tilbud avhenger av pris i tilknyttede prisområder og overføringskapasiteter. Dette er en grov forenkling. Videre vil det utledes andre variabler som påvirker tilbud og etterspørsel.

4.1 Produsentenes tilpasning av tilbud i kraftmarkedet

4.1.1 Vannmagasiner som batteri

I motsetning til annen fornybar kraft, som må brukes i det den oppstår slik som eksempel vind, kan vannkraft lagres og benyttes når det er behov. Kraften lagres i form av vann i magasiner, og en kan se på vannmagasiner som et slags batteri for elektrisk kraft. Samtidig er det ikke en ubegrenset fornybar ressurs. Det er begrensninger på hvor mye vann magasinet kan oppbevare, og hvor mye nytt tilsig som kommer i løpet av et år. I Norge står vannkraft for 90% av kraftproduksjonen¹¹, og fra 1979 til 2019 var tilsiget i norske vannmagasiner i snitt nok til å produsere 152,1 TWh per år. Til sammenlikning ble det kun produsert 12,9 TWh vindkraft på land (NVE, 2020, s.9). Lagringen av vann i magasiner gjør det mulig for produsentene å holde tilbake produksjonen når kraftprisene er lave og de vil få lite betalt for vannet, og produsere i større omfang når prisene er høye når inntjeningsmulighetene er større.

4.1.2 Produsentenes tilpasning av import og eksport av vannkraft

Muligheten for å holde tilbake på produksjon ved lav pris, og øke produksjonen ved høy pris gjelder også i tilfelle med import og eksport. Vannkraftprodusentene kan øke sin produksjon for eksport når de utenlandske prisene er høye, og spare på vannet i magasinene når de utenlandske prisene er lave. På denne måten avhenger tilbudet av kraft av priser, både innenlandske og utenlandske, men også av mengden vann tilgjengelig i magasinene.

Førsund utledet i sin bok *Hydropower Economics* (2015), ved hjelp av en flerperiode optimeringsmodell for kraftproduksjon, hvordan vannkraftprodusentene tilpasser sin produksjon for å maksimere profitt. Produksjon av vannkraft vil da avhengig av prisen for kraft nå, men også forventet pris i fremtidige perioder. Førsund trakk frem Norges salg av kraft gjennom Nord Pool sin kraftbørs for å aktualisere modellen¹². Kort oppsummert er modellen satt opp som et optimaliseringsproblem som løses ved bruk av lagrange hvor målet er å

¹¹ Ikke all norsk vannkraft er regulerbar. Estimateret omfatter også ikke-regulerbar elvekraft.

¹² Modellen er vedlagt i vedlegg 3.

maksimere kraftprodusentens profitt gitt begrensninger på overføringskapasitet og vannmagasinkapasitet (Førsund, 2015, s. 131-135), ¹³.

Førsund sin modell viser, sammenliknet med situasjonen uten handel, at kapasiteten blir mer effektivt utnyttet for å oppnå høyere profitt når det er åpnet for import og eksport. Magasinkapasiteten vil bli brukt til det fulle. Dette kommer av at vannet kan benyttes på hjemmemarkedet til en pris under importpris dersom alternativet er forbitapping, og vannet kan eksporteres ved høy utenlandsk pris (Førsund, 2015, s.146). Modellen viser også at muligheten for import og eksport skaper fleksibilitet for kraftprodusentene. Det gjør det lettere for produsentene å utnytte alt vannet tilgjengelig samt generere størst mulig profitt.

Når det kommer til pris viser Førsunds modell at prisene i hjemlandet, på grunn av overføringskapasitetsbegrensningen, ikke vil bli lik import og eksportprisene siden volumet for begge er begrenset. Prisene i perioder med import vil bli lavere enn prisen i tilfelle uten handel, mens prisene i perioder med eksport vil bli høyere enn i tilfelle uten handel. (Førsund, 2015, s.146). Dette er grovt sett den samme konklusjonen Statnett kom frem til i sine beregninger brukt i konsesjonssøknaden i 2013. Statnett mente at de norske kraftprisene vil nærme seg de tyske og britiske ved eksport (Statnett, 2013, s.22), noe som gjenspeiles både i Førsunds modell og modellen vist i kapittel 3.

Den teoretiske modellen Førsund utledet i sin bok stemmer godt overens med observasjonene Bye og Hope (2005) gjorde seg for Norge, utledet i artikkelen *Deregulation of Electricity Markets, The Norwegian Experience*. Her undersøkte de det norske kraftmarkedet før og etter energiloven liberaliserte markedet i 1991. De mente at import og eksport ville bidra til optimalisering av kraftproduksjonen sett fra tilbydernes side, og samtidig påvirke prisene i hjemlandet. Før 1991 var prisene i kraftmarkedet en blanding av langtidskontrakter med kraftintensiv sektor og statelige reguleringer. Denne prissettingen skapte ikke likevekt i markedet, og anslagsvis mellom fem og seks prosent av tilsiget i norske vannmagasiner ble forbitappet til tross for ledig produksjonskapasitet. Dette var rent samfunnsøkonomisk tap. Dataene Bye og Hope presenterte i artikkelen viser at ulike forbrukere av kraft fikk svært ulike priser for kraft som er nært å være et homogent gode, noe som tyder på markedssvikt (Bye & Hope, 2005, s.1-2). Bye og Hope baserte sine utsagn delvis på beregninger gjort av Bye og

¹³ Det er forutsatt at produsenten produserer vannkraft ved bruk av magasiner, se bort ifra vannkraftproduksjon med elveløp.

Strøm (1987) på slutten av åttitallet. Bye og Strøm argumenterte for at prisdiskrimineringen i kraftsektoren, som følge av at det ikke var et fritt marked, burde ta slutt fordi det førte til store samfunnsøkonomiske tap (Bye & Strøm, 1987, s.27-29). De beregnet at tapet som følge av prisdiskriminering er anslått å være mellom 3,7 og 4,5 milliarder norske kroner (Bye & Hope, 2005, s.2). Det er viktig å benytte all kapasitet for å hindre samfunnsøkonomiske tap. Dette var også, som nevnt i kapittel 3.1, et av Statnett sine hovedargumenter for å øke grad av handel med utlandet.

4.2 Konsumentenes etterspørsel i kraftmarkedet

Konsumenters etterspørsel etter kraft vil variere og variasjonen vil avhenge av flere variabler. Deler av etterspørselen vil variere med pris som et normalgode, men siden det i Norge hovedsakelig er elektrisk kraft som står for oppvarming, vil det også tidvis være et nødvendighetsgode (NVE, 2020).

4.2.1 Etterspørsel og tid

Førsund benyttet i sin bok *Hydropower Economics* (2015) Nord Pool data fra 2011 til å vise at prisene for elektrisk kraft i Norge svinger over tid. I Førsund sine undersøkelser svingte prisene både med årstider og innad i døgnet. Førsund fremstilte kurver for priser for fire representative døgn, to i juli og to i januar, hvorav et av døgnene var ukedag og en var søndag. Alle januar prisene var betydelig høyere enn juli prisene og prisene i ukedagene var høyere enn helgedagene. Ved å gjøre dette illustrerte Førsund at forskjellen mellom dag og natt var større på sommeren enn på vinteren, men at alle døgnene hadde høyere priser på dagtid enn om natten. Prisene på ettermiddagen og kvelden var tilnærmet like for helg og hverdag. Laveste pris var rundt klokken seks på morgenen (Førsund, 2015, s. 35-36). Førsund mente prissvingningene hadde en sterk korrelasjon med svingningene i etterspørsel etter kraft. For å illustrere dette fremstilte han konsummønsteret for elektrisk kraft deskriptivt for de samme døgnene som vist for pris. Både konsumet og prisene var betydelig høyere på vinterstid. Dette forklarte Førsund med at norske husholdninger hovedsakelig brukte elektrisk kraft til oppvarming, og at den lave temperaturen på vinteren førte til større behov for oppvarming (Førsund, 2015, s.9-13).

Det samme mønsteret viser undersøkelsene til Halvorsen (2012) vist i rapporten *Utviklingen i strømforbruket, prisfølsomheten og strømmarkedet laget for SSB*. I rapporten benytter Halvorsen data fra 2006 til å illustrere sammenhengen mellom temperatur og forbruk av kraft

i husholdningene og i industrien. På vinteren når temperaturen er lav er forbruket av kraft høyt, mens på sommeren når temperaturen er høy er forbruket lavt. Dette viser Halvorsen at gjelder både for husholdninger og for industrien (Halvorsen, 2012, s.8-11). I Norge står oppvarming for omtrent en femtedel av kraftforbruket, og forskjellen på forbruk i varme og kalde år utgjør hele 9 TW/h, noe som er en betydelig svingning (NVE, 2020).

Signeringene i løpet av døgnet forklarte Førstund med at det var naturlig å benytte mindre kraft om natten sammenliknet med dagtid, og at behovet for kraft også varierte på dagtid. Variasjonen på dagtid ble delvis bli forklart med at det er energikrevende å varme vann (eksempel til dusj, kaffe, te) som tilsvarte høyere forbruk om morgenen, og at ettermiddagsforbruket ble påvirket av middagslaging, TV, lys og liknende (Førstund, 2015, s.9-13).

Når det kommer til forskjellen mellom hverdag og helg, viser Halvorsen sine undersøkelser at forbruket i næringslivet varierer stort mellom hverdag og helg. Dette særlig i sekundærnæringene (industri) og i tertiærnæringene (tjenesteytende næringer). Forbruket er lavere i helgene sammenliknet med hverdager. Unntaket er primærnæringen (jord-skogbruk, fangst og fiske) hvor forbruket i større grad avhenger av temperatur. Dette forklarer Halvorsen med at primærnæringen ikke tar fri i helgene, og at mye av kraftkonsumet her går til oppvarming av tilholdssted for dyr (Halvorsen, 2012, s.8-11).

4.2.2 Etterspørselastisitet

Fordi behovet for kraft ikke er konstant, vil ikke etterspørselastisiteten etter kraft alltid være lik. På vintertid hvor behovet for oppvarming er stort, vil etterspørselen etter kraft være uelastisk. Fordi norske husholdninger i stor grad baserer oppvarming på elektrisk kraft, vil kraft nærme seg å være et nødvendighetsgode og etterspørselen nærme seg vertikal. Det vil være motsatt effekt på sommeren. Om en ser på import og eksport viste Statnett (2013) sine beregninger at vinteren, med uelastisk etterspørsel, vil være tilfelle hvor import vil kunne gi nedgang i kraftpriser og økt konsumentoverskudd ved handel med utlandet. Motsatt for sommeren (Statnett, 2013, s.24). I tillegg vil etterspørselen ha ulik elastisitet på ulik tid av døgnet. Natt vil være mer elastisk enn dagtid, særlig morgen og ettermiddag.

5. Data og bakgrunn

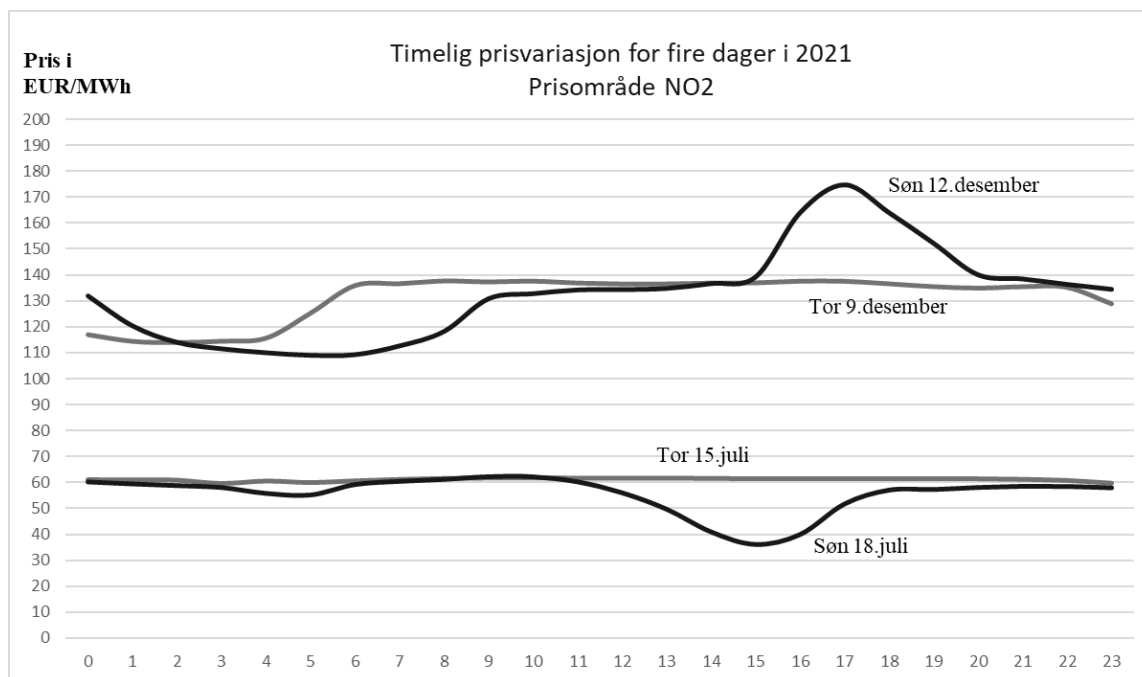
For å få en oversikt over datagrunnlaget og undersøke sammenhengen mellom tilbud, etterspørsel og pris for elektrisk kraft er sentrale deler av datagrunnlaget fremstilt deskriptivt i dette kapitlet. Noe data er rett fra datasettet benyttet i regresjonsanalysen, mens andre data er aggregert opp for å kunne fremstille data grafisk på en hensiktsmessig måte.

5.1 Prissvingninger

5.1.1 Prissvingninger innad i døgn, uke og mellom årstider

Figur 6 er tilsvarende en undersøkelse Førsund utførte med data fra 2011, utledet i kapittel 4.2.1. Den deskriptive fremstillingen er laget for å illustrere forholdet mellom prissvingninger og tid, og om dette forholdet har endret seg siden 2011 som er tidspunktet teorien i kapittel 4 baserer seg på. Norge har totalt økt handelen med utlandet betydelig siden 2011 og det er derfor interessant å sammenlikne undersøkelsen fra 2011 med nye undersøkelser for 2021. I 2011 hadde Norge en netto kraftutveksling på 3,1 TWh, hvorav 11,3 TWh var import og 14,3 TWh var eksport, mens tilsvarende tall for 2021 er 17,6 TWh i netto kraftutveksling og 8,8 TWh og 25,8 TWh i henholdsvis import og eksport (Statnett, 2022(3)). Figuren viser prisdata for Nord Pool Day-Ahead marked for 2021 for prisområde NO2. Prisene er fremstilt i EUR/MWh for å få best mulig sammenlikningsgrunnlag med Førsunds funn fra 2011¹⁴. For å fange opp mellomlandsforbindelsen til Storbritannia som ble satt i prøvedrift oktober 2021 er vinterdagene lagt til desember 2021, og ikke januar slik som i Førsund originalt brukte. Det er valgt datoer tidlig i desember for å unngå og fange opp effekter av julefeiring og helligdager.

¹⁴ Om en antar en vekslingskurs på 10NOK per EUR vil også figuren kunne leses som øre/kWh.



Figur 6: Pris og tidsvariasjon innad i døgn. Kilde: Egne beregninger basert metode Førsund (2015) og på data fra Nord Pool.

Figuren viser at det er prissvingninger innad i døgnet, med unntak av hverdag på sommeren. Det er på vinteren svingningene er størst. Her er det tydelig billigere på natten enn på dagtid, noe som stemmer godt overens med Førsund (2015) sin teori om lavere etterspørsel etter kraft på nattestid. På helgedagen på sommeren er det kun en svak prisvariasjon. Når det kommer til forskjellen mellom helg og hverdag er denne forskjellen mindre enn i 2011 hvor det var et klart gap på omtrent 5-10 EUR/MWh på vinteren og 5-30 EUR/MWh på sommeren, hvor helg lå under hverdag (Førsund, 2015, s.9-13). I april 2022 kom det et tillegg til Stortingsmelding 36 (2020- 2021), Stortingsmelding 11 (2021-2022) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser¹⁵, her meldes det om at kraftprisene gjennom nettene og i helgene har vært høyere enn normalt i 2021 og starten av 2022 (Meld.St.11 (2021-2022), s.27).

Sammenliknet med observasjonene fra 2011 ligger prisenivået på sommeren omtrent likt som i 2011 målt i EUR. Det er midlertidig viktig å bemerke at valutakursen i 2011 var omtrent 7,80NOK per EUR, mens den i 2021 var omtrentlig 10,50 NOK per EUR (Norges Bank, 2022). Dette vil si at det er en betydelig prisforskjell målt i norske kroner, og at prisene på sommeren i 2021 var høyere enn i 2011. I likhet med 2011 er vinterprisene høyere enn sommerprisene.

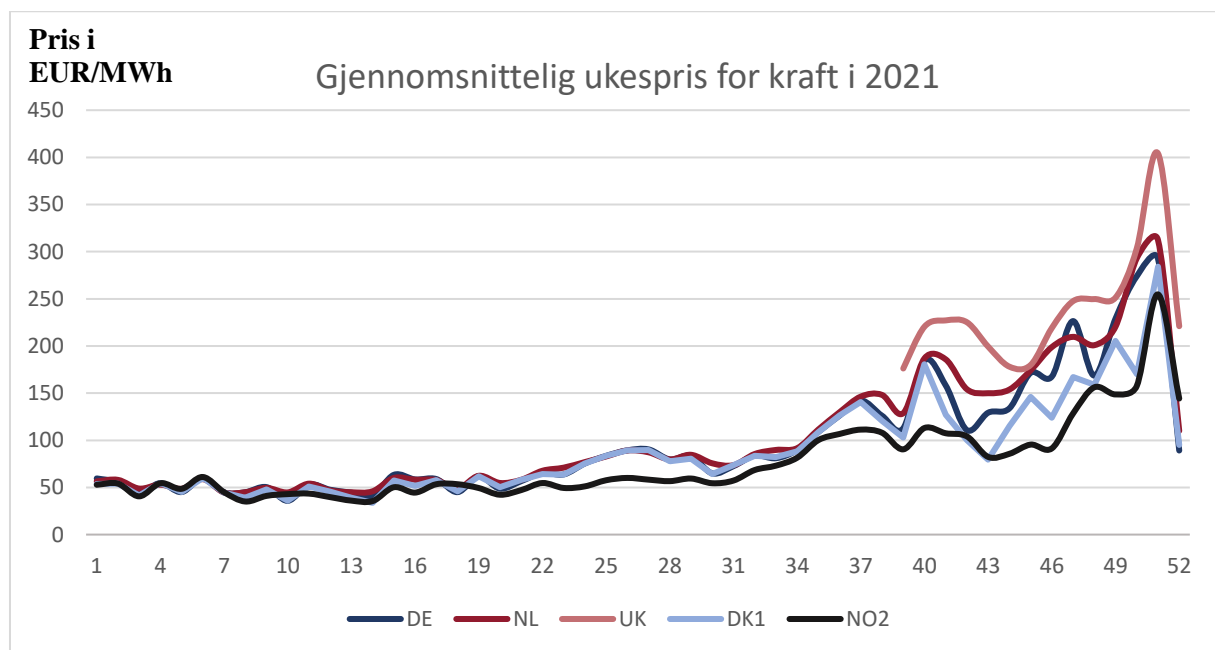
¹⁵ Tilleggsmeldingen er merket som foreløpig utgave og ble godkjent 8.april 2022.

Vinterprisene var i midlertidig høyere enn i 2011, også i euro¹⁶. Prisforskjellen mellom sommer og vinter viser at etterspørselen er mindre elastisk på vinteren sammenliknet med sommeren også i 2021, hvilket stemmer med teori vist i kapittel 4.2.2.

Ifølge økonomisk teori for handel med vannkraft, skal økt handel med utlandet føre til høyere kraftpriser i perioder med stor etterspørsel og lavere priser i perioder med lav etterspørsel. Dette stemmer bare delvis med empirien. Det har blitt høyere priser på vinteren sammenliknet med 2011 hvilket stemmer godt med teori, men sommerprisen har også blitt høyere, valutakurs tatt i betraktning, noe som strider mot Førstund (2015) sin modell. I Stortingsmelding 11 meldes det om at kraftprisene gjennom 2021 avviker fra tidligere utviklingstrekk både når det kommer til prisnivå og varighet på prisnivået (Meld.St.11 (2021-2022), s.27).

5.1.2 Pris i Nederland, Danmark, Tyskland og Storbritannia relativt til NO2

Figur 7 viser gjennomsnittlig ukespris for kraft i 2021 for NO2 og landene NO2 har mellomlandsforbindelser til i EUR/MWh¹⁷. Av figuren kommer det tydelig frem at NO2 enten har vært på linje med, eller under, prisene i prisområdene NO2 handler med.



Figur 7: Priser oppgitt i EUR per MWh, aggregert data. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Nord Pool.

¹⁶ prisene i 2011 lå omtrent mellom 70 og 85 EUR/MWh.

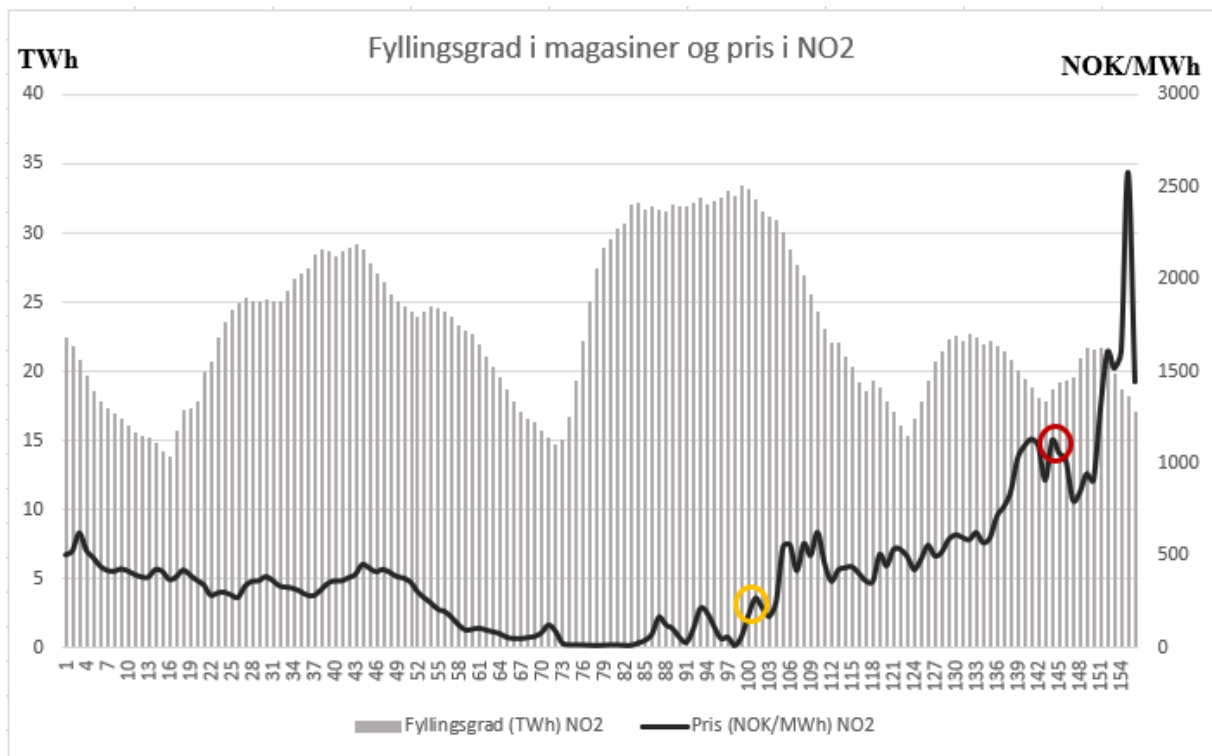
¹⁷ Prisene er fremstilt i EUR/MWh fordi data i NOK/MWh mangler for NL, DE og UK. Gitt en vekslingskurs på 10 NOK/EUR kan fremstillingen også leses som øre/kWh.

Dersom teorien vist i kapittel 3 holder, og det importeres så lenge prisen i tilkoblede prisområder er lavere, og det eksporteres så lenge tilkoblede prisområder er høyere, vil NO2 i 2021 nesten utelukkende ha eksportert til de fire landene. Datagrunnlaget bekrefter at dette gjelder for overføringer mellom NO2 og DE, NL og UK i 2021. Dette tyder igjen på at de høye utenlandske prisene drar opp prisen i NO2.

At de norske prisene blir påvirket av det europeiske kraftmarkedet gjennom mellomlandsforbindelsene til NO2 skriver også regjeringen i stortingsmelding 11 (2021-2022). Videre utledes det flere årsaker til de høye prisene mot slutten av 2021 i det europeiske kraftmarkedet. Hovedårsaken er at den europeiske unionen (EU) har satt seg ambisiøse mål for reduksjon i klimagassutslipp. For å kutte i CO₂ utslipp, har EU lagt ned store mengder regulerbar kraftproduksjon slik som kjernekraft og kull, og erstattet dette med væravhengig produksjon slik som vindkraft. Dette forklarer også i noen grad de økte prissvingningene (Meld.St.11 (2021-2022), s.28-30).

5.2 Fyllingsgrad og pris

Figur 8 viser fyllingsgrad og pris. Det er tydelige motsvingninger mellom prisen og fyllingsgraden i NO2. Når fyllingsgraden minsker økes prisene, og motsatt. Det er noe unntak på våren. Dette kan forklares med at det er en naturlig forsinkelse mellom nedbør og magasinoppfylling vinterhalvåret som følge av at nedbøren kommer i form av snø. Når tilbyderne vet det er mye snø som snart smelter vil dette påvirke vannverdien i magasinene, og det er ingen grunn til å øke prisene når det er forventet økning i magasinene innen kort tid. Det er i midlertidig verdt å nevne at fyllingsgraden ikke gjenspeiler hele den norske produksjonskapasiteten for kraft, og dermed ikke gir et fullstendig bilde av mulig kraftproduksjon i Norge. I Norge er omtrent 75 prosent av produksjonskapasiteten regulerbar gjennom vannmagasiner og noe regulering i elvekraftverk (OED, 2021(2)).



Figur 8: Fyllingsgraden er oppgitt i TWh og priser i NOK/MWh. Begge variabler er data for prisområde NO2. Den gule ringen markerer oppstart prøvedrift av mellomlandsforbindelsen Nord Link og den røde ringen markerer oppstart av prøvedriften på mellomlandsforbindelsen North Sea Link. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Nord Pool og NVE.

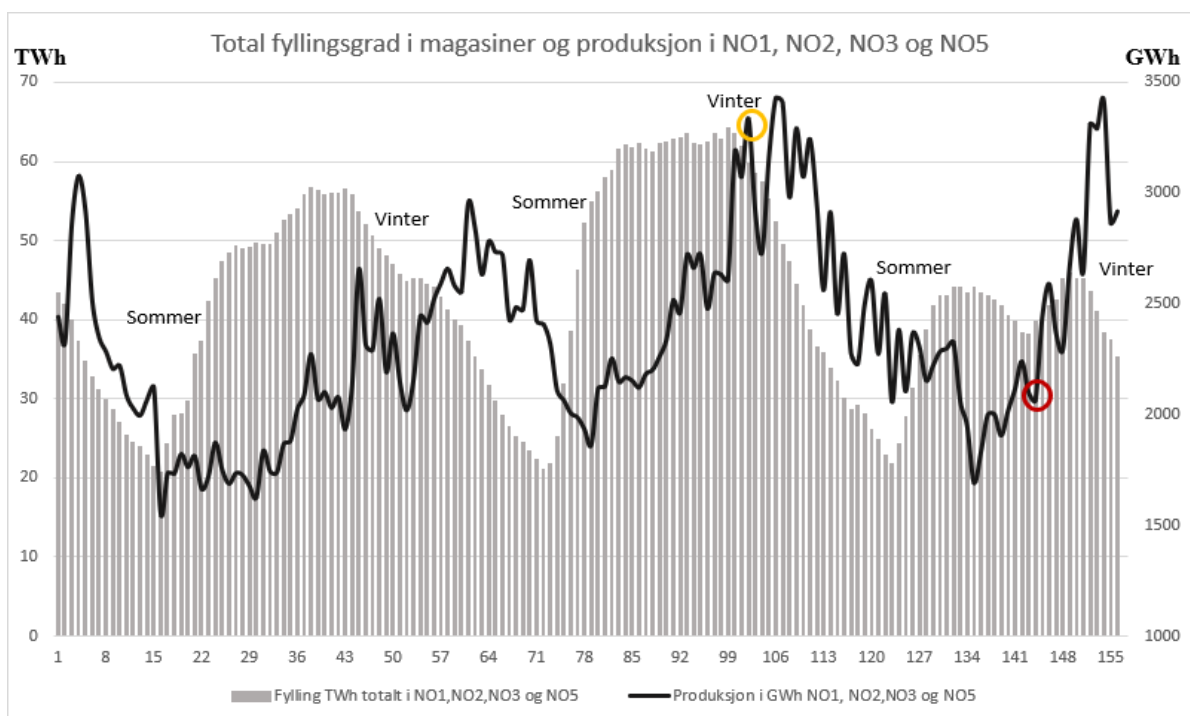
Sommeren 2020 var prisene rekordlave og fyllingsgraden var svært høy. Denne sammenhengen mellom pris og tilbud samsvarer godt med grunnleggende markedsteori. Høyt tilbud av kraft gir lave priser slik som i 2020, og lavt tilbud av kraft gir høye priser slik som i 2021. 2019 er et mellomår hvor både fyllingsgrad og pris er på et middels nivå. Prisene i 2021 er høyere enn prisene i både 2019 og 2020, men samtidig er også fyllingsgraden i vannmagasinene betydelig lavere. Mot slutten av 2021 går prisen på kraft betydelig opp, og mangedobler høyeste prisnivå i både 2019 og 2021. Datagrunnlaget stopper vinteren 2021. På dette tidspunktet er det flere uker igjen til vannkraftprodusentene forventer at vårmeltingen igjen skal fylle opp magasinene.

Den gule ringen markerer åpningen av mellomlandsforbindelsen til Tyskland (DE). Det er ikke gjort noe skille mellom prøvedrift og ordinær drift siden kapasitet fra start av var på maksnivå, 1400 MW. Grovt sett kan en si at den gule ringen også markerer starten for prisveksten. Fyllingsgraden tatt i betraktning er det vanskelig å si utfra figur 8 om det er en kausal sammenheng mellom åpning av mellomlandsforbindelsen mellom NO2 og DE og prisvekst,

eller om det er en korrelasjon som egentlig skyldes andre variabler slik som lav fyllingsgrad. Den røde ringen i Figur 8 markerer åpningen av mellomlandsforbindelsen for kraftutveksling mellom NO2 og Storbritannia (UK). Kort tid etter åpningen av mellomlandsforbindelsen er det et kraftig prishopp i kraftprisene i NO2. Det er i midlertidig for lite data til å kunne si om denne prisøkningen vedvarer over tid. I likhet med åpningen av mellomlandsforbindelsen mellom NO2 og DE, er det heller ikke mulig å avgjøre om det er en kausal sammenheng mellom åpningen og prisstigningen. Det er, allerede før åpningen av mellomlandsforbindelsen til UK, en tydelig økning i prisnivået i NO2.

5.3 Fyllingsgrad, produksjon og konsum

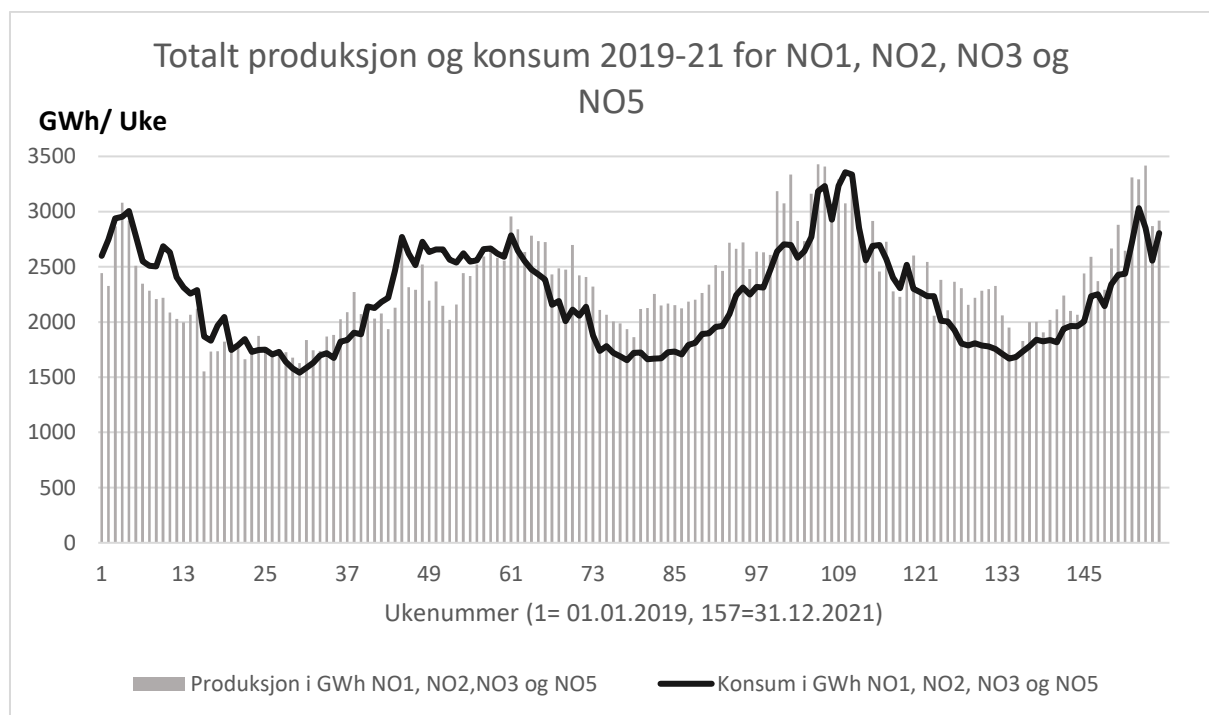
Fordi det er høy grad av kraftutveksling mellom de fire norske prisområdene NO1, NO2, NO3 og NO5, vil det være lite hensiktsmessig å kun se på NO2 isolert når det kommer til sammenheng mellom fyllingsgrad og produksjon. Figur 9 viser fyllingsgraden og produksjon totalt for de fire områdene. Det er forskyvning mellom mengde vann i magasinet og produksjon, noe som kan forklares ved at magasinene får tilsig hovedsakelig i sommerhalvåret, mens behovet for kraft er størst i vinterhalvåret.



Figur 9: Produksjon i GW/h og fyllingsgrad i TW/h. Begge variabler er totalt for områdene NO1, NO2, NO3 og NO5. Den gule ringen markerer oppstart prøvedrift av mellomlandsforbindelsen Nord Link og røde ringen markerer oppstart av prøvedriften på mellomlandsforbindelsen North Sea Link. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Nord Pool og NVE.

Til tross for lavere fyllingsgrad i 2021, sammenliknet med 2019 og 2020, er produksjonen av kraft høy også i 2021. Når produksjonen er høy, men innsattsressursen knapp, tilsier grunnleggende markedsteori at prisene er høye relativt til en situasjon med god tilgang til innsattsressursen. I dette tilfellet vil det si at kombinasjonen av lav fyllingsgrad og høy produksjon presser prisene opp. For å kunne si noe om den høye produksjonen i 2021 skyldes innenlandsk forbruk eller økt handel med utlandet, er det nødvendig å sette produksjon og konsum opp mot hverandre.

Figur 10 viser produksjon og konsum opp mot hverandre for årene 2019, 2020 og 2021. Som for figur 9, er det mest hensiktsmessig å vise totalen for de fire områdene NO1, NO2, NO3 og NO5 fordi de er tett tilknyttet hverandre når det kommer til kraftutveksling.



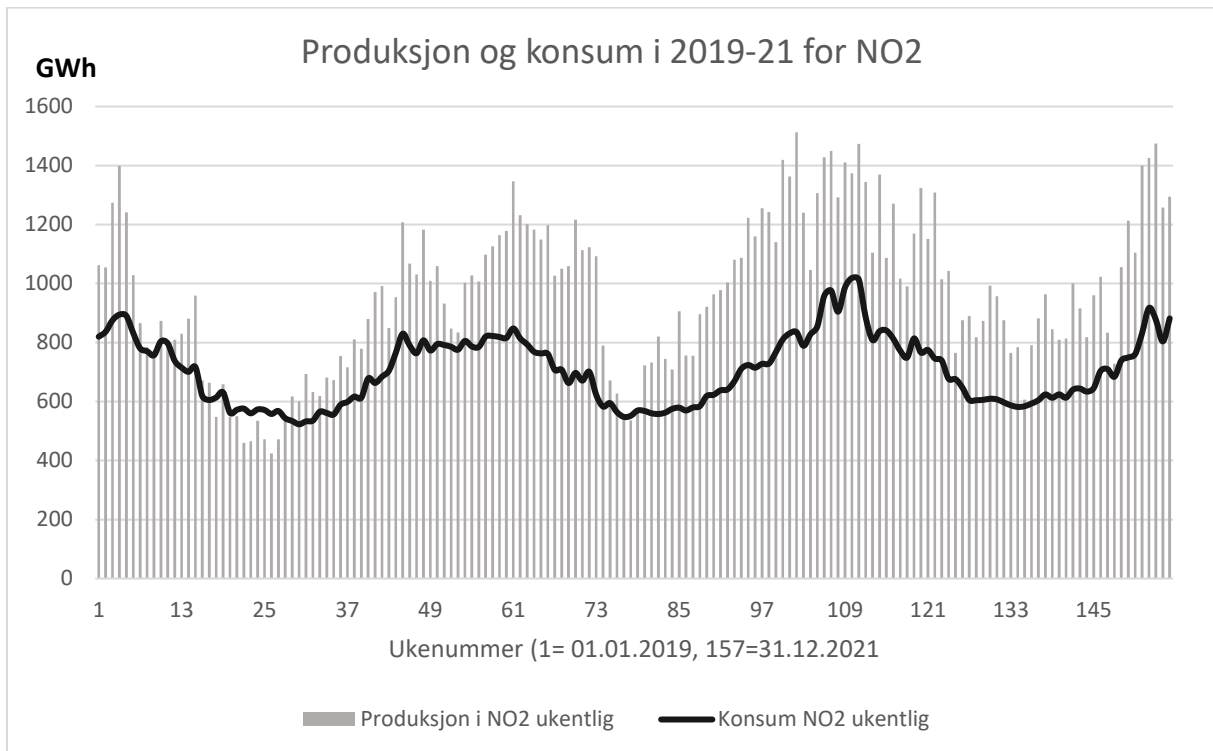
Figur 10: Produksjon og konsum i GW/h totalt for prisområdene NO1-3 og NO5. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Nord Pool.

I tillegg til å vise at konsumet av kraft i de fire områdene var på høyde med tidligere år i 2021 viser også figuren at, til tross for kombinasjonen lav fyllingsgrad og høy grad av innenlands konsum, ble det produsert mer enn det ble konsumert i 2021 i de fire områdene¹⁸. Norge var nettoeksportør av kraft i 2021 (Statnett, 2022(3))¹⁹. I figur 11 er Produksjon og konsum i NO2

¹⁸ Gjennom NO3 er prisområdene også koblet til prisområde NO4. NO4 hadde produksjon over konsum og var dermed nettoeksportør av kraft i 2021.

¹⁹ Når «Norge» blir brukt er også prisområde NO4 inkludert.

vist isolert. Figur 11 viser det samme som figur 10, at det til tross for høye priser og lav fyllingsgrad ble produsert langt mer enn det ble konsumert.



Figur 11: Konsum og produksjon i GW/h totalt for prisområdene NO2. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Nord Pool.

Når det kommer til spørsmålet om økt handel med utlandet har en kausal sammenheng med prisnivået i 2021 er det mulig, basert på de deskriptive fremstillingene i dette kapitlet, å argumentere for at svaret er både ja og nei.

De to sirklene i figur 8 og figur 9 markerer åpningen av mellomlandsforbindelsen mellom Norge og Tyskland, og Norge og Storbritannia, på henholdsvis 1400 MW og 700 MW. Om en ser på figur 8 isolert, kan det se ut som om åpningen av mellomlandsforbindelsen var en hendelse kritisk for den sterke prisøkning mot slutten av 2021. Dersom en derimot ser figur 8 og figur 9 sammen, ser det ikke ut som om åpningen av mellomlandsforbindelsen har ført til vesentlig høyere produksjon sammenliknet med samme tidspunkt i tidligere år, og at det på bakgrunn av dette peker mot at det er fyllingsgraden som er hoveddriveren bak prisøkningen i 2021.

Det er samtidig mulig å argumentere for det motsatte. Med økonomisk teori for tilfellet med nettoeksport fra kapittel 3 i bakhodet, kan en tolkning være at med lik produksjon som i

tidligere år, men med økt andel eksport, vil det være mindre kraft til konsum på hjemmemarkedet. Sammenliknet med 2019 har muligheten for eksport økt med omtrent 2100 MW i 2021²⁰. For å forsterke denne tankerekken, kan en legge til at de høye prisene i 2021 kan ha gitt konsumentene i Norge insentiver til å forbruke mindre kraft sammenliknet med tidligere år, og at det er nettopp dette som har muliggjort eksport. Om en ser på figur 10 som viser totalt konsum og produksjon totalt for de fire områdene NO1, NO2, NO3 og NO5 under ett, ser en at dette ikke stemmer. Konsumet mot slutten av 2021 var lavere enn slutten av 2020 og starten av 2021, men det skiller seg ikke markant fra konsumet i 2019 og starten av 2020²¹.

²⁰ 1400MW mot Tyskland og 700MW i prøvedrift mot Storbritannia.

²¹ NO3 utveksler også kraft med Sverige

6. Økonometrisk rammeverk

6.1 Tilbud, etterspørsel og pris

For å estimere effekten av import og eksport på pris for NO₂ i engrosmarkedet er det tatt utgangspunkt i grunnleggende tilbud og etterspørselsteori for markedskryss og likevekt. Ved hjelp av teorien fra kapittel 3 og kapittel 4 blir det utarbeidet uttrykk for en tilbudsfunksjon og en etterspørselsfunksjon som deretter blir satt sammen og løst for pris i en likevektssituasjon.

Likning (6.3) utledet i kapittel 6.1.3 blir deretter brukt som ramme for regresjonsanalysen med pris som avhengig variabel og ulike mål på handel med utlandet som interessevariabel.

6.1.1 Tilbud

I uttrykket for tilbud er det benyttet teori fra både kapittel 3 og kapittel 4. Kapittel 3 for nettoeksport og kapittel 4 for å identifisere andre variabler som påvirker tilbud i markedet uttrykt ved variabelen Q .

Produksjonen i NO₂ avhenger av fyllingsgrad i magasinene. I tillegg vil tilbudet avhenge av når det er forventet å komme mer vann i magasinet, altså årstid (vinter/sommer). Fyllingsgraden og årstid er uttrykt ved Q . På kort sikt, fra time til time, vil ikke tilbudet kunne tilpasses etter prisen i NO₂.

Som vist i kapittel 3, vil det totale tilbudet i NO₂ avhenge av produsert volum i NO₂ minus nettoeksport. Hvorvidt det er positiv eller negativ nettoeksport avhenger igjen om hvorvidt prisene i prisområdene NO₂ handler med ligger over eller under prisen i NO₂. Dette vil, som utledet i kapittel 3.2 være både pris i utlandet (P_u) og priser i andre norske prisområder (P_N). De utenlandske prisene blir behandlet som eksogent gitt og blir brukt direkte i analysen, mens de norske prisene blir erstattet med instrumentvariabler, temperatur, i regresjonsanalysen for å forhindre endogenitet. I tillegg til priser i prisområdene NO₂ handler med, vil også nettoeksport avhenge av overføringskapasiteter. Dette er, som utledet i kapittel 3, fordi NO₂ hverken kan importere eller eksportere mer enn makskapasiteten på mellomlandsforbindelsen.

Uttrykket for tilbud er derfor følgende:

$$(6.1) \quad X_{NO_2}^S = X_{NO_2}^S(Q) - NX_u(P_u, KAP_u) - NX_N(P_N, KAP_N)$$
$$\Rightarrow X_{NO_2}^S = f(Q, P_u, KAP_u, P_N, KAP_N)$$

Hvor Q = fyllingsgrad i magasiner, temperatur og årstid. KAP er maks overføringskapasitet.

6.1.2 Etterspørsel

Etterspørsel avhenger av, som utledet i kapittel 3 og kapittel 4 av pris og en rekke andre variabler. Ulike variabler som påvirker etterspørsel, i tillegg til pris, uttrykkes med variabelen Z. Kapittel 4.3.1 viser at etterspørsel avhenger av tid. Tidspunkt på døgnet (natt/dag) og ukedag (helg/hverdag) inngår i Z. I Norge er også elektrisk kraft primærkilden til oppvarming, diskutert i kapittel 4.3.1, og temperatur inngår derfor også i Z.

Uttrykket for etterspørsel er derfor følgende:

$$(6.2) \quad X_{NO_2}^D = X_{NO_2}^D(P_{NO_2}, Z)$$
$$\Rightarrow X_{NO_2}^D = g(P_{NO_2}, Z)$$

Hvor Z = tidspunkt i døgnet, ukedag og temperatur i NO₂

6.1.3 Pris

For å finne uttrykk for pris blir det utnyttet at tilbud er lik etterspørsel i likevekt. De to likningene (6.1) og (6.2) er derfor satt lik hverandre; $X_{NO_2}^S = X_{NO_2}^D$. Deretter løses det for likevektsprisen $P_{NO_2}^*$.

$$X_{NO_2}^* \Rightarrow X_{NO_2}^S = X_{NO_2}^D$$
$$\Rightarrow f(Q, P_u, KAP_u, P_N, KAP_N) = g(P_{NO_2}, Z)$$
$$\Rightarrow (6.3) \quad P_{NO_2}^* = h(Q, Z, P_u, KAP_u, P_N, KAP_N)$$

Hvor Q = fyllingsgrad i magasiner, temperatur og årstid, Z = tidspunkt i døgnet, ukedag og temperatur

Det er likning (6.3) som er utgangspunktet for regresjonsanalysen.

6.2 Regresjonsanalyse

6.2.1 Variabelliste

Listen inneholder variabelnavn og forklaring på alle variabler brukt i regresjonsanalysen.

Variabelnavn	Forklaring
Pris NO2	Pris målt i NOK/MWh for prisområde NO2
Pris NO3	Pris målt i NOK/MWh for prisområde NO3
Pris NO1	Pris målt i NOK/MWh for prisområde NO1
Pris NO5	Pris målt i NOK/MWh for prisområde NO5
Pris DK1	Pris målt i NOK/MWh for prisområde DK1
Pris NL	Pris målt i EUR/MWh for prisområde NL (kan også tolkes som øre/kWh gitt en vekslingskurs på 10NOK per EUR).
Pris DE	Pris målt i EUR/MWh for prisområde DE (kan også tolkes som øre/kWh gitt en vekslingskurs på 10NOK per EUR).
Pris UK	Pris målt i EUR/MWh for prisområde UK (kan også tolkes som øre/kWh gitt en vekslingskurs på 10NOK per EUR).
Temperatur NO2	Representativ temperaturmåling fra Kristiansand, målestasjon Kjevik:SN39040, temperatur i grader celsius
Temperatur NO1	Representativ temperaturmåling fra Oslo, målestasjon Blindern:SN18700, temperatur i grader celsius
Temperatur NO5	Representativ temperaturmåling fra Bergen, målestasjon Florida:SN50540, temperatur i grader celsius
Dagtid	Dummy. =1 for timer på dagen (kl.07.00-23.00), =0 for timer på natten
Vinter	1 for vintermånedene november, desember, januar og februar. =0 for resterende måneder
Helg	Dummy. =1 for lørdag og søndag, =0 mandag, tirsdag, onsdag, torsdag og fredag
Mellomlandsforbindelse DE	Dummy. =1 fra Des 2020, =0 for perioden før mellomlandsforbindelsen var satt i drift
Mellomlandsforbindelse UK	Dummy. =1 fra Okt 2021, =0 for perioden før mellomlandsforbindelsen var satt i drift
Kraftoverføring NL	Nettoimport til prisområde NO2 fra prisområde NL i MWh ²²
Kraftoverføring DK1	Nettoimport til prisområde NO2 fra prisområde DK 1 i MWh
Kraftoverføring UK	Nettoimport til prisområde NO2 fra prisområde UK i MWh
Kraftoverføring DE	Nettoimport til prisområde NO2 fra prisområde DE i MWh
Overføringskapasitet NO2-XX	Maksimal overføringskapasitet fra NO2 til prisområde XX i MW. Meldes inn av TSO. Hvor XX er prisområdene NO1, NO5, NL, DK1, UK og DE.
Overføringskapasitet XX-NO2	Maksimal overføringskapasitet fra prisområde XX til prisområde NO2 i MW. Meldes inn av TSO. Hvor XX er prisområdene NO1, NO5, NL, DK1, UK og DE.
Fyllingsgrad NO2	Total fyllingsgrad i vannmagasinene i prisområde NO2 målt i TWh

NL=Nederland, DK1 = Danmark 1, DE = Tyskland, UK = Storbritannia, NO1-5, Norge 1-5, TSO = Systemansvarlig nettselskap, NOK = Norske kroner, EUR = Euro

²² Positiv verdi i kraftoverføringsvariablene vil si at kraftvolumet i NO2 blir tilført en økning som følge av nettoimport.

6.2.2 Utgangspunkt for analyse

Utgangspunktet for regresjonsanalysen er likning (6.3). Pris i NO2 er venstreside, avhengig, variabel. Variabler som viser pris for utlandet eller er dummyer som beskriver åpen/lukket mellomlandsforbindelse er interessevariablene, mens resterende variabler, Q og Z, blir brukt som kontrollvariabler. I tillegg inngår overføringskapasiteter, både mellom NO2 og utlandet, og mellom NO2 og NO1 og NO5 som kontrollvariabler. Kontrollvariablene blir uttrykt som \mathbf{X}_t . \mathbf{u}_t er restleddet.

Likningen for regresjonsanalysen kan skrives på formen:

$$(6.4) \quad \log(\text{PrisNO2}_t) = \beta_0 + \beta_1 \log(\text{PrisNL}_t) + \beta_2 \log(\text{PrisDK1}_t) + \beta_3 \text{MellomlandsforbindelseDE}_t + \beta_4 \text{MellomlandsforbindelseUK}_t + \mathbf{X}_t + \mathbf{u}_t$$

Regresjonsanalysen blir utført ved hjelp av minste kvadraters metode (MKM). Det er gjort tester og utbedringer av regresjonen, se kapittel 7, i et forsøk på å unngå forventningsskjeve estimater og få frem pålitelige standardavvik. I tillegg er det gjort to robusthetssjekker. Det er brukt logaritmen av prisene i Danmark 1 (DK1) og Nederland (NL), mens det er laget dummyer for mellomlandsforbindelsene til Tyskland (DE) og Storbritannia (UK). Dette er fordi mellomlandsforbindelsene til DK1 og NL er åpen i hele perioden, og det derfor er interessant å se på priselastisiteter. Mellomlandsforbindelsene til DE og UK åpnes i løpet av perioden, og her er det interessant å se på effekten av å ha kabelen i drift relativt til stengt. Det er derfor besluttet at bruk av dummy for åpne og lukkede mellomlandsforbindelser var mer hensiktsmessig enn bruk av priser²³.

6.2.3 Robusthetssjekk 1

I siste del av 2021 har både prisområde NO2 og tilknyttede prisområder hatt en sterk prisvekst. Dette viser Figur 7 tydelig. Økningen i prisnivå har vært langt større enn tidligere år. En kan grovt sett si at den bratteste prisøkningen i NO2 startet omtrent samtidig med åpningen av mellomlandsforbindelsen mellom NO2 og UK. Dette vil si 01.10.2021. Jeg synes det er interessant å undersøke om regresjoner utført med observasjoner fra kun denne tidsperioden gir liknende, eller ulike, resultater relativt til regresjonene utført på hele tidsperioden slik som i analysen. Jeg har derfor kjørt liknende regresjoner med kun observasjoner for tidsperioden 01.10.2021 til 31.12.2021 som en robusthetssjekk. Fordi mellomlandsforbindelsene mellom

²³ Både dummy for åpen/lukket mellomlandsforbindelse og priser i samme regresjon vil gi multikollinearitet.

NO2 og DE og UK er åpne i hele tidsrommet er det ikke lengere hensiktsmessig å benytte seg av dummyer og de er derfor byttet ut med logaritmen av prisen i henholdsvis DE og UK. Resterende variabler og metode er likt som for analysen.

Likningen for robusthetssjekk 1 kan skrives på formen:

$$(6.5) \quad \log(\text{PrisNO2}_t) = \beta_0 + \beta_1 \log(\text{PrisNL}_t) + \beta_2 \log(\text{PrisDK1}_t) + \beta_3 \log(\text{PrisDE}_t) + \beta_4 \log(\text{PrisUK}_t) + \mathbf{X}_t + \mathbf{u}_t$$

Hvor \mathbf{X}_{ti} og \mathbf{u}_t har samme forklaring som i analysen, se kapittel 6.2.2.

6.2.4 Robusthetssjekk 2

I robusthetssjekk 2 blir de utenlandske prisene byttet ut med faktisk overført kraft mellom prisområde NO2 og de utenlandske prisområdene. Hensikten med denne robusthetssjekken er å undersøke om kontrollvariablene i større grad får intuitive fortegn ved å benytte seg av faktisk overført kraftvolum, relativt til analysen som benytter seg av priser. På grunn av endogenitet mellom interessevariablene for import- og eksportvolum og avhengig variabel pris, er koeffisientene forventet å bli forventningsskjeve. Dette er utdypet i kapittel 7.4.3. Observasjonene i robusthetssjekk 2 er fra samme tidsperiode som robusthetssjekk 1, altså 01.10.21 til 31.12.21²⁴. Her er alle mellomlandsforbindelser mellom prisområde NO2 og utenlandske prisområder i drift.

Likningen for robusthetssjekk 2 kan skrives på formen:

$$(6.6) \quad \log(\text{PrisNO2}_t) = \beta_0 + \beta_1 \log(\text{KraftoverføringNL}_t) + \beta_2 \log(\text{KraftoverføringDK1}_t) + \beta_3 \text{KraftoverføringDE}_t + \beta_4 \text{KraftoverføringUK}_t + \mathbf{X}_{ti} + \mathbf{u}_t$$

Hvor \mathbf{X}_{ti} og \mathbf{u}_t har samme forklaring som i analysen, se kapittel 6.2.2.

²⁴ Robusthetssjekk 2 ble forsøkt utført på hele tidsperioden (01.01.2019 – 31.12.21) men her ble resultatene for interessevariablene kontra-intuitive. I tillegg til dette gav det heller ingen økt verdi i forsøket på å forstå de kontra-intuitive fortegnene til kontrollvariablene i analysen. Jeg har derfor valgt å ikke inkludere resultatet for robusthetssjekk 2 på hele tidsperioden i denne oppgaven.

7. Datasett og økonometriske utfordringer

7.1 Beskrivelse av datasett

Datasettet er et tidsseriesett med enheten timer. Datasettet strekker seg fra kl.00:00 01.01.2019 til 23:00 31.12.2021. Med en tidsoppløsning i timer utgjør dette totalt 26.304 tidsenheter. Antall observasjoner er en styrke ved datasettet. Totalt består datasettet av 120 variabler. Det er i midlertidig ikke alle variabler som er benyttet i analysen, og noen variabler er slått sammen til snittverdier.

7.2 Valg av data

Jeg har selv laget datasettet spesielt for denne oppgaven. Datasettet er basert på tre datakilder²⁵. Hovedkilden er Nord Pool sin database for historiske markedsdata²⁶. Her var dataen for Day-Ahead spotmarkedet en egen kategori, og det var derfor enkelt å hente ut korrekt data for pris. Værdata er hentet fra Norsk Klimaservicesenter²⁷ som er en nettside for nedlastning av værstatistikk driftet av Metrologisk institutt. Fordi det ikke er gjennomsnittsmålinger for klima for de fem norske prisområdene, er det brukt data fra en representativ værstasjon i hvert område. De representative tidsseriene ble valgt ut ved hjelp av korrespondanse med klimavakten hos Metrologisk institutt. Data for fyllingsgrad for ulike prisområder er hentet hos Norges vassdrags og energidirektorat (NVE).

7.3 Bearbeiding av datasett

For å kunne benytte dataen måtte alle filer først skrives inn i en fil og tilpasses samme format. Først ble alle datafiler fra Nord Pool og Norsk Klimaservicesenter satt sammen hver for seg til to større filer. Data fra Nord Pool bestod av en fil per kategori per år, mens værdata bestod av en fil per målestasjon. Deretter ble alle datapunkter tilpasset samme tidsenhet, sentral europeisk tid (CET) på norsk omtalt som vintertid. Dette var nødvendig da de ulike observasjonen er tilpasset ulike tidssoner. Eksempelvis byttet data fra Nord Pool mellom CET og sentraleuropeisk sommertid med tomme datapunkter og overlapp ved tidspunktene en stiller klokken, mens data fra Metrologisk institutt var ført som CET.

Data for fyllingsgrad i vannmagasiner måtte hentes fra NVE ved hjelp av API spørring. Usortert data ble deretter lastet ned til Excel og sortert kronologisk etter tid og etter prisområde. Data

²⁵ Bakgrunnen for dette er at det grunnet rettigheter og betalingsmurer ikke var mulig å få hentet ut hele, ferdige datasett fra aktører som gjør liknende analyser.

²⁶ Datapunktene var åpent tilgjengelig frem til april 2022. Nå ligger all data bak betalingsmur.

²⁷ Se: Seklima.met.no.

for fyllingsgrad blir kun produsert som ukentlig data, og for å ikke miste observasjoner ble alle datapunkter fylt inn med sist gjeldende observasjon.

Deretter ble det laget nødvendige dummyvariabler. Det ble både laget dummies for å justere for sesongvariasjon og dummies for åpning av mellomlandsforbindelser.

Noen av variablene ble redigert ved at de fikk oppført 0 istedenfor ingen observasjon. Eksempel på dette er overføringskapasitet mellom Norge og Tyskland hvor det ble satt inn verdi 0 i tidsrommet mellomlandsforbindelsen ikke var åpen for kraftutveksling.

7.4 Økonometriske utfordringer ved bruk av minste kvadraters metode på tidsserie

7.4.1 Trend

Det er viktig å være oppmerksom på at mange tidsserier vokser eller minker over tid, altså har en tidstrend. Dersom variablene har samme eller motsatt trend er det fare for at koeffisientene, ved bruk av MKM, slår ut mer signifikant enn de er kun fordi variablene har tidstrend som kommer av uobserverbare faktorer i modellen (Wooldridge, 2019, s. 351). I dette datasettet er det prisvariablene som er mest utsatt for tidstrend fordi de ikke er inflasjonsjusterte.

Ved å se på prisdataene i datasettet visuelt, se figur 8 for pris i NO₂ over hele tidsperioden, og figur 7 for utenlandske priser i 2021, ser en at det er svingninger i dem. Prisenivåene viser ikke tegn til å jevnt stige med inflasjon på cirka to prosent i perioden på tre år som inngår i datasettet, også når man sammenlikner samme måneder og uker i de tre årene. Fordi prisdataene over de tre årene ikke viser tegn til en tidstrend tilsvarende inflasjon, er det lite sannsynlig at den kausale sammenhengen mellom dem skyldes uobservert inflasjon. Det er derfor ikke tatt med en tidstrend i regresjonsanalysen²⁸.

Fordi variablene svinger og en visuelt kan se stasjonaritet i svingningene, vil dette også utelukke unit root i tidsserien. I tillegg til å utelukke unit root ved å undersøke dataene visuelt ble det også foretatt en Dickey-Fuller test hvor nullhypotesen om unit root ble forkastet.

²⁸ Siste del av 2021 har en bratt stigning, men prisnivået stiger over det generelle inflasjonsnivået i økonomien.

7.4.2 Sesongvariasjon

Data bruk i datasettet er ikke sesongjustert. Dette vil si at det ikke er tatt høyde for forventet stigning i den avhengige prisvariabelen som følge av sesong. Selv om kraftprisen varierer fra en vinter til den neste er vinterprisen uansett forventet å være høyere enn sommerprisene. Dette vil delvis bli fanget opp av at det kontrolleres for temperaturen i NO₂, men også temperaturen vil være tydelig preget av om det er vinter eller sommersesong. Sesongvariasjon kan løses for ved å inkludere en sesong-dummy (Wooldridge, 2019, s. 359). Siden variablene for pris og temperatur i dette datasettet er forventet å variere hovedsakelig med vinter er vintermånedene lagt inn som en dummy i regresjonsanalysen.

$$(7.2) \quad y_t = \beta_0 + \beta_1 X_{t1} + \beta_2 X_{t2} + \delta_1 \text{vinter} + u_t$$

Hvor vinter er sesong-dummyen²⁹. Vinter = 1 i vintermånedene november, desember, januar og februar, og er =0 ellers³⁰.

I tillegg til variasjon mellom vinter og resterende måneder er det også lagt inn dummys for dagtid og for helg. Dette fordi det forventes å være lavere priser på nettene sammenliknet med dagtid, og en større grad av svingning i helger sammenliknet med hverdager.

$$(7.3) \quad y_t = \beta_0 + \beta_1 X_{t1} + \beta_2 X_{t2} + \delta_1 \text{vinter} + \delta_2 \text{dagtid} + \delta_3 \text{helg} + u_t$$

Hvor dagtid = 1 for timene i tidsrommet 07:00 – 22.00 og =0 ellers, og helg=1 for lørdag og søndag og =0 ellers.

Fordi datasettet har tidsoppløsning timer ble det også forsøkt å legge inn tidsdummys for alle timer i døgnet, med unntak av 23.00-00.00 som skulle fungere som basistime, som erstatning for dagtid³¹ men her var det flere av timene som ikke slo ut som signifikante. På bakgrunn av dette er dummyen for dagtid blitt benyttet.

²⁹ t= tidspunkt t, t=0,...,T, y=avhengig variabel, X₁=interesssvariabel, X₂= kontrollvariabel, u=errorterm

³⁰ Sett i ettertid burde det også vært lagt inn sesongdummys for sommermånedene og høstmånedene, og benyttet vårmånedene som basismåneder.

³¹ Kan ikke ha med både time-dummys og dummy for dagtid samtidig fordi dette vil gi multikollinearitet.

7.4.3 Endogenitet

For å få et forventningsrett estimat burde alle interesse og kontrollvariabler være strengt eksogene. Dette vil si at det ikke er noen korrelasjon mellom interesse eller kontrollvariablene med restleddet u , eller simultanitet, altså at avhengig variabel y og interesse eller kontrollvariabler påvirker hverandre simultant.

Det er rimelig å anta at de utenlandske prisene er eksogent gitt, altså at prisen i NO2 ikke påvirker prisen i land utenfor Norge, kun motsatt. Det er i midlertidig vanskelig å argumentere for at dette også gjelder prisene i NO1 og NO5. For å løse dette er temperatur i NO1 og NO5 brukt som instrumentvariabel for pris. For at temperatur skal være gyldige instrumentvariabler må de oppfylle to krav, de må være eksogent gitt og korrelert med prisvariablene de skal erstatte³². Kravet til eksogenitet er oppfylt. Prisen i NO2 vil ikke kunne påvirke temperaturen i de to naboprisområdene. For å undersøke relevanskriteriet ble det kjørt førstestegsregresjon med pris i NO1 og NO5 som avhengig variabel og temperatur som interessevariabel (se vedlegg 4 for resultat av regresjonen). Med t-verdier på -46,74 og -39,33 uten kontrollvariabler og -23,66 og -17,93 med, er begge å anse for å være sterke instrumentvariabler³³.

Fordi teori viser, se kapittel 4.1, at vannkraftprodusenter tapper vann avhengig av hvilken pris de får for vannkraft, er det også en mulighet for at fyllingsgraden i magasinene ikke er eksogent gitt til tross for at pris ikke kan påvirke tilsig til magasinet. En ide for å løse for dette er å benytte seg av tidsforskjøvet³⁴ nedbør som instrumentvariabel for fyllingsgrad, men siden datasettet kun har nedbør for en målestasjon i NO2, og denne i tillegg ikke er plassert ved et vannkraftverk, er det vurdert dit hen at dataen for nedbør i dette datasettet ikke er god nok til å benytte som instrumentvariabel.

Når det kommer til robusthetsjekk 2, hvor faktisk overført kraftvolum blir brukt som interessevariabel istedenfor pris, er det forventet endogenitet mellom interessevariablene og avhengig variabel (pris i NO2). Dette fordi det forventes at prisen i NO2 vil påvirke hvor stort kraftvolum som blir importert og eksportert og motsatt. Denne gjensidige avhengigheten blir

³² $Cov(Pris_{NO1}, Temperatur_{NO1}) \neq 0$ og $Cov(Pris_{NO5}, Temperatur_{NO1}) \neq 0$

³³ Fordi variablene for pris blir byttet ut med temperatur en til en, vil MKM fortsatt kunne benyttes som normalt uten å gå via «Two stages least squares».

³⁴ Lagged variable

vist i kapittel 3³⁵. Fordi regresjonene blir brukt som robusthetssjekk, og en kan se på utenlandsk pris som aktuelle instrumentvariabel, vil dette ikke bli løst for.

7.4.4 Heteroskedastisitet og seriekorrelasjon

For å se om standardavvikene var heteroskedastisk ble det tatt en Breusch-Pagan test, og for å undersøke seriekorrelasjon i restleddet ble det tatt en Godfrey LM test. Testene viste både heteroskedastisitet og seriekorrelasjon. Om en ser visuelt på figur 7 og figur 9 for pris ser en at svingningene, og dermed også standardavvikene, blir større mot slutten av 2021. De deskriptive fremstillingene i figur 7 og figur 8 støtter testene i at det er heteroskedastisk standardavvik. Uten å korrigere for seriekorrelasjon og heteroskedastisitet vil ikke variansestimaterne være pålitelige³⁶. For å håndtere dette er alle regresjonene i analysen utført med robuste standardavvik.

³⁵ Prisen i NO₂, gjennom differansen mellom pris i NO₂ og utenlandsk pris, avgjør størrelsen på kraftvolumet det er lønnsomt å importere. Nytt totalt kraftvolum i NO₂ etter kraftoverføring påvirker prisen i NO₂.

³⁶ Parameterestimaterne vil være forventningsrette

8. Regresjonsanalyse

8.1 Resultater

8.1.1 Regresjonsanalyse

Regresjonene (1) til (6) vist i tabell 1 er på formen til likning (6.4)³⁷. De ulike regresjonene har ulike sammensetninger av kontrollvariabler, noe som er markert for hver enkelt regresjon i tabellen. Alle regresjonene inneholder de fire interessevariablene som beskriver handel mellom Norge 2 (NO2) og utlandet; pris i Nederland (NL), pris i Danmark 1 (DK1), dummy for mellomlandsforbindelsen til Tyskland (DE) og dummy for mellomlandsforbindelsen til Storbritannia (UK). Tabell med verdier for alle kontrollvariabler er i vedlegg 5.

$$(6.4) \quad \log(PrisNO2_t) = \beta_0 + \beta_1 \log(PrisNL_t) + \beta_2 \log(PrisDK1_t) + \beta_3 MellomlandsforbindelseDE_t + \beta_4 MellomlandsforbindelseUK_t + \mathbf{X}_t + \mathbf{u}_t$$

³⁷ Se kapittel 6.2 for symbolforklaringer

Tabell 1 – Estimering av likning (6.4)
Tidsperiode 01.01.2019 til 31.12.2021

VARIABLER	(1) logPrisNO 2	(2) logPrisNO2	(3) logPrisNO2	(4) logpPrisNO2	(5) logPrisNO2	(6) logPrisNO2
Log Pris NL	0.419*** (0.0275)	0.446*** (0.0300)	0.431*** (0.0305)	0.344*** (0.0243)	0.324*** (0.0255)	0.321*** (0.0259)
Log Pris DK1	0.164*** (0.0138)	0.196*** (0.0134)	0.203*** (0.0133)	0.197*** (0.0111)	0.189*** (0.0110)	0.188*** (0.0109)
Mellomlandsforbindelse DE	1.105*** (0.0203)	0.998*** (0.0254)	0.999*** (0.0260)	1.232*** (0.0259)	1.337*** (0.0312)	1.326*** (0.0311)
Mellomlandsforbindelse UK	0.202*** (0.0231)	-0.110*** (0.0280)	-0.141*** (0.0283)	0.411*** (0.0235)	0.0621** (0.0295)	0.0230 (0.0298)
Temperatur NO5		0.000986 (0.00222)	0.00180 (0.00220)		-0.00317* (0.00188)	-0.00262 (0.00187)
Temperatur NO1		-0.0632*** (0.00223)	-0.0548*** (0.00231)		-0.0335*** (0.00183)	-0.0321*** (0.00187)
Temperatur NO2		0.0337*** (0.00247)	0.0341*** (0.00243)		0.0151*** (0.00202)	0.0140*** (0.00201)
Fyllingsgrad NO2		-0.0158*** (0.00154)	-0.0199*** (0.00158)		0.0168*** (0.00152)	0.0143*** (0.00161)
Overføringskapasiteter mellomlandsforbindelser	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja
Overføringskapasiteter NO1, NO5	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja
Sesong dummyer	Nei	Nei	Ja	Nei	Nei	Ja
Konstant	2.425*** (0.0754)	2.798*** (0.0727)	2.728*** (0.0736)	2.546*** (0.0821)	2.293*** (0.0885)	2.325*** (0.0899)
Observasjoner	20,332	20,191	20,191	20,332	20,191	20,191
R-squared	0.564	0.615	0.620	0.718	0.750	0.751

Robust standardavvik i parentes
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

8.1.2 Tolkning av koeffisienter

For pris i NL og DK1 er regresjonene på log-log format. Dette vil si at koeffisientene for pris må tolkes som prosentvis endring, altså priselastisiteten. Eksempel, i regresjon (1) vil en endring i prisen i NL på en prosent føre til en endring i prisen i NO2 på 0.42 prosent, alt annet likt.

Dummy variablene for mellomlandsforbindelsene har verdien 0 dersom mellomlandsforbindelsen ikke er i drift, og 1 dersom den er i drift. Dette vil si at koeffisienten må tolkes som en engangseffekt. Eksempel, i regresjon (1), dersom mellomlandsforbindelsen mellom NO2 og DE er i drift vil prisen ligge 110,5 prosent høyere enn i tilfelle hvor mellomlandsforbindelsen ikke er i drift, alt annet likt.

Resterende høyresidevariabler, kontrollvariablene, er på log-lin format. De tolkes slik at en ekstra enhet av høyreside variabelen en ser på vil føre til en endring på 100 prosent multiplisert med koeffisienten for den avhengige variabelen, Pris i NO2, alt annet likt. Eksempel, i regresjon (2) forventes det at en økning i fyllingsgraden på 1TWh vil føre til en prisnedgang på 0,15 prosent i NO2, alt annet likt.

Koeffisientene i robusthetssjekk 1 vil tolkes likt som i analysen.

8.1.3 Robusthetssjekk 1

Regresjon (7) til (12) vist i tabell 2 er på formen til likning (6.5). De ulike regresjonene har ulike sammensetninger av kontrollvariabler, noe som er markert for hver enkelt regresjon i tabellen. De fire utenlandske prisene (Pris NL, DK1, DE og UK) er interessevariablene. Tabell med verdier for alle kontrollvariabler er vedlagt i vedlegg 6.

$$(6.5) \quad \log(\text{PrisNO2}_t) = \beta_0 + \beta_1 \log(\text{PrisNL}_t) + \beta_2 \log(\text{PrisDK1}_t) + \beta_3 \log(\text{PrisDE}_t) + \beta_4 \log(\text{PrisUK}_t) + \mathbf{X}_t + \mathbf{u}_t$$

Tabell 2 – Estimering av likning (6.5)
Tidsperiode 01.10.2021 til 31.12.2021

VARIABLER	(7) logPrisNO2	(8) logPrisNO2	(9) logPrisNO2	(10) logPrisNO2	(11) logPrisNO2	(12) logPrisNO2
Log Pris NL	0.272*** (0.0954)	0.263*** (0.101)	0.249** (0.111)	0.223** (0.0967)	0.237** (0.107)	0.236** (0.109)
Log Pris DK1	0.351*** (0.0223)	0.206*** (0.0246)	0.233*** (0.0271)	0.323*** (0.0325)	0.208*** (0.0392)	0.205*** (0.0416)
Log Pris DE	-0.104*** (0.0246)	0.0157 (0.0280)	-0.0442 (0.0272)	-0.0370 (0.0280)	0.0214 (0.0284)	0.0231 (0.0286)
Log Pris UK	0.0527 (0.0667)	-0.0186 (0.0757)	0.0362 (0.0730)	0.0130 (0.0708)	-0.0304 (0.0798)	-0.0344 (0.0793)
Temperatur NO5		-0.00889*** (0.00235)	-0.000511 (0.00243)		-0.00871*** (0.00246)	-0.00833*** (0.00244)
Temperatur NO1		-0.0177*** (0.00193)	-0.00965*** (0.00249)		-0.0141*** (0.00210)	-0.0137*** (0.00207)
Temperatur NO2		-0.00347 (0.00301)	-0.0174*** (0.00323)		-0.00135 (0.00274)	-0.00131 (0.00285)
Fyllingsgrad NO2		-0.0957*** (0.00381)			-0.0707*** (0.00752)	-0.0746*** (0.00808)
Overføringskapasitet mellomlandsforbindelser	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja
Overføringskapasitet NO1, NO5	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja
Sesong Dummyer	Nei	Nei	Ja	Nei	Nei	Ja
Konstant	3.399*** (0.197)	6.270*** (0.217)	4.245*** (0.247)	3.470*** (0.320)	5.993*** (0.341)	6.053*** (0.371)
Observasjoner	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189
R-squared	0.578	0.790	0.708	0.662	0.805	0.806

Robuste standardavvik i parentes

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

8.1.4 Robusthetssjekk 2

Regresjon (13) til (18) vist i tabell 3 er på formen til likning (6.6). De ulike regresjonene har ulike sammensetninger av kontrollvariabler, noe som er markert for hver enkelt regresjon i tabellen. De fire interessevariablene er netto-kraftutveksling mellom NO2 og de utenlandske prisområdene. Tabell med verdier for alle kontrollvariabler er vedlagt under vedlegg 7.

$$(6.6) \quad \log(\text{PrisNO2}_t) = \beta_0 + \beta_1 \log(\text{KraftoverføringNL}_t) + \\ \beta_2 \log(\text{KraftoverføringDK1}_t) + \beta_3 \text{KraftoverføringDE}_t + \\ \beta_4 \text{KraftoverføringNUK}_t + \mathbf{X}_{ti} + \mathbf{u}_t$$

Tabell 3 – Estimering av likning (6.6)
Tidsperiode 01.10.2021 til 31.12.2021

VARIABLER	(13) logPrisNO2	(14) logPrisNO2	(15) logPrisNO2	(16) logPrisNO2	(17) logPrisNO2	(18) logPrisNO2
Kraftoverføring NL	0.000456*** (4.36e-05)	2.15e-05 (4.15e-05)	1.88e-05 (4.24e-05)	0.000210*** (5.17e-05)	-2.20e-05 (4.59e-05)	-1.03e-06 (4.84e-05)
Kraftoverføring DK1	-0.000135*** (9.98e-06)	-9.94e-05*** (7.43e-06)	-6.08e-05*** (1.09e-05)	-8.37e-05*** (9.36e-06)	-8.46e-05*** (6.69e-06)	-6.24e-05*** (8.78e-06)
Kraftoverføring DE	-7.39e-05** (3.46e-05)	-0.000146*** (3.11e-05)	-0.000177*** (3.55e-05)	-1.68e-05 (4.74e-05)	-0.000162*** (4.32e-05)	-0.000181*** (4.49e-05)
Kraftoverføring UK	-0.000298*** (4.74e-05)	-3.33e-05 (3.16e-05)	-9.55e-06 (2.80e-05)	-0.000323*** (4.22e-05)	-0.000122*** (3.19e-05)	-8.39e-05*** (3.01e-05)
Temperatur NO5		-0.0162*** (0.00341)	-0.0164*** (0.00318)		-0.0227*** (0.00356)	-0.0189*** (0.00336)
Temperatur NO1		-0.0186*** (0.00182)	-0.0113*** (0.00169)		-0.0110*** (0.00171)	-0.0118*** (0.00204)
Temperatur NO2		-0.0109*** (0.00237)	-0.0126*** (0.00213)		-0.00608*** (0.00229)	-0.00935*** (0.00227)
Fyllingsgrad NO2		-0.109*** (0.00680)	-0.113*** (0.00764)		-0.0806*** (0.0112)	-0.0873*** (0.0126)
overføringskapasiteter mellomlandsforbindelser	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja
overføringskapasiteter NO1, NO5	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja
Sesong Dummyer	Nei	Nei	Ja	Nei	Nei	Ja
Konstant	6.997*** (0.0350)	9.310*** (0.118)	9.212*** (0.128)	7.010*** (0.0912)	8.925*** (0.210)	8.832*** (0.270)
Observasjoner	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266
R-squared	0.167	0.493	0.549	0.299	0.544	0.565

Robuste standardavvik i parentes

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

8.1.5 Tolkning av koeffisienter Robusthetssjekk 2

For interessevariablene kraftoverføring er regresjonen på log-lin format. Dette vil si at en økning på en enhet i interessevariabelen fører til 100 prosent multiplisert med koeffisienten forventet økning i den avhengige variabelen (pris i NO₂). Kraftoverføring er definert som netto kraftutveksling, nettoimport, mellom NO₂ og prisområdet oppført³⁸. Dette vil si at når variablene for kraftoverføring øker med en enhet så er dette en økning med 1 MWh i import til NO₂. Negativ import = eksport. Eksempel, i regresjon (13) vil en økning i importert kraft på 1MWh fra DK1 til NO₂ gi en forventet prisnedgang i NO₂ på 0,014 prosent, alt annet likt.

Resterende variabler tolkes som i 8.1.2.

8.2 Tolkning av resultater og diskusjon

Alle interessevariablene, med unntak av dummyen for mellomlandsforbindelsen til Storbritannia (UK), er signifikante med en p-verdi på under 0,01 for alle regresjoner i tabell1³⁹. Dummyen for mellomlandsforbindelsen til UK er signifikant med en p-verdi under 0,01 i regresjon (1)-(4), signifikant med p-verdi under 0,05 i (5) og ikke signifikant i (6). Dette tyder sterkt på at handel med utlandet, gjennom utenlandske prisnivåer, har en betydning for prisnivået i NO₂.

Resultatet for regresjon (6), der alle kontrollvariabler er inkludert, viser en priselastisitet på 0,32 for NO₂-NL og 0,19 for NO₂-DK1. For åpningen av mellomlandsforbindelsen til DE viser regresjon (6) at åpning gir en prisøkning på 133 prosent, alt annet likt. Når det kommer til åpningen av mellomlandsforbindelsen til UK slår ikke denne ut som signifikant i regresjon (6), og den er derfor vanskelig å tolke.

8.2.1 Priselastisitet og flaskehalsinntekter

Regresjon (1) hvor det ikke er lagt til noen kontrollvariabler, er priselastisiteten mellom Nederland (NL) og NO₂ på 0,42 og mellom Danmark (DK1) og NO₂ 0,16. Regresjon (6), hvor er kontrollert for overføringskapasiteter, temperaturer og sesong, viser at priselastisiteten mellom NL og NO₂ er på 0,32 og mellom DK1 og NO₂ er på 0,19. Koeffisientene endrer seg når det legges til uke kontrollvariabler, noe som er forventet. Koeffisienten til NL endrer seg omtrent med 0,1, mens koeffisienten til DK1 er relativt stabil. En økning i prisen i DK1 og NL gir begge en positiv effekt på prisen i NO₂. Effekten av endring i prisen i NL er størst. Dette

³⁸ Negativ nettoimport er nettoeksport

³⁹ innen et 99 prosent konfidensintervall

samsvarer godt både med teorien i kapittel 3 som sier at prisen hjemme påvirkes av prisen i området det handles med, men at dette ikke er et 1:1 forhold. Dette vil også si at kraftoverføringene ofte er nær overføringsbegrensningen⁴⁰. I tillegg er resultatet underbygget av figur 7 som viser at prisen i NO2 øker i takt med prisen i NL, men at prisnivået ikke tar igjen NL. Figuren viser også at prisnivået i DK1 jevnt over ligger nærmere prisnivået i NO2 sammenliknet med prisnivået i NL. Dette underbygger at prisen i NL drar prisene i NO2 opp i større grad enn prisene i DK1. Dette er fordi at så lenge prisene i NL ligger over prisen i DK1 vil NO2 prioritere å eksportere til NL frem til makskapasitet er nådd, og deretter eksportere til DK1. Endringer i prisen i DK1 vil da ha mindre å si for prisen i NO2 så lenge den holder seg i intervallet mellom prisen i NO2 og NL.

Fordi prisen i NO2 påvirkes av utenlandske priser, men det ikke er et 1:1 forhold vil det oppstå flaskehalsinntekter i markedet ved import og eksport til utlandet. Hvordan flaskehalsene oppstår er utledet i kapittel 2.6 og teoretisk i kapittel 3. Ved endrede prisdifferanser vil det forekomme endringer i flaskehalsinntektene. Dette vil i praksis påvirke inntektene til Statnett som er systemansvarlig nettselskap (TSO) og eier av transmisjonsnettet i Norge. I sin konsesjonssøknad for mellomlandsforbindelsene til DE og UK oppgir Statnett (2013) at de forventer flaskehalsinntekter på 83 millioner euro for mellomlandsforbindelsen til DE og 102 millioner euro for mellomlandsforbindelsen til UK. Estimatenes er laget for år 2020 som var forventet oppstartsår for kraftutvekslingen. Siden åpningen ble forsinket til sent 2020 og 2021, er det rimelig å si at estimatet gjelder for 2021. Estimatenes er for bruk av full kapasitet (Statnett, 2013, s.22). Med en vekslingskurs på 10NOK/EUR vil dette si en totalsum på 1,85 milliarder kroner. Om man kun tar med en fjerdedel av beløpet for mellomlandsforbindelsen til UK, siden denne kun har vært åpen siden oktober, og i tillegg deler gjenværende beløp på 2 som følge av at kapasiteten kun var 700MW i gjeldende periode, vil beløpet bli omtrent 960 millioner kroner totalt i flaskehalsinntekter for de to mellomlandsforbindelsene i 2021⁴¹.

Om en ser på Statnett sine flaskehalsinntekter samlet for mellomlandsforbindelsene til utlandet for 2019 og 2020 er disse på henholdsvis 596 millioner og 2361 millioner (RME/NVE,

⁴⁰ Teorien tilsier at dersom makskapasiteten for overføring ofte nås påvirkes prisene i hjemme i mindre grad (både positivt og negativt), og det skapes flaskehalsinntekter sammenliknet om makskapasiteten ikke nås. Flaskehalsinntekter defineres som prisforskjellen mellom de to prisområdene multiplisert med overført kraftvolum time for time.

⁴¹ Det anslås i tillegg at Statnett vil tape flaskehalsinntekter på andre forbindelser tilsvarende 43 millioner euro (omtrent 430 millioner kroner), men her er det ikke spesifisert om dette gjelder kun mellomlandsforbindelser.

2021)⁴². Om en legger til de estimerte 960 millionene i inntekt for mellomlandsforbindelsene til DE og UK, vil summen bli omtrentlig 1,6 milliarder og 3,3 milliarder. I Stortingsmelding 11 (2021-2022) anslås det at Statnett har hatt flaskehalsinntekter på 4,2 milliarder kroner i 2021 som følge av flaskehals i mellomlandsforbindelser (Meld.St.11 (2021-2022), s.32)⁴³.

Det kan argumenteres for at det blir mest riktig å legge til estimatet for de nye mellomlandsforbindelsene til 2020 fordi dette året hadde absoluttverdi på kraftoverføring nærmere 2021 med 29,5 TWh relativt til 2019 med 24,7 TWh. I tillegg ligger 2019 under absoluttverdien for kraftutveksling de siste ti årene. 2021 hadde en absoluttverdi på kraftoverføring på 34TWh inklusiv overføring til DE og UK (Statnett, 2022(3)). En kan også argumentere for det motsatte fordi det var rekordlave kraftpriser i Norge i 2020, og 2019 representerer et mer normalt år prismessig. Uavhengig hvilket år en sammenlikner med er inntektene i 2021 godt over Statnett (2013) sitt eget estimat. Tar en det høyeste året 2020 som grunnlag og legger til estimerte inntekter er avviket på omtrent 900 millioner.

At flaskehalsinntektene er høyere enn estimert, tyder på at priselastisitetene mellom norsk og utenlandskpris er lavere enn estimert. Dette vil si at gapet mellom utenlandsk pris og norsk pris er høy, og at de norske prisene ikke tar igjen de utenlandske, gitt at de norske prisene ligger under de utenlandske fra start av. Dette er også det figur 7 viser for 2021. Fordi mellomlandsforbindelsene fra NO2 til DE og UK kom sent 2020 og 2021 er priselastisitetene mellom NO2 og de to prisområdene utelatt fra analysen. Robusthetssjekk 1 viser i midlertidig en lav priselastisitet for de siste tre månedene av 2021. Avviket mellom estimerte flaskehalsinntekter og faktiske flaskehalsinntekter tyder på at også disse priselastisitetene er lavere enn lagt til grunn da mellomlandsforbindelsene fikk konsesjon.

8.2.2 Preiseffekter som følge av nye mellomlandsforbindelser

Mellomlandsforbindelsen til DE har en signifikant positiv effekt på pris uavhengig av kontrollvariabler, men koeffisienten er høyere når det legges til kontrollvariabler. Dette er interessant fordi det kan tyde på at åpningen av mellomlandsforbindelsen, som har ført til økt handel, har hatt en betydelig effekt på prisnivået i NO2. Alt annet likt, gir åpningen av

⁴² 2019: SE 142, DK 330, NL 123 millioner og 2020: SE 846, DK 906, NL 582, DE 26 millioner i flaskehalsinntekter mellom Norge og nevnte land.

⁴³ Inntektene fra flaskehals tilknyttet mellomlandsforbindelser har gått til å redusere tariffgrunnlaget i transmisjonsnettet med 4 milliarder. Dette har i praksis gitt forbrukere redusert nettleie (Meld.St.11 (2021-2022), s.32).

mellomlandsforbindelsen en estimert prisøkning på 133 prosent når det er kontrollert for kapasitetsbegrensninger og sesong.

I 2013 estimerte Statkraft at prisøkningen som følge av NordLink (mellomlandsforbindelsen til DE) og Nord Sea Link (NSL) (mellomlandforbindelsen til UK) totalt kom til å stå for en prisøkning på 5 EUR/MWh. I 2022 ble estimatet justert til 5-15 EUR/MWh for 2021 (Statnett, 2022(5)). Statnett peker på lavt tilsig og fyllingsgrad i magasiner som hovedårsak for den høye kraftprisen i 2021 (Statnett, 2022(5)). Datagrunnlaget fra Nord Pool viser at snittprisen for 2019 og 2021 i NO2 var 24,30 EUR/MWh, noe som vil si at prisen ifølge Statnett skulle ha økt til 29,30-39,30 EUR/MWh i 2021 alt annet likt. En kan argumentere for at kraftprisene var usedvanlig lave i 2020 og at det vil være mer riktig å legge til 5-15 EUR/MWh til snittprisen for 2019 som lå på 39,10 EUR/MWh. Dette ville gitt prisen 44,10-54,10 EUR/MWh. Dette er langt unna estimatet på en prisøkning på 133 prosent slik tabell 1, regresjon (6) viser. Dette skulle tilsvart at NordLink alene stod for en økning i pris fra 24,30 EUR/MWh til 56,60 EUR/MWh. Snittprisen for NO2 i 2021 var 75,70 EUR/MWh. Dette taler for at prisøkning på 133 prosent som konsekvens av Nord Link alene kan være et mer riktig estimat, for 2021 isolert, sammenliknet med en flat økning på 5-15 EUR/MWh for både NordLink og NSL totalt. Statnett understreker at estimatet er noe usikkert (Statnett, 2022 (5)).

Når det kommer til mellomlandsforbindelsen til UK er denne vanskeligere å tolke. Koeffisienten veksler mellom å være positiv og negativ, avhengig av hvilke kontrollvariabler som legges til, og når både overføringskapasiteter kontrolleres for og sesong dummyer legges til er ikke lenger koeffisienten signifikant. Dette kan komme av at det er en relativt kort andel av den totale tidsperioden hvor mellomlandsforbindelsen til UK er åpen for drift. Det er også vanskelig å tolke effekten av åpningen basert på de deskriptive fremstillingene av data, figur 8 og figur 9. På en ene siden etterfølges åpningen av mellomlandsforbindelsen av en bratt stigning i prisnivået i NO2. På den andre siden kan det fortsatt høye konsumet i NO2 (og totalt i de norske prisområdene koblet til NO2), i kombinasjon med lav fyllingsgrad, indikere at prisstigningen ikke har noen signifikant sammenheng med åpningen av mellomlandsforbindelsen mellom NO2 og UK.

8.2.3 Kontrollvariabler

Fortegnet til koeffisienten for temperaturen i NO₂ har positivt fortegn i alle regresjonene, noe som vil si at når temperaturen øker, er det forventet økning i pris. Gitt at en stor andel av norsk kraftkonsum benyttes til oppvarming stemmer ikke dette med teori vist i kapittel 4.2 eller figur 6 som illustrerer lav pris på sommer og høy pris på vinter. Når det kommer til koeffisientene for temperatur i NO₅ varierer fortegn med antall kontrollvariabler (koeffisientene slår heller ikke alltid ut som signifikant), mens fortegn for NO₁ er negativt. I robusthetsjekk 1 og 2, som kun ser på de tre siste månedene i 2021, får alle koeffisienter for temperatur negative fortegn. Dette kan tyde på at regresjonene for kortere tidsrom er mer gyldige i henhold til teori relativt til hele tidsperioden.

Fyllingsgraden skifter fortegn ut ifra hvilke kontrollvariabler som inkluderes. Så fort det kontrolleres for overføringskapasiteter går koeffisientens fortegn fra å være negativt til å være positivt. Positivt fortegn betyr at når fyllingsgraden øker, er det forventet høyere pris. Dette strider mot teorien om at de årene fyllingsgraden er høy, er prisen lav og motsatt. Samtidig er ikke resultatet så unaturlig om en ser på figur 9 som illustrerer at det er en forskyvning mellom fyllingsgraden og produksjon av kraft på grunn av sesong. Dette vil si at fyllingsgraden er på vei opp når produksjonen er på vei ned, og motsatt. Dette skulle ha vært fanget opp av sesongjusteringen, men denne kan være for snever. Dette kan tyde på at det ikke er kontrollert godt nok for sesong. Et forslag til løsning er å legge inn flere sesongdummyer. Resultatet kan også være påvirket av endogenitet mellom avhengig variabel og fyllingsgrad, dette er utdypet i kapittel 7.4.3. I robusthetsjekk 1 og 2 har fyllingsgraden som forventet negativt fortegn. Noe som igjen kan tyde på at en kortere tidsperiode gir bedre estimater.

8.2.4 Robusthetssjekk 1

Ved å kun se på perioden hvor alle fire mellomlandsforbindelser er i drift, 1.oktober til 31.desember 2021, reduseres antall observasjoner fra omtrent 20 000 til 2 200 observasjoner⁴⁴. Dette er en betydelig nedgang. Fordi prisen i NO₂ svinger tydelig i perioden, noe figur 7 viser, skal det være nok variasjon i perioden til å kunne benytte resultatet til å si noe om hvorvidt en økning i utenlandsk prisnivå påvirker prisen i NO₂ positivt eller negativt.

⁴⁴ Det er noen observasjonshull i datasettet som gir noe ulikt mengde observasjoner basert på hvilke variabler som blir benyttet. Totalt inneholder datasettet 26 300 tidspunkter.

Robusthetsjekk 1, som kun er basert på observasjoner fra de tre siste månedene i 2021, viser lavere priselastisiteter mellom prisen i NO2 og NL, og marginalt høyere priselastisiteter mellom prisen i NO2 og DK1. I tillegg er priselastisitetene mellom prisen i NO2 og henholdsvis DE og UK inkludert i robusthetsjekk 1, men ingen av priselastisitetene slår ut som signifikante. Om en antar at det er en positiv sammenheng mellom prisen i NO2 og de utenlandske prisområdene, økt pris i utland gir økt pris i NO2, bør alle priselastisiteter ha positive fortegn. Dette er ikke tilfellet i regresjon (12) hvor alle kontrollvariabler er inkludert. Her er priselastisiteten mellom NO2 og UK negativ (ikke signifikant). Dette kan tyde på at det er økonometriske utfordringer det ikke er løst for i modellen, som eksempelvis endogenitet (diskutert i kapittel 7.4.3 og 9.1.2). Om en ser på regresjon (9) hvor det kun er inkludert strengt eksogene variabler, pris i utlandet, temperaturer og sesongdummyer, er priselastisiteten mellom NO2 og DE negativ⁴⁵. Dette kan tyde på utelatte kontrollvariabler (diskutert i kapittel 9.1.1).

Priselastisitetene mellom NO2 og henholdsvis DE og UK er lave og ikke signifikante. Om en ser på regresjon (12) hvor alle kontrollvariabler er inkludert, vil en endring på 1 prosent i DE eller UK gi en endring på 0,02 eller -0,03 prosent i NO2, alt annet likt. I tillegg er resultatet ikke signifikant. En mulig forklaring på dette er at prisenivået i DE og UK, se figur 7, ligger så høyt relativt til NO2 at kraftoverføring allerede ligger på maks i form av nettoeksport sett fra NO2. Dette vil da bety at en prisendring i DE eller UK ikke har noen betydning for prisen i NO2 så lenge begge prisene holder seg over prisenivåene i de andre prisområdene NO2 er tilknyttet. Den lave priselastisiteten vil i midlertidig gi store utslag i flaskehalsinntekter slik som diskutert under 8.2.1. Robusthetsjekk 1 støtter diskusjonen i 8.2.1. Figur 7 viser at prisenivået i UK er klart høyest gjennom hele perioden (01.10.2021 – 31.12.2021), mens prisen i DE bytter på å være over og under prisen i NL. Om en ser visuelt på data for overføring i perioden, viser den at kraftutvekslingen hovedsakelig har gått en vei, fra NO2 til NL, DE og UK, noe som forklarer de lave priselastisitetene. Det er rimelig å si at priselastisiteten mellom NO2 og NL på 0,24 prosent, alt annet likt, også er lavt. Det forklarer i midlertidig ikke hvorfor priselastisiteten i NL slår ut som signifikant og ikke priselastisitetene for DE og UK.

⁴⁵ Sett i ettertid burde en regresjon tilsvarende (9), med kun strengt eksogene variabler, vært inkludert i analysen tabell 1 også.

Når det kommer til kontrollvariablene for temperatur og har disse intuitive fortegn hele veien, men ikke alle slår ut som signifikante. Dette tyder på at regresjonene i større grad blir korrekte ved bruk på observasjoner for kortere tidsrom enn 3år.

8.2.5 Robusthetssjekk 2

Ved å bytte ut de utenlandske prisene med faktisk kraftoverføring mellom NO₂ og tilknyttede utenlandske prisområdene, er det forventet at koeffisientene blir forventningsskjevne. Resultatet er allikevel interessant fordi i motsetning til robusthetssjekk 1 hvor priselastisitetene mellom NO₂ og henholdsvis DE og UK, er resultatene for overført kraft mellom NO₂ og DE og UK signifikante. Om en ser på regresjon (18) hvor alle kontrollvariablene er benyttet, fører import fra samtlige land (NL, DK1, DE og UK) til nedgang i pris i NO₂, alt annet likt. Alternativt kan resultatet tolkes som at en nedgang i nettoeksport gir lavere pris i NO₂, alt annet likt. Dette samsvarer med økonomisk teori utledet i kapittel 3. I tillegg har alle kontrollvariabler for temperatur og fyllingsgrad intuitive fortegn.

Regresjon (18) viser at det er reduksjon i nettoeksport til DE, og deretter UK som har størst betydning for pris i NO₂. På den ene siden kan en argumentere for at lik reduksjon i nettoeksport fra ulike prisområder, fører til ulik reduksjon i pris i NO₂, er logisk. Eksempel kan DE ha større påvirkning på pris relativt til UK fordi overføringskapasiteten stort sett har vært det dobbelte fra NO₂ til DE sammenliknet med fra NO₂ til UK. På den andre siden kan en argumentere for at de ulike koeffisientene for overført kraftvolum ikke er logiske fordi kraft er et homogent gode. En kan ikke se nasjonaliteten på elektronet så fort det har forlatt mellomlandsforbindelsen. Økt kraftvolum i NO₂ burde i så fall gi samme effekt uavhengig hvor kraften kommer fra. De ulike koeffisientene kan også være et resultat av forventningsskjevhet som følge av endogenitet mellom interessevariabel og avhengig variabel.

9. Kritikk av analyse og forslag til videre forskning

9.1 Kritikk av analyse og forslag til endringer

9.1.1 Utelatte kontrollvariabler

Fortegnene i tabell 1 er ikke intuitive, noe som kan tyde på at det er utelatte kontrollvariabler. Det er usikkert hvilke variabler som mangler, men et sannsynlig forslag er variabler knyttet til sesongjustering og variabler som forklarer etterspørsel. Større grad av intuitive fortegn i robusthetsjekk 1 og 2 som kun benytter observasjoner for tre måneder støtter dette. Sesongjustering kunne vært løst ved å ha lagt inn flere sesongrelaterte dummyer. Når det kommer til utelatte variabler som forklarer konsum er dette vanskeligere fordi det finnes lite data for dette på timesbasis. En kan se på oppløsningen på datasettet (timer) som en styrke i analysen, men når det kommer til variabelutvalg kan det også ha vært en betydelig svakhet. Eksempel; det ville vært naturlig og kontrollert for kjøpekraft, som instrument for konsum, eksempel gjennom bruttonasjonalprodukt per innbygger, men dette er data som ikke er mulig å oppdrive gode datapunkter for i en mindre enhet enn måneder (og dette er allerede mindre pålitelig enn den kvartalsvis data).

9.1.2 Endogenitet

Det har blitt forsøkt å løse for endogenitet i regresjonsanalysen, men det er sannsynlig at ikke alle høyresidevariabler er strengt eksogene. Dette gjelder spesielt to kategorier av variabler. Den første er fyllingsgraden som diskutert tidligere under 6.4.3 eksogenitet. Vannkraftprodusentene kan velge å holde tilbake vann i magasinene når prisen er lav, og bruke mer av vannet når prisen er høy. Forslag til å løse for dette er å få tak i bedre og mer omfattende nedbørsdata. Alternativt kunne en forsøkt å benyttet seg av tilsigsdata, som alternativ til fyllingsgrad, selv om dette vill ha en feilmargin fordi ikke alt tilsig kan benyttes til kraftproduksjon.

De andre variablene som kan føre til endogenitet er de utenlandske prisvariablene. I denne oppgaven er det forutsatt at de utenlandske prisene er strengt eksogene. Handel med NO₂ påvirker ikke prisområdene NO₂ handler med. Det skal mye til for at denne forutsetningen ikke holder når det kommer til handel med UK og DE som er store økonomier sammenliknet med NO₂, men det er ikke gitt at forutsetningen holder når det kommer til NL og DK1 som er mindre kraftøkonomier relativt til DE og UK.

Når det kommer til overføringskapasiteter er det usikkert om disse er strengt eksogent gitt eller om det også her kan være endogenitet. Det er Statnett som systemansvarlig nettselskap (TSO) og Statnett sine samarbeidspartnere som bestemmer overføringskapasitetene, og det er usikkerhet rundt hvorvidt disse bestemmes uavhengig av andre variabler, eller om det tas hensyn til andre variabler.

9.1.3 Kontrollert for covid-19

I mars 2020 rammet koronapandemien Norge, noe som fikk konsekvenser for bruk av hjemmekontor og brems i ikke-samfunnskritisk næringsvirksomhet. Denne oppgaven har ikke tatt hensyn til covid-19 pandemien. Dette kunne ha vært gjort siden det er datapunkter både før og etter mars 2020. Et forslag for å kontrollere for dette er å legge inn covid-19-dummyer. Det ville i midlertidig ha vært tidkrevende å lage en gode nok dummyer da graden av samfunnsnedstenging har variert stort fra mars 2020 til datasettet slutter i 2021.

Et annet alternativ kunne vært og markert inn større koronarelaterte hendelser inn i tidslinjene til deskriptive fremstillinger av datagrunnlaget for å studere om variabler endret seg betydelig rundt hendelsene. Alternativt kunne en også ha brukt datoene til de større koronarelaterte hendelsene til å gjøre en eventstudie.

9.2 Forslag til videre forskning

9.2.1 Bruk av færre tidsobservasjoner

I denne analysen er det benyttet datasett som går over tre år, med observasjoner på timesbasis. Basert på avviket mellom analyse og robusthetsjekk 1 og 2 når det kommer til intuitive fortegn i kontrollvariabler, hadde det vært interessant å benytte samme økonometriske rammeverk på flere kortere tidsperioder. Kraftmarkedet endrer seg raskt, og datasettet i denne oppgaven kan ha strekt seg over for lang tid til å gi gode resultater. Forslag til varighet er omtrent tre måneder, slik som i robusthetsjekkene.

9.2.2 Effekten av mellomlandsforbindelsen til Storbritannia

Datasettet stopper 31.12.2021. I skrivende stund er det klart at de uvanlige høye prisene fortsetter inn i 2022 samt at mellomlandforbindelsen til Storbritannia endres fra redusert prøvedrift med maks kapasitet 700MW til 1400MW (Statnett (4), 2022). Fordi analysen i denne oppgaven ikke gir et tydelig svar på om handel med Storbritannia har noen effekt på prisen i NO2, hadde det vært interessant og utvidet datasettet til å omfatte flere

observasjoner med mellomlandsforbindelse til Storbritannia og undersøkt om en klarer å få et signifikant resultat.

9.2.3 Effekt av geopolitisk ustabilitet

Februar 2022 eskalerte konflikten i Ukraina, noe som endret det geopolitiske bildet i Europa. Uenighet tilknyttet import av Russisk gass til EU land, eksempelvis Tyskland, har vært en sentral del av konflikten. En interessant utvidelse av analysen gjort i denne masteroppgaven kunne vært å undersøke hvilken effekt de geopolitiske konfliktene, som ble utløst av krigen i Ukraina, har å si for kraftprisene i NO2. Mer konkret kunne en ha sett på hvordan sjokk i prisen for olje og gass påvirker prisene for elektrisk kraft i NO2.

10. Konklusjon

Engrosprisen for kraft i det norske prisområdet NO2 påvirkes av import og eksport med utlandet. Analysen viser tydelig at de norske prisene påvirkes av utenlandske priser som konsekvens av at prisområdene er koblet sammen med mellomlandsforbindelser. Når de utenlandske prisene øker, øker prisen i NO2. Når de utenlandske prisene synker, synker prisene i NO2. Det er i midlertidig ikke et 1:1 forhold. Dette skaper flaskehalsinntekter. Analysen, tabell 1 regresjon (6) hvor alle kontrollvariabler er inkludert, viser at priselastisiteten mellom Nederland (NL) og NO2 er på 0,32 og mellom Danmark 1 (DK1) og NO2 er på 0,19 i NO2. I tillegg viser resultatene at åpningen av mellomlandsforbindelsen til Tyskland (DE) har ført til økte priser. Når det kommer til effekt som følge av åpningen av mellomlandsforbindelsen til Storbritannia (UK), er resultatet ikke signifikant, men robusthetsjekkene antyder at også dette har hatt en positiv effekt på pris i NO2.

Prisnivået i EU har i snitt vært usedvanlig høyt i 2021 og ligget over prisene i NO2, noe som har ført til at Norge som land var nettoeksportør av kraft til tross for allerede høye priser i hjemmemarkedet. De store flaskehalsinntektene tilknyttet mellomlandsforbindelsene viser at prisene i NO2 fortsatt er godt under de europeiske prisene. Statnetts estimer for flaskehalsinntekter publisert i 2013 er langt under de faktiske inntektene i 2021, noe som tyder på at også priselastisiteten er under nivåene som ble estimert ved konsesjon for utbygging av mellomlandsforbindelsene til DE og UK.

Analysen viser også at import og eksport mot utlandet, inkluderer åpning av nye mellomlandsforbindelser, ikke alene har skyld i de usedvanlig høye 2021 prisene. Lav fyllingsgrad, kombinert med høyt konsum, har også vært en driver for prisøkningen i NO2.

Litteraturliste

Bye, T. & Hope, E. (2007). Deregulering av elektrisitetsmarkedet Norske erfaringer. *Økonomisk forum* nr.1 2007 (2007), s. 17-25.

Bye, T. A. & S. Strøm (1987): «Power prices and power demand (kraftpriser og kraftforbruk)», *Sosialøkonomen*, No.4, pp 19-29.

Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ). (2022, 3.mars). *Samfunnsøkonomiske analyser*. Direktoratet for økonomistyring. <https://dfo.no/fagomrader/utredning/samfunnsokonomiske-analyser#af04915232e10e3aab763a3e2c67e889e>

Energifakta ved Olje og energidepartementet (OED) (2019, 03. januar). *Eierskap i kraftsektoren*. Olje og energidepartementet. <https://energifaktanorge.no/om-energisektoren/eierskap-i-kraftsektoren/>

Energifakta ved Olje og Energidepartementet (OED) (2019 (2), 10.april). *Strømnettet*. Olje og Energidepartementet. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>

Energifakta ved Olje og Energidepartementet (OED) (2021, 5. oktober). *Kraftmarkedet*. Olje og Energidepartementet. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/#et-markedsbasert-kraftsystem>

Energifakta ved Olje og Energidepartementet (OED) (2021 (2), 24. november). *Kraftproduksjon*. Olje og energidepartementet. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>

Energifakta ved Olje og Energidepartementet (OED) (2022, 23. mars). *Et markedsbasert kraftsystem*. Olje og energidepartementet. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

Energiloven. (1990). Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (LOV-1990-06-29-50). Lovdata. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>

Entsoe. (2021). *Single Day-Ahead Coupling (SDAC)*. https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/

Fjordkraft. (n.a.) *Strømforbruk i elbil*. Fjordkraft. <https://www.fjordkraft.no/strom/stromforbruk/elbil/>

Forbrukerguiden. (2022, 15.februar). *Normalt strømforbruk – sjekk selv: Har du et gjennomsnittlig forbruk?* Forbrukerguiden. <https://forbrukerguiden.no/normalt-stromforbruk/>

Førsund, F.R. (2015). *Hydropower Economics*. (2.utgave). Springer.

Halvorsen, B. (2012, januar). *Utviklingen i strømforbruket, prisfølsomheten og strømmarkedet*. (SSB rapport 2/2012). Statistisk sentralbyrå.

Hustad, J. (2022, 18.februar) *Dei som betaler*. Dag og Tid, samfunn. <https://www.dagotid.no/samfunn/dei-som-betaler-6.3.24895.315384d92e>

Meld. St. 14 (2011-2012). *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet*. Olje og energidepartementet (OED). <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/>

Nord Pool. (2020)(1). *History*. Nord Pool Group. <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>

Nord Pool (2020)(2). *Day-Ahead market*. Nord Pool Group. <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>

Nord Pool. (2020)(3). *Bidding areas*. Nord Pool Group. <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Bidding-areas/>

Nord Pool. (2020)(4). *Day-ahead overview*. Nord Pool Group. <https://www.nordpoolgroup.com/en/maps/#/nordic>

NVE/ Arnesen F. Aulie F.H. Birkelund H. Haukeli I.E. Hole J. Jelsness S. og Spilde D. (2021 Oktober). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040, forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene*. (NVE Rapport nr.29/2021). Norges vassdrags og energidirektorat.

NVE/ Haddeland I. Henriksen M. E. Hole J. Koestler V. Magnussen H. Veie C. A. Sidelnikova M. Skaansar E. Wold M. Østenby A. M. (2020). *Det svinger mer med fornybar strøm, Sammenhengende vær i Nord-Europa skaper utfordringer i et fornybart kraftsystem*. (NVE Rapport nr. 44/2020). Norges vassdrags og energidirektorat.

Norges Bank (2022, 1.mai). *Valutakurser*. <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR>

Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) (2022, 01.februar). *Engrosmarkedet*. NVE. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/kraftmarkedet/engrosmarkedet/>

Oljedirektoratet. (2020). *Kraftsituasjonen og kraftnettet på land*. Oljedirektoratet. <https://www.npd.no/fakta/publikasjoner/rapporter/rapportarkiv/kraft-fra-land-til-norsk-sokkel/6---kraftsituasjonen-og-kraftnettet-pa-land/>

Reguleringsmyndighet for energi (RME) under Norges vassdrags og energidirektorat (NVE). (2021, 24.mars). *RME ber om innspill på Statnett sitt forslag til bruk av flaskehalsinntekter* Informasjons boks: *Hva er flaskehalsinntekter?* <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/rme-ber-om-innspill-pa-statnett-sitt-forslag-til-bruk-av-flaskehalsinntekter/>

Reguleringsmyndighet for energi (RME) under Norges vassdrags og energidirektorat (NVE). (2021, 15.november). *RME verifiserer Statnetts bruk av flaskehalsinntekter i 2020*. <https://www.nve.no/media/13042/rme-verifiserer-statnetts-bruk-av-flaskehalsinntekter-i-2020.pdf#:~:text=Metoden%20kan%20leses%20her%3A%20statnetts-forslag-til-bruk-av-%20flaskehalsinntekter.pdf%20%28nve.no%29%20Tabellen,i%202019%20og%202%20361%20mill.kr.%20i%202020.>

Riksrevisjonen. (2016, 10.november) Dokument 3:2 (2016–2017). Sak 4: Statnetts utbygging av sentralnettet. Riksrevisjonen. <https://www.riksrevisjonen.no/rapporter-mappe/no-2016-2017/undersokelse-av-statnetts-utbygging-av-sentralnettet/>

Skonhoft. A. (2019). Kraftkabler, samfunnsnyttene, miljøet og industrien. *Samfunnsøkonomen 2019(1)*. 6-11.

Statnett (ikke oppgitt). *Nord Link*. Statnett. <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/nordlink/>

Statnett (2013, mai). *Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tysland og Storbritannia*.

Statnett (2018(1), 19.oktober). Slik fungerer kraftsystemet. Statnett. <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/>

Statnett. (2018(2), 30.september). *Eierskap og vedtekter*. Statnett. <https://www.statnett.no/om-statnett/eierskap-og-vedtekter/>

Statnett. (2021, 23.september). *Prøvedrift på NSL starter den 1. oktober*. Statnett. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/provedrift-pa-nsl-starterd-1.-oktober/>

Statnett. (2022(1), 11.januar). *Tall og data fra kraftsystemet*. Statnett. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#produksjon-og-forbruk>

Statnett (2022(2), 10.februar). *Flaskehalsinntekter*. Statnett. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tariff/flaskehalsinntekter/>

Statnett. (2022(3), 11.januar). *Feil i gamle import- og eksporttall på statnett.no*. Statnett. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/import-og-eksport/>

Statnett. (2022(4), 29.april). *Tall og data fra kraftsystemet*. Statnett. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#import-og-eksport>

Statnett ved Døskland, Kringstad og Bøhnsdalen. (2022 (5), mars). *Prisvirkning av NordLink og NSL Metode og oppdaterte estimat*.

Stensrud. G. (2019, 17.desember). *Hva bruker mest strøm?*. Strøm.no. <https://strom.no/hvor-mye-str%C3%B8m-bruker>

TenneT. (Ikke oppgitt). *NorNed*. TenneT Holding B.V. <https://www.tennet.eu/our-grid/international-connections/norned/>

Vedlegg

Oversikt over vedlegg:

1. Prefikser
2. Definisjon og eksempel på Effekt (Watt)
3. Optimaliseringsproblem for kraftprodusenter med flere perioder
4. Test av relevans for instrumentvariabler
5. Regresjonsanalyse Tabell 1 – Fullstendig tabell
6. Robusthetsjekk 1 tabell 2– Fullstendig tabell
7. Robusthetsjekk 2 tabell 3 – Fullstendig tabell

1. Prefikser

Prefiks	Symbol	I tekst	I tall
Deka	da	Ti	10
Hekto	h	Hundre	100
Kilo	k	Tusen	1 000
Mega	M	Million	1 000 000
Giga	G	Milliard	1 000 000 000
Tera	T	Billion	1 000 000 000 000

2. Definisjon og eksempler på effekt

Effekt: Omsatt energi per tidsenhet. Ofte sier man det er tempoet arbeidet utføres i. Måleenheten er Watt. En Watt er definert som effekten som ytes når en strømstyrke på en ampere ganget med spenning på en volt. Når det er snakk om produksjon av kraft benyttes ofte uttrykk som «1 MW/h». Dette betyr gjennomsnittlig effekt, altså at den gjennomsnittlige effekten over en time er 100 000 Watt.

For å illustrere hvor mye en Watt egentlig er, er det listet noen eksempler under:

- I et normalår har Norge mulighet til å produsere 153,2 TW/h (OED, 2021)
- En enebolig på ca. 200kvm har et omtrentlig forbruk på 2222kW/h per måned og 26 667kW/h i året (Forbrukerguiden, 2022).
- En gjennomsnittlig elbil bruker mellom 1 – 2,5kW per mil (Fjordkraft, n.a)
- Ett vanlig kjøleskap bruker ca. 160kW/h i året (Stensrud, 2019)

3. Optimaliseringsproblem for kraftprodusenter med flere perioder

Modellen er hentet fra Førstund sin bok *Hydropower Economics* og illustrerer kraftprodusentenes tilpasning i av produksjon i en flerperiodemodell (Førstund, 2015, s.131-135). Modellen er forkortet og kun de sentrale førsteordensbetingelsene for kapittel 4. blir utledet.

$$\max \sum_{t=1}^T \left[\int_{z=0}^{x_t} p_t(z) dz + p_t^{XI} e_t^{XI} \right]$$

gitt⁴⁶

$$(1) x_t = e_t^H - e_t^{XI}$$

$$(2) R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H$$

$$(3) R_t \leq \bar{R}$$

$$(4) -\bar{e}^{XI} \leq e_t^{XI} \leq \bar{e}^{XI}$$

$$t = 1, \dots, T$$

Hvor (1) er hjemlandets energibalanse, denne inkluderer import og eksport. (2) og (3) forklarer vannmagasinets kapasitet. Vannmengden i magasinet må være lik eller mindre enn forrige periodes vannmengde pluss tilsig minus forbruk av vann til kraftproduksjon. I tillegg kan ikke vannmengden i magasinet overstige makskapasitet. (4) beskriver overføringskapasitetens begrensningen. Nettoeksporten må holde seg innenfor intervallet for makskapasiteten for overføring.

Dette kan omskrives til følgende lagrangefunksjon:

$$L = \sum_{t=1}^T \left[\int_{z=0}^{e_t^H - e_t^{XI}} p_t(z) dz + p_t^{XI} e_t^{XI} - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^H) \right]$$

⁴⁶ $p_t(z)$ = etterspørselsfunksjon etter elektrisk kraft på prisform, p_t^{XI} = eksport/import pris i periode t, x_t = bruk av elektrisk kraft i periode t, e_t^H = vannkraftproduksjon i periode t, e_t^{XI} = nettoeksport (eksport – import) i periode t, R_t = mengde vann i magasinet ved slutten av periode t, \bar{R} = vannmagasinets maks kapasitet, w_t = vanntilsig i periode t, \bar{e}^{XI} = makskapasitet eksport/import i periode t.

$$- \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - \bar{R}) - \sum_{t=1}^T \alpha_t (e_t^{XI} - \bar{e}^{XI}) - \sum_{t=1}^T \beta_t (-e_t^{XI} - \bar{e}^{XI})$$

Som blant annet gir følgende relevante førsteordensbetingelser (FOB):

$$(5) \frac{\partial L}{\partial e_t^H} = p_t (e_t^H - e_t^{XI}) - \lambda_t \leq 0$$

$$(6) \frac{\partial L}{\partial e_t^{XI}} = -p_t (e_t^H - e_t^{XI}) + p_t^{XI} - \alpha_t + \beta_t = 0$$

$$(7) \frac{\partial L}{\partial R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0$$

λ symboliserer skyggeprisen på vann, altså verdien vannet har ved å bli værende i magasinet istedenfor å benyttes i kraftproduksjon. FOB (7) viser at skyggeprisen på vann i magasinet påvirkes av skyggeprisen for magasinbegrensningen γ . Når magasinbegrensningen er nådd vil ikke nytt tilsig øke verdien på vannet (Førsund, 2015, s.143-144). Nytt tilsig til magasinene etter oppnådd maksverdi vil i praksis tappes forbi. FOB (5) viser at prisen på kraft i hjemlandet er lik vannverdien. Det vil altså tappes vann til produksjon så lenge vannet er mer verdt i form av elektrisk kraft enn som vann i magasinene. FOB (6) viser at pris for kraft i hjemlandet er lik eksportprisen minus skyggeverdien av overføringskapasitets begrensningen α . Dette vil si at prisen hjemme ikke vil bli lik prisen i utlandet ved høy utenlandspris fordi kraftprodusenten ikke kan eksportere fritt.

4. Test av relevans for instrumentvariabler

For å se om temperatur i NO1 og NO5 kan brukes som instrumentvariabler for pris i de to prisområdet ble det utført en førstestegs regresjon for å teste relevans. Regresjon (1) og (2) Tabell 4 viser førstestegs regresjonene for NO1, med og uten kontrollvariabler, mens regresjon (3) og (5) tabell 4 viser førstestegs regresjonene for NO5. Med (absoluttverdi) t-verdi på 46,74 og 39,33 uten kontrollvariabler og 23,66 og 17,93 med, er begge å anse for å være sterke instrumentvariabler. Begge variablene er godt over Staiger og Stock sitt krav på t-verdi over $\sqrt{10} \approx 3,2$ for å være en god nok instrumentvariabel.

Tabell 4	(1)	(2)	(3)	(4)
VARIABLER	logPrisNO1	logPrisNO1	logPrisNO5	logPrisNO5
Temperatur NO1	-0.0418*** t-verdi -46.74 (0.000894)	-0.0199*** t-verdi -23.66 (0.000843)		
Log Pris NL		0.305*** (0.0112)		0.269*** (0.0113)
Log Pris DK1		0.207*** (0.00693)		0.205*** (0.00700)
Mellomlandsforbindelse DE		1.483*** (0.0180)		1.522*** (0.0182)
Mellomlandsforbindelse UK		0.311*** (0.0215)		0.400*** (0.0214)
Vinter		-0.0154 (0.0161)		0.0590*** (0.0156)
Dag		0.0654*** (0.0104)		0.0468*** (0.0105)
Helg		0.0545*** (0.0106)		0.0542*** (0.0107)
Fyllingsgrad NO2		0.0243*** (0.00131)		0.0253*** (0.00132)
Overføringskapasitet NO2-NL		0.00211*** (3.32e-05)		0.00214*** (3.35e-05)
Overføringskapasitet NL-NO2		-0.00204*** (3.77e-05)		-0.00211*** (3.78e-05)
Overføringskapasitet NO2-DK1		-0.000947*** (1.79e-05)		-0.000967*** (1.82e-05)
Overføringskapasitet DK1-NO2		0.00116*** (2.00e-05)		0.00120*** (2.01e-05)
TemperaturNO5			-0.0464*** t-verdi -39.33 (0.00118)	-0.0179*** t-verdi -17.93 (0.000999)
Konstant	5.843*** (0.0100)	2.010*** (0.0514)	5.931*** (0.0128)	2.110*** (0.0520)
Observasjoner	26,292	20,332	26,301	20,332
R-squared	0.077	0.732	0.056	0.727

Standardavvik i parenteser
 *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

5. Regresjonsanalyse Tabell 1 – Fullstendig tabell

Estimering av likning (6.4) - Tidsperiode 01.01.2019 kl. 00:00 til 31.12.2021 kl.23:00

Tabell 1	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
VARIABLER	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2	logpPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2
Log Pris NL	0.419*** (0.0275)	0.446*** (0.0300)	0.431*** (0.0305)	0.344*** (0.0243)	0.324*** (0.0255)	0.321*** (0.0259)
Log Pris DK1	0.164*** (0.0138)	0.196*** (0.0134)	0.203*** (0.0133)	0.197*** (0.0111)	0.189*** (0.0110)	0.188*** (0.0109)
Mellomlandsforbindelse DE	1.105*** (0.0203)	0.998*** (0.0254)	0.999*** (0.0260)	1.232*** (0.0259)	1.337*** (0.0312)	1.326*** (0.0311)
Mellomlandsforbindelse UK	0.202*** (0.0231)	-0.110*** (0.0280)	-0.141*** (0.0283)	0.411*** (0.0235)	0.0621** (0.0295)	0.0230 (0.0298)
Temperatur NO5		0.000986 (0.00222)	0.00180 (0.00220)		-0.00317* (0.00188)	-0.00262 (0.00187)
Temperatur NO1		-0.0632*** (0.00223)	-0.0548*** (0.00231)		-0.0335*** (0.00183)	-0.0321*** (0.00187)
Temperatur NO2		0.0337*** (0.00247)	0.0341*** (0.00243)		0.0151*** (0.00202)	0.0140*** (0.00201)
Fyllingsgrad NO2		-0.0158*** (0.00154)	-0.0199*** (0.00158)		0.0168*** (0.00152)	0.0143*** (0.00161)
Overføringskapasitet NO2-NL				0.00217*** (4.84e-05)	0.00224*** (4.46e-05)	0.00227*** (4.48e-05)
Overføringskapasitet NL-NO2				-0.00231*** (4.94e-05)	-0.00218*** (4.44e-05)	-0.00219*** (4.45e-05)
Overføringskapasitet NO2-DK1				-0.000891*** (2.03e-05)	-0.000942*** (2.05e-05)	-0.000920*** (2.19e-05)
Overføringskapasitet DK1-NO2				0.00113*** (1.98e-05)	0.00104*** (2.07e-05)	0.00100*** (2.19e-05)
Overføringskapasitet NO2-DE				-2.31e-06 (1.19e-05)	3.02e-05** (1.30e-05)	2.51e-05* (1.32e-05)
Overføringskapasitet DE-NO2				6.46e-05*** (1.04e-05)	8.23e-05*** (1.13e-05)	8.62e-05*** (1.13e-05)
Overføringskapasitet NO5-NO2					0.000188*** (5.10e-05)	0.000226*** (5.07e-05)
Overføringskapasitet NO2-NO5					-0.00107*** (4.16e-05)	-0.00116*** (4.55e-05)
Overføringskapasitet NO1-NO2					-0.000118*** (3.06e-05)	-0.000116*** (3.10e-05)
Overføringskapasitet NO2-NO1					0.000158*** (1.76e-05)	0.000149*** (1.79e-05)
Vinter			0.265*** (0.0148)			0.0842*** (0.0163)
Dag			0.00579 (0.0131)			0.0622*** (0.0109)
Helg			0.0848*** (0.0130)			0.0431*** (0.0109)
Konstant	2.425*** (0.0754)	2.798*** (0.0727)	2.728*** (0.0736)	2.546*** (0.0821)	2.293*** (0.0885)	2.325*** (0.0899)
Observasjoner	20,332	20,191	20,191	20,332	20,191	20,191
R-squared	0.564	0.615	0.620	0.718	0.750	0.751

Robuste standardavvik i parentes

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

6. Robusthetssjekk 1, tabell 2 – Fullstendig tabell

Estimering av likning (6.5) - Tidsperiode 01.10.2021 kl. 00:00 til 31.12.2021 kl.23:00

Tabell 2	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
VARIABLER	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2
Log Pris NL	0.272*** (0.0954)	0.263*** (0.101)	0.249** (0.111)	0.223** (0.0967)	0.237** (0.107)	0.236** (0.109)
Log Pris DK1	0.351*** (0.0223)	0.206*** (0.0246)	0.233*** (0.0271)	0.323*** (0.0325)	0.208*** (0.0392)	0.205*** (0.0416)
Log Pris DE	-0.104*** (0.0246)	0.0157 (0.0280)	-0.0442 (0.0272)	-0.0370 (0.0280)	0.0214 (0.0284)	0.0231 (0.0286)
Log Pris UK	0.0527 (0.0667)	-0.0186 (0.0757)	0.0362 (0.0730)	0.0130 (0.0708)	-0.0304 (0.0798)	-0.0344 (0.0793)
Temperatur NO5		-0.00889*** (0.00235)	-0.000511 (0.00243)		-0.00871*** (0.00246)	-0.00833*** (0.00244)
Temperatur NO1		-0.0177*** (0.00193)	-0.00965*** (0.00249)		-0.0141*** (0.00210)	-0.0137*** (0.00207)
Temperatur NO2		-0.00347 (0.00301)	-0.0174*** (0.00323)		-0.00135 (0.00274)	-0.00131 (0.00285)
Fyllingsgrad NO2		-0.0957*** (0.00381)			-0.0707*** (0.00752)	-0.0746*** (0.00808)
Overføringskapasitet NO2-NL				-0.00124*** (0.000125)	-0.000239* (0.000125)	-0.000220** (0.000106)
Overføringskapasitet NL-NO2				0.00132*** (0.000101)	0.000454*** (9.85e-05)	0.000443*** (8.50e-05)
Overføringskapasitet NO2-DK1				0.000236*** (3.10e-05)	9.59e-05*** (3.69e-05)	9.34e-05*** (3.59e-05)
Overføringskapasitet DK1-NO2				-0.000338*** (5.53e-05)	-0.000293*** (6.40e-05)	-0.000297*** (6.26e-05)
Overføringskapasitet NO2-DE				-1.11e-05 (3.72e-05)	2.26e-05 (3.83e-05)	2.31e-05 (4.13e-05)
Overføringskapasitet DE-NO2				0.000146*** (2.68e-05)	-6.76e-06 (2.78e-05)	-5.22e-06 (2.60e-05)
Overføringskapasitet NO5-NO2					-4.32e-05 (9.74e-05)	-4.74e-05 (0.000103)
Overføringskapasitet NO2-NO5					0.00135*** (0.000296)	0.00123*** (0.000310)
Overføringskapasitet NO1-NO2					-0.000146 (0.000108)	-7.50e-05 (0.000116)
Overføringskapasitet NO2-NO1					4.95e-05 (3.70e-05)	2.23e-05 (3.98e-05)
Vinter			0.00847 (0.0185)			0.0295* (0.0172)
Dag			0.0194 (0.0170)			0.0129 (0.0164)
Helg			-0.0185 (0.0115)			0.00904 (0.0103)
Konstant	3.399*** (0.197)	6.270*** (0.217)	4.245*** (0.247)	3.470*** (0.320)	5.993*** (0.341)	6.053*** (0.371)
Observasjoner	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189
R-squared	0.578	0.790	0.708	0.662	0.805	0.806

Robuste standardavvik i parentes
 *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

7. Robusthetssjekk 2, tabell 3 – Fullstendig tabell

Estimering av likning (6.6) - Tidsperiode 01.10.2021 kl. 00:00 til 31.12.2021 kl.23:00

Tabell 3	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)
VARIABLER	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2	logPrisNO2
Kraftoverføring NL	0.000456*** (4.36e-05)	2.15e-05 (4.15e-05)	1.88e-05 (4.24e-05)	0.000210*** (5.17e-05)	-2.20e-05 (4.59e-05)	-1.03e-06 (4.84e-05)
Kraftoverføring DK1	-0.000135*** (9.98e-06)	-9.94e-05*** (7.43e-06)	-6.08e-05*** (1.09e-05)	-8.37e-05*** (9.36e-06)	-8.46e-05*** (6.69e-06)	-6.24e-05*** (8.78e-06)
Kraftoverføring DE	-7.39e-05** (3.46e-05)	-0.000146*** (3.11e-05)	-0.000177*** (3.55e-05)	-1.68e-05 (4.74e-05)	-0.000162*** (4.32e-05)	-0.000181*** (4.49e-05)
Kraftoverføring UK	-0.000298*** (4.74e-05)	-3.33e-05 (3.16e-05)	-9.55e-06 (2.80e-05)	-0.000323*** (4.22e-05)	-0.000122*** (3.19e-05)	-8.39e-05*** (3.01e-05)
Temperatur NO5		-0.0162*** (0.00341)	-0.0164*** (0.00318)		-0.0227*** (0.00356)	-0.0189*** (0.00336)
Temperatur NO1		-0.0186*** (0.00182)	-0.0113*** (0.00169)		-0.0110*** (0.00171)	-0.0118*** (0.00204)
Temperatur NO2		-0.0109*** (0.00237)	-0.0126*** (0.00213)		-0.00608*** (0.00229)	-0.00935*** (0.00227)
Fyllingsgrad NO2		-0.109*** (0.00680)	-0.113*** (0.00764)		-0.0806*** (0.0112)	-0.0873*** (0.0126)
Overføringskapasitet NO2-NL				-0.00237*** (0.000113)	-0.000778*** (7.60e-05)	-0.000261** (0.000129)
Overføringskapasitet NL-NO2				0.00218*** (0.000106)	0.000836*** (7.12e-05)	0.000421*** (0.000109)
Overføringskapasitet NO2-DK1				7.18e-07 (3.37e-05)	-1.39e-05 (3.05e-05)	4.28e-05 (2.65e-05)
Overføringskapasitet DK1-NO2				-0.000160*** (5.93e-05)	-0.000179*** (6.15e-05)	-0.000224*** (5.67e-05)
Overføringskapasitet NO2-DE				0.000190*** (4.44e-05)	-6.11e-05 (3.86e-05)	-3.11e-05 (3.17e-05)
Overføringskapasitet DE-NO2				-4.31e-06 (1.93e-05)	-9.04e-05*** (1.21e-05)	-5.00e-05*** (1.35e-05)
Overføringskapasitet NO5-NO2					-5.12e-05 (0.000101)	-0.000154 (0.000110)
Overføringskapasitet NO2-NO5					0.00255*** (0.000414)	0.00202*** (0.000410)
Overføringskapasitet NO1-NO2					-0.000124 (7.96e-05)	-3.60e-05 (7.29e-05)
Overføringskapasitet NO2-NO1					6.31e-05* (3.22e-05)	2.58e-05 (2.63e-05)
Vinter			0.151*** (0.0177)			0.0796*** (0.0201)
Dag			0.202*** (0.0252)			0.167*** (0.0298)
Helg			-0.114*** (0.0283)			-0.0799** (0.0316)
Konstant	6.997*** (0.0350)	9.310*** (0.118)	9.212*** (0.128)	7.010*** (0.0912)	8.925*** (0.210)	8.832*** (0.270)
Observasjoner	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266
R-squared	0.167	0.493	0.549	0.299	0.544	0.565

Robuste standardavvik i parentes
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

