

Daniel Hagen  
Ola Nymoen Aas

# Hvordan har NordLink endret fundamentale variabelers påvirkning på elektrisitetsprisen på NO2 og EPEX?

Masteroppgave i Økonomi og administrasjon  
Veileder: Stein Frydenberg  
Mai 2023



Daniel Hagen  
Ola Nymoene Aas

# **Hvordan har NordLink endret fundamentale variabelers påvirkning på elektrisitetsprisen på NO2 og EPEX?**

Masteroppgave i Økonomi og administrasjon  
Veileder: Stein Frydenberg  
Mai 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for økonomi  
NTNU Handelshøyskolen



Kunnskap for en bedre verden



## Forord

Denne artikkelen er skrevet som en del av vår mastergrad i økonomi og administrasjon ved NTNU Handelshøyskolen. Artikkelen står for 30 av studiepoengene i spesialiseringen innen finansiering og investering

Vi ønsker å benytte denne muligheten til å uttrykke vår takknemlighet til vår veileder Stein Frydenberg ved fakultet for økonomi ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Vi er takknemlig for verdifull innsikt og gode forslag underveis. I tillegg ønsker vi å takke Sjur Westgaard ved institutt for industriell økonomi og teknologiledelse ved NTNU, for tilgang til god data og gode forslag underveis.

Innholdet i denne artikkelen står for forfatterens regning, og institusjonen er ikke ansvarlig for teori og metode, eller resultater og konklusjoner som er trukket i denne artikkelen.

Vi presiserer at denne masteroppgaven er skrevet på artikkelform.

NTNU Handelshøyskolen

Trondheim, Mai 2022

*Daniel Hagen*

---

Daniel Hagen

*Ola Nymoen Aas*

---

Ola Nymoen Aas

# Sammendrag

Innføringen av mellomlandsforbindelsen NordLink (NL), som koblet sammen elektrisitetst markedene NO2 og EPEX har skapt kraftig debatt i norske medier grunnet rekordhøye elektrisitetspriser i Sør-Norge i 2021 og 2022. Denne artikkelen analyserer hvordan Nordlink har endret fundamentale variabelers påvirkning på elektrisitetsprisen i det norske prisområdet NO2 og det tyske prisområdet EPEX, ved bruk av lineær og rullerende kvantilregresjon. Våre funn viser at elektrisitetsprisen på NO2 er betydelig mer eksponert mot brenselpriser etter oppstarten av NordLink. Der spesielt påvirkningen fra gass og kull har økt. I tillegg ser NordLink ut til å ha økt volatiliteten på NO2. På EPEX har NordLink derimot hatt en stabiliserende effekt på elektrisitetsprisen, og bidratt til å redusere volatiliteten.

## Abstract

Introduction of the interconnector NordLink (NL), which connected the electricity markets NO2 and EPEX, has sparked intense debate in Norwegian media due to record-high electricity prices in the south of Norway in 2021 and 2022. This article analyzes how NordLink has altered the influence of fundamental variables on electricity prices in the Norwegian price area NO2 and the German price area EPEX, using linear and rolling quantile regression. Our findings suggest that electricity prices in NO2 are significantly more exposed to fuel prices after the introduction of NordLink, particularly with increased impact from gas and coal. Additionally, NordLink appears to have increased volatility in NO2. In EPEX, NordLink has had a stabilizing effect on electricity prices, contributing to a reduction in volatility.

# Innhold

<b>Figurer</b>	<b>i</b>
<b>Tabeller</b>	<b>iii</b>
<b>1 Innledning</b>	<b>1</b>
<b>2 Litteratur</b>	<b>3</b>
<b>3 Beskrivelse av markedene</b>	<b>5</b>
3.1 Elektrisitetsmarkeder . . . . .	5
3.2 Det norske markedet . . . . .	6
3.3 EPEX . . . . .	7
3.4 Sammenligning av markedene . . . . .	8
<b>4 Dataanalyse</b>	<b>9</b>
4.1 Valg av data . . . . .	9
4.1.1 Valg av prisdata . . . . .	9
4.1.2 Valg av fundamentale variabler . . . . .	9
4.2 Deskriptiv statistikk . . . . .	10
4.2.1 Deskriptiv statistikk priser . . . . .	12
4.2.2 Deskriptiv statistikk fundamentale variabler . . . . .	13
4.3 Korrelasjoner mellom markeder og variabler . . . . .	13
<b>5 Metode</b>	<b>15</b>
5.1 Lineær kvantilregresjon . . . . .	15
5.2 Rullerende kvantilregresjon . . . . .	16
5.3 Transformasjoner . . . . .	17

5.3.1	Transformasjoner av negative priser . . . . .	17
5.3.2	Transformasjon av forklaringsvariabler . . . . .	17
5.3.3	Multikolaritet . . . . .	18
<b>6</b>	<b>Resultater og diskusjon</b>	<b>18</b>
6.1	Resultater fra kvantilregresjon . . . . .	18
6.1.1	Gass . . . . .	20
6.1.2	Kull . . . . .	22
6.1.3	Olje . . . . .	24
6.1.4	NSL . . . . .	26
6.1.5	CO2 . . . . .	27
6.1.6	Volatilitet . . . . .	29
6.1.7	Vindkraftproduksjon . . . . .	31
6.1.8	Solkraftproduksjon . . . . .	33
6.1.9	Vannreservoarnivå . . . . .	34
6.1.10	Produksjon . . . . .	35
6.1.11	Elsertifikat . . . . .	36
6.2	NO3 . . . . .	37
6.3	Analyse på hele datasettet . . . . .	38
<b>7</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>38</b>
7.1	Konklusjon av våre analyser og funn . . . . .	38
7.2	Forslag til videre forskning . . . . .	39
	<b>Referanser</b>	<b>1</b>
	<b>Appendix</b>	<b>1</b>



A.1	Variabler brukt for NO2 og EPEX . . . . .	1
A.2	Resultater fra kontrollerende analyser . . . . .	3
A.3	Oversikt over eksport og import . . . . .	5

## Figurer

1	Prisutvikling NO2 og EPEX . . . . .	12
2	Utvikling i spreaden mellom NO2 og EPEX . . . . .	13
3	Korrelasjon NO2 vs. EPEX . . . . .	13
4	Korrelasjonsmatrise for NO2 og EPEX . . . . .	14
5	Koeffisient og konfidensintervall gass for NO2 og EPEX . . . . .	20
6	Resultater for gass fra rullerende kvantilregresjon for NO2 . . . . .	21
7	Resultater for gass fra rullerende kvantilregresjon for EPEX . . . . .	21
8	Koeffisient og konfidensintervall for kull på NO2 og EPEX . . . . .	22
9	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for kull på NO2 . . . . .	23
10	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for kull på EPEX . . . . .	23
11	Koeffisient og konfidensintervall olje for NO2 og EPEX . . . . .	24
12	Resultater for olje fra rullerende kvantilregresjon for NO2 . . . . .	25
13	Resultater for olje fra rullerende kvantilregresjon for EPEX . . . . .	25
14	Koeffisient og konfidensintervall for NSL på NO2 post NL . . . . .	26
15	Koeffisienter og konfidensintervall for Co2 på NO2 og EPEX . . . . .	27
16	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for Co2 på NO2 . . . . .	28
17	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for Co2 på EPEX . . . . .	28
18	Koeffisienter og konfidensintervall for volatilitet på NO2 og EPEX . . . . .	29
19	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for volatiltet på EPEX . . . . .	30
20	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for volatilitet på EPEX . . . . .	30
21	Koeffisienter og konfidensintervall for vindkraftproduksjon på NO2 og EPEX . . . . .	31
22	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for vindkraftproduksjon på NO2	32
23	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for vindkraftproduksjon på EPEX	32

24	Koeffisienter og konfidensintervall for solkraftproduksjon på EPEX . . . .	33
25	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for solkraftproduksjon på EPEX	33
26	Koeffisienter og konfidensintervall for vannreservoarnivå på NO2 . . . . .	34
27	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for vannreservoarnivå på NO2 .	35
28	Koeffisienter og konfidensintervall for produksjon på NO2 . . . . .	35
29	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for produksjon på NO2 . . . . .	36
30	Koeffisienter og konfidensintervall for elsertifikat på NO2 . . . . .	36
31	Resultater fra rullerende kvantilregresjon for elsertifikat på NO2 . . . . .	37
A.3.1	Norges mellomlandsforbindelser (Rosvold, 2022) . . . . .	5
A.3.2	Utvikling pris NO2 og NO3 med eksportutvikling . . . . .	5
A.3.3	Import og eksport Norge (SSB, 2022) . . . . .	6

## Tabeller

1	«Merit order» ulike energikilder (Arnold & Schlund, 2022; NVE, 2020) . . . . .	6
2	Energimiks i Norge fra 2016 til 2022 (SSB, 2023) . . . . .	6
3	Norges årlige utvekslingskapasitet med utlandet (Eilertsen, 2022) . . . . .	7
4	Energimiks i Tyskland fra 2016 til 2022 (AG-Energiebilanzen, 2023) . . . . .	7
5	Deskriptiv statistikk alle variabler . . . . .	11
6	Resultater fra den lineære kvantilregresjonen på NO <sub>2</sub> . . . . .	19
7	Resultater fra den lineære kvantilregresjonen på EPEX . . . . .	19
A.1.1	Oversikt over variabler brukt for NO <sub>2</sub> . . . . .	1
A.1.2	Oversikt over variabler brukt for EPEX . . . . .	2
A.2.3	Resultater fra den lineære kvantilregresjonen på NO <sub>3</sub> . . . . .	3
A.2.4	Resultater lineær kvantilregresjon hele datasett . . . . .	4

# 1 Innledning

Den 07.12.2021 ble mellomlandsforbindelsen NordLink (NL) mellom Norge og Tyskland, med en kapasitet på 1400 MWh, satt i drift. Dermed ble det norske og det tyske elektrisitetsmarkedet for første gang direkte sammenkoblet (Statnett, 2020). Sammen med innføringen av mellomlandsforbindelsen Nord Sea Link (NSL) mellom Norge og Storbritannia, regnes dette som en av de mest betydningsfulle endringene i det norske elektrisitetsmarkedet siden liberaliseringen på 90-tallet (Statnett, 2021a).

Ved innføringen av NL var det en forventning om at kabelen ville bidra til å utnytte de to markedenes komplementære karakteristika, føre til bedre ressursutnyttelse i begge markeder og mer stabile priser over året (Statnett, 2013). I det norske kraftmarkedet har man i 2021 og 2022 derimot observert rekordhøye elektrisitetspriser, hvor oppstarten av NL og NSL har fått mye av skylden i mediene. Undersøkelser viser at 70% av folket mener at utenlandskablene har skylden for de rekordhøye strømprisene (Tørmoen, 2023). Statnett mente i sin rapport fra 2013, som ble brukt som beslutningsgrunnlag for oppstart av kablene, at kablens isolerte effekt ville være en økt gjennomsnittlig elektrisitetspris i Norge på 4,9 €/MWh i 2020 (Statnett, 2013). Døskeland mfl. (2022) estimerte derimot i 2021 en isolert prisvirkning av NL og NSL på mellom 5 og 15€/MWh, betydelig høyere enn det Statnett estimerte i 2013.

Politikere har ved gjentatte anledninger forklart at de høye strømprisene i Sør-Norge skyldes lite vind og høye priser på fossile brensler. Uten NL og NSL ville det norske elektrisitetsmarkedet trolig vært betydelig mindre eksponert mot disse faktorene, da kablene økte Norges overføringskapasitet til utlandet med ca. 45% (Eilertsen, 2022). Norge har per i dag 17 utenlandskabler med en årlig eksportkapasitet på 78,97 TWh, en oversikt over disse er gitt i Figur A.3.1 og Tabell 3. Eksportkapasiteten utgjør i dag ca. 51% av en normalårsproduksjon på 154,8 TWh (Energifaktanorge, 2022). Statnett mener derimot at NL og NSL har liten prisvirkning, fordi det allerede finnes utenlandskabler til Europa (Døskeland mfl., 2022). Prisen dannes som funksjon av tilbudt og etterspurt mengde til oppgitte priser, volumaspektet er derfor også viktig. Det kan virke som at åpningen av NL og NSL har ført til at man har passert en terskel, som gjør at markedene kan ses på som nesten helt integrerte, og prisdannelsen flyttes i større grad ut av landet. Dette illustreres godt i Figur A.3.2, som viser forskjellen mellom strømprisen i Midt-Norge og Sør-Norge. Hvor Midt-Norge fortsatt har delvis innestengt kraft, mens Sør-Norge ikke lenger har det.

Vår hypotese er at kablene i seg selv burde føre til en prisutjevning mellom markedene, og at kablene har ført til at det norske elektrisitetsmarkedet er blitt mer eksponert mot prisen

på volatile fundamentale faktorer som gass og kull, da dette er dominerende energikilder i det tyske markedet (AG-Energiebilanzen, 2023). Det tyske markedet er også preget av høy andel vindkraft som er en lite fleksibel og volatil energikilde. I henhold til funnene til Menezes og Houllier (2015) kan en markedsintegrasjon føre til at volatilitet blir eksportert fra det store til det mindre markedet. Dette gjør at kablene kan fungere som en døråpner mot et mer volatilt marked, fremfor en prisutjevner. Flere artikler har undersøkt den direkte priseffekten av NL, men ingen har så vidt vi vet, direkte undersøkt hvordan NL har endret fundamentale faktorerens effekt på elektrisitetsprisen ved bruk av lineær og rullerende kvantilregresjon. Vår analyse vil dermed kunne bidra til ny innsikt i denne debatten.

Hensikten med denne artikkelen er å undersøke hvordan NL har endret fundamentale variabelers effekt på elektrisitetsprisen på NO2 og EPEX, med hovedfokus på NO2. Vi velger likevel å inkludere EPEX, da det er interessant å sammenligne utviklingen i de to markedene. Prisdynamikken sammenlignes ved bruk av lineær og rullerende kvantilregresjon. De fundamentale variablene som undersøkes er gasspris, oljepris, kullpris, CO2-kvotepreis, vannreservoarnivå, vindkraftproduksjon, solkraftproduksjon, elsertifikatpris og total produksjon. I tillegg innføres det en dummyvariabel for åpningen av NSL. Denne metoden egner seg godt til en komparativ studie, da man kan undersøke ulike kvantiler, og fange opp ikke-lineære effekter av de fundamentale variablene over prisdistribusjonen. Rullerende kvantilregresjonen vil i tillegg gi et mer detaljert bilde på hvordan koeffisientene utvikler seg over tid.

Dersom Europa skal nå sine klimamål er det sannsynlig at utviklingen med flere internasjonale overføringskabler vil fortsette i fremtiden (Statnett, 2021b). I TYNDP rapporten fra 2022 viser ENTSO-E til en evaluering av 141 mulige mellomlandsforbindelser i Europa for å kunne nå EUs klimamål, øke forsyningssikkerheten og holde kostnadene under kontroll (ENTSOE-E, 2022; Gulberg mfl., 2014). Det er derfor viktig å undersøke hvordan innføringen av mellomlandsforbindelsen NL har påvirket det norske og det tyske elektrisitetsmarkedet.

Denne artikkelen viser hvordan fundamentale variabelers effekt på elektrisitetsprisen på NO2 og EPEX har endret seg etter oppstarten av NL. Vi bidrar slik til innsikt om mer enn den direkte priseffekten, da vi studerer hvordan sammenkobling av markeder med ulike karakteristika påvirker elektrisitetsmarkedet. Våre hypoteser om at kablene ville føre til økt eksponering for NO2 mot volatile faktorer som gass og kull ble bekreftet. Gass har fått økt koeffisient fra mediankvantil (50%) og oppover, mens Kull har fått økt koeffisient på alle kvantiler med unntak av 5% kvantilen. Totalt sett har dette ført til en økning i

gjennomsnittlig volatilitet på 166% for NO<sub>2</sub>, sammenlignet med perioden før NL. Det ser altså ut som at man har fått en volatilitetsoverføring fra det store til det lille markedet.

Resten av denne artikkelen vil være strukturert som følger: seksjon 2 gir et overblikk over tidligere studier med komparative analyser mellom ulike elektrisitetsmarkeder, samt modellering av elektrisitetspriser med bruk av kvantilregresjon. I seksjon 3 gis et overblikk over det norske og det tyske elektrisitetsmarkedet, i tillegg til en sammenligning av markedene. I seksjon 4 diskuteres valg av de fundamentale variablene, samt en presentasjon av deskriptiv statistikk. Videre vil det redegjøres for metodiske valg i seksjon 5. I seksjon 6 vil effekten av hver variabel undersøkes for ulike kvantiler, samt hvordan denne har endret seg etter oppstarten av NL. Før konklusjonen blir presentert i seksjon 7.

## 2 Litteratur

Vår artikkel kan plasseres i sammenheng med forskning på elektrisitets-spot markedet, der sammenligning og interaksjon mellom ulike elektrisitetsmarkeder vil være hovedfelt. Vi vil også delvis komme inn på fundamental modellering av elektrisitetspriser. Det er viktig å identifisere driverne bak elektrisitetspriser og deres individuelle påvirkning, for å få en bedre forståelse av forholdet mellom fundamentale variabler og elektrisitetsprisen.

Flere artikler har undersøkt NL-kabelens effekt på elektrisitetsmarkedet i Norge og Tyskland. Hagfors, Kamperud mfl. (2016) undersøkte hvordan fundamentale faktorer påvirket elektrisitetsprisen på EPEX og NordPool, motivert av planene om å bygge NL. De fant at fundamentale variabler påvirker markedene ulikt og ikke-lineært gjennom handelsdagen. Videre konkluderte de med at en sammenkobling ville føre til gjensidig nytte for aktører i begge markeder, samt bedre forsyningsikkerhet på EPEX. Myrvoll og Undeli (2022) undersøkte NL-kabelens effekt på elektrisitetsprisen på NO<sub>2</sub>. Kontrollert for endringer i fundamentale variabler og faste effekter fant de at NL har ført til en prisøkning på mellom 0,5 og 2,5€/MWh på NO<sub>2</sub>, avhengig av hvilken kvantil man ser på. NL har derimot hatt en prisreducerende effekt på mellom 0 og 3€/MWh på EPEX. Resultatene viste også økt volatilitet på NO<sub>2</sub> og redusert volatilitet på EPEX. De undersøkte derimot ikke hvordan økt eksponering mot brenselsprisene påvirket elektrisitetsprisen. Døskeland mfl. (2022) fant derimot at de høye elektrisitetsprisene i Norge i 2021 hovedsakelig skyldtes høye priser på fossile brenslers kombinert med lavt vanntilslig. De peker likevel på at NL og NSL forklarer 10% av el-prisen i Sør-Norge i 2021, som tilsvarer en økning på mellom 5 og 15€/MWh. Videre hevdet de at utenlandskablene vil dempe prissvingninger i det norske markedet på sikt, selv om man foreløpig har sett en volatilitetsøkning.

Det finnes også flere artikler som har undersøkt hvordan en sammenkobling av markeder påvirker elektrisitetsprisen og volatiliteten i de respektive markedene. Mauritzen (2013) eksemplifiserte sammenkoblingen av to komplementære markeder, Danmark og Norge. Han fant at en sammenkobling ville gjøre elektrisitetsprisen i det norske markedet mer eksponert mot vindkraftproduksjon, mens det danske elektrisitetsmarkedet ville bli mindre eksponert mot dette. Sapio (2019) undersøkte Sapei-kabelens effekt på elektrisitetsprisen i Sardinia og Italia. Han fant at kabelen har kuttet pristoppene, men flyttet de laveste prisene oppover, mens implisitt volatilitet var redusert i begge markeder. Sapio og Spagolo (2020) undersøkte også volatilitetsoverføringseffekten av Sapei-kabelen ved bruk av en VAR-GARCH modell. De fant at kabelen har ført til økt overføring av volatilitet fra det store markedet (Italia), til det lille markedet (Sardinia). Villemeur og Pineau (2012) fant også at mellomlandsforbindelser kan føre til eksport av volatilitet fra det store til det lille markedet, noe som bekreftes i Menezes og Houllier (2015).

Flere artikler har også anvendt kvantilregresjon til modellering av elektrisitetspriser. Bunn mfl. (2016) og Hagfors, Bunn mfl. (2016) benyttet en fundamental kvantilregresjonsmodell for å modellere elektrisitetsprisen i det britiske markedet. De viste hvordan priselastisiteten for fundamentale variabler varierte betydelig over ulike kvantiler, for ulike tidspunkt på dagen. I tillegg benyttet Paraschiv mfl. (2016) kvantilregresjon med tidsvarierende parametere til å estimere risikoen i det tyske elektrisitetsmarkedet. Disse artiklene hadde hovedsakelig fokus på estimering av elektrisitetspriser.

Huisman mfl. (2015) undersøkte hvordan en økning i fornybare energikilder med lav grensekostnad påvirker elektrisitetsprisene på NordPool. De konkluderte med at høyere reservoarnivåer førte til lavere elektrisitetspriser, der påvirkningen var større ved lave reservoarnivåer. Videre undersøkte Paraschiv mfl. (2014) den direkte påvirkningen sol og vind hadde på det tyske neste dags elektrisitetsmarkedet. De fant at innføringen av fornybare energikilder økte den ekstreme prisaktiviteten. Hagfors, Paraschiv mfl. (2016) utvidet litteraturen om fornybare energikilder på EPEX med en kvantilregresjonsmodell som bekreftet resultatene fra Paraschiv mfl. (2014). I tillegg fant de at negative prisobservasjoner forekommer sjeldent, men hovedsakelig om natten relatert til perioder med høy vindkraftproduksjon og uvanlig lav etterspørsel.

Denne artikkelen bidrar til forskningen på effekten mellomlandsforbindelser har på el-markeder, samt fundamentale variabelers påvirkning på NordPool og EPEX. Artikkelen skiller seg derimot fra tidligere forskning ved at vi benytter oss av delt datasett, samt rullerende kvantilregresjon.



## 3 Beskrivelse av markedene

### 3.1 Elektrisitetsmarkeder

Elektrisitet skiller seg fra tradisjonelle handelsvarer ved at det er vanskelig å lagre på en effektiv måte. Årsaken til dette er blant annet at det ikke finnes store nok batterier, samt at pumpekraftverk har et effektivitetstap på mellom 14% og 30% (Belsnes, 2022). Av fysiske årsaker må det derfor alltid være en eksakt balanse mellom produksjon og forbruk (Energifaktanorge, 2019). Utviklingen av nye batterityper som for eksempel sodiumbatterier kan riktignok endre lagringsbildet i fremtiden (Bradsher, 2023). Elektrisitetspriser kjennetegnes generelt ved høy volatilitet og høye «spikes», samt volatilitetsklumping (Geman & Roncoroni, 2006). Andre kjennetegn ved elektrisitetspriser er at de tenderer til å revertere mot gjennomsnittet, i tillegg til at de preges av sesongvariasjoner, ukentlige variasjoner og intradagvariasjoner (Weron, 2006).

I de siste årene har det vært en sterk økning i produksjonen av fornybar energi, blant annet som følge av EUs klimapolitikk (AG-Energiebilanzen, 2023). Dette endrer den såkalte «merit order» kurven, som rangerer energikilder etter kostnad per MWh (Huisman mfl., 2015). En oversikt over «merit order» kurven for Norge og EPEX er gitt i Tabell 1. Merk at grensekostnaden kan variere mye, spesielt for de fossile energikildene, da de avhenger av utviklingen i råvareprisen. Fornybare energikilder har generelt lavere grensekostnad sammenlignet med fossile energikilder, og blir prissetterne i elektrisitetsmarkedet (Appunn, 2015). Den økte andelen fornybar energi gjør at man får perioder med lavere gjennomsnittspris. Samtidig blir kraftsystemet mer væravhengig, og man får mer ekstrem prisaktivitet (Paraschiv mfl., 2014). I tillegg vil høyere CO<sub>2</sub>-kvotepris og brenselspriser bidra til å forsterke variasjonen i perioder med lite vind og sol. Mangelen på fleksibilitet i de fornybare energikildene, med unntak av vannkraft, gjør at man får en utfordring med forsyningssikkerheten. Dette øker behovet for fleksibel kapasitet, som for eksempel mellomlandsforbindelser og batterier (Statnett, 2021c).

«Merit order»i EUR/MWh	NO2	EPEX
Vann	3-4	-
Sol	-	4-8
Vind	10-32	4-19
Kjernerkeft	-	17-18
Kull	-	55-102
Olje	-	110-220
Gass	104-260	104-260

Tabell 1: «Merit order» ulike energikilder (Arnold & Schlund, 2022; NVE, 2020)

### 3.2 Det norske markedet

Det norske elektrisitetmarkedet domineres i dag av vannkraft, som utgjør 88% av total elektrisitetsproduksjon. Andelen er riktignok redusert fra 96,3% i 2016. Norge står likevel for nær 50% av Europas magasinkapasitet (Energifaktanorge, 2022). En oversikt over andre energikilder er gitt i Tabell 2. Der ser man at Norge har hatt en rask økning i vindkraftproduksjon, og økt andelen av total produksjon fra 1,4% i 2016 til 10,15% i 2022. Dette har gjort at vindkraft nå er nest største energikilde, og har redusert vannkraftens dominans i det norske markedet. Det forventes derimot en relativt liten økning i vindkraftproduksjon frem mot 2030, da lisenser for on-shore vind ble stoppet i 2019, mens off-shore vind enda er i startfasen (Statnett, 2021c).

Produksjonstype	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Vannkraft	96,3%	95,8%	95,0%	95,0%	93,4%	91,5%	88,2%
Vindkraft	1,4%	1,9%	2,6%	2,6%	4,1%	7,5%	10,2%
Varmekraft/termisk	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,5%	1,1%	1,6%

Tabell 2: Energimiks i Norge fra 2016 til 2022 (SSB, 2023)

Det norske markedet har blitt tettere knyttet sammen med andre europeiske land etter oppstarten av NL og NSL. I fremtiden er det en forventning om at det vil bli bygget mer overføringskapasitet mellom Norge og Europa, slik at det norske elektrisitetmarkedet vil bli enda tettere knyttet sammen med det europeiske markedet. En oversikt over utvekslingskapasiteten med utlandet er gitt i Tabell 3. Det norske markedet har fra 2021 og frem til i dag hatt store prisforskjeller mellom Sør-Norge og Nord-Norge. Da Midt- og Nord-Norge delvis har hatt innestengt kraft, som en konsekvens av begrenset

overføringskapasitet mellom Nord- og Sør-Norge (Statnett, 2022b). Disse forskjellene vil trolig utjevnes noe fra 2025, når Sognefjordforbindelsen får økt overføringskapasitet etter en spenningsoppgradering fra 300kV til 420kV (Statnett, 2022a).

	<b>TWh</b>	<b>Eksport</b>	<b>Import</b>
Sverige	32,37	32,37	
Danmark	14,89	14,89	
Finland	1,051	0,70	
Russland	-	0,49	
Nederland	6,13	6,13	
Tyskland	12,26	12,26	
Storbritannia	12,26	12,26	
Sum	78,97	79,11	

Tabell 3: Norges årlige utvekslingskapasitet med utlandet (Eilertsen, 2022)

### 3.3 EPEX

Det tyske elektrisitetmarkedet domineres i dag fortsatt av kull, som den største energikilden. Andelen er riktignok redusert fra 42,1% i 2016 til 31,4% i 2022. Total andel fornybar energi har økt fra 29,1% i 2016 til 43,9% i 2022. Hovedsakelig på grunn av økningen i vind- og solkraftproduksjon, som har vært med å kompensere for utfasingen av kull og kjernekraft (AG-Energiebilanzen, 2023). En oversikt over andre energikilder er gitt i Tabell 4.

<b>Produksjonstype</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Kull	42,1%	37,0%	35,6%	28,2%	23,4%	28,0%	31,4%
Kjernekraft	13,0%	11,7%	11,8%	12,3%	11,2%	11,8%	6,5%
Mineraloljeprodukter	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Gass	12,4%	13,2%	12,7%	14,8%	16,5%	15,4%	13,3%
Vindkraft	12,3%	16,2%	17,1%	20,7%	23,0%	19,5%	22,0%
Solkraft	5,8%	5,9%	6,9%	7,4%	8,6%	8,4%	10,4%
Andre fornybare energikilder	11,0%	10,9%	10,8%	11,6%	12,2%	11,9%	11,5%
Andre	4,2%	4,2%	4,3%	4,2%	4,3%	4,2%	4,1%
Total andel fornybar	29,1%	33,1%	34,8%	39,7%	43,8%	39,9%	43,9%

Tabell 4: Energimiks i Tyskland fra 2016 til 2022 (AG-Energiebilanzen, 2023)

Det forventes at det tyske energimarkedets transformasjon fra fossile brensler til fornybare energikilder vil fortsette som en følge av innstramminger av EUs klimamål frem mot 2030. Tyskland har også lansert «Energiewende», som er en plan for et energisystem hovedsakelig forsynt av fornybare energikilder innen 2050 (IEA, 2020). Transformasjonen forventes å ha stor innvirkning på elektrisitetmarkedets karakteristika. Som tidligere nevnt vil dette stille store krav til utbygging av fornybar kraft og fleksibilitetsløsninger, som for eksempel overføringsforbindelser og batterier. Det forventes i likhet med Norge, at det tyske elektrisitetmarkedet vil bli tettere knyttet sammen med resten av det europeiske elektrisitetmarkedet, noe som vil ha stor betydning for karakteristika i markedet.

### **3.4 Sammenligning av markedene**

NO2 og EPEX er som Tabell 2 og Tabell 4 viser svært forskjellige. Det norske markedet består i hovedsak av vann og vindkraft, mens EPEX fortsatt har en stor andel fossile brensler. Disse forskjellene forventes å ha stor innvirkning på prisutviklingen i de ulike markedene. Den store andelen fleksibel vannkraft i det norske markedet gjør at man i større grad kan tilpasse produksjonen til etterspørselen, sammenlignet med EPEX der man har en høyere andel mindre fleksible energikilder som vind- og solkraft. Dette gjør også at man ser flere negative prisobservasjoner i det tyske markedet. De negative prisobservasjonene forekommer oftest som en konsekvens av perioder med lav etterspørsel og høy vindkraftproduksjon (Hagfors, Kamperud mfl., 2016). I 2021 ble det gjort 139 observasjoner med negative timespriser i det tyske neste dags markedet, mens det kun var 5 i Norge (FFE, 2022).

NL-kabelen har derimot bidratt til å knytte markedene tettere sammen, og har ført til en utjevning av volatiliteten mellom markedene. Muligheten til å importere norsk vannkraft ser altså ut til å ha en stabiliserende effekt på EPEX. Dette er i henhold til hypotesen om at NL ville bidra til økt utnyttelse av overskytende energi fra fornybare energikilder (Statnett, 2013). Som tidligere nevnt er det sannsynlig at det vil bli bygget flere mellomlandsforbindelser for å øke forsyningssikkerheten i det europeiske markedet. Dersom utviklingen blir tilsvarende som for NL, vil dette bidra til å knytte de europeiske markedene tettere sammen.

## 4 Dataanalyse

### 4.1 Valg av data

#### 4.1.1 Valg av prisdata

Vi har analysert daglige elektrisitetspriser for det tyske markedet, og det norske prisområdet NO2 i perioden 01.01.2016 til 01.01.2023. Vi har valgt å utelate data før 2016 fordi det har skjedd store endringer i den tyske energimiksen etter innføringen av «Energiewende» i 2010 (IEA, 2020). I den valgte perioden har det ikke forekommet signifikante regulatoriske endringer i markedene. Riktignok har det skjedd en betydelig strukturell endring i det norske markedet, ved at NSL med en overføringskapasitet på 1400 MWh til Storbritannia åpnet 1. Oktober 2021 (Statnett, 2021a). En annen endring det er verdt å legge merke til er at Østerrike trakk seg ut av det tysk-østeriske prisområdet 1. Oktober 2018. Forskere peker på at splitten har påvirket prisene i begge områder, men at effekten ikke var ventet å bli signifikant (Oroschakoff, 2018). Totalt sett anser vi derfor dataene adekvate for å illustrere fundamentale variabelers påvirkning på elektrisitetsprisen på NO2 og EPEX.

Elektrisitetspriser skiller seg som diskutert i seksjon 3.1 klart fra andre aktiva, derimot er elektrisitetspriser, ulikt de fleste andre aktiva, ofte stasjonære. Dette bekreftes i henhold til gjennomført Dickey fuller (ADF) test med 7 lags, som viser en t-verdi på -8,336 for EPEX og -5,721 for NO2. Sammenlignet med kritisk verdi på -3,430 på 1% signifikansnivå kan vi derfor anta at begge tidsseriene er stasjonære. Spotprisene er også preget av autokorrelasjon, noe Ljung-Box Q statistikken med 7 lags bekrefter. I henhold til funn i Cleophas og Zwinderman (2021) er kvantilregresjon en av de beste oppfinnelsene for modellering av autoregressive data, vi velger derfor likevel å benytte oss av metoden.

#### 4.1.2 Valg av fundamentale variabler

De fundamentale variablene som er valgt samsvarer i stor grad med variablene som er brukt i Hagfors, Kamperud mfl. (2016). Variablene for NO2 er gitt i Tabell A.1.1, og variablene for EPEX er gitt i Tabell A.1.2. Brenselspriser og EUA CO2-kvotepriker er felles for begge, da disse er handlet på felles nordeuropeiske markeder. For å fange opp sesongvariasjoner velger vi å inkludere en dummyvariabel for hver måned. Det er også relevant å inkludere volatilitet som forklaringsvariabel, da det er et kjent fenomen at elektrisitetspriser preges av volatilitetsklumping (Geman & Roncoroni, 2006). Volatiliteten for begge

markeder er regnet ut som standardavviket til daglig avkastning på spotpris i et 7-dagers rullerende vindu. For NO2 har vi også valgt å benytte realisert faktisk produksjon som tilbudsvariabel, lignende data for EPEX er ikke tatt med som følge av datatilgjengelighet. Estimer for sol og vindkraftproduksjon er tilgjengelige for EPEX, mens det kun er tilgjengelig estimer for vindkraftproduksjon for NO2. Vannreservoarnivå og pris på elsertifikater er kun inkludert for NO2 da disse variablene kun er relevant i dette markedet. Elektrisitetsprisene vil være påvirket av oppstarten av NSL, og for å skille effekten av NL og NSL har vi valgt å inkludere en dummyvariabel for NSL.

## **4.2 Deskriptiv statistikk**

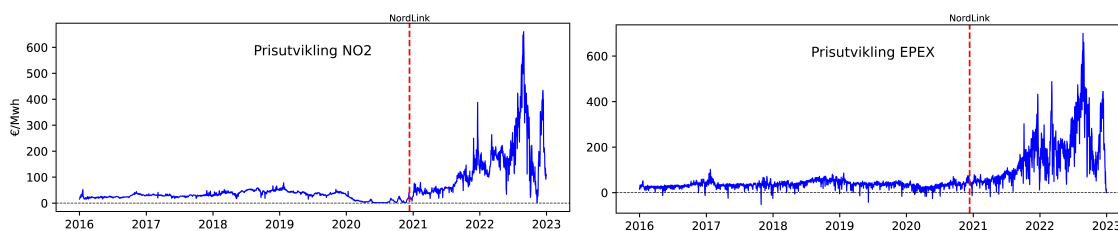
Deskriptiv statistikk for alle variabler i perioden 01.01.2016 til 31.12.2022 er presentert i Tabell 5.

Variabel	Gjennomsnitt	Median	Standardavvik	Skjevhet	Kurtose	Min	Max	Jarque Bera
Daglig gjennomsnitt hele utvalget, obs 2557								
NO2	61,74	35,85	1,58	3,30	13,34	0,90	660,06	16020,36
EPEX	72,69	40,26	1,77	2,97	10,07	0,01	699,44	9073,80
Gass	34,91	17,71	0,87	2,68	7,99	3,02	312,74	5719,71
Olje	64,11	62,70	0,38	0,66	0,41	19,33	127,98	899,35
Kull	105,84	79,20	1,59	2,06	3,46	38,45	459,80	1837,84
CO2	30,08	23,48	0,52	1,02	-0,22	0,00	97,58	1549,11
VolNor	0,14	0,08	0,01	12,64	200,48	0,00	4,48	4222889,33
VolGER	0,73	0,30	0,05	11,82	155,37	0,07	39,65	2533086,19
VindNor	6899,25	4763,00	129,33	1,87	8,26	70,00	82966,00	4432,95
VindGer	189413,05	133470,00	3203,49	1,39	1,45	6424,00	846573,00	1073,19
Elsert	64,53	54,00	1,28	0,78	-0,36	0,45	280,00	1460,60
Vannres	64,85	65,33	0,34	-0,25	-0,45	18,70	98,60	1296,80
Prod NO2	135857,57	135153,00	853,17	-0,03	-0,67	16748,00	233628,00	1439,02
SolGer	105624,02	101651,00	1395,14	0,34	-0,98	3063,00	291548,00	1733,98
Daglig gjennomsnitt pre NL, obs 1803								
NO2	29,26	29,87	0,33	-0,21	-0,26	0,90	78,13	1154,95
EPEX	35,27	34,75	0,31	0,21	1,07	0,01	101,92	415,06
Gass	15,37	14,98	0,13	0,76	5,28	3,02	71,17	796,94
Olje	55,86	55,86	0,31	-0,16	-0,49	19,33	86,29	1311,59
Kull	69,52	69,00	0,42	0,14	-1,36	38,45	102,60	2034,96
CO2	15,14	15,53	0,21	0,08	-1,68	3,91	30,44	2340,40
VolNor	0,09	0,06	0,00	2,59	8,32	0,00	0,62	5880,51
VolGER	0,83	0,28	0,07	10,22	113,53	0,07	39,65	1346136,89
WindNor	4844,49	3539,00	101,28	1,37	1,76	70,00	24590,00	959,18
VindGer	182923,33	128532,00	3733,55	1,43	1,60	6424,00	846573,00	1084,57
Elsert	90,99	72,00	1,41	0,48	-0,44	2,00	280,00	1359,22
Vannres	69,02	71,40	0,37	-0,25	-0,92	35,80	98,60	1661,64
Prod NO2	136441,26	134143,00	928,39	0,10	-0,74	28576,00	229089,00	1493,44
SolGer	100660,75	95883,00	1549,17	0,30	-1,06	3574,00	269726,00	1796,99
Daglig gjennomsnitt post NL, obs 754								
NO2	139,42	109,89	4,11	1,70	3,30	1,93	660,06	1237,35
EPEX	162,18	127,90	4,50	1,34	1,77	0,01	699,44	923,91
Gass	81,63	78,28	2,13	1,10	1,24	14,42	312,74	844,16
Olje	83,84	82,21	0,66	0,26	-0,74	48,84	127,98	1521,17
Kull	192,68	168,18	3,73	0,43	-1,02	62,35	459,80	1801,36
CO2	65,80	67,95	0,67	-0,38	-0,92	0,00	97,58	1695,98
VolNor	0,24	0,16	0,02	8,10	73,37	0,01	4,48	555444,26
VolGER	0,51	0,31	0,03	5,19	31,45	0,07	6,89	97729,02
VindNor	11812,67	10811,50	297,28	1,30	6,70	243,00	82966,00	2174,30
VindGer	204931,58	146988,00	6157,23	1,28	1,15	11239,00	820979,00	1062,43
Elsert	1,27	1,35	0,02	0,33	-0,76	0,45	2,70	1551,57
Vannres	54,86	55,60	0,60	-0,09	0,24	18,70	96,64	813,18
Prod NO2	134461,84	137509,50	1855,56	-0,14	-0,90	16748,00	233628,00	1631,34
SolGer	117492,42	116341,00	2899,47	0,25	-1,14	3063,00	291548,00	1858,36

Tabell 5: Deskriptiv statistikk alle variabler

#### 4.2.1 Deskriptiv statistikk priser

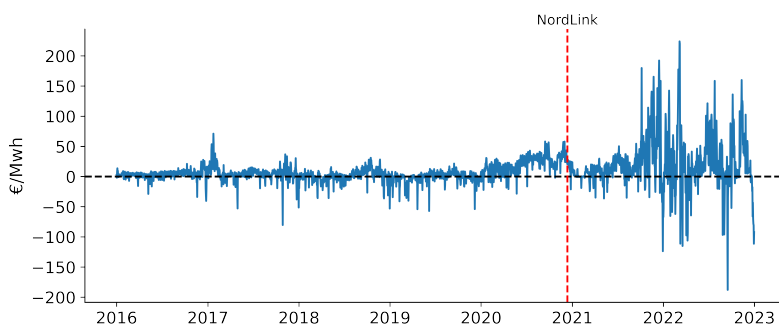
Av Tabell 5 ser man at EPEX har den høyeste gjennomsnittlige prisen med 72,69 €/MWh, sammenlignet med 61,74 €/MWh for NO2. Dette indikerer at de høyeste prisobservasjonene forekommer sjeldnere på NO2. De høyeste og laveste prisobservasjonene finner man også på EPEX med 699,44 €/MWh som høyeste og -52,11€/MWh som laveste. Sammenlignet med 660,06€/MWh og 0,9€/MWh på NO2, som viser et større prisområde for EPEX. Videre ser man at NO2 har en større positiv skjevhet i fordelingen med 3,30, sammenlignet med 2,97 for EPEX. Dette indikerer høyere sannsynlighet for å observere priser i nedre hale av fordelingen på EPEX, som også underbygges av at medianen er lavere enn gjennomsnittet. Totalt sett avviker NO2 statistisk fra EPEX ved større positiv skjevhet, mens man på EPEX har flere negative prisobservasjoner. Sannsynligheten er dermed større for å observere priser i øvre deler av distribusjonen på NO2. På EPEX har man derimot større sannsynlighet for å observere ekstremt høye eller lave priser, som også underbygges av et høyere standardavvik. Begge prisområdene har en høy positiv overskytende kurtose, høyt standardavvik og en høy jarque-bera test statistikk. Dette indikerer at prisfordelingen har fete haler og dermed avviker fra normalfordelingen.



Figur 1: Prisutvikling NO2 og EPEX

Av Figur 1 ser man en endring i prisregimet post NL både for NO2 og EPEX, som indikerer at det kan være hensiktsmessig å splitte datasettet. Videre indikerer Figur 1 at begge markedene preges av volatilitetsklumping og sporadiske pristopper, som støtter funn i German og Roncoroni (2006). I Tabell 5 ser vi at den gjennomsnittlige estimerte volatiliteten er 14% for NO2, mens den er 73% for EPEX. Dette forsterker inntrykket om at man har tykkere haler på EPEX. Vi ser derimot en økning i volatiliteten på NO2 post NL, mens den er redusert på EPEX. Figur 2 viser en tydelig økning i spredningen post NL, som er med på å underbygge at det kan være fordelaktig å splitte datasettet.



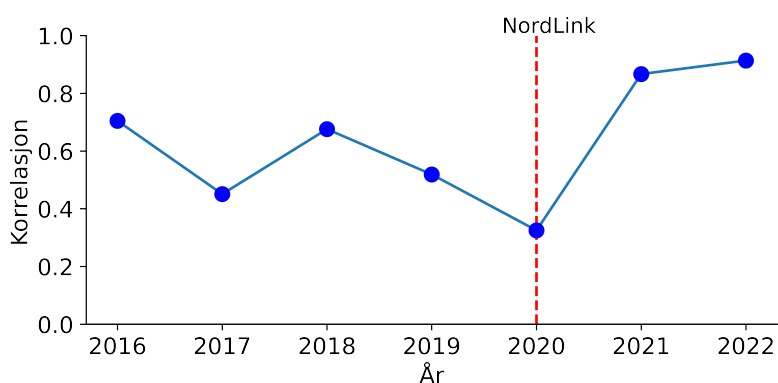


Figur 2: Utvikling i spredningen mellom NO2 og EPEX

#### 4.2.2 Deskriptiv statistikk fundamentale variabler

Av Tabell 5 ser vi at alle brenselpriser har en positiv skjevhet, der gass og kull har den største positive skjevheten med henholdsvis 2,68 og 2,06. Dette indikerer at man har større sannsynlighet for å observere høye priser for disse, sammenlignet med de andre brenselprisene. Det er også disse som har høyest overskytende kurtose, som indikerer at disse har flest observasjoner i halene av prisdistribusjonen. Videre ser man at de gjennomsnittlige brenselprisene har økt mye post NL, sammenlignet med pre NL. Produksjonen i fornybar energi viser også en klar økning både for vind og solkraftproduksjon.

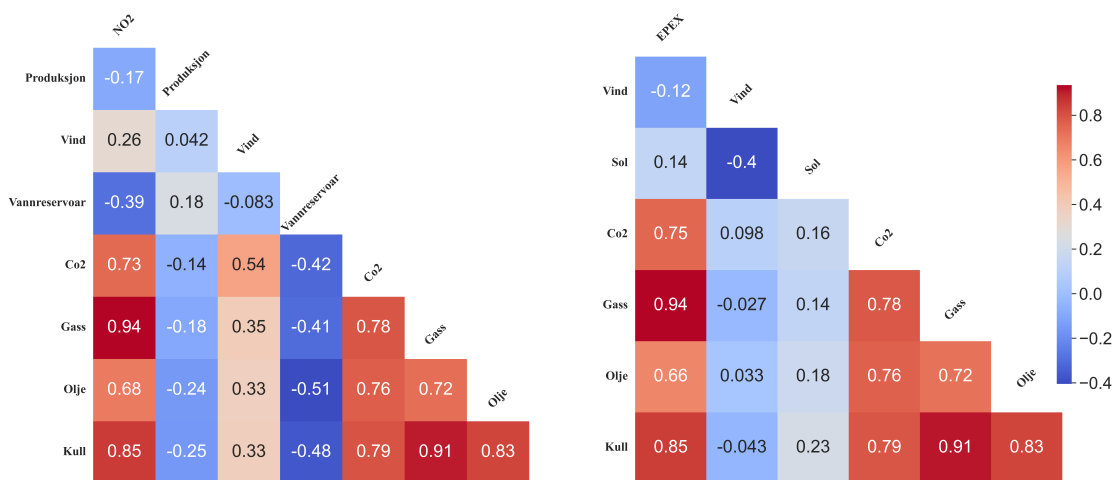
#### 4.3 Korrelasjoner mellom markeder og variabler



Figur 3: Korrelasjon NO2 vs. EPEX

Korrelasjonene mellom daglige spotpriser for NO2 og EPEX er vist i Figur 3. Å sammenligne utviklingen i korrelasjoner mellom fundamentale variabler og spotpriser er relevant for å få en bedre forståelse av markedsdynamikken. Vi ser at korrelasjonen mellom markedene i perioden fra 2016 til 2020 varierer mellom 0,3 og 0,7, mens den i perioden etter

oppstarten av NL er på ca. 0,9. Dette indikerer at NO2 og EPEX er blitt tettere knyttet sammen etter oppstarten av NL, og er enda ett tegn som viser et paradigmeskifte etter oppstarten av NL.



Figur 4: Korrelasjonsmatrise for NO2 og EPEX

Av Figur 4 ser man at vind har en negativ korrelasjon med elektrisitetsprisen på EPEX med en korrelasjon på -0,12. Dette er forventet, da økt vindproduksjon er forventet å redusere spot-prisen (Paraschiv mfl., 2014). En positiv korrelasjon med vind på 0,26 for NO2 er derimot ikke forventet. Dette kan muligens forklares med den lave andelen vindkraft, spesielt i starten av perioden, som gjør at vind ikke får signifikant effekt på elektrisitetsprisen. Videre ser man en negativ korrelasjon mellom total produksjon og elektrisitetsprisen for NO2 (-0,17), samt fyllingsgraden og NO2 (-0,39). Dette impliserer en nedgang i elektrisitetsprisen når produksjonen og fyllingsgraden øker, som er forventet (Huisman mfl., 2015). Det er noe overraskende at solkraftproduksjonen på EPEX er positivt korrelert med elektrisitetsprisen (0,14). En mulig forklaring kan være at andelen solkraft er lav, samt at solkraft produseres på dagtid når etterspørselen er størst. CO2, gass, olje og kull er alle positivt korrelert med spotprisen i begge markeder, som er forventet da en økning i disse prisene vil heve grensekostnaden for disse energikildene. Videre ser man en relativt høy korrelasjon mellom CO2, olje, gass og kull, der spesielt kull og gass, samt olje og kull har høy korrelasjon. Den høye korrelasjonen er ikke overraskende, da dette er faktorer som er tett knyttet sammen. Dette gir indikasjoner på at multikolaritet kan være et problem som påvirker regresjonen, og vil bli videre diskutert i seksjon 5. Totalt sett indikerer korrelasjonene at markedene oppfører seg relativt likt på de fleste områder.

## 5 Metode

### 5.1 Lineær kvantilregresjon

Vi har valgt å benytte lineær kvantilregresjon, som gir muligheten til å undersøke mer enn lineære sammenhenger. Metoden egner seg godt til å fange opp variasjoner over prisdistribusjonen, og vil bidra til å gi et mer fullstendig bilde av hvordan fundamentale variabler påvirker elektrisitetsprisen (Hao & Naiman, 2007). Elektrisitetspriser varierer signifikant over prisdistribusjonen, og vi anser derfor kvantilregresjon som en hensiktsmessig metode for å fange opp fundamentale variablers påvirkning på elektrisitetsprisen (Weron, 2014). Som diskutert i seksjon 4.2 viser både Figur 1, Figur 2 og Figur 3 tegn på et paradigmeskifte ved innføringen av NL. Vi har derfor valgt å dele datasettet i pre NL (01.01.2016 - 07.12.2020) og post NL (08.12.2020 - 31.12.2022). Sammenlignet med en regresjon på hele datasettet kan man fange opp effekten av NL bedre, ved at man kan sammenligne de to periodene direkte. I tillegg viser deskriptiv statistikk at man har en lang stabil periode, før man får et paradigmeskifte. Ved bruk av regresjon på hele datasettet vil man da få en annen og lavere effekt av NL. Ved å dele datasettet kan man derfor få et mer reellt bilde av effekten. Vi har likevel gjennomført en kontrollerende analyse med bruk av hele datasettet, for å sammenligne effekten og knytte analysen opp mot tidligere forskning.

Ved bruk av kvantilregresjon gjennomføres det en «bootstrap», som estimerer standardavvik ved å resample dataene til flere prøvedatasett. Denne metoden er fordelaktig siden den ikke gjør antakelser om fordelingen av responsvariabelen eller feilledet. Standardavvikene kan benyttes til å kvantifisere spredningen i datamaterialet, samt vurdere nøyaktigheten til modellen (James mfl., 2013). Modellens tilpasning evalueres ved bruk av ett kvasi  $R^2$ -mål, som er basert på persentil forklart varians (PEV). PEV er definert som andelen forklart varians i responsvariabelen ved en gitt kvantil, ved bruk av modellen (Koenker & Machado, 1999).

Den generelle kvantilregresjonsmodellen kan skrives som:

$$Q_q(\ln P_t | X_t) = \alpha^q + X_t \beta^q$$

Der  $q[0,1]$  representerer 5%, 25%, 50%, 75% og 95% kvantilen.  $\ln P_t$  er Log spot pris for hver handelsdag  $t$ , og er den avhengige variabelen som avhenger av  $X_t$ , som er en 9-dimensjonal vektor av uavhengige variabler, der den første observasjonen er  $t=1$ .  $\alpha^q$  er den estimerte koeffisienten for konstanten på kvantil  $q$ , mens  $\beta^q$  er estimatet for regresjonskoeffisienten på kvantil  $q$ .  $\alpha^q$  og  $\beta^q$  finnes ved følgende optimeringsproblem:

$$\min_{\alpha^q, \beta^q} \sum_{t=1}^T (q - 1_{\ln P_t \leq \alpha^q + x_t \beta^q}) (\ln P_t - (\alpha^q + \beta^q X_t))$$

Hvor

$$1_{\ln P_t \leq \alpha^q + x_t \beta^q} = \begin{cases} 1, & \text{hvis } \ln P_t \leq \alpha^q + x_t \beta^q, \\ 0, & \text{ellers.} \end{cases}$$

Vi har valgt å benytte to ulike kvantilregresjonsmodeller for NO2 og EPEX, da de er påvirket av ulike fundamentale variabler. Modellen for NO2 er gitt ved:

$$\begin{aligned} Q_p(\ln P_t) &= \alpha^q + \beta_1^q \ln \text{OLJE}_t + \beta_2^q \ln \text{GASS}_t + \beta_3^q \ln \text{KULL}_t + \beta_4^q \ln \text{ELSERT}_t \\ &+ \beta_5^q \ln \text{CO}_{2t} + \beta_6^q \ln \text{VOLATILITET}_t + \beta_7^q \ln \text{VIND}_t \\ &+ \beta_8^q \ln \text{VANNRESERVOAR}_t + \beta_9^q \ln \text{PRODUKSJON} \\ &+ \beta_{10}^q \text{NSL}_d + \beta_{11}^q \text{MÅNEDSDUMMY}_d + \epsilon_t \end{aligned}$$

Mens modellen for EPEX er gitt ved:

$$\begin{aligned} Q_p(\ln P_t) &= \alpha^q + \beta_1^q \ln \text{OLJE}_t + \beta_2^q \ln \text{GASS}_t + \beta_3^q \ln \text{KULL}_t + \beta_4^q \ln \text{SOL}_t \\ &+ \beta_5^q \ln \text{CO}_{2t} + \beta_6^q \ln \text{VOLATILITET}_t \\ &+ \beta_7^q \ln \text{VIND}_t + \beta_8^q \text{MÅNEDSDUMMY}_d + \epsilon_t \end{aligned}$$

## 5.2 Rullerende kvantilregresjon

Vi har også valgt å benytte en rullerende kvantilregresjon med et 365 dagers rullerende tidsvindu. Årsaken til dette er at tidsserien, som man ser av deskriptiv statistikk trolig inneholder relativt stor tidsvariasjon med et noe ustabilt mønster. Dette fanges bedre opp ved bruk av en rullerende kvantilregresjon, og vil gi mer detaljert innsikt i hvordan påvirkningen fra de ulike variablene har endret seg over tid. I tillegg vil det gi innsikt i trender og mønstre (Rubio-Herrero & Wang, 2022). Metoden kan også tilpasses utfordringer i analysen, og kan slik løse utfordringer som sesongvariasjoner, samt innføringene av NL og NSL.

Modellen for rullerende kvantilregresjon for NO2 er gitt ved:

$$\begin{aligned} Q_p(\ln P_t | X_{t,w}) &= \alpha^q + \beta_1^q \ln \text{OLJE}_t + \beta_2^q \ln \text{GASS}_t + \beta_3^q \ln \text{KULL}_t + \beta_4^q \ln \text{ELSERT}_t \\ &+ \beta_5^q \ln \text{CO}_{2t} + \beta_6^q \ln \text{VOLATILITET}_t + \beta_7^q \ln \text{VIND}_t \\ &+ \beta_8^q \ln \text{VANNRESERVOAR}_t + \beta_9^q \ln \text{PRODUKSJON} + \epsilon_t \end{aligned}$$

Og modellen for EPEX er gitt ved:

$$Q_p(\ln P_t | X_{t,w}) = \alpha^q + \beta_1^q \ln \text{OLJE}_t + \beta_2^q \ln \text{GASS}_t + \beta_3^q \ln \text{KULL}_t + \beta_4^q \ln \text{SOL}_t \\ + \beta_5^q \ln \text{CO}_{2t} + \beta_6^q \ln \text{VOLATILITET}_t + \beta_7^q \ln \text{VIND}_t + \epsilon_t$$

Hvor  $w$  står for vindusstørrelse. Dummyvariabel for måned og NSL er ikke inkludert i denne modellen, da dette blir tatt hensyn til gjennom de rullerende vinduene.

## 5.3 Transformasjoner

### 5.3.1 Transformasjoner av negative priser

For å kunne sammenligne elastisiteter mellom faktorer og markeder har vi valgt å log-transformere elektrisitetsprisene. Bunn mfl. (2016) peker på at logaritmetransformasjoner gir tidsserier med mer stabile varianser. Utfordringen er at man kun kan gjøre logaritmiske transformasjoner av positive tall, men som man ser av Figur 1 har man flere observasjoner med negative priser på EPEX. I likhet med Forrest og Macgill (2013); Hagfors, Kamperud mfl. (2016) velger vi likevel å foreta en logaritmisk transformasjon, ved å sette de negative prisene til en lav positiv verdi. Fordelen med dette er at vi gjør prisseriene mer eller mindre direkte sammenlignbare, og perioder uten negative verdier vil ikke bli påvirket. Prisserien inneholder også kun 27 negative verdier, som tilsvarer ca. 1,06% av antall observasjoner. Dataene for EPEX er slik avkortet ved å sette alle negative priser til 0,01€/MWh. Dette kan gi bias i estimeringen av nedre kvantil, fordi man taper en betydelig mengde informasjon. Vi velger likevel å transformere de negative prisene for å kunne sammenligne elastisiteter direkte. Dette gjelder ikke for NO<sub>2</sub>, da man ikke har noen negative observasjoner for elektrisitetsprisen der.

### 5.3.2 Transformasjon av forklaringsvariabler

For å ha mulighet til å sammenligne koeffisientestimatene direkte, er det også foretatt en logaritmisk transformasjon av forklaringsvariablene. Alle forklaringsvariablene har verdier større enn 1, med unntak av solproduksjon som har perioder på natten med 0 produksjon. Alle verdier under 1 er derfor satt til 1 MWh, da dette er tilnærmet ingen produksjon, og gir en minste logaritmisk verdi lik 0. Data for fyllingsgrad i vannmagasinene er kun oppdatert ukentlig, og vi har i likhet med Hagfors, Kamperud mfl. (2016) valgt å interpolere denne dataen for å oppnå estimater for daglig data. Vi antar da at bruken av vannmagasinene er tilnærmet lineær gjennom uken. Fordelen med dette er at det kan gi

en mer nøyaktig prediksjon av verdier mellom de tilgjengelige datapunktene. Ulempen er at man antar at de tilgjengelige datapunktene følger samme mønster som de observerte datapunktene, som ikke alltid er tilfellet.

### **5.3.3 Multikolaritet**

Som nevnt i seksjon 4.3 er korrelasjonen mellom gass, olje, kull og CO<sub>2</sub> prisene høye, der alle er over 0,71. Disse variablene er sterkt lineært korrelert, og for å sikre at resultatene er til å stole på bør ikke disse inkluderes samtidig i modellen. VIF-tester indikerer at problemene med multikolaritet i hovedsak omfatter kull og gass. For å kompensere for dette har vi i likhet med Hagfors, Kamperud mfl. (2016) fjernet kull når vi estimerer påvirkningen av gass, og motsatt. I tillegg er dummyvariablene for måned fjernet når vi estimerer effekten av vannreservoarnivå, for å bedre kunne fange opp effekten disse har på elektrisitetsprisen. Når vi modellerer de andre variablene, er alle variabler inkludert i modellen. Dette svekker ikke analysen, da hensikten med analysen er å undersøke hvordan variablene påvirker elektrisitetsprisen over prisdistribusjonen. I slike tilfeller spiller ikke verdien av lineært korrelerte variabler en viktig rolle (Hagfors, Kamperud mfl., 2016).

## **6 Resultater og diskusjon**

### **6.1 Resultater fra kvantilregresjon**

Resultatene fra den lineære og den rullerende kvantilregresjonen for hver fundamentale variabel vil i denne seksjonen bli diskutert og sammenlignet separat. Produksjon, elsertifikat-pris, vannreservoarnivåer og NSL vil kun bli diskutert for NO<sub>2</sub>, mens solkraftproduksjon kun vil bli diskutert for EPEX. Disse variablene kan derfor ikke bli sammenlignet mellom markedene, men er inkludert for å øke modellens robusthet. For å undersøke effekten hver fundamentale variabel har på hele prisdistribusjonen, vil resultater for 5%, 25%, 50%, 75% og 95% kvantilen bli presentert. Modellen brukt for å estimere de lineært korrelerte variablene kull og gass er gjennomført etter beskrevet metode i under-undersesjon 5.3.3, og avviker derfor noe fra de andre modellene som er brukt. Ved analyse av resultatene er det viktig å undersøke signifikansen til hver variabel, det er derfor lagt til signifikansstjerner i resultattabellen. I tillegg vil konfidensbånd bli presentert. En ikke-signifikant variabel indikerer at man ikke kan påstå at denne variabelen, for en gitt kvantil har signifikant påvirkning på elektrisitetsprisen.

Kvantil	NO2 pre NL					Kvantil	NO2 post NL				
	5 %	25 %	50 %	75 %	95 %		5 %	25 %	50 %	75 %	95 %
LnGass	0,70***	0,84***	0,36***	0,28***	0,27***	LnGass	0,58*	0,67***	0,64***	0,55***	0,66***
LnOlje	0,72***	0,88***	0,91***	0,77***	0,66***	LnOlje	-1,23	-1,39**	-0,84**	-0,66*	-1,51**
LnKull	0,28**	0,26	-0,01	0,27***	0,25***	LnKull	0,22	0,47***	0,57	0,55***	0,78***
LnVindNor	-0,05**	-0,04	-0,04**	-0,04***	-0,03***	LnVindNor	-0,1	-0,07***	-0,06***	-0,06***	-0,05*
LnELsert	0,54***	0,30***	0,22***	0,2***	0,18***	LnELsert	0,36	-0,29**	-0,48***	-0,51***	-0,5***
LnVannres	-0,3***	-0,17*	-0,01	0,01	0,04	LnVannres	-0,38	-0,4***	-0,31***	-0,13*	0,08
LnVol	-0,12***	-0,18***	-0,07***	-0,02	0,00	LnVolNor	-0,02	-0,01	0,00	0,01	0,07**
LnCO2	-0,25***	-0,03	0,07**	0,14***	0,15***	LnCo2	-0,3	0,37*	0,00	0,11	0,21
LnProdNO2	0,14	-0,07	-0,07	0,04	0,06	LnProdNo2	0,48*	0,19**	0,18***	0,17***	0,04
Feb	0,07	-0,07	-0,13*	-0,13**	-0,21***	NSL	1,49*	0,6***	0,51***	0,51***	0,44*
mar	-0,06	0,00	-0,22**	-0,21***	-0,21***	Feb	0,16	-0,01	0,06	0,14*	0,23*
Apr	-0,11	-0,11	-0,35***	-0,32***	-0,27***	mar	0,34	0,32**	0,2**	0,13	0,33**
Mai	-0,23	-0,21	-0,32***	-0,22***	-0,2***	Apr	0,26	0,27*	0,12	0,06	0,13
Jun	-0,24*	-0,46***	-0,29***	-0,14*	-0,26***	Mai	0,24	0,19	0,11	0,04	0,09
Jul	-0,17	-0,38**	-0,15*	-0,03	-0,17***	Jun	0,97*	0,33**	0,12	0	-0,08
Aug	-0,04	-0,26*	-0,12	-0,04	-0,18***	Jul	1,16*	0,24	0,08	0,02	-0,02
Sept	-0,12	-0,3**	0,01	-0,05	-0,21***	Aug	1,18*	0,3*	0,24**	0,27**	0,05
Okt	-0,10	-0,18	0,11	0,13**	-0,08	Sept	1,33*	0,37**	0,28**	0,18*	-0,03
Nov	0,15	-0,17	0,10	0,11**	-0,02	Okt	-0,12	-0,28**	-0,24***	-0,27***	-0,33**
Des	-0,06	-0,08	0,09	0,04	-0,1**	Nov	-0,51	-0,50***	-0,41***	-0,45***	-0,33**
.Kons	-3,78**	-1,69	1,87	0,31	-0,74	Des	-0,24	-0,38***	-0,30***	-0,21***	-0,29**
						.Kons	7,63	4,78*	4,47**	3,15*	6,66**
Pseudo R <sup>2</sup>	73,49 %	57,62 %	48,01 %	46,49 %	45,67 %	Pseudo R <sup>2</sup>	55,78 %	65,14 %	70,06 %	70,63 %	71,26 %
N	1796	1796	1796	1796	1796	N	753	753	753	753	753

\*p<0.05    \*\*p<0.01    \*\*\*p<0.001

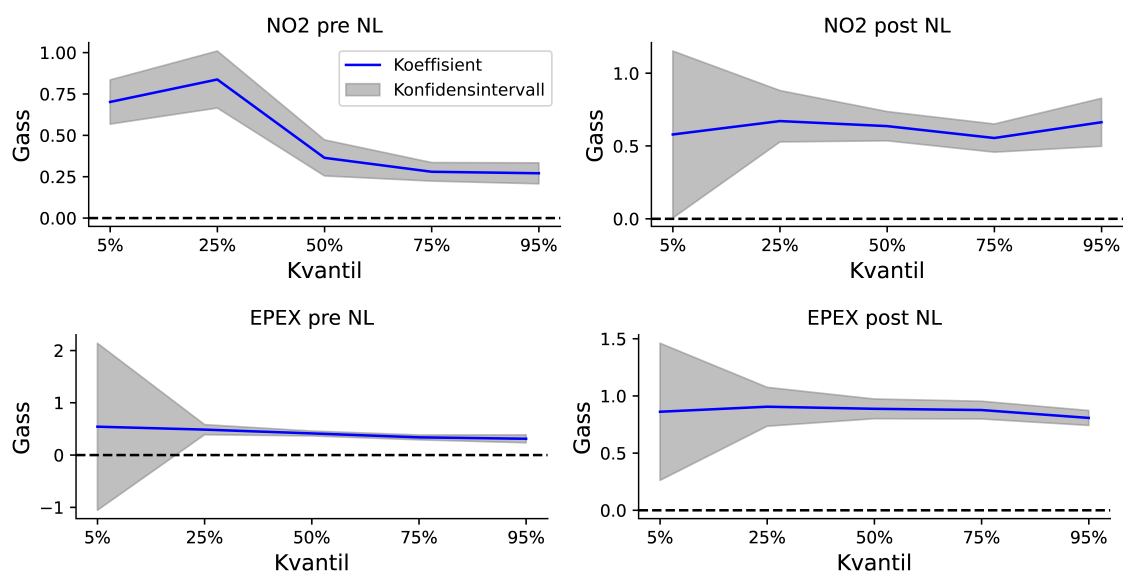
Tabell 6: Resultater fra den lineære kvantilregresjonen på NO2

Kvantil	EPEX pre NL					Kvantil	EPEX post NL				
	5 %	25 %	50 %	75 %	95 %		5 %	25 %	50 %	75 %	95 %
LnGass	0,54	0,49***	0,41***	0,34***	0,31***	LnGass	0,86**	0,91***	0,89***	0,88***	0,81***
LnOlje	0,4	-0,04	0,09*	0,10**	0,04	LnOlje	-0,56	-0,29	-0,35	-0,1	0,19
LnKull	0,17	0,48***	0,47***	0,49***	0,55***	LnKull	1,31**	1,07***	1,00***	0,86***	0,64***
LnCo2	0,15	0,25***	0,19***	0,19***	0,17***	LnCo2	0,03	-0,19	0,03	0,09	0,01
LnVindGer	-0,23	-0,14***	-0,08***	-0,07***	-0,08***	LnVindGer	-0,34**	-0,20***	-0,11***	-0,09***	-0,06***
LnSolGer	0,05	-0,01	0,01	-0,01	-0,02	LnSolGer	-0,02	-0,03	-0,02	-0,05	-0,07**
LnVolGer	-0,36	-0,05**	-0,02**	-0,01	0,02	LnVolGer	-0,34**	-0,06	-0,02	-0,03	-0,01
Feb	-0,26	-0,08	-0,07*	-0,10**	-0,34***	Feb	-0,07	0,05	0,07	0,11	-0,10
Mar	-0,62	-0,16*	-0,12***	-0,17***	-0,37***	Mar	-0,22	-0,06	0,10	0,14	-0,04
Apr	-1,13	-0,23**	-0,23***	-0,24***	-0,44***	Apr	-0,37	-0,08	0,01	0,09	-0,06
Mai	-0,56	-0,16*	-0,17***	-0,2***	-0,43***	Mai	-0,60	-0,1	0,01	0,07	-0,09
Jun	-0,38	-0,16	-0,13***	-0,16***	-0,45***	Jun	-0,40	-0,02	0,07	0,07	-0,11
Jul	-0,15	-0,05	-0,09*	-0,14***	-0,38***	Jul	-0,5	-0,15	-0,10	0,05	-0,04
Aug	-0,04	-0,03	-0,07	-0,12**	-0,31***	Aug	-0,36	-0,08	-0,09	0,01	0,00
Sept	-0,1	-0,06	-0,08*	-0,09*	-0,27***	Sept	-0,69	-0,18	-0,14	-0,02	-0,14
Okt	-0,22	-0,03	-0,06	-0,10**	-0,34***	Okt	-0,32	-0,11	-0,14	0,11	0,12
Nov	0,03	0,01	0,03	0,00	-0,17***	Nov	-0,23	0,07	0,04	0,08	-0,01
Des	-6,19***	-0,14*	-0,07*	-0,05	-0,20***	Des	-1,26**	-0,08	-0,03	-0,02	0,06
.Kons	3,19	2,96***	1,97***	2,05***	2,71***	.Kons	5,05	4,7***	3,58***	3,04***	2,47***
Pseudo R <sup>2</sup>	16,83 %	16,21 %	22,46 %	27,37 %	32,55 %	Pseudo R <sup>2</sup>	30,43 %	46,57 %	58,70 %	63,34 %	66,66 %
N	1796	1796	1796	1796	1796	N	753	753	753	753	753

\*p<0.05    \*\*p<0.01    \*\*\*p<0.001

Tabell 7: Resultater fra den lineære kvantilregresjonen på EPEX

### 6.1.1 Gass



Figur 5: Koeffisient og konfidensintervall gass for NO2 og EPEX

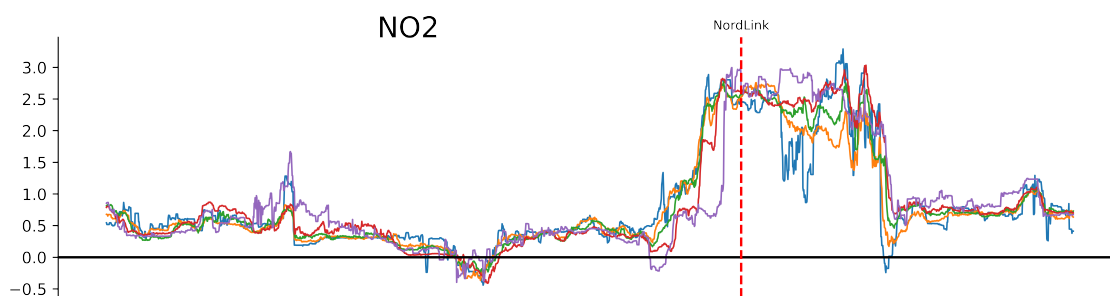
Koeffisientene til gassprisen med tilhørende signifikansbånd er presentert i Figur 5. Her ser man at gass er signifikant på alle kvantiler for NO2, med unntak av 5% kvantilen post NL. På EPEX er gass signifikant på alle kvantiler, med unntak av 5% kvantilen pre NL. Ikke signifikansen på 5% kvantilen er forventet gitt plasseringen i «merit order» kurven.

Av koeffisientene i Figur 5 ser man at gass har positiv påvirkning på elektrisitetsprisen i begge markeder, som er forventet i henhold til tidligere forskning av blant annet Bunn mfl. (2016). Påvirkningen har tydelig endret seg etter oppstarten av NL. På NO2 er koeffisientene for de nedre kvantilene noe høyere pre NL, men for median og øvre kvantiler er det derimot en klar økning i koeffisientene post NL. Totalt sett tyder dette på at NL har ført til økt eksponering mot gass for elektrisitetsprisen på NO2. På mediankvantil har koeffisienten økt med 0,28, som gjør at dersom gassprisen øker med 1% øker elektrisitetsprisen 0,28% mer enn tidligere. Den økte eksponeringen mot gass er forventet med tanke på at NL åpnet døren til et marked der en betydelig andel av elektrisitetsbehovet dekkes med gass (13,3%). Dette har trolig gitt store utslag i elektrisitetsprisen, da man vet at gjennomsnittlig gasspris post NL er 431% høyere enn pre NL.

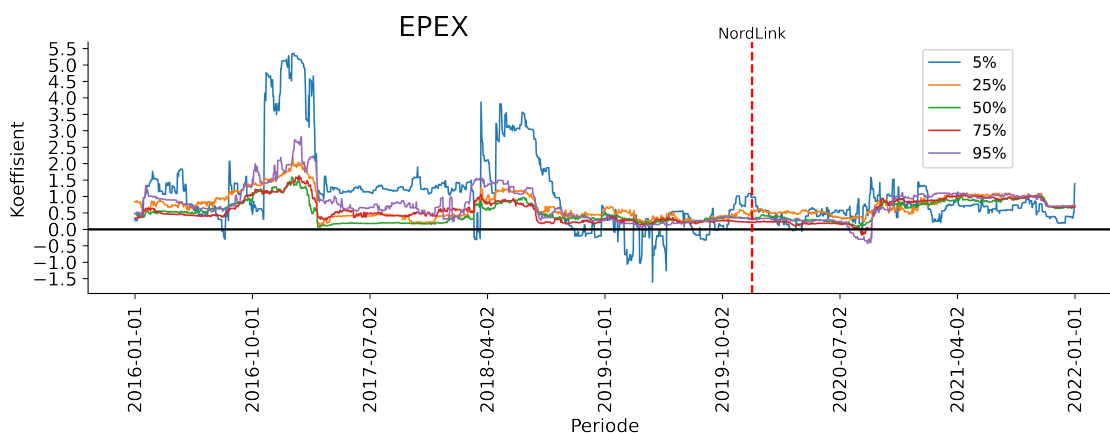
På EPEX ser man at koeffisienten til gass har økt post NL, og ligger stabilt rundt 0,8-0,9, sammenlignet med mellom 0,3 og 0,55 pre NL. Gass synes altså å ha større påvirkning på elektrisitetsprisen også på EPEX post NL. En mulig forklaring på dette kan være at atomkraftverkene i perioden har redusert kapasiteten. Dette har ført til at gass og kull i større grad har blitt brukt som baselast, og økt den totale andelen av gass på EPEX fra



9,5% til 13,3% (IAEA, 2018).



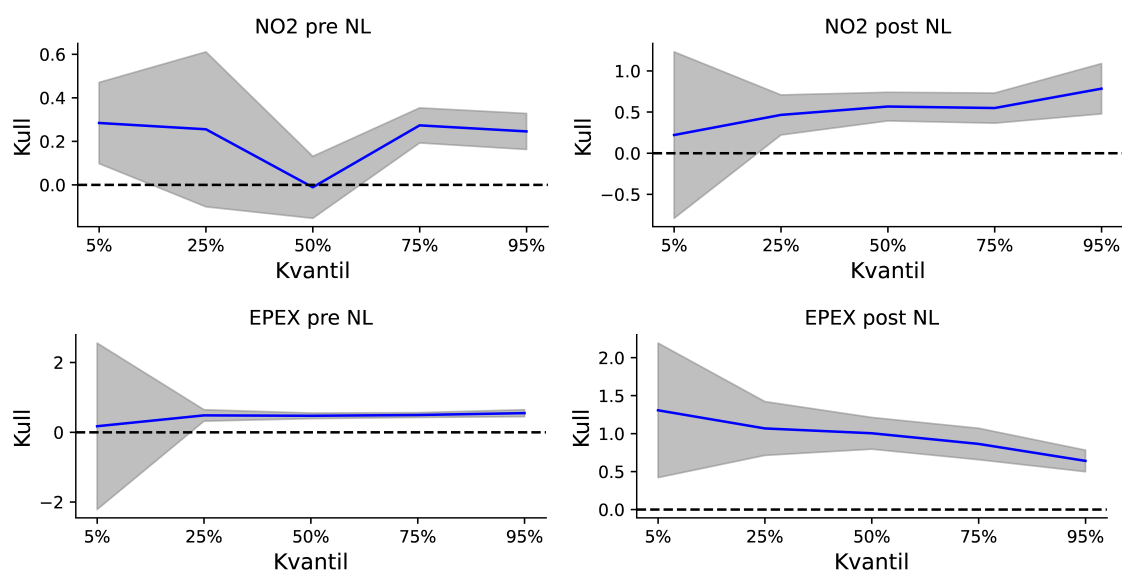
Figur 6: Resultater for gass fra rullerende kvantilregresjon for NO2



Figur 7: Resultater for gass fra rullerende kvantilregresjon for EPEX

Figur 6 og Figur 7 viser koeffisientene fra den rullerende kvantilregresjon for henholdsvis NO2 og EPEX. På NO2 ser man at koeffisientene generelt er høyere Post NL for alle kvantiler, men økningen avtar noe inn mot 2022. Likevel er koeffisientene generelt større post NL, som tyder på at elektrisitetsprisen på NO2 er mer sensitiv mot gassprisen. Dette underbygger funnene gjort i den lineære analysen. På EPEX ser man mindre endring i koeffisientene, men koeffisientene er generelt lavere og mer stabile post NL. Dette samsvarer ikke helt med funnene i den lineære analysen, da resultatene ikke viser samme økning i koeffisienter post NL. Pre NL ser man større variasjon i koeffisientene, der spesielt 5% kvantilen varierer mye. Forklaringen på dette kan være at gass er høyt plassert i «merit order» kurven, og i liten grad er signifikant på 5% kvantilen.

## 6.1.2 Kull

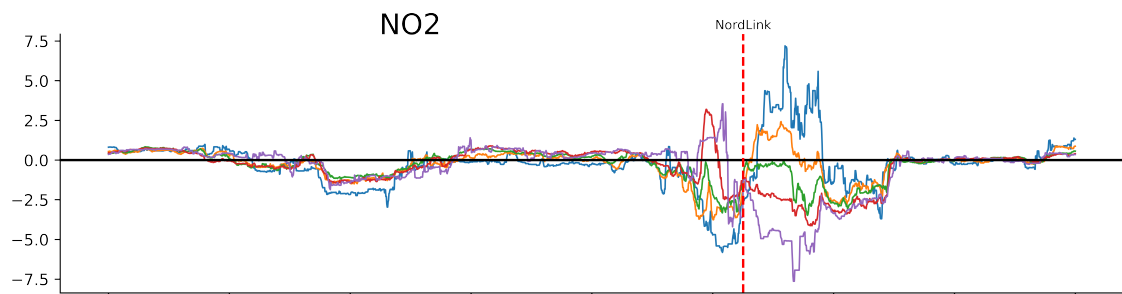


Figur 8: Koeffisient og konfidensintervall for kull på NO2 og EPEX

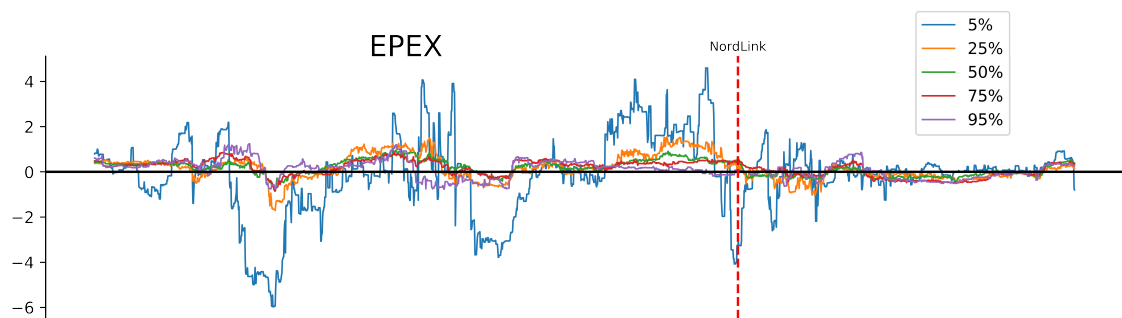
Figur 8 viser at koeffisientene til kull i varierende grad er signifikant for NO2. Pre NL er koeffisientene signifikant på 5% og øvre kvantiler, mens post NL er kull signifikant fra 25% kvantilen og oppover. På EPEX er koeffisientene signifikant for alle kvantiler, med unntak av 5% kvantilen pre NL. Signifikansen på øvre, og ikke-signifikansen på nedre kvantiler er forventet gitt kull sin høye plassering i «merit order» kurven (Arnold & Schlund, 2022).

Koeffisientestimatene viser et tydelig positivt skift for NO2 etter oppstarten av NL, der man ser en økning i koeffisientene over kvantilene. Dette er forventet gitt plasseringen i «merit order» kurven. NL ser altså ut til å ha ført til økt eksponering mot kull. På mediankvantil har koeffisienten økt med 0,58, noe som vil si at dersom kullprisen øker med 1%, øker elektrisitetsprisen på NO2 0,58% mer enn tidligere. Den økte eksponeringen mot kull er forventet, gitt at NL åpnet døren til et marked der kull står for 31,4% av total elektrisitetsproduksjon. Dette har trolig gitt store utslag i elektrisitetsprisen, da den gjennomsnittlige kullprisen post NL er 177% høyere enn pre NL.

På EPEX har man også fått en økning i koeffisientene post NL, der økningen er størst for lave kvantiler. Totalt sett har kull som forventet en positiv innvirkning på elektrisitetsprisen i begge markeder. Det er likevel uforventet at koeffisienten avtar over kvantilene post NL på EPEX, gitt den høye plasseringen i «merit order» kurven. Dette kan muligens forklares ved at man i periodene med de høyeste strømprisene har kunnet importere vannkraft fra det norske markedet, og slik redusere prisvirkningen fra kull post NL.



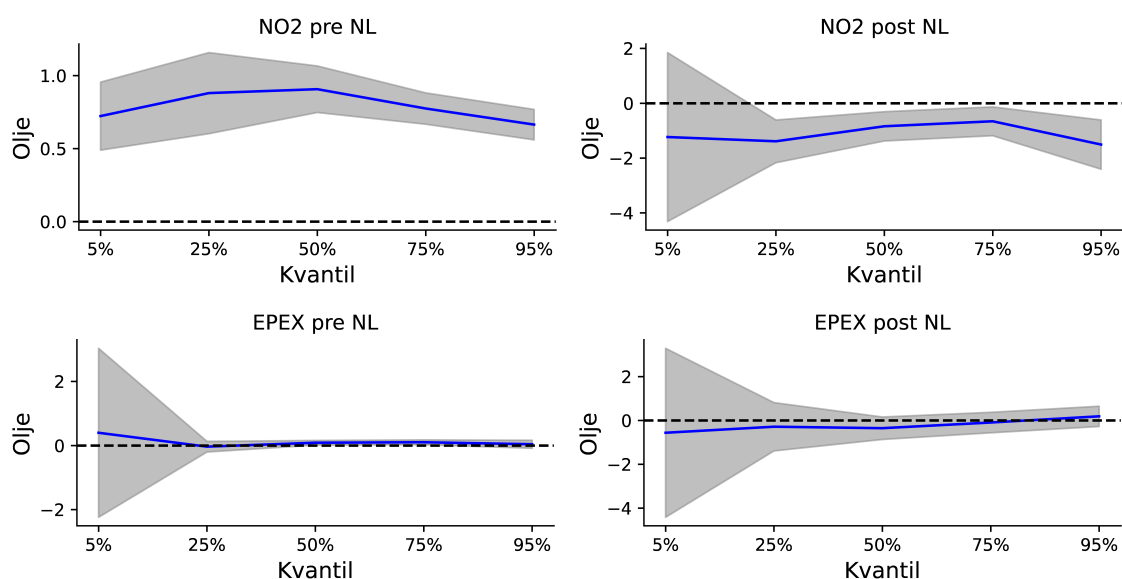
Figur 9: Resultater fra rullende kvantilregresjon for kull på NO2



Figur 10: Resultater fra rullende kvantilregresjon for kull på EPEX

Figur 9 og Figur 10 viser resultatene fra den rullende kvantilregresjon for NO2 og EPEX. Koeffisientestimatene for NO2 varierer også her mer post NL, og spesielt mye i perioden rundt innføringen av NL, før de stabiliserer seg mot slutten av perioden. På EPEX ser man at koeffisientestimatene varierer rundt 0 både pre og post NL. Den rullende analysen viser altså ikke samme økning i koeffisientene post NL, som den lineære analysen. Generelt er koeffisientene mer stabile post NL, og NL ser slik ut til å ha bidratt til å stabilisere effekten fra kull på elektrisitetsprisen. Dette er lignende trend som man også ser for olje og gass i det tyske markedet.

### 6.1.3 Olje

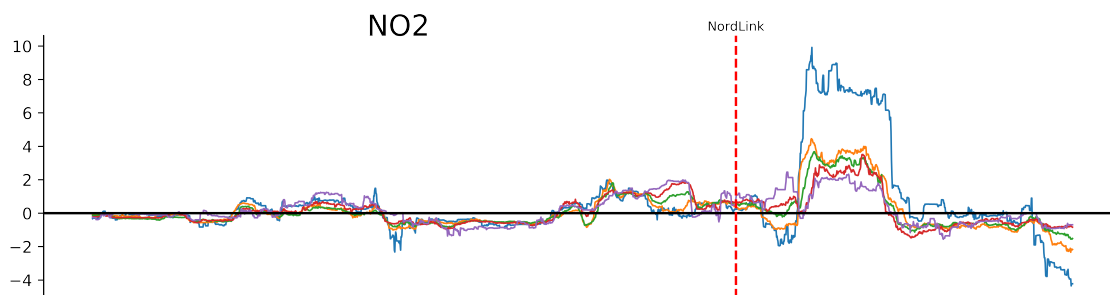


Figur 11: Koeffisient og konfidensintervall olje for NO2 og EPEX

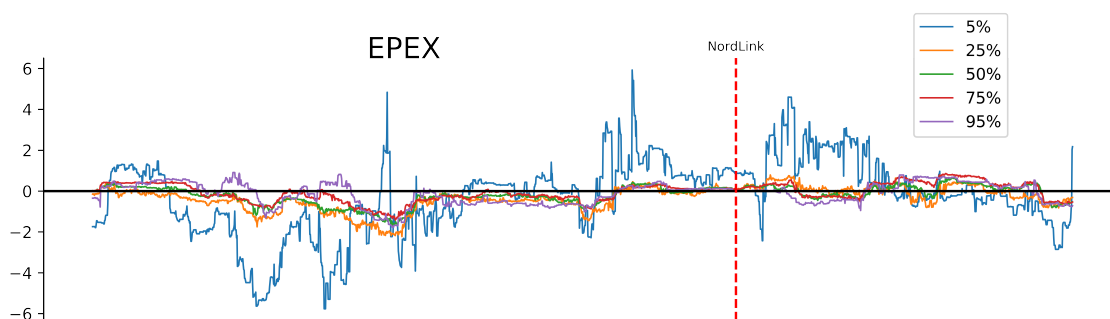
Koeffisientestimatene for olje med tilhørende konfidensbånd er gitt i Figur 11. Resultatene fra NO2 viser at koeffisientene er signifikante for alle kvantiler, med unntak av 5% kvantilen post NL. Olje ser altså ikke ut til å ha signifikant påvirkning på prisdistribusjonen når prisene er lave. Dette er forventet, da olje i henhold til «merit order» kurven hovedsakelig brukes til å dekke toppbelastning. Signifikansen for resten av kvantilene på NO2 er uforventet gitt den lave andelen olje i elektrisitetsproduksjonen. På EPEX ser man at koeffisientene er signifikant på 50% og 75% kvantilen pre NL, men ikke ellers. Dette er til dels forventet gitt den lave andelen av total elektrisitetsproduksjon (0,8%).

Kvantilestimatene på NO2 endrer seg fra positive verdier mellom 0,66 og 0,91 pre NL, til negative verdier mellom -0,66 og -1,51 post NL. De laveste koeffisientene finner man for 25% og 95% kvantilen. Generelt antar man at høyere oljepris gir høyere elektrisitetspris, de negative koeffisientene er derfor uforventet. Funnene samsvarer likevel med funn i Hagfors, Kamperud mfl. (2016). En mulig forklaring kan være at olje hovedsakelig har indirekte prisvirkning, relatert til oljeindekserte kontrakter og frakt av kull (Paraschiv mfl., 2014). Olje er derfor ikke en viktig prisdriver på NO2. Kvantilestimatene på EPEX endrer seg fra verdier rundt 0,40 på lave kvantiler, til 0 på høye. Post NL har man derimot negativ koeffisient for lave kvantiler, før koeffisienten øker med høyere kvantiler, og blir positiv lik 0,19 for 95% kvantilen. Dette kan ha lignende forklaring som for NO2, i tillegg kan det forklares med at olje på lave kvantiler blir erstattet av energikilder med lavere grensekostnad (Hagfors, Kamperud mfl., 2016). For øvre kvantiler er koeffisientene

derimot positiv. Dette er forventet gitt den høye grensekostnaden, og at olje hovedsaklig brukes til å dekke toppbelastning.



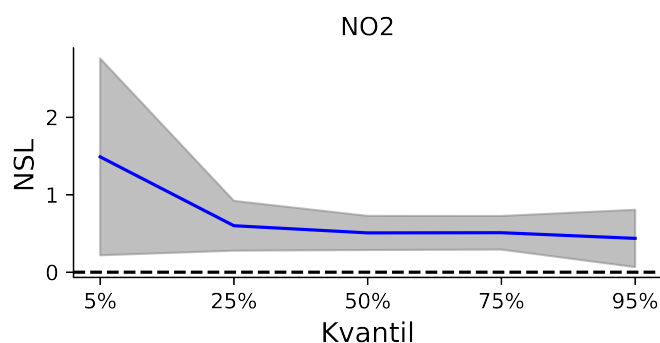
Figur 12: Resultater for olje fra rullerende kvantilregresjon for NO2



Figur 13: Resultater for olje fra rullerende kvantilregresjon for EPEX

Den rullerende analysen i Figur 12 viser at koeffisientestimatene for NO2 er relativt stabile pre NL, post NL ser man derimot større svingninger. Koeffisientene svinger her fra høye positive verdier den første tiden post NL, mens koeffisientene reduseres og blir negative inn mot 2022. Dette samsvarer med resultatene fra den lineære kvantilregresjonen. Figur 13 viser at koeffisientene på EPEX er relativt stabile for alle kvantiler både pre og post NL, med unntak av 5% kvantilen som svinger mer i hele perioden. Dette samsvarer med den lineære analysen og med funn i Hagfors, Kamperud mfl. (2016). Forklaringen på dette kan være at olje i liten grad er signifikant på 5% kvantilen, og hovedsaklig brukes til å dekke toppbelastning. Oljeprisen vil derfor i liten grad påvirke de lave kvantilene direkte.

## 6.1.4 NSL

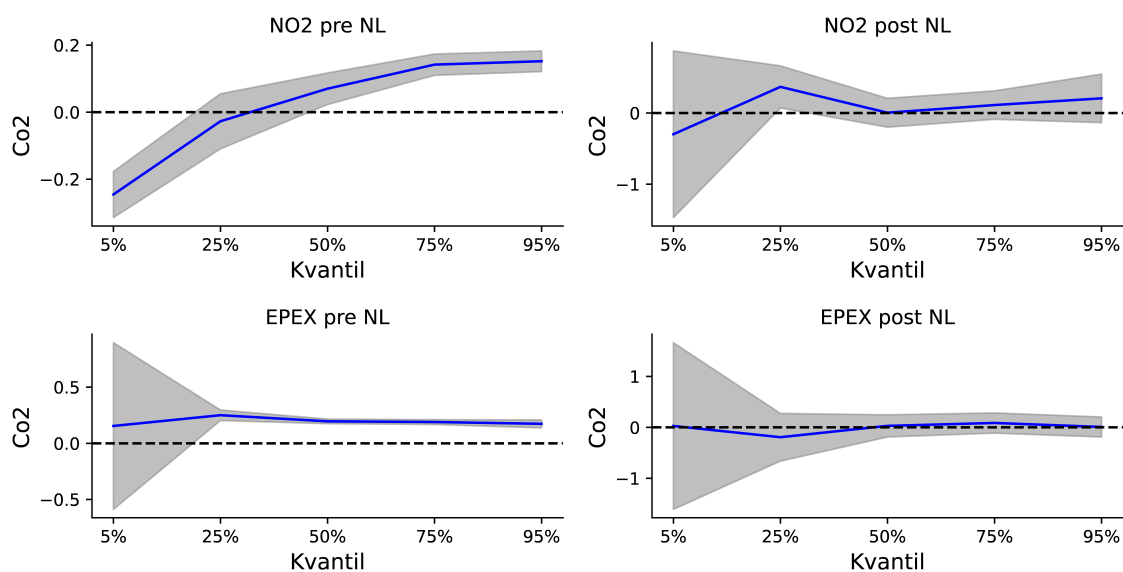


Figur 14: Koeffisient og konfidensintervall for NSL på NO2 post NL

Figur 14 viser at NSL har signifikant positiv effekt på elektrisetsprisen på NO2 for alle kvantiler. Der påvirkningen er høyest på de lave elektrisetsprisene. Fra 25% kvantilen og opp ser man derimot en avtagende og mer stabil effekt. Totalt sett viser resultatene at NSL har ført til økt elektrisetspris på NO2. På mediankvantil har NSL ført til en økning i elektrisetsprisen på 66%, som tilsvarer en økning på 92€/MWh<sup>1</sup>. Effekten er derimot høyere for de lave kvantilene, mens den er mindre for de høye. Estimatenes er likevel langt over estimatene fra Statnett i 2013, som estimerte en samlet effekt av NL og NSL på inntil 5€/MWh i 2020, og over tid en priseffekt på 2-3 €/MWh (Statnett, 2013). Det er også betydelig høyere enn Døskeland mfl. (2022), som estimerte en samlet prisvirkning av NL og NSL på mellom 5 og 15€/MWh.

<sup>1</sup> $\exp(\ln(\bar{P}_{\text{post}}) + \ln(\text{NSL})) - \bar{P}_{\text{post}}$ , hvor P = pris

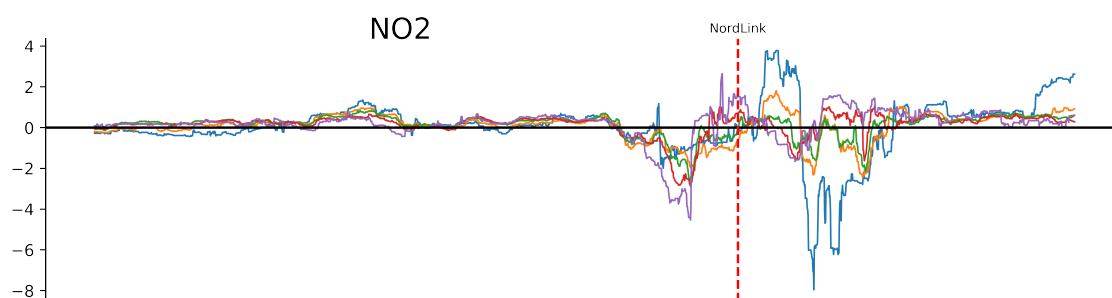
## 6.1.5 CO2



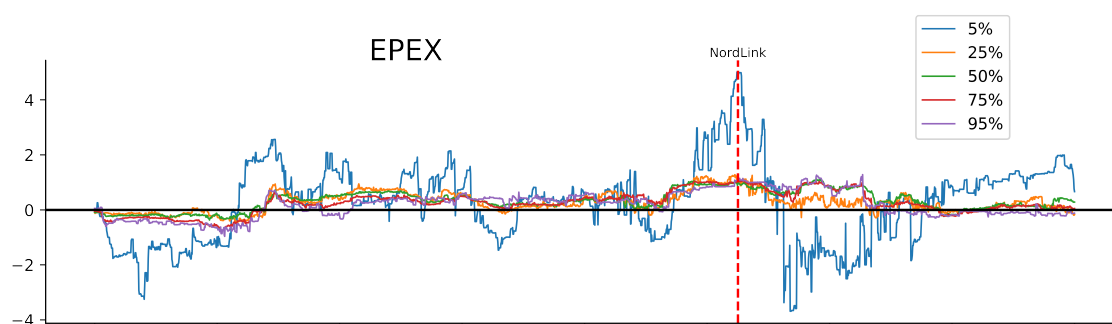
Figur 15: Koeffisienter og konfidensintervall for Co2 på NO2 og EPEX

Figur 15 viser at signifikansnivået til koeffisientene varierer mye på NO2. Pre NL er koeffisientene signifikant med unntak av 25% kvantilen. Post NL er den derimot kun signifikant på 25% kvantilen. På EPEX er utviklingen tilsvarende, der den har gått fra å være signifikant fra 25% kvantilen og oppover, til å ikke være signifikant for noen kvantiler post NL.

Ved tolkning av koeffisientene til CO2, er det viktig å være klar over at CO2 hovedsakelig har indirekte påvirkning på elektrisitetsprisen, via påvirkningen på brenselpriser (Paraschiv mfl., 2014). Effekten er forventet å være størst for kull, da kull har størst CO2-utslipp. Koeffisientestimatene forventes derfor å vise likheter med utviklingen i koeffisientene til kull. Dette stemmer til dels, da vi på NO2 ser de høyeste koeffisientene for de høyeste kvantilene, med unntak av 25% kvantilen post NL. Koeffisientene er totalt sett økt for lave kvantiler på NO2, men koeffisientene er lave, og CO2 er ikke en viktig prisdriver for elektrisitetsprisen på NO2. På EPEX ser man post NL lave negative koeffisienter, som er uventet, men koeffisientene er heller ikke signifikante. Koeffisientene er totalt sett lave, og CO2 er ikke en viktig prisdriver på EPEX.



Figur 16: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for Co2 på NO2

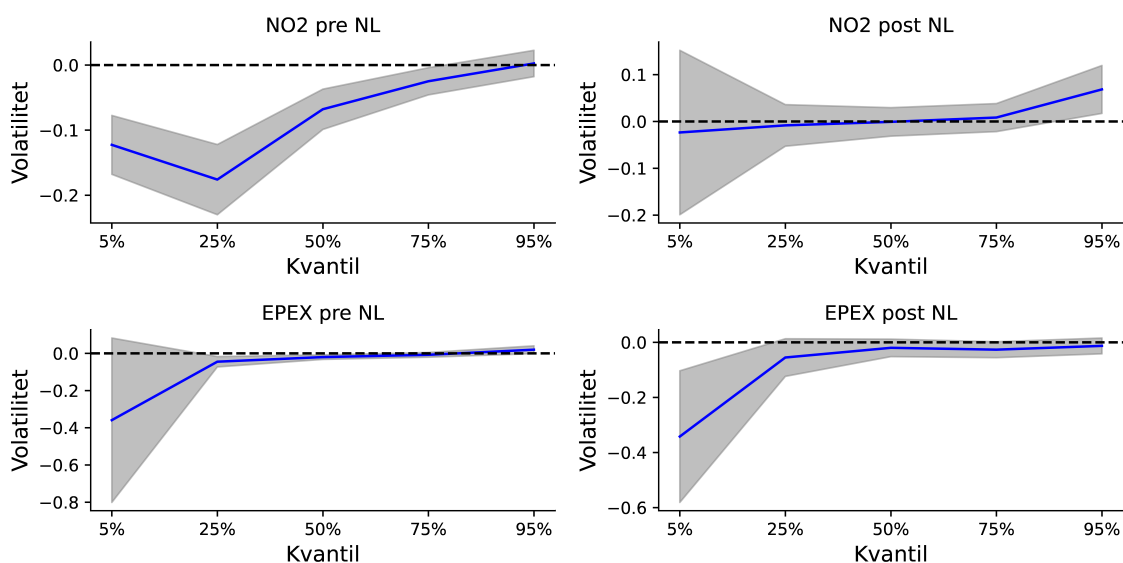


Figur 17: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for Co2 på EPEX

Av Figur 16 ser man at koeffisientestimatene endrer seg fra å være relativt stabile pre NL, til å svinge mer rundt innføringen av NL. Avslutningsvis stabiliserer de seg på et noe høyere nivå enn tidligere, som til dels samsvarer med den lineære analysen. Generelt viser estimatene en lignende utvikling som kull, og samsvarer slik med forventningen. Koeffisientestimatene på EPEX ligner også utviklingen for kull, der det er 5% kvantilen som har de største svingningene. Dette er forventet gitt at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen i hovedsak er relatert til fossile brensler, som ligger høyere i «merit order» kurven (Paraschiv mfl., 2014).



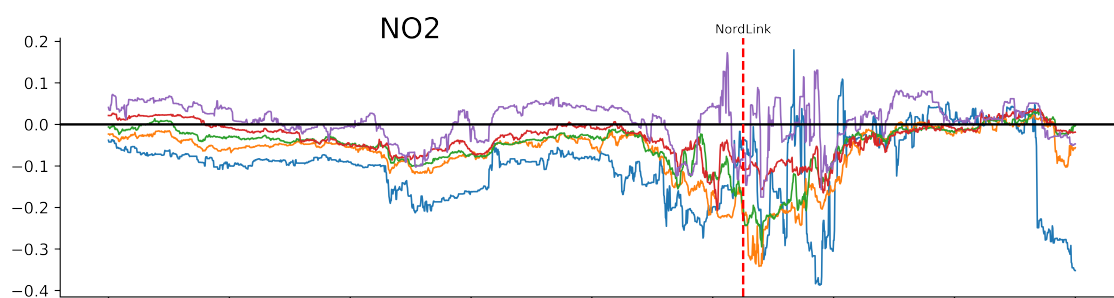
## 6.1.6 Volatilitet



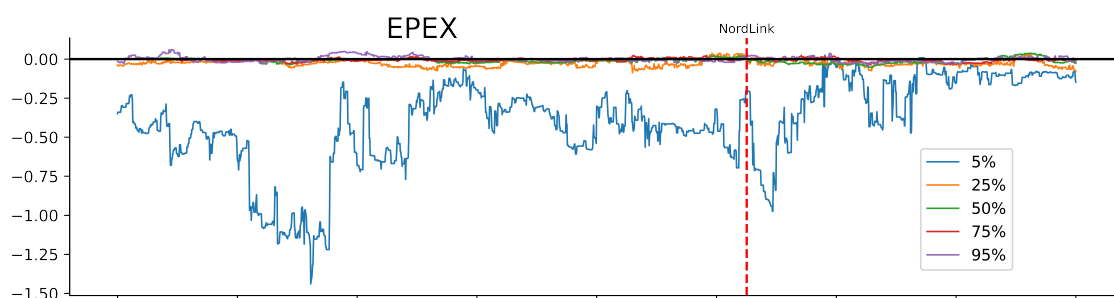
Figur 18: Koeffisienter og konfidensintervall for volatilitet på NO2 og EPEX

Fra seksjon 4.2 vet vi at volatiliteten på EPEX er høyere enn volatiliteten på NO2, som indikerer at man har tykkere haler på EPEX. Signifikansnivåene i Figur 18 viser at volatilitet pre NL er signifikant fra 75% kvantilen og ned, mens den kun er signifikant på 95% kvantilen post NL. På EPEX er signifikansnivået varierende og koeffisienten er signifikant på 25% og 50% kvantilen pre NL, post NL er den kun signifikant på 5% kvantilen.

Koeffisientene på NO2 er mindre for mediankvantil og ned post NL, for høye kvantiler er de derimot noe høyere. NL ser altså ut til å ha ført til lavere effekt av volatilitet på de lave elektrisitetsprisene, og en høyere effekt på de høye elektrisitetsprisene. Resultatet er slik i tråd med forventning og i henhold til funn gjort i Bunn mfl. (2016). Der man forventer at økt volatilitet vil gi en negativ effekt på elektrisitetsprisen for lave kvantiler, mens man forventer en økning i allerede høye elektrisitetspriser. Dette ser vi også på EPEX, men endringen i koeffisientene er minimal. Totalt sett ser NL ut til å ha liten innvirkning på volatilitetens effekt på EPEX. Volatiliteten har derimot større effekt på de lave elektrisitetsprisene på EPEX, sammenlignet med NO2.



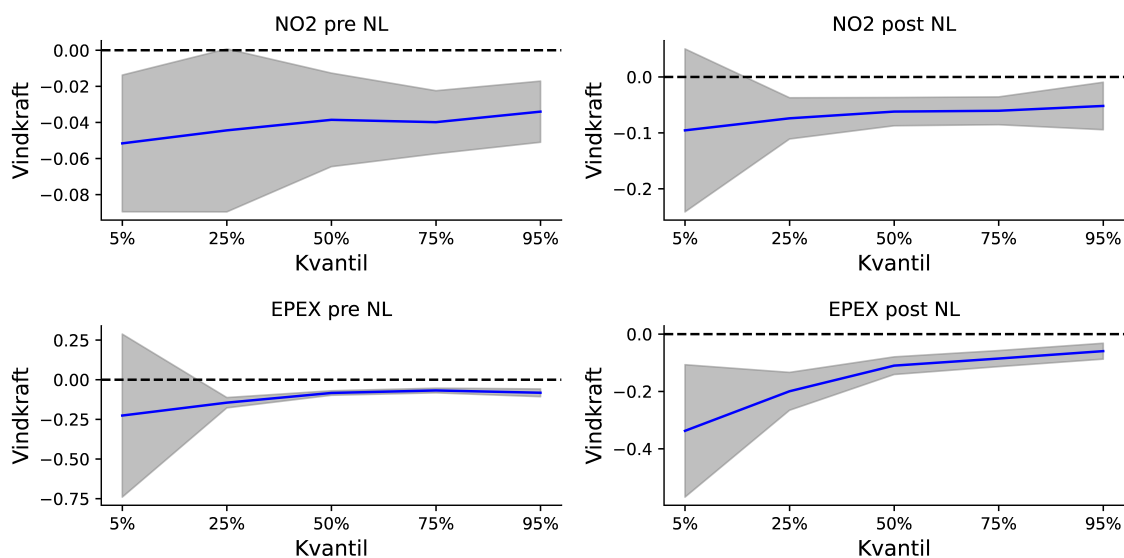
Figur 19: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for volatilitet på EPEX



Figur 20: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for volatilitet på EPEX

Fra den rullerende kvantilregresjon i Figur 19 og Figur 20, ser man at koeffisientestimatene på NO2 hovedsaklig er negative med unntak av 95% kvantilen pre NL. Dette samsvarer med funnene i den lineære analysen. Post NL ser man derimot større svingninger, men trenden er totalt sett den samme. På EPEX er koeffisientestimatene relativt stabile for alle kvantiler med unntak av 5% kvantilen, som har større svingninger og viser en avtagende trend post NL. Den avtagende effekten kan ha en sammenheng med den reduserte volatiliteten på EPEX etter oppstarten av NL. Totalt ser NL ut til å ha liten påvirkning på volatilitetens effekt på EPEX, mens påvirkningen ser ut til å være større på NO2. Dette samsvarer godt med funnene i den lineære analysen.

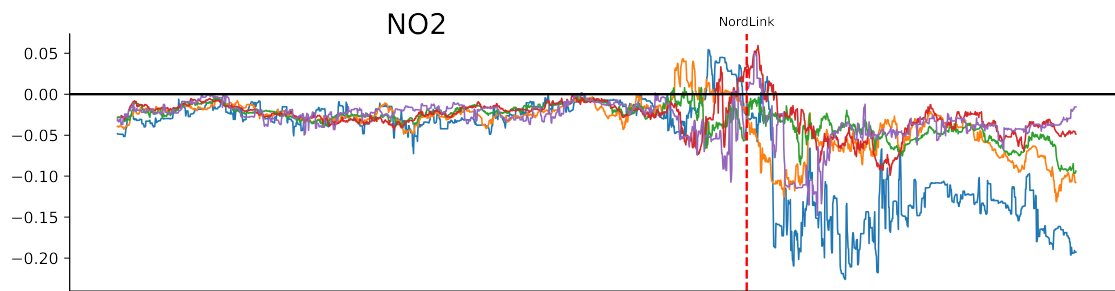
## 6.1.7 Vindkraftproduksjon



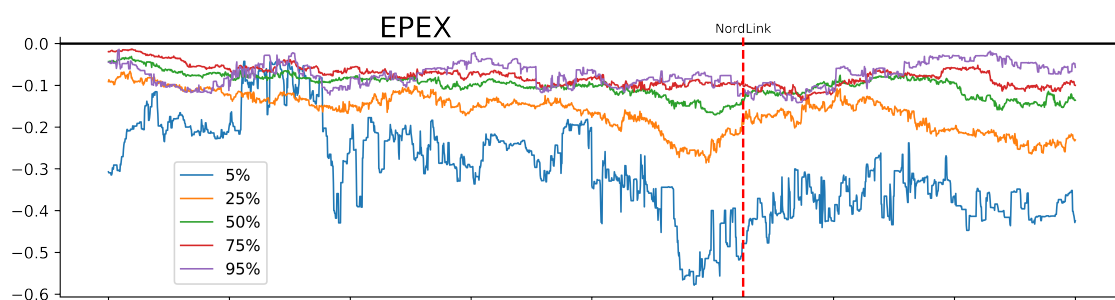
Figur 21: Koeffisienter og konfidensintervall for vindkraftproduksjon på NO2 og EPEX

Av Figur 21 ser man at vindkraftproduksjon er signifikant for alle kvantiler på NO2, med unntak av 5% kvantilen post NL. Vind er også signifikant for alle kvantiler på EPEX, med unntak av 5% kvantilen pre NL. Ikke signifikansen på 5% kvantilen pre NL er uforventet gitt vindkraft sin lave grensekostnad (Hagfors, Paraschiv mfl., 2016). Dette kan muligens forklares med en forholdsvis lav andel vindkraft pre NL, samt at mange faktorer kan påvirke de lave elektrisitetsprisene.

Koeffisientestimaterne viser en klar økning post NL, vind ser altså ut til å være en viktigere prisdriver på NO2 post NL. Dette kan trolig forklares av den økte andelen vindkraft som har blitt utbygd i perioden, samt at NL åpnet døren til det tyske markedet, der vindkraft i 2022 utgjorde 22% av total elektrisitetsproduksjon. Effekten er størst for lave kvantiler, og man ser en svak avtagende trend over kvantilene. Resultatene viser tilsvarende funn for EPEX, altså større koeffisienter post NL og størst effekt på lave kvantiler. Dette er i henhold til funn i tidligere forskning, da man generelt venter at vind har negativ påvirkning på elektrisitetsprisen (Paraschiv mfl., 2014; Sapio, 2019). At effekten avtar over kvantilene er også i henhold til funn i Hagfors, Kamperud mfl. (2016), som finner at effekten er størst på lave kvantiler.



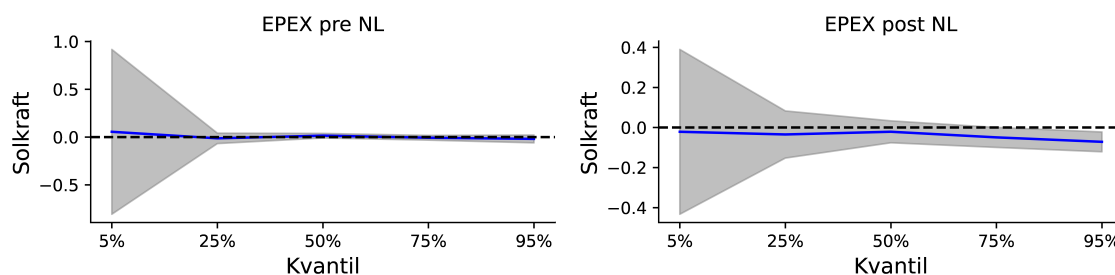
Figur 22: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for vindkraftproduksjon på NO2



Figur 23: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for vindkraftproduksjon på EPEX

Resultatene fra den rullerende analysen i Figur 22 og Figur 23 viser at koeffisientene generelt er negative, der man finner de største koeffisientene på 5%-nivå. En liten periode rundt innføringen av NL øker koeffisientene noe på NO2, før de stabiliserer seg på lavere negative verdier enn tidligere. Dette samsvarer godt med funnene i den lineære analysen, og funn i Paraschiv mfl. (2014). Variasjonen er likevel større post NL, og utviser slik samme trend som flere av de andre variablene. På EPEX er endringen mindre, men man ser en svak økning i koeffisientene. 95% kvantilen skiller seg derimot ut med en svak avtagende effekt, som samsvarer med resultatene i den lineære analysen. Trenden er totalt sett den samme som for NO2, og de økende koeffisientene kan forklares med den økte andelen vindkraft i begge markeder.

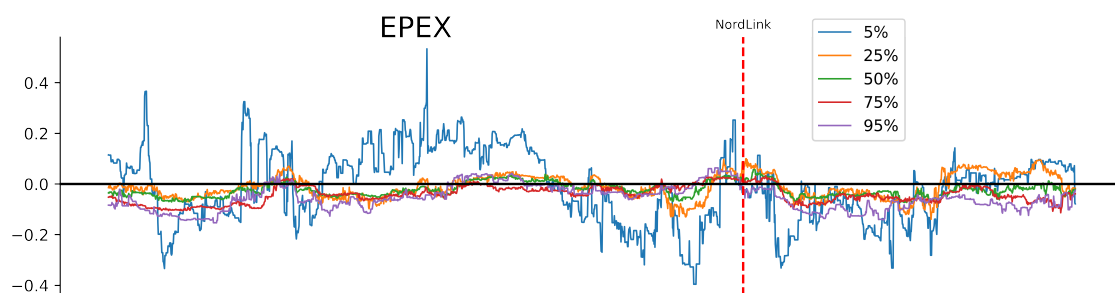
## 6.1.8 Solkraftproduksjon



Figur 24: Koeffisienter og konfidensintervall for solkraftproduksjon på EPEX

Figur 24 viser at sol i liten grad er signifikant, med unntak av de øvre kvantilene post NL. Ikke-signifikansen er delvis forventet gitt den fortsatt lave andelen solkraft på EPEX (10,4%), men samtidig har solkraft lav grensekostnad og burde slik kunne ha en signifikant effekt. Grensekostnaden har riktignok blitt redusert med 90% fra 2010 til 2021, som kan forklare hvorfor sol ikke gir marginal prisingseffekt (Wehrmann, 2022).

Koeffisientestimatene viser et tydelig skift mot negative verdier post NL, som trolig kan forklares med den økte andelen solkraft på EPEX. Videre ser man en økende effekt over kvantilene, som samsvarer med funn i Hagfors, Kamperud mfl. (2016). Dette kan forklares med at solkraft hovedsakelig produseres på dagtid når etterspørselen er størst og prisene er høyest (Wehrmann, 2022). En økning i solkraftproduksjonen vil derfor kunne erstatte energikilder med høy grensekostnad, og bidra til en nedgang i de høyeste prisene. Koeffisientene er likevel lave, og sol ser totalt sett ikke ut til å være en signifikant prisdriver på EPEX.

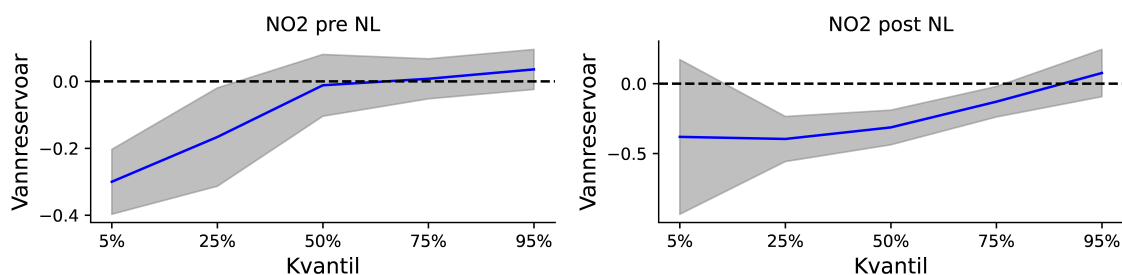


Figur 25: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for solkraftproduksjon på EPEX

Resultatene fra den rullerende kvantilregresjonen samsvarer godt med funn fra den lineære. Der vi ser en variasjon rundt 0 både pre og post NL, mens man finner de største koeffisientene for de høyeste kvantilene. 5% kvantilen skiller seg ut og viser større va-

riasjoner, men er i liten grad signifikant og samsvarer slik med funnene i den lineære kvantilregresjonen.

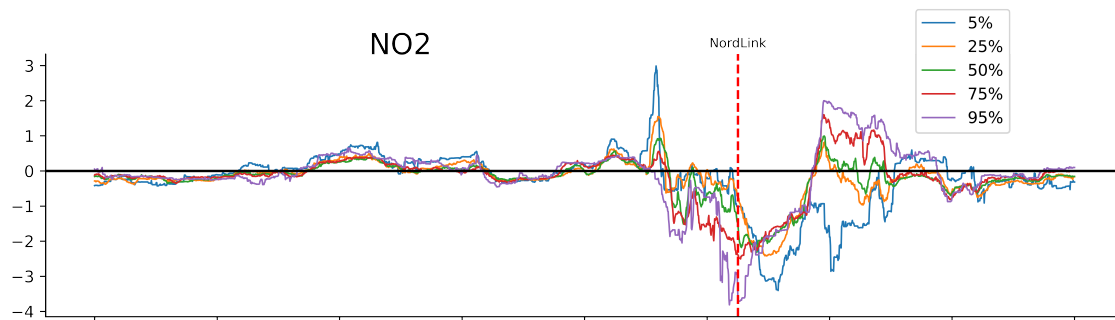
### 6.1.9 Vannreservoarnivå



Figur 26: Koeffisienter og konfidensintervall for vannreservoarnivå på NO2

Koeffisientene i Figur 26 viser at koeffisientene kun er signifikante på 5% og 25% kvantilen pre NL, som er forventet gitt plasseringen i «merit order» kurven (Huisman mfl., 2015). Post NL er den derimot signifikant på 25%, 50% og 75% kvantilen, men ikke øvre og nedre kvantil.

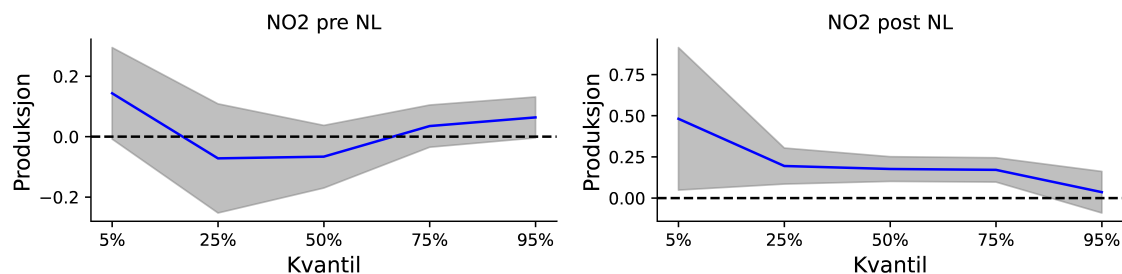
Koeffisientestimatene er i hovedsak negative, der vi finner de største negative koeffisientene for de lave kvantilene. Videre ser man at koeffisientene viser en avtagende trend over kvantilene, før man får en positiv verdi for øvre kvantil. I henhold til den lave plasseringen i «merit order» kurven er det forventet at vannkraft vil ha størst effekt på de lave kvantilene og mindre på de øvre. Dette samsvarer også med funn gjort av Huisman mfl. (2015), som finner at økt produksjon av vannkraft vil senke prisene. At koeffisienten blir positiv for øvre kvantiler samsvarer også delvis med funn gjort av Døskeland mfl. (2022), som finner at vannkraft kan påvirke elektrisitetsprisen positivt når elektrisitetsprisen i utlandet er høy. Høy elektrisitetspris i utlandet kan gi intensiver til å produsere vannkraft, og eksportere denne til utlandet. I kombinasjon med lavt vanntilslag kan dette gi utslag i positiv påvirkning på elektrisitetsprisen.



Figur 27: Resultater fra rullende kvantilregresjon for vannreservoarnivå på NO2

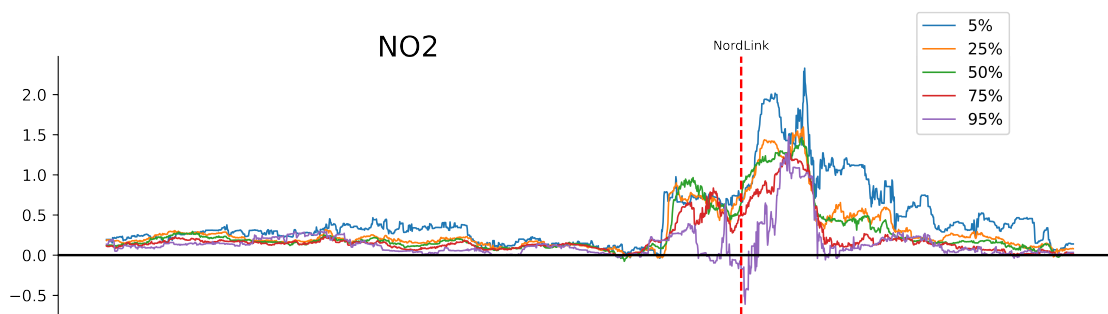
Resultater fra den rullende kvantilregresjonen i Figur 27 viser liknende trend som flere av de andre variablene på NO2. Der vi ser en relativt stabil utvikling i koeffisientene pre NL. Rundt innføringen av NL får man derimot større variasjon, før koeffisientene avslutningsvis tenderer til å stabilisere seg igjen. I samsvar med funn i den lineære metoden finner vi de høyeste koeffisientene på de lave kvantilene. En forklaring på de uventede positive koeffisientene rundt 2021 kan være at 2021 og 2022 var år med lavt vanntilslag og lave vannreservoarer (Meteorologisk-institutt, 2022). Dette kan slå ut i positiv påvirkning på elektrisitetsprisen (Huisman mfl., 2015).

### 6.1.10 Produksjon



Figur 28: Koeffisienter og konfidensintervall for produksjon på NO2

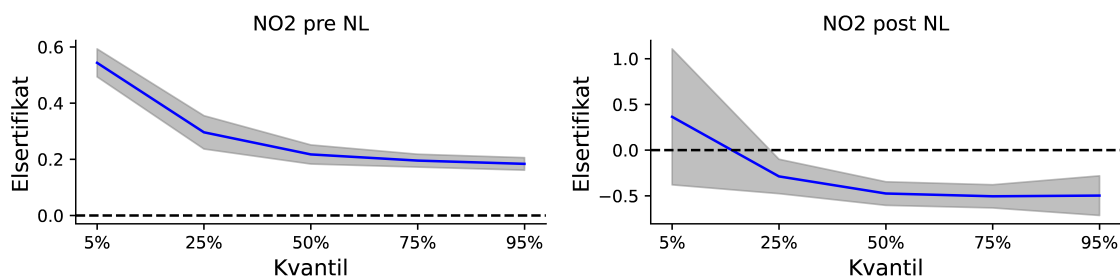
Koeffisientene for produksjon i Figur 28 har utviklet seg fra å ikke være signifikant på noen kvantiler pre NL, til å være signifikant på alle kvantiler unntatt 95% kvantilen post NL. Koeffisientestimatene Pre NL er positive på øvre og nedre kvantil. Post NL er koeffisientene derimot positive for alle kvantiler, men med en avtagende trend over kvantilene. Produksjon ser altså ut til å ha fått økt effekt, spesielt på de lave kvantilene. Økningen kan skyldes at økt produksjon gjør at man kommer høyere i «merit order» kurven, og vil slik ha en positiv effekt på elektrisitetsprisen.



Figur 29: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for produksjon på NO2

Resultatene fra den rullerende kvantilregresjonen i Figur 29 viser generelt positive koeffisientverdier, men med stor variasjon rundt innføringen av NL. Estimaten stabiliserer seg også her mot slutten av perioden, men variasjonen er generelt høyere. Totalt sett er koeffisientene større post NL, som samsvarer med funnene fra den lineære regresjonen. Dette kan trolig forklares med at NL økte Norges eksportkapasitet med 45% (Eilertsen, 2022). Økning i produksjon post NL vil dermed kunne føre til høyere eksport, og høyere elektrisitetspris på NO2 (Solli, 2022; Aanesen, 2022).

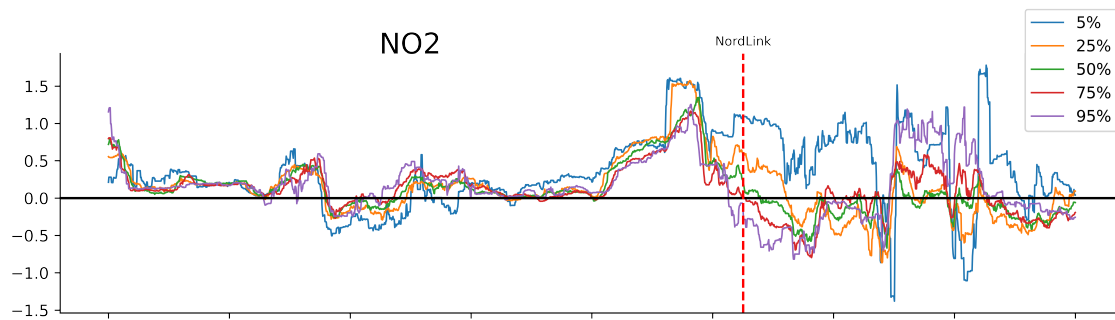
### 6.1.11 Elsertifikat



Figur 30: Koeffisienter og konfidensintervall for elsertifikat på NO2

Koeffisientene for elsertifikat i Figur 30 viser at elsertifikat er signifikant for alle kvantiler pre NL. Post NL er de derimot ikke signifikant for de lave kvantilene. Koeffisientestimatene er positive for alle kvantiler pre NL, mens Post NL er de derimot negative for alle kvantiler med unntak av 5% kvantilen. Bakgrunnen til at fortegnet har snudd kan være at elsertifikatprisen, som man ser av Tabell 5 har blitt kraftig redusert i perioden, som kan spille inn i koeffisientestimatene.





Figur 31: Resultater fra rullerende kvantilregresjon for elsertifikat på NO2

Fra den rullerende kvantilregresjonen i Figur 31, ser man en klar samvariasjon mellom de ulike kvantilene pre NL. Post NL ser man derimot stor variasjon og større ulikhet i utviklingen mellom kvantilene, som kan forklares med den lave prisen og lavere signifikans post NL.

## 6.2 NO3

Tabell A.2.3 viser resultatene fra en lineær kvantilregresjon på NO3-området. Denne er gjennomført som en kontrollerende analyse, da NO3 som diskutert i seksjon 3.2 har begrenset overføringskapasitet til Sør-Norge. NO3 vil dermed være mindre påvirket av NL og NSL. Resultatene i Tabell A.2.3 viser at koeffisienten til gass er redusert fra 5% kvantilen og opp til 75% kvantilen, mens den er økt noe på de øvre kvantilene. Koeffisientene til kull er redusert for alle kvantiler, og er heller ikke signifikant for noen av kvantilene post NL. Totalt sett viser ikke brenselprisene samme utvikling som for NO2. Dette styrker funnene om at det er NL som har bidratt til den økte eksponeringen mot kull og gass på NO2. NSL ser derimot ut til å ha hatt en negativ påvirkning på elektrisitetsprisen på NO3. Overføringskapasiteten til Sør-Norge er derimot begrenset, og NSL er derfor i liten grad relatert til dette markedet.

Fra Figur A.3.2 ser man en tydelig samvariasjon i elektrisitetsprisene mellom NO2 og NO3 frem til innføringen av NL. Post NL ser vi derimot at prisene avtar fra hverandre i takt med økende eksport fra NO2 gjennom NL. Etter innføringen av NSL ser man også at prisene avtar ytterligere fra hverandre. Dette underbygger funnene om at NL og NSL har bidratt til økt eksponering mot kull og gass, samt bidratt til økte elektrisitetspriser på NO2. Mot slutten av 2022 ser man derimot at prisene er mer like. Den høye elektrisitetsprisen på NO3 i denne perioden kan derimot forklares med vedlikehold av atomreaktorer i Sverige, tørt vær og lite vind, som påvirket elektrisitetsprisen i perioden (Hagesæther, 2022).

## 6.3 Analyse på hele datasettet

Tabell A.2.4 viser en kontrollerende analyse med bruk av lineær kvantilregresjon på hele datasettet. Modellen er den samme, men NL blir her lagt inn som en dummyvariabel, da man ikke lenger kan sammenligne periodene direkte. Resultatene viser at NL og NSL gir en stor netto positiv effekt på 395€/MWh<sup>2</sup> på 5% kvantilen, som samsvarer med funn i analysen på delt datasettet. Videre viser resultatene en liten netto positiv effekt på mellom 3€/MWh og 10€/MWh fra 25% kvantilen og opp. Effekten er betydelig mindre enn estimert i analysen på det delte datasettet, og er slik mer i tråd med funn i Myrvoll og Undeli (2022), samt Døskeland mfl. (2022). Det kan dermed tyde på at man ved bruk av delt datasett overestimerer den direkte prisingseffekten av spesielt NSL noe. Formålet med analysen var likevel å undersøke hvordan NL har endret fundamentale variabelers påvirkning på NO<sub>2</sub> og EPEX, dette svekker dermed ikke denne delen av vår analyse.

# 7 Konklusjon

## 7.1 Konklusjon av våre analyser og funn

Vi har i denne studien benyttet lineær og rullerende kvantilregresjon til å analysere hvordan mellomlandsforbindelsen NL har endret fundamentale faktorerens påvirkning på elektrisitetsprisen på NO<sub>2</sub> og EPEX. Elektrisitetspriser varierer signifikant over prisdistribusjonen, og kvantilregresjon egner seg derfor godt, da man kan analysere mer enn lineære sammenhenger. Ved å estimere ulike kvantiler av fordelingen får man et mer komplett bilde av hvordan fundamentale faktorer påvirker elektrisitetsprisen ulikt over prisfordelingen. Dette kan gi nyttig informasjon for beslutningstakere ved evaluering av fremtidige utenlandsforbindelser.

I denne studien har vi vist at innføring av NL har ført til økt eksponering mot gass og kull på NO<sub>2</sub>. Den største økningen ser man fra mediankvantil og opp, som tilsvarer de midtre og høye prisene. På mediankvantil har koeffisienten økt med henholdsvis 0,28 og 0,58, som vil si at dersom prisen på råvaren øker med 1% vil elektrisitetsprisen øke 0,28% og 0,58% mer enn tidligere. Dette har trolig gitt store utslag i elektrisitetsprisen, da prisen på disse råvarene har økt kraftig i perioden. Den kontrollerende analysen på NO<sub>3</sub> viste ikke samme utvikling i brenselprisene, som underbygger at det er NL som har ført til den økt eksponeringen på NO<sub>2</sub>. Resultatene tyder også på at NL har bidratt til å øke volatiliteten

---

$$2(\exp^{(\ln(\bar{P})+\ln(\text{NSL}))} - \bar{P}) + (\exp^{(\ln(\bar{P})+\ln(\text{NL}))} - \bar{P})$$

på NO<sub>2</sub>, mens den er redusert på EPEX. Dette er i tråd med teoretiske argumenter fra blant annet Menezes og Houllier (2015) og Sapio og Spagolo (2020). I tillegg viser analysen at NSL ser ut til å ha økt elektrisitetsprisen på NO<sub>2</sub> med 92€/MWh på mediankvantilen. Den kontrollerende analysen på hele datasettet viser derimot en betydelig mindre nettoeffekt av NL og NSL på 3€/MWh. NL og NSL har likevel bidratt til å øke elektrisitetsprisen på NO<sub>2</sub>.

På EPEX er endringene mindre, men også her ser man en økning i koeffisientene for brenselprisene post NL. Resultatene fra den rullerende kvantilregresjonen samsvarer i stor grad med funnene i den lineære analysen, men viser derimot ikke samme økning for brenselprisene som den lineære analysen. Ulikt fra NO<sub>2</sub> ser NL ut til å ha en stabiliserende effekt på elektrisitetsprisen på EPEX, da volatiliteten er redusert og man ser mer stabile koeffisienter post NL.

Totalt sett viser resultatene at NL og NSL har bidratt til økt eksponering mot kull og gass på NO<sub>2</sub>, i tillegg til økt volatilitet. NSL ser også ut til å ha bidratt til å økt elektrisitetspris på NO<sub>2</sub>. På EPEX har NL ført til mer stabile priser. Elektrisitetsprisen har også økt i dette markedet, men dette kan i større grad tilskrives den direkte eksponering mot gass og kull, som har hatt svært høye priser de siste to årene.

## 7.2 Forslag til videre forskning

Våre analyser bidrar til økt innsikt i hvordan mellomlandsforbindelser påvirker de respektive elektrisitetsmarkedenes eksponering mot ulike fundamentale variabler, og ser ikke kun på den direkte prisingseffekten. Det kunne derfor vært interessant å benytte metoden for å undersøke hvordan andre mellomlandsforbindelser, som for eksempel NSL eller Skagerak-forbindelsene har påvirket elektrisitetsmarkedet i Norge. Ved bruk av lineær og rullerende kvantilregresjon vil man få informasjon om mer enn bare den direkte priseffekten, men også innsikt i hvordan påvirkningen fra ulike fundamentale variabler har endret seg over tid.

# Referanser

- AG-Energiebilanzen. (2023, 16. mars). Energy Balance 2000 to 2022. <https://ag-energiebilanzen.de/en/data-and-facts/energy-balance-2000-to-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020>
- Appunn, K. (2015, 23. januar). *Setting the power price: the merit order effect*. Hentet 9. mars 2023, fra <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect>
- Arnold, F., & Schlund, D. (2022). *Ewi merit order tool*. Hentet 5. mai 2023, fra <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/tools/ewi-merit-order-tool/>
- Belsnes, M. M. (2022, 7. januar). *Norsk Pumpekraft kan hjelpe med å stabilisere strømprisene*. Hentet 9. mars 2023, fra <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/norsk-pumpekraft-kan-hjelpe-med-a-stabilisere-stromprisene/>
- Bradsher, K. (2023, 12. april). Why china Could Dominate the Next Big Advance in Batteries. *The New York Times*. <https://www.nytimes.com/2023/04/12/business/china-sodium-batteries.html>
- Bunn, D. W., Andresen, A., Chen, D., & Westgaard, S. (2016). Analysis and Forecasting of Electricity Price Risks with Quantile Factor Models. *The Energy Journal*, 37(2), 169–190. <http://www.jstor.org/stable/24696703>
- Cleophas, T. J., & Zwinderman, A. H. (2021). *Quantile Regressions in Clinical Research*. Springer. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-82840-0\\_4](https://doi.org/10.1007/978-3-030-82840-0_4)
- Døskeland, I. H., Kringstad, A., & Bøhnsdalen, E. T. (2022 mars). *Prisvirkningen av Nordlink og NSL*. Hentet 18. januar 2023, fra <https://www.statnett.no/contentassets/489321f1ecf-74728b0d8e376921bf39c/prisvirkning-av-nordlink-og-nsl---metode-og-oppdatert-estimat-mars-2022.pdf>
- Eilertsen, K. E. (2022, 14. januar). Løgnene om kraftkabelen. *Nettavisen*. <https://www.nettavisen.no/norsk-debatt/lognene-om-kraftkablene/o/5-95-373467>
- Energifaktanorge. (2019, 10. april). *Strømnettet*. Hentet 9. mars 2023, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- Energifaktanorge. (2022, 13. mai). *Kraftproduksjon*. Hentet 17. april 2023, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- ENTSOE-E. (2022, 1. januar). *TYNDP 2022 High-Level Report*. Hentet 28. januar 2023, fra <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/high-level-report.pdf>
- FFE. (2022, 1. februar). *European day-ahead electricity prices in 2021*. Hentet 8. februar 2023, fra <https://www.ffe.de/en/publications/european-day-ahead-electricity-prices-in-2021/>

- Forrest, S., & Macgill, I. (2013). Assessing prices the impact of wind generation on wholesale prices and generator dispatch in the Australian National Electricity Market. *Energy Policy*, 59, 120–132. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.026>
- Geman, H., & Roncoroni, A. (2006). Understanding the Fine Structure of Electricity Prices. *The Journal of Business*, 79(3), 1225–1261. <https://ssrn.com/abstract=638322>
- Gulberg, A. T., Ohlhorst, D., & Schreurs, M. (2014). Towards a low carbon energy future-Renewable energy cooperation between Germany and Norway. *Renewable Energy*, 68, 216–222. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.02.001>
- Hagesæther, P. V. (2022, 11. desember). Tre grunnet til at det kan bli ekstreme strømpriser til uken. *Aftenposten*. <https://www.aftenposten.no/norge/i/abGGPM/tre-grunner-til-at-det-kan-bli-ekstreme-stroempriser-til-uken>
- Hagfors, L. I., Bunn, D. W., Kristoffersen, E., Staver, T., & Westgaard, S. (2016). Modeling the UK electricity price distributions using quantile regression. *Energy*, 102, 231–243. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.025>
- Hagfors, L. I., Kamperud, H. H., Sator, A., & Westgaard, S. (2016). *A comparative analysis of price drivers of Day-ahead electricity prices in EPEX and NordPool*. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2570444/Lars%5C%20Ivar%5C%20Hagfors.pdf?sequence=5>
- Hagfors, L. I., Paraschiv, F., Molnar, P., & Westgaard, S. (2016). Using Quantile Regression to Analyze the Effect of Renewables on EEX Price Formation. *Energy Environ. Sustain*, 32. <https://doi.org/10.1051/rees/2016036>
- Hao, L., & Naiman, D. Q. (2007). *Quantile regression*. Sage.
- Huisman, R., Michels, D., & Westgaard, S. (2015). Hydro reservoir levels and power price dynamics. Empirical insight on the nonlinear influence of fuel and emission costs on Nord Pool day-ahead electricity prices. *Journal of Energy and Development*, 40, 149–187. <http://hdl.handle.net/11250/2467296>
- IAEA. (2018). *Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and frequency Control Modes of Flexible Operation*. Hentet 5. mai 2023, fra [https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf)
- IEA. (2020 februar). *Germany, key energy statistics 2020*. Hentet 1. februar 2023, fra <https://www.iea.org/reports/germany-2020>
- James, G., Witten, D., Hastie, T., & Tibshirani, R. (2013). *An Introduction to Statistical Learning* (2. utg.). Springer.
- Koenker, R., & Machado, J. A. F. (1999). Goodness of Fit and Related Inference Processes for Quantile Regression. *Journal of the American Statistical Association*, 94(448), 1296–1310.
- Mauritzen, J. (2013). Dead Battery? Wind Power, the Spot Market, and Hydropower Interaction in the Nordic Electricity Market. *The Energy Journal*, 34(1), 103–123. <http://hdl.handle.net/11250/2452632>

- Menezes, L. D., & Houllier, M. A. (2015). Germany's nuclear power plant closures and the integration of electricity markets in Europe. *Energy Policy*, 85, 357–369. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.05.023>
- Meteorologisk-institutt. (2022, 9. september). *Så tørt var det de siste 12 månedene*. Hentet 20. april 2023, fra <https://www.met.no/nyhetsarkiv/sa-tort-var-det-de-siste-12-manedene>
- Myrvoll, T., & Undeli, P. (2022). *Assesing the Impact of NordLink on Day-Ahead Prices in NO2 and germany* (Masteroppgave). Norges Handelshøyskole. <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/3023471/masterthesis.pdf?sequence=1>
- NVE. (2020, 6. mars). *Kostnader for Kraftproduksjon*. Hentet 27. mars 2023, fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- Oroschakoff, K. (2018). Europe's power couple break up. *Politico*. <https://www.politico.eu/article/germany-austria-energy-europe-power-couple-break-up/>
- Paraschiv, F., Bunn, D. W., & Westgaard, S. (2016). estimation and Application of Fully Parametric Multifactor Quantile Regression with Dynamic Coefficients. *School of Finance Research Paper*, 07. <http://ssrn.com/abstract=2741692>
- Paraschiv, F., Erni, D., & Pietsch, R. (2014). The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy*, 73, 196–210. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.004>
- Rosvold, K. A. (2022). *Kraftutveksling med utlandet*. Hentet 28. mars 2023, fra [https://snl.no/kraftutveksling\\_med\\_utlandet#-Norske\\_overf%C3%5C%B8ringsforbindelser\\_til\\_utlandet](https://snl.no/kraftutveksling_med_utlandet#-Norske_overf%C3%5C%B8ringsforbindelser_til_utlandet)
- Rubio-Herrero, J., & Wang, Y. (2022). A flexible rolling regression framework for the identification of time-varying SIRD models. *Computers & industrial Engineering*, 167. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2022.108003>
- Sapio, A. (2019). Greener, more integrated, and less volatile? A quantile regression analysis of italian wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 126, 452–469. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.017>
- Sapio, A., & Spagolo, N. (2020). The effect of a new power cable on energy prices volatility spillovers. *Energy Policy*, 144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111488>
- Solli, M. (2022, 24. mai). Kabler får skylda for strømprisene:-Det er grunnleggende feil. *Nettavisen*. <https://www.nettavisen.no/okonomi/kabler-far-skylda-for-stromprisene-det-er-grunnleggende-feil/s/5-95-500813>
- SSB. (2022). *Elektrisitet*. Hentet 9. mai 2023, fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>
- SSB. (2023, 21. april). *Elektrisitet*. Hentet 2. februar 2023, fra <https://www.ssb.no/statbank/table/12824/tableViewLayout1/>
- Statnett. (2013, 1. mai). *kabler til Tyskland og Storbritannia -analyse av samf.øk nytte ved spothandel*. Hentet 18. januar 2023, fra [3](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-</a></p>
</div>
<div data-bbox=)

- i-kraftssystemet/planer-og-analyser/2013-Analyserapport-Kabler-til-Tyskland-og-Storbritannia-samfunnsokonomisk-nytte
- Statnett. (2020, 9. desember). *Første handel på NordLink*. Hentet 30. januar 2023, fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2020/forste-handel-pa-nordlink/>
- Statnett. (2021a, 28. september). *North Sea Link*. Hentet 8. februar 2023, fra <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/news-for-the-power-industry/trial-operation-at-nsl-starts-on-1-october/>
- Statnett. (2021b, 30. september). *Nettutviklingsplan 2021*. Hentet 30. januar 2023, fra [https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftssystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan\\_2021\\_samandrag.pdf](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftssystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan_2021_samandrag.pdf)
- Statnett. (2021c, 20. november). *Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050*. Hentet 30. januar 2023, fra [https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftssystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50\\_revidert.pdf](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftssystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf)
- Statnett. (2022a, 22. februar). *Olje- og energidepartementet stadfester konsesjon for Aurland-Sogndal*. Hentet 10. mars 2023, fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/olje--og-energidepartementet-stadfester-konsesjon-for-aurland-sogndal/>
- Statnett. (2022b, 4. april). *Prisforskjeller og kapasitet nord-sør*. Hentet 10. mars 2023, fra <https://www.statnett.no/contentassets/1d183d99f1d943e1bc67c5ef98887052/presentasjon-webinar-prisforskjeller-og-kapasitet-nord-sor.pdf>
- Tørmoen, A. (2023, 26. august). Strømprisene: Her er folkets dom. *VG*. <https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/nWIBqB/stroemkrise-her-er-folkets-dom>
- Villemeur, E. B., & Pineau, P. O. (2012). Regulation and electricity market integration: When trade introducers inefficiencies. *Energy Economics*, 34(2), 529–535. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.12.004>
- Wehrmann, B. (2022, 13. april). *Solar power in Germany - output, business perspectives*. Hentet 1. mai 2023, fra <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives>
- Weron, R. (2006). *Modelling and forecasting electricity loads and prices: A statistical approach*. John Wiley; Sons Ltd.
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30(4), 1030–1081. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>
- Aanesen, T. (2022, 29. juni). *Tidenes høyeste krafteksport i 2021*. Hentet 15. mai 2023, fra [https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/tidenes-hoyeste-krafteksport-i-2021?fbclid=IwAR0dZu.cbCTEG7jI1E7DWG5DYmBM4qkSg\\_EG0sXhJzle5RJ-uoJKfLtekBI](https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/tidenes-hoyeste-krafteksport-i-2021?fbclid=IwAR0dZu.cbCTEG7jI1E7DWG5DYmBM4qkSg_EG0sXhJzle5RJ-uoJKfLtekBI)

# Appendix

## A.1 Variabler brukt for NO2 og EPEX

Variabel	Beskrivelse	Datakilde	Frekvens
Gasspris (€/MWh Gass)	Siste tilgjengelige pris for NCG day-ahead naturgass future	Datastream	Daglig
Oljepris (\$/pr. fat Olje)	Siste tilgjengelige pris for ICE brent crude dag i forveien elektrisitetsprisauksjonen	Datastream	Daglig
Kullpris(€/pr. tonn Kull)	Siste tilgjengelige pris for front-month (ARA) futures kontrakt før elektrisitetsprisauksjonen	Datastream	Daglig
Forventet Vindkraftproduksjon, MWh (VindNor)	Forventet vindkraftproduksjon	ENTSO-E	Daglig
El-sertifikatpris SEK/Sertifikat (Elsert)	Svensk elsertifikatpris	Macrobond	Daglig
Vannreservoarnivå, % (Vannres)	Ukentlige reservoarnivåer for NO2 i %, interpolert fra ukentlig til daglig data	NordPool	Ukentlig
Spotprisvolatilitet (VolNor)	Volatilitet for hvert datapunkt basert på sju dagers rullerende SD	Nord Pool	Daglig
EUA-pris(€0.01/EUA tonn CO2)	Siste tilgjengelige pris for EEX carbon index, daglig auksjon 10:20 am	EEX	Daglig
Faktisk produksjon MWh (Prod NO2)	Realisert produksjon i MWh for den relevante dagen	NordPool	Daglig

Tabell A.1.1: Oversikt over variabler brukt for NO2



<b>Variabel</b>	<b>Beskrivelse</b>	<b>Datakilde</b>	<b>Frekvens</b>
Gasspris (€/MWh Gass)	Siste tilgjengelige pris for NCG day-ahead naturgass future	Montel	Daglig
Oljepris (\$/pr. fat Olje)	Siste tilgjengelige pris for ICE brent crude dagen før elektrisitetsprisauksjonen	Montel	Daglig
Kullpris(€/pr. tonn Kull)	Siste tilgjengelige pris for front-month (ARA) futures kontrakt før elektrisitetsprisauksjonen	Datastream	Daglig
EUA-pris (€0.01/EUA tonn CO2)	Siste tilgjengelige pris for EEX carbon index, daglig auksjon 10:20 am	Montel	Daglig
Forventet vindproduksjon, MWh (VindGer)	Forventet vindkraftproduksjon publisert av tyske transmisjonsoperatører i elektrisitetsprisauksjonen	Montel	Daglig
Forventet solproduksjon, MWh (SolGer)	Forventet Solkraftproduksjon publisert av tyske transmisjonsoperatører i elektrisitetsprisauksjonen	Montel	Daglig
Spotprisvolatilitet (VolGer)	Volatilitet for hvert datapunkt basert på sju dagers rullerende SD.	EEX	Daglig

Tabell A.1.2: Oversikt over variabler brukt for EPEX

## A.2 Resultater fra kontrollerende analyser

Kvantil	NO3 pre NL					Kvantil	NO3 post NL				
	5 %	25 %	50 %	75 %	95 %		5 %	25 %	50 %	75 %	95 %
LnGass	1,09***	0,90***	0,62***	0,38***	0,26***	LnGass	0,78**	0,76***	0,39*	0,45**	0,46**
LnOlje	1,15***	1,28***	1,04***	0,85***	0,67***	LnOlje	-2,85*	-1,54*	-3,38**	-4,57***	-4,43***
LnKull	1,44***	0,95***	0,53***	0,37***	0,31***	LnKull	-0,37	-0,36	-0,14	0,18	0,14
LnVindNor	-0,09**	-0,06***	-0,03**	-0,04***	-0,03*	LnVindNor	-0,14*	-0,18***	-0,15**	-0,08	-0,02
LnELsert	0,39***	0,27***	0,25***	0,27***	0,27***	LnELsert	-0,80**	-1,18***	-1,12***	-1,02***	-0,46**
LnVannres	0,07	0,03	0,06***	0,07***	0,05*	LnVannres	-0,34	0,08	0,15	-0,07	-0,18
LnVol	-0,1***	-0,18***	-0,13***	-0,05***	0,03	LnVolNor	0,10	0,05	0,14*	0,26***	0,20***
LnCO2	-0,30***	-0,13***	-0,01	0,07***	0,10***	LnCo2	0,49	1,28***	1,70***	1,89***	1,68***
LnProdNO3	-0,03	0,04	0,17***	0,11**	0,09	LnProdNo3	-0,06	-0,34	-0,26	0,03	0,02
Feb	0,11	-0,03	-0,04	-0,05	-0,02	NSL	-1,36**	-2,36***	-1,77***	-1,42***	-1,05**
Mar	-0,03	-0,00	-0,08**	-0,06	-0,10	Feb	-0,08	-0,38*	-0,27	0,21	0,01
Apr	-0,09	-0,23*	-0,21**	-0,10	-0,09	Mar	-0,87*	-0,62**	-0,24	0,34	-0,11
Mai	-0,29**	-0,23*	-0,10	0,01	-0,03	Apr	-1,26**	-1,28***	-1,03**	0,14	-0,11
Jun	-0,14	-0,28***	-0,08	-0,06	-0,08	Mai	-2,15***	-2,04***	-1,87***	-0,73*	-0,49
Jul	0,03	-0,09	0,08	-0,01	0,07	Jun	-1,53**	-1,89***	-1,45***	-0,50	-0,77**
Aug	0,05	0,00	0,18***	0,09*	0,09	Jul	-2,21***	-2,82***	-2,21***	-0,39	-0,51*
Sept	-0,15	0,02	0,21***	0,11**	0,08	Aug	-2,33***	-1,35***	-0,89**	-0,68*	-0,69**
Okt	-0,01	0,05	0,21***	0,18***	0,17**	Sept	0,18	-0,80***	-0,39	-0,21	0,15
Nov	0,20**	-0,01	0,16***	0,17***	0,19**	Okt	0,11	0,21	0,24	0,17	-0,17
Des	0,04	0,06	0,12**	0,08*	0,04	Nov	-0,02	0,04	0,06	0,13	0,75***
_Kons	-2,56**	-2,09*	-2,20***	-2,10***	-1,11	Des	-0,24	-0,22	-0,24	0,13	0,44*
						_Kons	25,02***	16,70***	20,33***	16,15***	14,16***
Pseudo $R^2$	71,31 %	61,35 %	51,81 %	48,09 %	41,97 %	Pseudo R2	55,64 %	37,55 %	28,99 %	25,35 %	42,51 %
N	1796	1796	1796	1796	1796	N	753	753	753	753	753

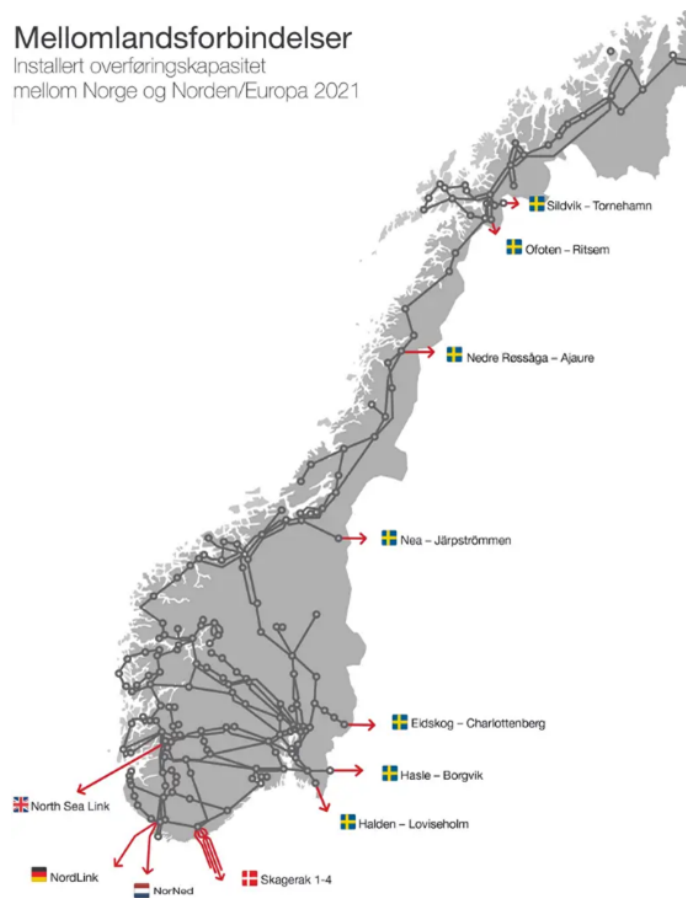
\*p<0.05    \*\*p<0.01    \*\*\*p<0.001

Tabell A.2.3: Resultater fra den lineære kvantilregresjonen på NO3

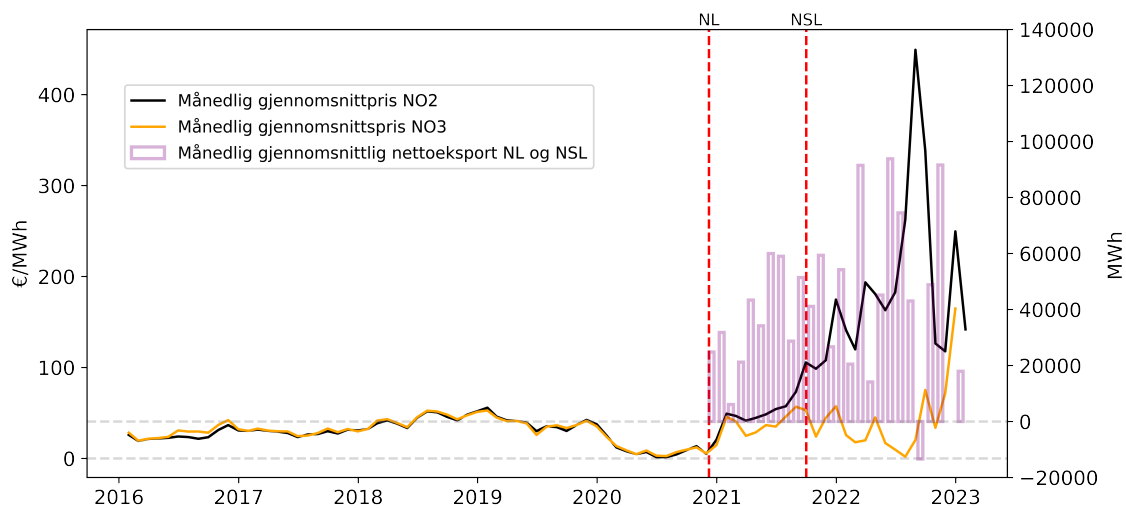
Kvantil	NO2 hele datasettet				
	5%	25%	50%	75%	95%
LnGass	1,07***	1,27***	0,87***	0,74***	0,72***
LnOlje	0,67***	0,65***	0,83***	0,46***	0,13*
LnKull	0,70***	0,48***	0,47***	0,68***	0,84***
LnVindNor	-0,07***	-0,06**	-0,05***	-0,05***	-0,04***
LnElsert	0,40***	0,11***	0,07***	0,04***	0,01
LnVannres	-0,33***	-0,21***	-0,06	0,08**	0,12***
LnVol	-0,13***	-0,14***	-0,04**	-0,01	0,02
LnCo2	-0,13**	-0,02	0,09***	0,21***	0,27***
LnProdNo2	0,14*	-0,08	-0,12***	-0,04	0,02
NordLink	2,04***	0,37***	0,15**	-0,10*	-0,25***
NSL	-0,33**	-0,40***	-0,12*	0,14**	0,33***
Feb	-0,02	-0,09	-0,04	-0,06	-0,07
Mar	-0,17*	0,03	0,02	-0,03	-0,02
Apr	-0,28**	0,00	-0,06	-0,06	-0,04
Mai	-0,40***	-0,03	-0,04	-0,07	-0,04
Jun	-0,33***	-0,27**	-0,14**	-0,16***	-0,18***
Jul	-0,14	-0,30**	-0,12*	-0,11**	-0,09*
Aug	-0,10	-0,18*	-0,07	-0,03	-0,06
Sept	-0,20*	-0,27**	-0,03	-0,02	-0,06
Okt	-0,10	-0,22*	-0,05	0,02	-0,01
Nov	-0,40***	-0,25**	-0,14**	-0,01	-0,04
Des	0,01	0,07	0,02	-0,02	-0,08
_Kons	-1,27	-1,23	-0,08	0,02	-0,24
Pseudo $R^2$	70,38%	59,04%	60,75%	69,15%	76,07%
N	2 549	2 549	2 549	2 549	2 549

Tabell A.2.4: Resultater linear kvantilregresjon hele datasett

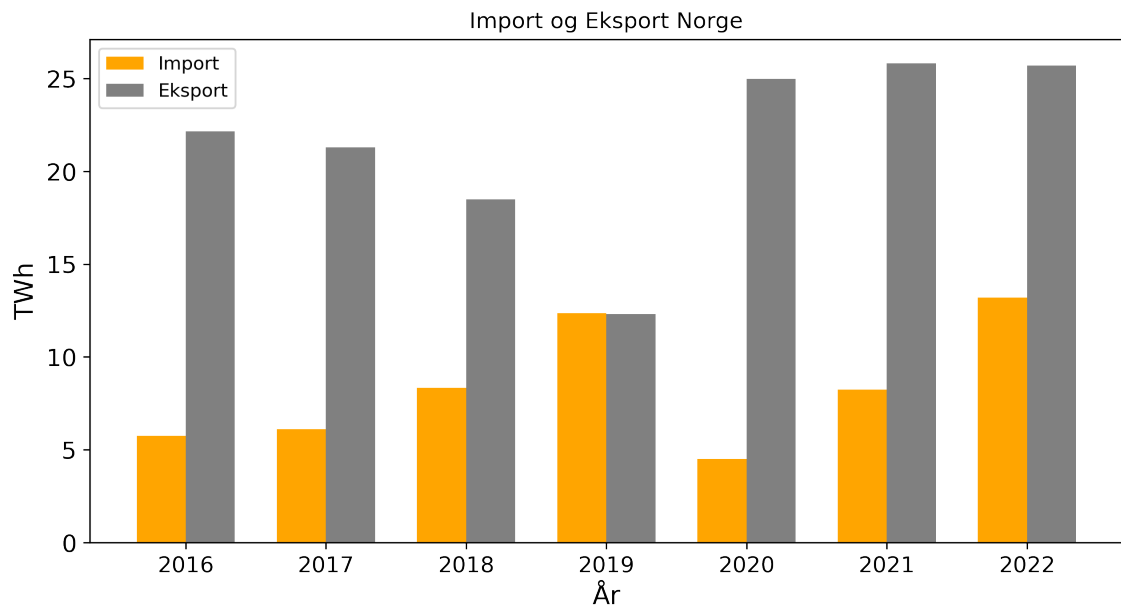
### A.3 Oversikt over eksport og import



Figur A.3.1: Norges mellomlandsforbindelser (Rosvold, 2022)



Figur A.3.2: Utvikling pris NO2 og NO3 med eksportutvikling



Figur A.3.3: Import og eksport Norge (SSB, 2022)

