



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Analyse av prissikringsmuligheter via Electricity Price Area Differentials (EPAD) i norske budområder

Analysis of price hedging opportunities through
Electricity Price Area Differentials (EPAD) in
Norwegian bidding areas

Sigrid Bilstad Neraasen
Industriell økonomi

Forord

Denne masteroppgaven markerer min avslutning på sivilingeniørstudiet industriell økonomi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Jeg ser tilbake på tre lærerike år ved NMBU, hvor jeg blant annet har blitt kjent med energimarkedet. Jeg ser frem til å ta med meg denne kunnskapen inn i arbeidslivet.

Jeg vil først og fremst takke min veileder, universitetslektor Jesper Frausig for god støtte, oppfølging og inspirasjon under hele arbeidsprosessen. Jeg vil takke Olvar Bergland for verdifulle diskusjoner. Jeg vil også takke Sindre, Kristin og Tiril ved Reguleringsmyndigheten for energi (RME) som ga meg inspirasjon til problemstilling, hjelp til uthenting av data og datahåndtering.

Jeg vil takke Sigve som har hjulpet meg med databehandling. Avslutningsvis vil jeg takke min familie og kjæreste som alltid har hatt tro på meg, og bidratt med verdifull korrekturlesing.

Ås, 30. mai 2023

Sigrid Bilstad Neraasen

Sammendrag

Norge er underlagt EU-forordningen om langsiktig kapasitetsinndeling (FCA) som skal sikre effektive markeder for finansiell krafthandel. Aktører skal ha tilstrekkelige muligheter for å sikre seg mot risiko knyttet til usikkerhet i kraftprisen i deres prisområde. Forordningen slår fast at reguleringsmyndigheten skal utrede om prissikringsmulighetene mellom budområder er tilstrekkelige dersom det ikke eksisterer langsiktige transmisjonsrettigheter (LTR) i markedet (Commission Regulation (EU) 2016/1719, 2016). For Norge gjelder dette en utredning av om det finansielle produktet Electricity Price Area Differentials (EPAD) fungerer som en tilstrekkelig prissikringsmulighet for produsenter, leverandører og konsumenter i kraftmarkedet. Norge er inndelt i fem prisområder, Sørøst-Norge (NO1), Sørvest-Norge (NO2), Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4) og Vest-Norge (NO5).

Hensikten med denne oppgaven er å gjennomføre en analyse av de finansielle produktene som kan handles på Nasdaq i norske budområder, med utgangspunkt i følgende problemstilling: *Er prissikringsmulighetene via Electricity Price Area Differentials (EPADs) i norske budområder tilstrekkelige?* Datagrunnlaget i oppgaven kommer fra den finansielle handelsplattformen Nasdaq i tidsrommet 02.01.2013-28.02.2023. Data for spotpris og fysisk forbruk er hentet fra SysPower. Relevante data er bearbeidet og fremstilt ved bruk av CRISP-DM metodikken.

Tilstrekkelige prissikringsmuligheter kan vurderes ut fra to forhold. Først og fremst må det være tilstrekkelig korrelasjon i pris mellom produktene som kan handles i et prisområde og spotpris i området. I tillegg må produktet være effektivt, i form av tilstrekkelig likviditet, akseptabel transaksjonskostnad og akseptabel risikopremie (Bjørndalen mfl., 2016). Aktører som handler i kraftmarkedet må forholde seg til tre typer risiko. Risiko knyttet til volatilitet i spotpris, risiko knyttet til begrensninger i overføringskapasitet som gir ulike priser i prisområder, og volumrisiko for hvor mye som blir etterspurt av fysiske leveranser. For kraftprodusenter, kraftleverandører og store kraftforbrukere er prissikring viktig for å redusere usikkerhet i fremtidige kontantstrømmer. Aktørene kan håndtere risiko via flere verktøy. Det kan være kombinert kjøp av standardiserte EPAD- og systempriskontrakter, kjøp av EPAD-kontrakter i et annet budområde enn aktøren befinner seg i (proxy-prissikring), bilateral handel eller kraftkjøpsavtaler.

Opgavens metode er basert på krav gitt i FCA og metodeverk utarbeidet av samarbeidsorganisasjonen til de nordiske reguleringsmyndighetene, NordREG. Resultatene i oppgaven viser at åpen interesse og handlede volumer i norske budområder ikke har en tydelig trend mellom 2013 og 2023. For systempriskontrakter har totalt volum blitt redusert siden 2017. Resultatene for forholdet mellom handlede volumer og fysisk forbruk for de norske budområdene er utenfor grenseverdier definert i andre markeder, og er svakere enn i svenske budområder. Oppgaven kan ikke slå fast

statistisk om fallende volumer i NO1 kommer som følge av innføring av EPAD-kontrakter i NO2 og NO5. Målet på transaksjonskostnaden for en prissikring, kjøp-salg spredning er økende for både systempriskontrakter, NO1, NO3 og NO4. Det samme gjelder gjennomsnittet og standardavviket for risikopremien som har mangedoblet seg siden 2014. Utført t-test for risikopremien kan imidlertid ikke påvise at risikopremien statistisk avviker fra null med 5 % signifikansnivå. Korrelasjonsanalysen viser at korrelasjon i spotpris er svekket de siste årene på grunn av en unormal utvikling i spotpriser fra 2021. NO1, NO2 og NO5 korrelerer godt med systemprisen, slik at denne kontrakten er en fungerende prissikring i disse områdene. For NO3 og NO4 er korrelasjonen mot systempris lav og aktører i disse områdene vil være avhengig av EPAD-kontrakter for en fullstendig prissikring.

Spotprisene i kraftmarkedet har siden høsten 2021 vært på et unormalt høyt og volatilt nivå for systemprisen og for alle norske budområder. Dette medfører høyere prisrisiko for aktører som opererer i kraftmarkedet og sannsynligvis et høyere prissikringsbehov. Likevel antyder resultatene i denne oppgaven at prissikringsmulighetene via den finansielle markedsplassen Nasdaq er noe svekket. Arbeidet med denne oppgaven har gitt meg erfaringer med at det er flere utfordringer knyttet til metoden for å vurdere prissikringsmuligheter. Tidshorisonten for både korrelasjonsanalysen og vurdering av kontraktens effektivitet har betydning for resultatet. Men det er vanskelig å definere hvilket tidsrom som er mest relevant for å se markedet over lenger tid, samtidig som det tar hensyn til aktørenes behov her og nå.

Abstract

The Forward Capacity Allocation (FCA) is applicable in Norway and requires an assessment on whether risk hedging opportunities are sufficient. Market participants shall have the opportunity to hedge against cross-zonal risk in their bidding zone. In the Nordic power market participants can purchase Electricity Price Area Differentials (EPAD) and system price contracts as a hedge for the price risk difference between system- and area price. The Norwegian market is split into five price areas, South-east Norway (NO1), south-west Norway (NO2), mid-Norway (NO3), northern Norway (NO4) and western Norway (NO5). This thesis has looked into whether there are sufficient hedging opportunities in Norwegian bidding areas. The method used is based on demands given in the FCA and supplementary measures proposed by The Nordic Energy Regulators. The dataset used is from Nasdaq and contains data on trades and open interest from 2013-2023. In addition, data from SysPower on spot prices and physical consumption has been used.

The financial market can be analyzed through two measures. First, sufficient correlation must be in place between spot price in a given bidding zone and the underlying price for the hedge. Second, the hedge must be efficient in terms of liquidity, acceptable transaction cost and acceptable risk premium. Power market participants have the need to hedge to secure future income or costs. They face three types of risk in the power market: future spot price risk, risk of congested transmission lines and volume risk.

The results found in this thesis did not identify trends in open interest or traded volumes in Norwegian bidding areas. For system price contracts there is a negative trend in volumes, indicating decreasing liquidity. Traded volumes in relation to physical consumption in Norwegian bidding zones, a measure of how much a consumed MWh is traded, is below threshold values defined in other markets and weaker than in Swedish bidding zones. This thesis cannot confirm whether introduction of EPAD-contracts in NO2 and NO5 has weakened liquidity in NO1. Bid-ask spread for EPAD, and system price contracts have increased the last two years, indicating a more expensive hedge for the participants. The size of risk premiums has also increased but cannot be statistically shown to be significant other than zero. NO1, NO2 and NO5 have a strong correlation with the system price in the whole observation period. In NO3 and NO5 the correlation has fallen significantly after 2021.

Since 2021 the spot prices in the Nordic power market have been unusual resulting in possibly higher need for risk hedging. The results in this thesis suggest that risk hedging opportunities have been weakened. The method for analyzing the power market lack guidelines for considering the results. Experience with this thesis show the importance of considering results over the right timeline.

Innhold

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Hensikt og forskningsspørsmål	2
1.3	Avgrensninger	2
2	Kraftmarkedet	4
2.1	Kraftsystemet	4
2.2	Vannkraft	5
2.3	Prisdrivere for elektrisitet	5
2.4	Egenskaper ved norske budområder	6
2.5	Marked for elektrisk kraft	7
2.6	Tidligere utredninger	8
3	Teoretisk rammeverk	9
3.1	Finansiell teori	9
3.1.1	Risiko	9
3.1.2	Hedging	9
3.1.3	Hypotese om effisiente markeder	10
3.1.4	Effektive kontrakter for prissikring	10
3.2	Aktørers behov for prissikring	11
3.2.1	Kraftprodusenter	11
3.2.2	Kraftleverandører	11
3.2.3	Kraftkonsumenter	12
3.2.4	Tradere	12
3.3	Prissikringsinstrumenter	12
3.3.1	Futures og forwards	12
3.3.2	Electricity Price Area Differentials (EPAD)	13
3.3.3	Bilateral handel og kraftkjøpsavtaler	14
3.3.4	Langsiktige transmisjonsrettigheter	14
3.4	Konsekvenser av utilstrekkelige prissikringsmuligheter	15
4	Data	16
4.1	Dataforståelse	16
4.2	Databehandling	18
4.3	Fremstilling av data	18
5	Metode	20
5.1	Handelshorisont	20
5.2	Åpen interesse	20
5.3	Åpen interesse som andel av fysisk forbruk	21
5.4	Handlede volumer	21

5.5	Handlede volumer som andel av fysisk forbruk (churn rate)	22
5.6	Kjøp-salg spredning	23
5.7	Ex-post risikopremie	23
5.8	Korrelasjonsanalyse	25
6	Resultater	26
6.1	Handelshorisont	26
6.2	Åpen interesse	26
6.3	Åpen interesse som andel av fysisk forbruk	28
6.4	Handlede volumer	29
6.5	Handlede volumer som andel av fysisk forbruk (churn rate)	31
6.6	Kjøp-salg spredning	32
6.7	Risikopremie	34
6.8	Korrelasjoner	36
7	Diskusjon	39
7.1	Vurdering av metoden	39
7.1.1	Datagrunnlag og gjennomføring	39
7.1.2	Refleksjoner over NordREG-metodeverket	40
7.1.3	Terskelverdier	41
7.2	Resultater	41
7.2.1	Deskriptive resultater	42
7.2.2	Relative parametere	43
7.2.3	Transaksjonskostnader	44
7.2.4	Risikopremie	45
7.2.5	Korrelasjonsanalyse	46
7.3	Differanse mellom budområder	47
8	Konklusjon	49
8.1	Videre arbeid	50
A	Vedlegg	56
A.1	Overføringskapasitet mellom budområder	56
A.2	Utdrag av datagrunnlaget	56
A.3	Beskrivelse av kontraktstyper	59
A.4	Resultater	59
A.5	Resultater for områder utenfor Norge	61
A.6	Python kode benyttet i databehandling	64

Figurer

2.1	De fem prisområdene i Norge, samt tilknyttede prisområder i Danmark, Sverige og Finland. Figuren er laget med inspirasjon fra (Energifakta Norge, udatert).	6
2.2	Gjennomsnittlig fornybar årsproduksjon, årsforbruk og kraftbalanse gitt i TWh for de norske prisområdene. Forbruket er et gjennomsnitt over de siste tre årene (SysPower, 2023a). Gjennomsnittlig produksjon er gitt av Energifakta Norge (Energifakta Norge, 2022-05-13a).	7
4.1	Tre av arbeidsstegene i CRISP-DM metodikken som benyttes til databehandling i oppgaven. Figuren er laget med inspirasjon fra (Chapman & m.f., 2000).	16
5.1	Forklaringsvariablene risikoaversjon og markedsandel på størrelse og retning på risikopremie. Laget med inspirasjon fra (Spodniak, 2017, s.52).	25
6.1	Åpen interesse for systempriskontrakter fra 20.03.2014 til og med 28.02.2023, gitt i TWh (Nasdaq, 2023).	27
6.2	Åpen interesse for NO1 fra 20.03.2014 til og med 28.02.2023 gitt i TWh (Nasdaq, 2023).	27
6.3	Åpen interesse i NO2, NO3, NO4 og NO5 gitt i TWh og med låst y-akse (Nasdaq, 2023).	28
6.4	Åpen interesse som andel av fysisk forbruk for systempriskontrakter. Forbruket er basert på samlet forbruk i de nordiske landene. Andelen er gitt i % (Nasdaq, 2023).	29
6.5	Total åpen interesse som andel av fysisk forbruk i alle norske budområder, fordelt på år og gitt i % (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).	29
6.6	Handlede volumer for systempriskontrakter gitt i TWh etter kontraktslengde, illustrert med et 45 dagers rullende gjennomsnitt (Nasdaq, 2023).	30
6.7	Handlede volumer gitt i TWh for NO1 fordelt på år og kontraktslengde (Nasdaq, 2023).	30
6.8	Handlede volumer i NO2, NO3, NO4 og NO5 fordelt på kontraktstype, gitt i TWh, uten låst y-akse (Nasdaq, 2023).	31
6.9	Forhold mellom handlede volumer og fysisk forbruk (churn rate) for systempriskontrakter gitt etter måneds-, kvartal og årskontrakter (Nasdaq, 2023).	32
6.10	Forhold mellom handlede volumer og fysisk forbruk (churn rate) for alle norske budområder gitt etter årsforbruk av elektrisk energi (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).	32
6.11	Kjøp-salg spredning for systempriskontrakter med en gjennomsnittlig rulling over 30 dager fordelt på kontraktstype (Nasdaq, 2023).	33
6.12	Prisutvikling i systemprisen og alle norske prisområder fra januar 2013 - januar 2023 (SysPower, 2023b).	37
A.1	Åpen interesse for Kristiansand (NO2) uten låst y-akse, gitt i TWh (Nasdaq, 2023)	59
A.2	Åpen interesse for Bergen (NO5) uten låst y-akse, gitt i TWh (Nasdaq, 2023).	60
A.3	Åpen interesse for DK1 gitt i TWh (Nasdaq, 2023)	61
A.4	Åpen interesse for SE1, SE2, SE3 og SE4 gitt i TWh (Nasdaq, 2023).	61
A.5	Spotprisutvikling i svenske budområder og DK1 (SysPower, 2023b).	64

Tabeller

6.1	Handelsperiode for systempriskontrakter og EPAD-kontrakter i Norge, fordelt på kontraktstype (Nasdaq OMX, 2023b).	26
6.2	Antall handelsdager etter år og kontraktstype i de fem budområdene i Norge (Nasdaq, 2023).	31
6.3	Gjennomsnittlig kjøp-salg spredning over ett år etter budområde og kontraktstype. Spredningen er gitt i absolutte tall i Euro med antall observasjoner i parentes (Nasdaq, 2023).	33
6.4	t-test på ex-post risikopremie for NO1 og NO4 mellom 2016-2020 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023b).	34
6.5	Gjennomsnittlig ex-post risikopremie fordelt på år og etter kontraktstype for alle norske budområder, standardavvik er gitt i parentes. Alle verdier er gitt i EUR/MWh (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023b).	35
6.6	t-test på ex-post risikopremie for alle norske budområder mellom 2018-2022 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023b).	36
6.7	Korrelasjoner i månedlig gjennomsnittlig spotpris mellom norske prisområder og systemprisen fra 2015-2018 (SysPower, 2023b).	37
6.8	Korrelasjoner i gjennomsnittlig månedlig spotpris mellom norske prisområder fra 2019-2022 (SysPower, 2023b).	38
6.9	Korrelasjoner i gjennomsnittlig månedlig spotpris mellom norske prisområder fra 2021-2022 (SysPower, 2023b).	38
A.1	Installert overføringskapasitet gitt i MW for norske og tilgrensende budområder (Nord Pool, 2023).	56
A.2	Rådata på åpen interesse (oi/open interest) fra 01.01.2013-28.02.2023 (Nasdaq, 2023).	56
A.3	Handelsdata fra 02.01.2013-28.02.2023 (Nasdaq, 2023).	56
A.4	Data på alle kontrakter (Nasdaq, 2023)	57
A.5	Rådata med blant annet leveringsperiode (Nasdaq, 2023).	57
A.6	Rådata med beste salgspris (Nasdaq, 2023).	57
A.7	Rådata med beste kjøpspris	58
A.8	Spotpris på timesnivå (SysPower, 2023b).	58
A.9	Fysisk forbruk etter prisområde (SysPower, 2023a).	58
A.10	Kategorisering av kontrakter (Nasdaq, 2023).	58
A.11	Kontraktspesifikasjon som benyttes som indeks i alle datasett med forklaring (Nasdaq OMX, 2023b)	59
A.12	Total åpen interesse som andel av fysisk forbruk fordelt på prisområde, gitt i % og fordelt på år (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).	60
A.13	Total churn rate for alle norske budområder og systempriskontrakter fra 2014 til og med 2022 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).	60
A.14	Korrelasjoner i månedlig gjennomsnittlig spotpris mellom norske prisområder fra 2017-2020 (SysPower, 2023b).	60

A.15 Handelsperiode for systempriskontrakter og EPAD-kontrakter i Sverige, fordelt på kontraktstype (Nasdaq OMX, 2023b).	61
A.16 Total åpen interesse som andel av fysisk forbruk gitt i % for budområder i Sverige og DK1 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).	62
A.17 Handlede volumer gitt i TWh for prisområder som grenser til Norge (Nasdaq, 2023).	62
A.18 Antall handelsdager for prisområder utenfor Norge (Nasdaq, 2023)	62
A.19 Churn rate for prisområder i Sverige og DK1 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).	63
A.20 Gjennomsnittlig kjøp-salg spredning over ett år etter prisområde og kontraktstype. Antall observasjoner er gitt i parentes (Nasdaq, 2023).	63
A.21 Korrelasjonsanalyse for svenske prisområder, systempris og DK1 (SysPower, 2023b).	64

Stikkord og ordforklaringer

Churn rate - Handlede volumer som andel av fysisk forbruk

EPAD - Electricity price area differentials

FCA - Forordning om langsiktig kapasitetstildeling/Forward capacity allocation

FTR - Finansiell transmisjonsrettighet

kWh - Kilowatt-time

LTR - Langsiktig transmisjonsrettighet

MVA - Megavolt-ampere

MWh - Megawatt-time

NordREG - Nordic Energy Regulators

Off-orderbook - Klarert handel, ikke handlet over Nasdaqs elektroniske system

On-orderbook - Handel over Nasdaqs elektroniske system

Over-the-counter - Bilateral handel klarert over Nasdaq

PTR - Fysisk transmisjonsrettighet

RME - Reguleringsmyndigheten for energi

TWh - Terrawatt-time

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

I 2021 ble forordningen om langsiktig kapasitetsinndeling (FCA) gjeldende i Norge som en del av EUs tredje energimarkedspakke (Olje- og energidepartementet, 2020). FCA skal legge til rette for effektive markeder for langsiktig krafthandel for alle aktører. Hensikten er å sikre at produsenter, forbrukere og leverandører skal ha tilstrekkelige muligheter for å sikre seg mot risiko i kraftprisen i budområdet de befinner seg i. Systemoperatøren skal koordinere langsiktige transmisjonsrettigheter (LTR) mellom budområder, med mindre det eksisterer andre tilstrekkelige prissikringsmuligheter for aktørene i området. Dersom det ikke eksisterer LTRs mellom budområder, skal reguleringsmyndigheten i henhold til FCA gjennomføre en utredning som slår fast om prissikringsmulighetene nettopp er tilstrekkelige eller ei (Commission Regulation (EU) 2016/1719, 2016).

For norske budområder er det mulig å handle Electricity Price Area Differentials (EPAD) på den finansielle markedsplassen Nasdaq OMX (Nasdaq OMX, 2023b). Disse kontraktene fungerer som et alternativ til LTR, og skal være en sikring mot differansen i pris mellom et budområde og systemprisen (teoretisk kraftpris for hele Norden uten begrensninger i overføringskapasitet). Norge er delt inn i fem budområder, hvorav NO1 Oslo har hatt EPADs siden 2000 og NO4 Tromsø siden 2010 (Spodniak mfl., 2014). I senere år har EPADs også blitt introdusert som et produkt i Kristiansand (NO2), Trondheim (NO3) og Bergen (NO5) (Nasdaq, 2023).

I forbindelse med innføringen av forordningen gjennomførte reguleringsmyndighetene i Norge, Sverige og Finland en spørreundersøkelse via Thema Consulting Group i 2021, hvor markedsaktører ble spurt om prissikringsmulighetene i kraftmarkedet. Av norske, svenske og danske aktører svarte 50 % at de anså egne prissikringsmuligheter som utilstrekkelige. Størstedelen av respondentene mente at årsaken lå i en svak likviditet i EPAD-markedet (Thema Consulting Group, 2021b).

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) er den offentlige instansen i Norge som har ansvar for å sørge for at kraftmarkedet fungerer effektivt og dermed for å følge opp FCA (Wangensteen, 2012). Det har ikke blitt gjennomført en fullstendig utredning i Norge av hvorvidt prissikringsmulighetene er tilstrekkelige, og dette er derfor en høyst aktuell problemstilling. Hittil i arbeidet med utredningen har Thema Consulting Group skrevet flere rapporter på oppdrag for RME. Senest i januar 2023 publisert de en rapport for å vurdere andelen bilaterale avtaler i det finansielle markedet. Rapporten kan ikke kvantitativt stadfeste hvor utbredt bilaterale avtaler er, men slår fast at det er en betydelig og økende bruk av disse avtalene blant markedsaktørene (Thema Consulting Group, 2023).

De nordiske reguleringsmyndighetene har samarbeidet om å utarbeide et metodeverk for å vurdere prissikringsmulighetene. Metodeverket ble publisert i 2020 og presenterer kvantitative parametere

som reguleringsmyndigheten kan benytte. Ulempen med metoden er at den ikke definerer hva som er tilstrekkelig, eller hvordan resultatene fra de ulike parameterne skal tolkes (Nordic Energy Regulators, 2020). FCA slår fast at utredningen skal innebære en konsultasjon med aktørene i markedet om deres behov for prissikringsmuligheter. I tillegg skal utredningen analysere om det eksisterer produkter som fungerer som en prissikring i alle budområder, samt en analyse om de finansielle produktene som tilbys er effektive (Commission Regulation (EU) 2016/1719, 2016).

1.2 Hensikt og forskningsspørsmål

Med bakgrunn i behovet for en utredning fra norsk side, har jeg definert følgende problemstilling:

Er prissikringsmulighetene via Electricity Price Area Differentials (EPADs) i norske budområder tilstrekkelige?

For å svare på denne problemstillingen har jeg definert følgende forskningsspørsmål:

1. *Hva er prissikringsbehovet til aktørene i kraftmarkedet?*
2. *Hva er forutsetningene for at det finansielle kraftmarked skal dekke aktørenes prissikringsbehov?*
3. *Hvilke parametere burde benyttes for å vurdere prissikringsbehovene og hvordan kan disse vurderes?*
4. *Hvordan har innføringen av EPADs i NO3, NO2 og NO5 påvirket likviditeten i EPAD-markedet i Norge?*

De to første forskningsspørsmålene blir besvart som en del av teorigrunnlaget under kapittel 3.1 og 3.2 og brukes videre for å vurdere prissikringsmulighetene innad i de ulike budområdene. Forskningsspørsmål nr. 3 besvares ut fra erfaringene som gjøres med den valgte metodikken og hvor verdifull de ulike målene anses, se kapittel 7.1.2 og 7.1.3. De fem norske budområdene har ulike egenskaper og må vurderes både samlet og hver for seg. Forskningsspørsmål nr. 4 er et hjelpemiddel for å vurdere markedets likviditet, og vurderes i kapittel 7.2.1.

1.3 Avgrensninger

FCA krever både en kvalitativ og en kvantitativ utredning fra reguleringsmyndighetene i form av konsultasjoner med aktører og analyse av definerte parametere. Denne oppgaven avgrenses til å vurdere den kvantitative analysen. Dette er delvis på grunn av en nylig publisert rapport fra Thema Consulting Group, og delvis av hensyn til tidsperspektivet og omfanget på oppgaven.

Analysen tar i hovedsak for seg handel av EPAD-kontrakter i de fem norske prisområdene. Men resultater fra de svenske prisområdene og det danske vil benyttes der det er hensiktsmessig for diskusjon og sammenligning.

Oppgaven tar ikke for seg prissikring via sjøkablene som NO2 er forbundet til. Oppgaven er begrenset til å analysere handelsdata på EPADs, og inkluderer dermed ikke data fra bilaterale avtaler eller kraftkjøpsavtaler.

2 Kraftmarkedet

2.1 Kraftsystemet

Det elektriske kraftsystemet er bygget opp av kraftstasjoner, laster og overføringsnett (Cretì & Fontini, 2019). Overføringsnettets deles inn i tre kategorier, transmisjonsnett på 132 kV - 420 kV, regionalnett på 33 kV - 132 kV og distribusjonsnett som strekker seg fra 230 V til 22 kV. Transmisjonsnettets i Norge er forbundet med flere europeiske land for å sikre stabil kraftlevering til tross for varierende produksjon og forbruk innad i Norge (Energifakta Norge, 2019-04-10). Den tradisjonelle forsyningskjeden for elektrisk energi består av fem ledd; produksjon, transmisjon, distribusjon, måling, salg og planlegging (Cretì & Fontini, 2019). Kraftsystemet er i endring og flere ledd blir introdusert i forsyningskjeden, slik som aggregatorer (aktør som kjøper og selger fleksibilitet) og produserende konsumenter (Harris, 2015).

En sentral egenskap ved elektrisitet er at produksjon og forbruk må være i balanse til enhver tid. Balansen er basert på frekvensen i nettet (Wangensteen, 2012). Norge er en del av det nordiske synkronområdet, hvor systemet skal holde en frekvens på 50 Hz med en akseptabel variasjon innenfor 49,9 - 50,1 Hz (Energifakta Norge, 2019-04-08). Dette gjør at elektrisitet skiller seg fra andre produkter, der forbruk ofte skjer etter en reaksjon på pris. Prising av elektrisk kraft må derfor enten skje i forkant, eller i etterkant av forbruket (Wangensteen, 2012).

En annen sentral egenskap ved elektrisitet er at det ikke kan lagres i store volum. Dette skyldes begrenset teknologi og store kostnader. Det kreves i tillegg en fysisk tilknytning via elektriske overføringslinjer for at elektrisitet skal overføres fra produsent til forbruker. Videre er det viktig med et velfungerende kraftsystem på grunn av dens betydning i dagens samfunn (Wangensteen, 2012).

Massetregheten til tung roterende masse er en viktig egenskap ved kraftsystemet som er med på å holde frekvensen stabil. Dette innehar i stor grad vannkraft og delvis i termiske kraftverk. Vind- og solkraft bidrar ikke med massetreghet og en økende andel av disse i energisystemet vil svekke systemets evne til balanseregulering, og lagring (Harris, 2015). En større andel uregulerbare fornybare energikilder i kraftsystemet vil sannsynligvis også øke prisvolatiliteten i årene som kommer (Spodniak mfl., 2014).

Prisområder er verktøy for å reflektere begrensninger i overføringsnettets. Prisområdene blir dannet rundt et geografisk område som over tid har hatt lignende egenskaper. Innad i en prissone er prisen lik og størrelsen på en sone skal optimalt sett ta hensyn til konkurranse blant produsenter, og kostnaden av begrensning i nettet (Cretì & Fontini, 2019). Alle aktører i et prisområde vil motta eller betale spotpris i tilhørende område ved fysisk handel (Spodniak, 2015). Dersom begrensningen i overføringskapasiteten mellom soner ikke nås, vil sonene ha lik pris, men så fort

kapasiteten begrenser overføring av kraft, vil prisene variere (Creti & Fontini, 2019). Et område med overskudd av kraft vil oppnå lavere pris enn et område med underskudd, som er avhengig av å importere (Kristiansen, 2004). Svake prissignaler kan oppstå i prisområdene dersom inndelingen i områder ikke reflekterer de faktiske fysiske begrensningene i nettet (Laur & Küpper, 2021). Prisområdene tjener i tillegg et formål på lang sikt, ved at det legger til rette for investeringer i produksjonskapasitet og overføringsnett (Spodniak mfl., 2016).

2.2 Vannkraft

Det norske kraftsystemet er dominert av produksjon fra vannkraft, med et årsgjennomsnitt på 89 % (Energifakta Norge, 2022-05-13b). Vannkraftproduksjon kan være basert på enten elvekraft eller magasinering. Magasinering gir muligheten for å lagre vann, og dermed energi over en lenger periode, helt opp til flere års tilsig (Førsund, 2015). Den store andelen vannkraft gjør at årlig produksjon i Norge vil variere mellom et vått og et tørt år og våte perioder kan føre til områdepriser som er lavere enn systemprisen (Kristiansen, 2004; Jan og Wimschulte, 2009). Vannkraftverk med magasinering har enkelte essensielle egenskaper som har innflytelse på tilbudssiden i markedet. Kraftverkene har høy pålitelighet, de har lav responstid og kan enkelt veksle mellom lav og høy kapasitet i produksjonen og energikilden kommer fra naturen slik at det ikke er behov for å anskaffe et råstoff. Utbygging av vannkraftverk er kapitalintensivt, men driften har lave kostnader (Harris, 2006). Vannverdi er et mål på alternativkostnaden av produksjon ved et senere tidspunkt som følge av mulighet for lagring i vannmagasiner. Dette er en viktig faktor for vannkraftprodusenter når de beregner hva de skal by inn på kraftmarkedet. I tillegg må produsentene ta hensyn til nivået i magasinene for å møte en høy etterspørsel på vinteren og gi plass i magasinene til snøsmelting og vårflom (Kirkerud mfl., 2022).

2.3 Prisdrivere for elektrisitet

Prisdannelsen for elektrisk kraft er basert på tilbud- og etterspørselskurver som er avhengig av flere faktorer. Tilbudssiden vil avhenge av overføringskapasitet til andre land og priser på kraft i andre land, som blant annet avhenger av råvarepris på fossile kilder som olje og gass. Tilgjengelig produksjon i Norge er avhengig av fyllingsgraden i vannmagasiner, nedbørsmengder og mengde vind (Kirkerud mfl., 2022). Vannmagasinene har en syklus hvor tilsiget er lavt på vinteren på grunn av frost og lave temperaturer. På samme tidspunkt er etterspørselen høy slik at magasinene har sin laveste stand rundt uke 15. Snøsmelting vår og sommer fyller magasinene omtrent to tredjedels fullt, mens store nedbørsmengder på høsten sørger for fulle magasiner når vinteren starter (i normalår) (Førsund, 2015).

Etterspørselen etter elektrisitet følger i stor grad et mønster basert på tiden på døgnet, ukedager og sesong. Den laveste etterspørselen i kraftsystemet betegnes ofte som grunnlast, mens de høyeste etterspørselstoppenes betegnes som topplast (Creti & Fontini, 2019). Temperatur er en viktig driver

som gir oppvarmingsbehov. Dette gjelder spesielt i Norge hvor størstedelen av oppvarming skjer via elektrisitet. Etterspørselen er også basert på brutto nasjonalprodukt og økonomisk vekst, dette gjelder i større grad på lang sikt (Wangensteen, 2012).

2.4 Egenskaper ved norske budområder

Det norske kraftsystemet er inndelt i fem prisområder; Sørøst-Norge (NO1), Sørvest-Norge (NO2), Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4) og Vest-Norge (NO5). NO2 er direkte knyttet til Europa via overføringskabler til Storbritannia, Nederland, Tyskland og Danmark. NO1, NO3 og NO4 er alle koblet mot Sverige (Statnett, 2023). Installert overføringskapasitet mellom norske budområder og alle tilgrensende områder er gitt i vedlegg A.1. Prisområdene er illustrert i figur 2.1. I forbindelse med finansiell handel refereres områdene til som budområder, mens ved fysisk handel benyttes prisområder.

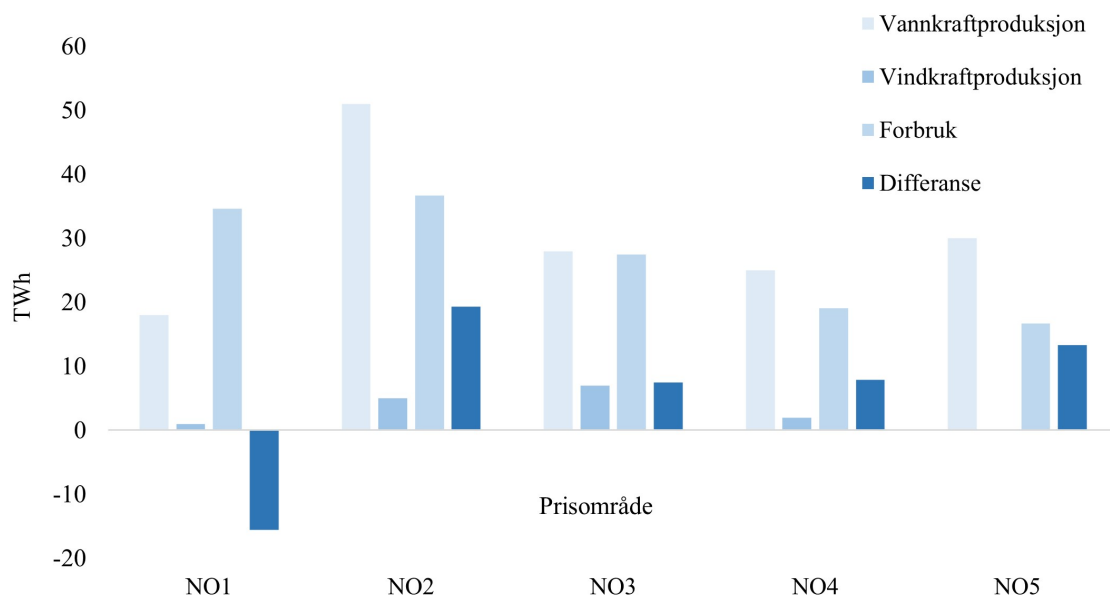


Figur 2.1: De fem prisområdene i Norge, samt tilknyttede prisområder i Danmark, Sverige og Finland. Figuren er laget med inspirasjon fra (Energifakta Norge, udatert).

Sørøst-Norge kjennetegnes av et stort forbruk, men har den laveste produksjonen av de norske budområdene. NO2 står for det meste av den årlige kraftproduksjonen med 56 TWh produksjon fra vind- og vannkraft (Energifakta Norge, 2022-05-13a; SysPower, 2023a). NO3 har den største

produksjonen fra vindkraft med 7 TWh årlig, som utgjør 25 % av områdets totale gjennomsnittlige årsproduksjon. NO5 har ingen installert vindkraftkapasitet, og for NO1 og NO4 utgjør deres vindkraftandel henholdsvis 5,6 % og 8 % av gjennomsnittlig årsproduksjon (Energifakta Norge, 2022-05-13a). De største utbyggingsplanene for vindkraft ligger nå i NO2. 102,4 MW er under utbygging i prisområdet, og det er innvilget konsesjon for 456,1 MW, som vil utgjøre 39 % av samlet installert vindkraftkapasitet i NO2. I NO3 og NO4 er det per dags dato innvilget konsesjon på henholdsvis 574 MW og 109 MW (NVE, udatert). NO1 har den laveste magasinkapasiteten med 6 TWh. NO2, NO3, NO4 og NO5 har henholdsvis 34 TWh, 9 TWh, 21 TWh og 17 TWh (Energifakta Norge, 2022-05-13a).

Gjennomsnittlig årsproduksjon fra vann- og vindkraft, fysisk forbruk og kraftbalansen for hvert prisområde er gitt i figur 2.2. Sverige har en stor andel vannkraft i nord og kjerne- og termisk kraft i sør. Kraftproduksjonen i Danmark kommer hovedsakelig fra termiske kraftverk og vindkraft (Kristiansen, 2004).



Figur 2.2: Gjennomsnittlig fornybar årsproduksjon, årsforbruk og kraftbalanse gitt i TWh for de norske prisområdene. Forbruket er et gjennomsnitt over de siste tre årene (SysPower, 2023a). Gjennomsnittlig produksjon er gitt av Energifakta Norge (Energifakta Norge, 2022-05-13a).

2.5 Marked for elektrisk kraft

Kraftsystemet i Norge ble deregulert gjennom innføringen av energiloven i 1990. Dereguleringen innebærer at produksjon, overføring, distribusjon og salg av elektrisk energi skal skje i separate selskaper (Cretì & Fontini, 2019). Distribusjon av elektrisitet er et naturlig monopol på grunn av blant annet skalafordeler, mens produksjon og salg er velegnet for konkurranse. Statnett er den norske systemoperatøren som har ansvar for overføring i sentralnettet, samt forsyningssikkerheten og balansen i nettet (Wangensteen, 2012).

Nord Pool er markedsplassen for fysisk krafthandel for Norge, Sverige, Finland, Danmark, Estland, Latvia og Litauen (Spodniak & Collan, 2018). Aktøren har ansvar for å ta imot bud på kjøp og salg av elektrisk kraft og sette en felles systempris. Deltakelse på Nord Pool er frivillig, men størstedelen av den fysiske krafthandelen i Norden foregår via aktøren, i form av produsenter, leverandører og store konsumenter. I Norge er Nord Pool et regulert monopol, som er fordelaktig med tanke på referansepris for den finansielle handelen. Både Day-ahead (Elspot) og intraday (Elbas) handelen skjer på Nord Pool (Wangensteen, 2012). Prisdannelsen skjer etter marginalkostprinsippet. Det vil si at systemprisen settes lik kostnaden av å produsere en ekstra kWh og skjer i likevektpunktet mellom aggregerte tilbuds- og etterspørselskurver (Wangensteen, 2012; Kristiansen, 2004). Systemprisen settes med utgangspunkt i at det ikke eksisterer begrensninger i nettet (Spodniak mfl., 2014). I et system dominert av vannkraft vil nedbørmengden ha stor innvirkning på den kortsiktige marginalkostnaden (Wangensteen, 2012).

Nasdaq OMX er den største markedsplassen for standardiserte finansielle produkter for kraft. I motsetning til fysiske marked innebærer finansiell krafthandel oftest ingen fysisk leveranse, kun en finansiell transaksjon. Systemprisen på Nord Pool fungerer som en referansepris for de finansielle produktene, futures, forwards og opsjoner (Wangensteen, 2012). Kontrakter i de nordiske budområdene blir navngitt etter store byer i området, slik at for Danmark er budområdene Århus/DK1 og København/DK2. Sverige har de fire budområdene Luleå/SE1, Sundsvall/SE2, Stockholm/SE3, Malmö/SE4 og i Finland, Helsingfors/FI (Nasdaq OMX, 2023b).

2.6 Tidligere utredninger

Den svenske reguleringsmyndigheten gjennomførte i 2021 en utredning i henhold til kriteriene gitt av FCA. Utredningen tar utgangspunkt i NordREG metodeverket. Utredningen konkluderer med en stabil eller negativ tendens i markedets prissikringsmuligheter i Sverige de siste årene, men slår ikke fast om markedet er utilstrekkelig eller ikke (Energimarknadsinspektionen, 2021). Til tross for dette er reguleringsmyndigheten i Sverige i gang med å forbedre prissikringsmulighetene. Det er satt i gang et pilotprosjekt i Sverige hvor systemoperatøren Svenska kraftnät auksjonerer ut EPAD-kontrakter via en megler. Auksjonen fungerer slik at Svenska kraftnät kan kjøpe en kontrakt i et prisområde i Sverige og selge kontrakten i et annet område, og på denne måten stimulere til mer likviditet (definert i kapittel 3.1.4) i markedet (Kraftnät, 2023-02-03).

3 Teoretisk rammeverk

3.1 Finansiell teori

I dette kapitlet presenteres risiko som aktører i kraftmarkedet må forholde seg til og hvordan dette kan håndteres. For å kunne svare på problemstillingen om prissikringsmulighetene, er det også nødvendig å definere hva som regnes som tilstrekkelig korrelasjon og hva som avgjør om de finansielle produktene er effektive.

3.1.1 Risiko

Risikoaversjon er i hvilken grad investorer er villige til å investere. For en risikoavers aktør er det avgjørende at risikopremien er positiv. For en risikonøytral aktør er risikonivået irrelevant og aktøren vurderer bare en eventuell investering etter sannsynlig avkastning. Risikosøkende aktører er villige til å ta stor risiko til tross for lavere forventet avkastning (Bodie mfl., 2014).

Aktører som opererer i kraftmarkedet må forholde seg til tre typer risiko. Den første risikoen ligger i hva den fremtidige kraftprisen vil være. Den andre typen risiko kan kalles områderisiko og knyttes til usikkerheten for hvor ofte prisforskjeller vil oppstå i prisområder som følge av flaskehals i nettet (Spodniak mfl., 2014). Volumrisiko er den tredje, som er usikkerheten i hvor mye en produsent vil kunne produsere, hvor mye en leverandør får tilgang på å selge, eller volumet som blir etterspurt av forbrukere (Bjørndalen mfl., 2016).

3.1.2 Hedging

Hedging er aktivitet med formål om å redusere usikkerhet i fremtidige verdier (Alexander, 2008). Finansielle derivater er verktøy for å hedge, hvor risiko kan bli overført fra en aktør til en annen (Bodie mfl., 2014; Bjørndalen mfl., 2016). Hedging-aktiviteten må være et kompromiss mellom redusert usikkerhet og kostnadene ved å hedge, det er ikke et mål å redusere usikkerheten til null. I praksis er det heller ikke mulig å oppnå en perfekt hedge, selv med perfekt korrelasjon. Kostnaden av en hedge kan ofte være for dyr som følge av to årsaker, enten er risikoen svært høy i seg selv slik at det blir for dyrt å tilby en hedge, eller så kan markedet være ineffektivt, slik at det er vanskelig å finne en motpart til en realistisk pris. En generalisering i futures markedet er at hedgere er villige til å betale en risikopremie for å redusere usikkerhet, mens tradere er ute etter profitte ved en positiv risikopremie. Det koster penger å holde futures markeder i drift, derfor er det ikke tilsvarende mange futures markeder som fysiske markeder (Bjørndalen mfl., 2016). Proxy-hedging kan benyttes når det ikke eksisterer gode futures eller forwards for et produkt i spotmarkedet, da kan en korrelerende kontrakt kjøpes i stedet (Alexander, 2008).

3.1.3 Hypotese om effisiente markeder

Hypotesen om effisiente markeder er en utbredt teori utviklet av Eugene Fama i 1970. Hypotesen sier at i et effisient marked vil prisen alltid fullstendig reflektere all tilgjengelig informasjon (Fama, 1970). Prisen skal dermed kontinuerlig tilpasses markedssituasjonen og produktet blir aldri over- eller underpriset. Hypotesen kan deles inn i tre varianter, avhengig av hvilken informasjon som er tilgjengelig. I den svake formen av et effisient marked vil prisen kun reflektere historisk informasjon. I den semi-sterke formen reflekterer prisen i tillegg ny offentlig informasjon. For den sterke formen av hypotesen er all relevant informasjon reflektert i prisen, også privat informasjon om selskaper. Hypotesen forutsetter blant annet at et marked skal være likvid, samt stort nok. Dersom et marked er effisient, vil det ikke være mulig for enkeltaktører å utkonkurrere markedet ved å handle feilprisede kontrakter for ekstra avkastning (Bodie mfl., 2014).

3.1.4 Effektive kontrakter for prissikring

Kravene for prissikringsmuligheter som er gitt i FCA er todelt. Kravet om tilstrekkelig korrelasjon henviser ifølge Bjørndalen mfl. til at markedsaktørene skal kunne identifisere og benytte seg av kontrakter som er nyttige mot volatil kraftpris i deres prisområde (Bjørndalen mfl., 2016). Det andre kravet er at kontraktene som tilbys i det finansielle markedet skal være effektive (Commission Regulation (EU) 2016/1719, 2016). For å vurdere om kontraktene er effektive kan likviditet, transaksjonskostnader og størrelse på risikopremie måles (Bjørndalen mfl., 2016).

Sarr og Lybek beskriver en likvid vare ved at store mengder kan selges på kort tid uten at prisen påvirkes. Et likvid marked har flere kjennetegn: Transaksjonskostnadene og andre kostnader knyttet til handel er lave. Handel kan skje umiddelbart fordi det er hastighet i systemet på grunn av mange aktører. Et likvid marked har også dybde og bredde i form av at det er mange ordre, samt at ordrene er store og ikke har påvirkning på prisen. I tillegg er et likvid marked responsivt slik at nye ordre alltid vil komme til og rette opp eventuelle ujevnheter (Sarr & Lybek, 2002).

Transaksjonskostnader er et mål på kostnaden ved å handle en finansiell kontrakt, og er en viktig faktor å ta hensyn til ved prissikring fordi det vil ha konsekvenser for effekten av kontrakten. Transaksjonskostnader består ofte av eksplisitte kostnader som meglerprovisjoner og medlemsavgift, samt kjøp-salg spredning (differansen mellom høyeste kjøpspris og laveste salgspris) (Bjørndalen mfl., 2016).

Forutsetningene for at det finansielle markedet skal kunne dekke aktørenes prissikringsbehov kan oppsummeres i følgende punkter:

- Kontraktspris reflekterer all tilgjengelig informasjon
- Tilstrekkelig korrelasjon mellom områdepris og prissikringsproduktet
- Markedet er likvid

- Akseptabel transaksjonskostnad på kontrakter
- Akseptabel risikopremie på kontrakter

I tillegg til å definere hva som regnes som effektivt, er det viktig å belyse hvorfor det er viktig at det eksisterer et tilstrekkelig marked for prissikring i norske budområder. Gode muligheter for å prissikre er spesielt viktig i kraftmarkedet på grunn av de dårlige mulighetene til å lagre elektrisk effekt (Economic Consulting Associates, 2015). På grunn av økende uregulerbar kraft i kraftsystemet er det også grunn til å forvente sterkere volatile priser i fremtiden, som styrker behovet for et velfungerende finansielt marked. Dersom markedet er velfungerende, vil endret eller økende behov som følge av sterkere volatilitet føre til at nødvendige finansielle instrumenter inntre markedet (Spodniak mfl., 2014).

3.2 Aktørers behov for prissikring

I det finansielle markedet er det hovedsakelig produsenter, leverandører og store kraftkunder som har behov for å prissikre seg mot svingninger i kraftprisen. Generelt sett kan aktørenes behov anses som todelt, hvor tilstrekkelig korrelasjon vil redusere risiko til et akseptabelt nivå, og kostnadene av prissikringen er akseptable (Bjørndalen mfl., 2016).

3.2.1 Kraftprodusenter

Kraftprodusenter prissikrer i stor grad for å sikre fremtidige inntekter mot risiko ved volatile systempriser, samt risiko for begrensninger i nettet som gir volatilitet i områdepriser (Spodniak & Collan, 2018). Produsentene må også sikre seg mot begrensninger i nettet ettersom de mottar områdeprisen i sitt område når de selger kraft (Kristiansen, 2004). Produksjonssektoren er kapitalintensiv, prosjektperioden er ofte lang og inntektene blir spredt over mange tiår, derfor er det stor risiko knyttet til utbygging av kraftverk (Ofgem, 2015). Dette gjør det viktig for produsenter at det eksisterer gode muligheter for å prissikre fremtidige priser for å redusere usikkerhet ved nye investeringer eller oppgraderinger (Economic Consulting Associates, 2015).

For norske kraftprodusenter er også grunnrenteskatten en faktor som må tas hensyn til i prissikringstrategien. Eiere av kraftverk med installert effekt over 10 MVA skal skatte en grunnrenteskatt av produktet av produsert energi og spotpris. Den effektive grunnrenteskatten økte fra 37 % til 45 % i 2022 (Skatteetaten, udatert).

3.2.2 Kraftleverandører

Kraftleverandører er selskaper som kjøper og videreselger kraft til sluttbrukere (Wangenstein, 2012). Deres prissikringsbehov er knyttet til å redusere volatilitet i inntekter over tid (Spodniak mfl., 2014). Risiko for leverandører er i stor grad knyttet til hvor stor andel av kundene som har en fastpriskontrakt eller spotpris-kontrakt, som medfører både en volum- og prisrisiko (Nordic Energy

Regulators, 2020; Spodniak mfl., 2014). Spotpris-kontrakter derimot vil forflytte risiko knyttet til områdeprisen fra leverandøren over til kunden (Spodniak mfl., 2014). I tillegg står kraftleverandører ovenfor en risiko knyttet til volumet av kunder. Sluttbrukere har frihet til å velge kraftleverandør, og muligheten til å gjøre det ofte (Wangensteen, 2012).

3.2.3 Kraftkonsumenter

Store kraftkonsumenter kan ha behov for å prissikre seg dersom elektrisitet utgjør en stor andel av selskapets kostnader. I motsetning til produsenter og leverandør er ikke virksomheten til store forbrukere knyttet til forsyningskjeden for elektrisitet, hensikten med å prissikre er dermed å unngå store uventede kostnader (Bjørndalen mfl., 2016. Spodniak, 2017).

3.2.4 Tradere

Enkelte aktører benytter seg av kraftmarkedet som en trading plattform. Deres formål er å optimalisere eiendeler, spekulere på endringer i markedet, tilføye likviditet og delvis håndtere risiko (Ofgem, 2015). Tradere er ute etter lønnsomme kontrakter, og likviditet i markedet er derfor en viktig faktor for dem. Tradere har ikke et behov for å prissikre usikkerhet som aktører som er fysisk involvert i markedet (Spodniak & Collan, 2018).

3.3 Prissikringsinstrumenter

Aktørenes prissikringsstrategi involverer ofte en kombinasjon av flere instrumenter, hvor aktørene handler kontrakter basert på hvor risikoaverse de er og hvilke behov de har (Spodniak & Bertsch, 2017). De neste delkapitlene ser på standardiserte finansielle kontrakter som futures, forwards og LTR, samt handel som skjer utenfor den finansielle markedsplassen i form av bilaterale avtaler og kraftkjøpsavtaler.

3.3.1 Futures og forwards

For å sikre seg mot risiko i fremtidig kraftpriser er det mulig å handle futures eller forwards som er knyttet til systemprisen i det nordiske kraftmarkedet (Spodniak mfl., 2014). For futures skjer en daglig avregning, mens forward kontrakter avgjøres ved utløpet av kontraktperioden. En future eller forward kontrakt vil overføre risiko mellom parter hvor den risikotakende parten har mulighet for tap, mens motparten oppnår en større prissikkerhet (Kristiansen, 2004). Prissetting av kraft-futures og -forwards baseres på forventninger til pris, samt aktørenes preferanser rundt risiko (Spodniak mfl., 2014). For begge typer produkter benyttes systemprisen som en referansepris. Generelt sett vil prissikringsfordelene være større ved kontrakter med lengre tidshorisont. Kontrakter med kort tidshorisont har i utgangspunktet mindre verdi (Kristiansen, 2004).

En systempriskontrakt er en futures kontrakt som er aktuell for alle aktører i de 12 prissonene som er knyttet til systemprisen. Dette gir et godt utgangspunkt for likviditet (Nordic Energy

Regulators, 2020). Systempriskontrakter kan handles i et stort tidsspenn fra dagskontrakter til årskontrakter og defineres forkortet som SYS (Bjørndalen mfl., 2016).

3.3.2 Electricity Price Area Differentials (EPAD)

Electricity Price Area Differentials er et finansielt derivat som benyttes i det nordiske markedet for å håndtere områderisiko (Spodniak & Collan, 2018). Produktet fungerer som en future kontrakt basert på differansen i pris mellom et prisområde og systemprisen fra Nord Pool på timesbasis. EPAD-kontrakter er dermed et verktøy for å prissikre risiko i pris mellom et budområde og systemprisen, som betyr at det kreves informasjon om både fremtidige systempriser, samt om spesifikke forhold for de ulike prisområdene. En EPAD-kontrakt er ikke tilstrekkelig alene, for å oppnå fullstendig prissikring mot områderisiko er det nødvendig å handle både en EPAD- og en systempriskontrakt (Nordic Energy Regulators, 2020). Jan og Wimschulte definerer utbetalingen, $EPAD_{t,T}$ som kontraktsinnehaver av en EPAD-kontrakt vil få i leveringsperioden som,

$$EPAD_{t,T} = F_{t,T}^A - F_{t,T}^S, \quad (3.1)$$

hvor $F_{t,T}^A$ og $F_{t,T}^S$ er henholdsvis futures områdepris og systempris ved tidspunkt t med leveringstidspunkt T (Jan & Wimschulte, 2009). EPAD-kontraktene kan handles som DS Futures eller Futures, hvor førstnevnte har oppgjør i slutten av kontraktperioden, mens futures-kontraktene har kontinuerlig oppgjør (Nasdaq OMX, 2023b).

I prisområder dominert av vannkraft vil områdeprisen i et normal- eller våtår være lavere enn systemprisen, som resulterer i en negativ pris på EPAD-kontrakter (Kristiansen, 2004). EPADs kan handles som måneds-, kvartals- eller årskontrakter og ble først innført i år 2000, den gang referert til som *contracts for difference* (Spodniak mfl., 2014; Bjørndalen mfl., 2016). Det er også mulig å handle en EPAD-kombo. En kombinasjon av en EPAD-kontrakt i aktørens prisområde, samt en kontrakt i et tilgrensende område. Dette vil fungere som en prissikring mot prisdifferansen i de to budområdene (Spodniak mfl., 2016).

Risikoaverse aktører vil være villige til å betale en høyere pris for en EPAD-kontrakt enn hva forventningene til levert spotpris vil være (Kristiansen, 2004). Produsenter vil typisk holde korte posisjoner i EPAD-kontrakter, mens produsenter og store kraftforbrukere vil sikre seg mot potensielt høye priser, og holder derfor lange posisjoner (Jan & Wimschulte, 2009).

Aktører som handler EPAD- eller systempriskontrakter på Nasdaq trenger medlemskap på både børsen og klareringshuset, samt sikkerhetsstillelse (Thema Consulting Group, 2023). Aktøren må også ha nødvendig IT-infrastruktur og kompetanse innad for å handle. Samlet gir dette kostnader som kan være en hindring for aktører å delta i markedet (Economic Consulting Associates, 2015). I 2016 kom en regelendring fra EU som ikke tillater å benytte bankgarantier som sikkerhetsstillelse.

Størrelsen på sikkerhetsstillelsen vil variere med volatilitet i pris og likviditet i markedet (Thema Consulting Group, 2023). Stort krav til sikkerhetsstillelse kan være spesielt vanskelig for små bedrifter og kraftleverandører. Små bedrifter kan ha lite tilgjengelig kapital og for leverandører blir inntekter stort sett fakturert etter leveringsperioden (Economic Consulting Associates, 2015).

3.3.3 Bilateral handel og kraftkjøpsavtaler

De standardiserte finansielle avtalene nevnt ovenfor kan i tillegg handles utenfor Nasdaq bilateralt, dette betegnes som over-the-counter (OTC) handel. Bilaterale avtaler kan klareres på Nasdaq og informasjon om handelen blir dermed tilgjengelig. Den bilaterale handelen som ikke klareres over Nasdaq blir ikke kjent og det er derfor vanskelig å anslå hvor store volumer som blir handlet bilateralt uten klarering. Ulempen ved bilateral handel er at det ikke bidrar til likviditet på børsen (Thema Consulting Group, 2023). I likhet med andre finansielle produkter fungerer systemprisen på Nord Pool som en referansepris for bilateral handel (Wangensteen, 2012).

Kraftkjøpsavtaler (power purchase agreement/PPA) er en avtale mellom to parter om fysisk levering av kraft, som ikke er gjennomført over Nord Pool. Avtalen er oftest mellom en produsent av fornybar kraft og en stor forbruker (bedrift), og i Norge er de fleste avtalene basert på fastpris. Ifølge Næss-Schmidt m.f er antallet PPA kontrakter i Norge økende. Dette kan delvis forklares av økende behov fra datasenter, nye vind- og solkraft produsenter og et større søkelys på kraftopprinnelse med tanke på å fremstå miljøvennlig og krav til klimagassutslipp. Det er spesielt tre forhold som skiller en PPA fra de finansielle produktene som kan handles over Nasdaq. Avtalen kan spesialtilpasses iblant annet kontraktslengde og volum, det er større risiko dersom motparten ikke oppfyller sine krav og det er ingen regulatorisk hindring for å inngå en PPA avtale i Norge (Næss-Schmidt mfl., 2020).

3.3.4 Langsiktige transmisjonsrettigheter

Langsiktige transmisjonsrettigheter er et annet instrument for å håndtere risiko som følge av begrenset overføringskapasitet (Jan & Wimschulte, 2009). Transmisjonsrettigheter kan deles inn i finansielle (FTR) og fysiske (PTR). En fysisk transmisjonsrett gir kontraktinnehaver rett til å bruke en spesifikk overføringslinje til å overføre et bestemt volum kraft. Ved en finansiell transmisjonsrett får kontraktinnehaver betalt for flaskehalsen langs en linje mellom to soner (Creti & Fontini, 2019). FTRs skiller seg fra EPADs ved at kontrakten prissikrer den faktiske overføringskapasiteten mellom to budområder, mens EPADs prissikrer et budområde mot systemprisen. I tillegg skjer handel av FTR hovedsakelig gjennom systemoperatøren, mens EPAD-kontrakter handles over en handelsplattform eller off-orderbook (Spodniak mfl., 2016).

3.4 Konsekvenser av utilstrekkelige prissikringsmuligheter

Thema Consulting Group har sett på en rekke årsaker og konsekvenser som kan oppstå som følge av illikvide prissikringsinstrumenter. Strengere krav til sikkerhetsstillelse og større kostnader til sikkerhetsstillelsen kan føre til at mindre bilateral handel blir klarert og at handlede volumer over Nasdaq reduseres. Redusert likviditet og høyere volatilitet i EPAD-markedet kan føre til usikkerhet blant aktører og dermed mindre prissikringsaktivitet. Redusert korrelasjon mellom område- og systempris kan føre til at aktører velger andre prissikringsinstrumenter fremfor systempriskontrakter, for eksempel kraftkjøpsavtaler og EPAD-kontrakter. Det kan også føre til reduserte handelsvolumer. Lav likviditet og volatile spotpriser kan føre til mindre korrekt prising av EPAD-kontrakter, fordi det kan være vanskelig å predikere fremtidige spotpriser. Svekket likviditet og høyere volatilitet kan også føre til usikkerhet blant aktørene som dermed reduseres prissikringsaktiviteten. Volatile priser kan også redusere tilbudet av kraftkjøpsavtaler i markedet på grunn av høyere risiko for produsenter å gjøre avtaler utenfor eget prisområde (Thema Consulting Group, 2023).

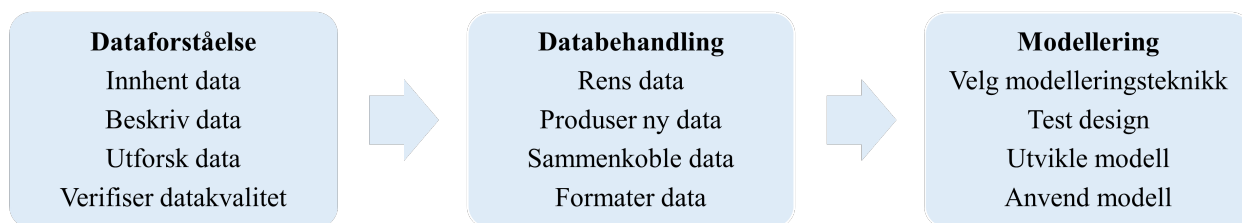
Politiske endringer rundt grunnrenteskatt og innføring av nye spotprisbaserte skatter kan skape usikkerhet for aktørene i markedet. Produsenter får et lavere prissikringsbehov via grunnrenteskatten, og usikkerhet kan gjøre at aktørene reduserer prissikret volum. Finansielle derivater skal verdsettes til å reflektere dagens markedssituasjon i regnskapet. Dette kan føre til regnskapsmessige tap når inngåtte kontrakter avviker fra levert spotpris, og aktører kan dermed velge bort finansielle derivater ved volatile priser (Thema Consulting Group, 2023).

Det er i samfunnets interesse at aktører i kraftmarkedet har tilstrekkelige prissikringsmuligheter fordi det kan blant annet føre til effektiv prisdannelse, som gir bedre beslutningsgrunnlag for investeringer, samt bedre mulighet for å investere i risikofylte prosjekter. Illikvide markeder kan gi større kostnader for aktører som i verste fall kan føre til konkurser og nedleggelse. Utilstrekkelige prissikringsmuligheter kan føre til usikkerhet hos forbrukere. Svake muligheter for å prissikre seg i markedet kan føre til at bedrifter søker til vertikal integrasjon, som kan svekke konkurransen i markedet. Tilbudet av fastprisavtaler i markedet kan bli dårlig dersom kraftleverandørene ikke klarer å håndtere risiko ved å tilby dette. Dette svekker muligheten for forbrukere til å sikre seg mot usikkerheten i fremtidige priser (Hentschel mfl., 2022).

4 Data

I dette kapittelet skal arbeidsprosessen min med å bearbeide og fremstille data presenteres. Jeg har benyttet deler av metodeverket CRISP-DM. CRISP-DM består av følgende seks steg som iterativt kan benyttes til dataanalyse: forretningsforståelse, dataforståelse, modellering, evaluering og aktivering av modell. Denne oppgaven tar i bruk stegene dataforståelse, dataforberedelse og modellering for å utforske og presentere relevante data.

I metodeverket er dataforståelse bygget opp av fire arbeidsprosesser. Den første prosessen er å innhente relevante data, deretter skal datasettene beskrives ut ifra format, størrelse, enheter og andre relevante egenskaper. Den tredje prosessen går ut på å verifisere datakvaliteten ved å avdekke eventuelle feil eller mangler. Det tredje steget i CRISP-DM tar for seg dataforberedelsen. Det går ut på å velge ut relevant data, filtrere data, produsere nødvendig ny data, sammenkoble datasett og til slutt formatere data. I modelleringssteget er det nødvendig å først velge ut modelleringsteknikker. Deretter må modellens validitet testes før den kan benyttes på prosjektets datasett. Resultatene fra modellen kan så anvendes (Chapman & m.f., 2000). De tre stegene er grafisk fremstilt i figur 4.1.



Figur 4.1: Tre av arbeidsstegene i CRISP-DM metodikken som benyttes til databehandling i oppgaven. Figuren er laget med inspirasjon fra (Chapman & m.f., 2000).

4.1 Dataforståelse

I arbeidet med dataforståelse er det viktig å identifisere relevante data, forstå innholdet i datagrunnlaget gjennom beskrivelser, bli kjent med sammenhenger og betydninger i datagrunnlaget, samt verifisere datakvaliteten (Chapman & m.f., 2000). For å kunne analysere det nordiske kraftmarkedet er det flere typer data som er nødvendig. Som nevnt er Nasdaq den største handelsplattformen for finansiell krafthandel i Norden. I denne oppgaven har jeg benyttet handelsdata fra Nasdaq, som jeg har mottatt via RME. Deler av handelsdataen jeg har benyttet ble hentet ut til RME 25.11.2020, i tillegg har jeg fått oppdatert handelsdata 11.03.2023. Den første handelsdataen består av åtte CSV-filer med størrelse mellom 0,1-150 MB. Den nye dataen består av filer på CSV-format med størrelsesorden 105 kB-108 MB. Data på handel er delt i tre kategorier med filnavn i parentes;

åpen interesse (oi/open-interest), siste handel (eoddata/end-of-day) og spesifikasjoner på handelsdata (trade data). Det er begrenset tilgang på fullstendig handelsdata fra Nasdaq, bortsett fra for reguleringsmyndigheter. Datagrunnlaget består av både on- og off-orderbook, samt systempriskontrakter og EPAD i både Futures og DS Futures. NO1 og NO4 har data for hele tidsforløpet. Handel i budområdene NO3, NO2 og NO5 ble tilgjengelig på et senere tidspunkt slik at disse data er fra henholdsvis 11.06.2019, 04.10.2021 og 22.11.2021. Handelsdata for de fire svenske budområdene samt Århus (DK1) er inkludert. Data for København (DK2) er ikke inkludert i datagrunnlaget og data fra Helsingfors (FI) benyttes ikke.

En utfordring har vært at det oppdaterte datagrunnlag fra 2023 ikke kom i samme mengde eller format som det opprinnelige fra 2020. Data på åpen interesse fra 2023 har data fra 01.01.2013, men radene er ufullstendige. Det er oppgitt kontraktstype med tilhørende dato, men det mangler sporadisk volumer for den åpne interessen helt frem til 20.03.2014. Et av datagrunnlagene fra 2020 består av leveringstidspunkt gitt som start og slutt, samt handelsperiode med start og slutt, gitt etter kontraktsspesifikasjon. I ny data fra 2023 er det ikke oppgitt handelsperiode, og leveringsperiode ligger i en annen datafil. Dermed var det nødvendig å hente inn oppdatert handelsperiode direkte fra Nasdaq hvor filen ligger tilgjengelig (Nasdaq OMX, 2023a). En annen ulikhet mellom gammel og oppdatert data var kontraktsspesifikasjoner. Fra 2020 var alle kontrakter kategorisert etter budområde, tidshorisont, produkttype og referanseområde. I oppdatert data fra 2023 bestod CSV-filen av en liste med kontraktsspesifikasjoner, uten kategorisering. I datagrunnlaget fra 2023 er det ikke definert siste handel, eller spesifikasjon om handelen er on- eller off-orderbook, slik at det ikke er mulig å beregne volumer på hver av disse.

For å undersøke transaksjonskostnader er det nødvendig med data på beste-kjøp og beste-salg. Datafilene på dette er i seg selv ikke mangelfulle, men mengden data er ikke fullstendig med tanke på å integrere prisene mot alle handlede volumer. En fellesnevner ved handelsdatagrunnlaget er at kontraktsspesifikasjonen er identisk. Dette gjør det mulig å integrere data på tvers av filer. Tidsformatet i de ulike filene er derimot ulikt så ved integrering er det viktig å konvertere alle rader til et likt tids- og datoformat.

Det er nødvendig med spotprisdata for å kunne analysere priskorrelasjoner. Spotprisdataen ble gitt av RME, og stammer fra SysPower, en uavhengig leverandør av energimarkedsdata. Spotprisdataen strekker seg fra 01.01.2011 frem til 31.01.2023, er på timesbasis og i CSV-format. Datasettet inneholder systemprisen, samt spotpris i alle prisområdene i Norge, Danmark og Sverige, samt prisen i Tyskland (DE), Nederland (NE) og Storbritannia (UK), gitt i EUR/MWh. Fysisk forbruk etter prisområde er relevant for å analysere handel som en andel av fysisk forbruk. I likhet med spotprisdatagrunnlaget er forbruksdata per prisområde gitt fra RME, og stammer fra SysPower. Forbruksdata er gitt i en CSV fil og strekker seg fra 01.01.2011 til 31.01.2023 og har verdier på timesbasis. Fysisk forbruk kommer i GWh, og er gitt for alle prissoner i Norge, Danmark, Sverige,

samt det samlede nordiske forbruket. Et utdrag av alt datagrunnlaget er gitt i vedlegg A.2.

4.2 Databehandling

Hensikten med prosessstrinnet databehandling er å klargjøre datagrunnlaget for anvendelse og analyse. Dette skjer via rensing, produksjon av eventuell manglende data, integrering og formatering. Databehandlingen er også et viktig steg mot å bryte det store rådatagrunnlaget ned til å være tolkbart og anvendelig (Chapman & m.f., 2000). Handelsdatagrunnlaget fra Nasdaq er omfattende og inneholder informasjon utover hva som er nødvendig. Derfor var det viktig å identifisere hvilke data som er nødvendig for oppgavens analyse. I tillegg er datagrunnlaget av en slik størrelse at det er behov for behandling for at det skal være tolkbart. Et viktig tiltak som jeg har gjort i datagrunnlaget var å rense alle rader med kontraktspesifikasjon for en tom mengde. Uten rensingen ville det skapt problemer ved integrering av data når celler ikke fremstår som identiske, selv om de er det. En viktig dataintegrering ble gjort for kontraktspesifikasjonene. Som nevnt var kontraktene i gammel data kategorisert, mens de nye kontraktene kom i en liste uten kategorisering. Dermed måtte de nye kontraktene integreres i den gamle kategorisering. For eksempel kunne kontrakten *SYOSLYR-22* sjekkes mot kategoriseringen *SYOSLYR* og tilføres dersom den ikke eksisterte i listen tilhørende kategorien. Det største databehandlingssteget bestod i å utvikle siste handelsdata (eoddata). I det oppdaterte datagrunnlaget ble handelsvolumer oppgitt med flere tidspunkt over en dag, derfor måtte det velges ut nettopp siste handel for en dag. Dette er handelen som gir kontraktspris.

4.3 Fremstilling av data

I prosessen med modellering skal det utvikles en anvendelig modell ved å velge en hensiktsmessig modelleringsteknikk, deretter utvikle en test-modell, før en virkelig modell kan bygges og anvendes (Chapman & m.f., 2000). I denne oppgaven benyttes et skript RME har utviklet for å fremstille data fra Nasdaq, etter NordREG metodeverket for analyse av det finansielle kraftmarkedet i Norden. Skriptet er ikke offentlig tilgjengelig. Jeg har mottatt det direkte fra RME, og det er bygget opp med utgangspunkt i datagrunnlaget gitt fra Nasdaq i 2020. For å sikre korrekt fremstilling av data er det nødvendig å undersøke programvarens kvalitet. Kvaliteten kan vurderes gjennom ti faktorer, korrekthet, effektivitet, fleksibilitet, integritet, integrerbarhet, vedlikeholdbarhet, mobilitet, gjenbrukbarhet, mulighet for testing og brukervennlighet (Kowalski & Smidts, 2009). Skriptet kan kategoriseres som korrekt, da det ikke har blitt avdekket feil i koden underveis i arbeidet. Programvaren kunne derimot vært mer effektiv. En annen filtype enn CSV ville gjort innlasting av filer raskere, for eksempel Feather. Det hadde også vært nyttig med en raskere metode for å fremstille data fra flere prisområder. Med hensyn til fleksibilitet kommer skriptet dårlig ut. Det er blant annet avgjørende at formatet på data som leses inn er identisk med opprinnelig data. Skriptet har en viss grad av gjenbrukbarhet, innlesing av data og filtrering kan benyttes ved eventuelle

egendefinerte funksjoner. Skriptet har få testfunksjoner, men det er mulighet for å utvikle dette. Med tanke på det siste kvalitetstegnet, brukervennlighet, har programvaren forbedringspotensial. I skriptet er det delvis forklart oppbygningen av funksjoner og instruksjoner om hvordan de skal benyttes. Likevel kan det oppstå utfordringer ved bruk, når forklaringene er ufullstendige.

I modellutviklingen er det viktig å ta hensyn til at den visuelle fremstillingen av data er enkel å forstå. Visualiseringen skal ideelt sett følge tre prinsipper: Pålitelighet, relevans og estetikk. For å sikre påliteligheten til det oppdaterte datasettet og databehandlingen som har blitt gjennomført, har resultatene som gjelder før 2020 blitt sammenlignet mot datasettet fra 2020. Påliteligheten til datasettet i seg selv regnes som god ettersom dette kommer direkte fra Nasdaq. Med hensyn til at visualiseringen skal være relevant, har en utfordring vært at det ikke er klare retningslinjer for hvordan parameterne gitt i FCA skal fremstilles eller tolkes. God estetikk er viktig for blant annet å tiltrekke leserens oppmerksomhet, samtidig som informasjonen skal være tydelig (Kirk, 2016). Dette har også vært en utfordring da det er en rekke resultater med mye informasjon som skal presenteres.

5 Metode

I dette kapittelet presenterer jeg hvilke metodiske verktøy som benyttes for å analysere det nordiske kraftmarkedet. FCA stiller krav til minimum fire kvantitative parametere som skal utredes av reguleringsmyndighetene. Disse er handelshorisont, kjøp-salg spredning, handlede volumer som andel av fysisk forbruk og åpen interesse som andel av fysisk forbruk (Commission Regulation (EU) 2016/1719, 2016). I tillegg har de nordiske reguleringsmyndighetenes samarbeidsorganisasjon, NordREG utarbeidet et metodeverk for sine medlemmer som kan anvendes i evaluering av prissikringsmulighetene i det finansielle kraftmarkedet. Metodeverket består av de nevnte parameterne gitt i FCA, i tillegg foreslås det å utrede åpen interesse, handlede volumer og ex-post risikopremie (Nordic Energy Regulators, 2020). Samlet utgjør disse parameterne metodeverket i denne rapporten.

FCA stiller også krav til at reguleringsmyndighetene skal forhøre seg med markedsaktørene om deres behov for prissikring i respektive budområder. Dette kvalitative arbeidet blir ikke gjort i denne oppgaven (Commission Regulation (EU) 2016/1719, 2016). RME gjennomførte nylig denne analysen via Thema Consulting, rapporten ble publisert i januar 2023. Datagrunnlaget i denne oppgaven består av handelsdata gitt av Nasdaq, og metoden inkluderer ikke data på ikke klarerte bilaterale avtaler eller kraftkjøpsavtaler.

5.1 Handelshorisont

I henhold til FCA skal alle kontrakter som kan handles via en handelsplattform fremstilles med tilhørende handelshorisont. Handelshorisonten er ikke en metode, men en beskrivelse som indikerer hvilke prissikringsmuligheter som eksisterer for aktørene i kraftmarkedet (Nordic Energy Regulators, 2020).

5.2 Åpen interesse

Åpen interesse er et dynamisk, deskriptivt mål på likviditet i et marked. Den åpne interessen refererer til volumet av alle åpne kontrakter som ikke har blitt inngått enda, og dermed all kapital som kan gå inn i markedet (Economic Consulting Associates, 2015). En aktør som er ute etter å prissikre sin posisjon i kraftmarkedet vil beholde kontrakter gjennom leveringsperioden. En trader derimot vil videreselge kontrakter før levering, forhåpentligvis til en høyere pris. Dermed kan differansen mellom åpen interesse og handlede volumer være en indikator på hvor stor del av markedet som benyttes til hedging eller trading (Bjørndalen mfl., 2016). Det er ingen universell terskelverdi for hva som er en akseptabel åpen interesse i et marked (Economic Consulting Associates, 2015). Datasettet som brukes for å beregne åpen interesse kommer fra oi data, samt kontraktkategorier.

For systempriskontrakter eksisterer det åpen interesse for ukeskontrakter, men de er ikke inkludert her.

5.3 Åpen interesse som andel av fysisk forbruk

Åpen interesse som en andel av fysisk forbruk av elektrisk kraft, er et av kriteriene gitt i FCA. Parameteren er et relativt mål på likviditet. Verken i FCA, i utredningen til NordREG metoden eller i NordREG metodeverket er det gitt en spesifisering på hvilken måte data burde fremstilles. Thema Consulting Group har gitt forholdet ved åpen interesse i forkant av leveringsperioden over et totalt forbruk i kontraktens leveringsperiode (Thema Consulting Group, 2021a). Den svenske reguleringsmyndigheten har benyttet åpen interesse ved siste handelsdag, mens i utredningen for den danske reguleringsmyndigheten har det blitt benyttet volum på åpen interesse en av de tre siste handelsdagene (Energimarknadsinspektionen, 2021; Houmøller, 2017). Åpen interesse for årskontrakter stuper typisk en av de siste handelsdagene og volumet flyttes over i kvartals- og månedskontrakter. Derfor vil det gi et mer presist resultat av åpen interesse å inkludere flere av de siste handelsdagene (Bjørndalen mfl., 2016). I denne analysen benyttes dermed åpen interesse innenfor de siste to handelsdagene som en andel av det totale forbruket innenfor kontraktens leveringsperiode. Forholdet mellom åpen interesse og fysisk forbruk, OI/V kan uttrykkes ved

$$\frac{OI}{V} = \frac{OI_t}{\sum_{h=T_1}^{T_2} V} \cdot 100\%, \quad (5.1)$$

hvor OI_t er åpen interesse siste to handelsdager og $\sum_{h=T_1}^{T_2} V$ er fysisk forbruk i leveringsperioden til kontrakten.

Det er ikke definert en terskelverdi som avgjør hvilken åpen interesse som andel av fysisk forbruk som regnes som likvid eller illikvid (Nordic Energy Regulators, 2020).

5.4 Handlede volumer

Handlede volumer er et deskriptivt mål på likviditet. Volumene gir en indikasjon på bredden i markedet, hvor kontrakter med høyt volum enkelt kan kjøpes og selges, mens for kontrakter med lavt handelsvolum kan det være vanskelig å finne en motpart til et kjøp eller salg. Handlede volumer skal fremstilles ut fra tidshorisont og budområde over en lengre tidsperiode (Nordic Energy Regulators, 2020). Endringer i mengden handlede volumer kan være indikasjon på endring i markedsaktiviteten for EPADs (Spodniak mfl., 2015). Datagrunnlaget som benyttes for handlede volumer er siste handelsdata (eoddata). På grunn av få observasjoner illustreres volum for de norske budområdene som en total over et år.

5.5 Handlede volumer som andel av fysisk forbruk (churn rate)

Handlede volumer som andel av fysisk forbruk over en gitt periode, referert til som churn rate er det tredje kriteriet som må utredes i henhold til FCA. Churn rate er et mål på hvor mange ganger en megawatttime handles før den forbrukes (Nordic Energy Regulators, 2020). Raten til en gitt kontrakt, CR_i er et mål på likviditet og kan uttrykkes ved

$$CR_i = \sum \frac{Q_i}{V_i}, \quad (5.2)$$

hvor Q er totalt handlet volum, V er totalt forbruk og i er kraftderivaten (Bjørndalen mfl., 2016). For å beregne raten benyttes aggregert handelsvolumer og totalt fysisk forbruk over kontraktens leveringsperiode. I prisområdene benyttes handelsvolumer for EPAD og fysisk forbruk innenfor prisområdet. For systempriskontrakter benyttes fysisk forbruk i alle de nordiske landene over leveringsperioden. En av utfordringene ved å anvende churn rate er at handlede volumer i et prisområde vil bestå av både EPADs og systempriskontrakter, men det er ikke mulig å fordele volumet av systempriskontrakter på prisområder for å få et korrekt forhold mot fysisk forbruk. I NordREG metodeverket anbefales det derfor at systempriskontrakter betraktes i forhold til det totale forbruket i de nordiske landene, og at for churn rate i prisområder er det mest relevant å vurdere utvikling over lenger tid (Nordic Energy Regulators, 2020).

En høy churn rate kan være en indikasjon på at det er enkelt for aktører i markedet å handle, og at de opererer med å gjenhandle kontrakter før levering (Ofgem, 2015). Et likvid marked vil tiltrekke seg mer likviditet og med det øke churn raten. I tillegg kan en høy churn rate ofte innebære at markedet har stor variasjon i deltakere og er lite sårbart for markedsmanipulasjon (Heather, 2015). Ifølge Bjørndalen mfl. kan churn rate fungere som et mål på viktigheten av en trade. Derimot er det ikke et godt mål på hvor signifikant en prissikring er, og anbefales derfor ikke som en nyttig parameter (Bjørndalen mfl., 2016).

Det er ikke gitt en terskelverdi for hvilken churn rate som ansees som likvid eller illikvid. Etersom churn rate innad i prisområder ikke gir et korrekt bilde på det totale handlede volumet er det vanskelig å sammenligne likviditet med andre markeder. ACER skriver i 2014 at enkelte markedsaktører anser en churn rate på 3 som et minimum for et likvid marked, mens de mest likvide markedene i Europa kan ha en gjennomsnittlig rate på 8,5 (ACER, 2014). Heather skriver at et marked for handelsvarer generelt kan sees på som modent når churn raten er mer enn 10 (Heather, 2012). Han betegner også en churn rate på 1,77 til å være svært lav, og 0,9 til å være neglisjerbar (Heather, 2015). Det kan i tillegg være utfordrende å sammenligne churn rates fordi det ikke eksisterer én bestemt metode for å beregne parameteren (Economic Consulting Associates, 2015).

5.6 Kjøp-salg spredning

Kjøp-salg spredning er et krav for reguleringsmyndigheten å utrede i henhold til FCA, og er et mål på transaksjonskostnaden av en prissikring (Nordic Energy Regulators, 2020). Spredningen representerer kostnaden aktører må ta for å handle i futures-markedet. Kjøp-salg spredning gir differansen mellom den høyeste kjøpsprisen og den laveste salgsprisen som blir bydd inn av aktører i markedet. Et marked er oftest mer likvid og mer effektivt, dess lavere kjøp-salg spredningen er. Ulempen for markedsaktører ved en høyt kjøp-salg spredning er at dette kan medføre høye kostnader i søket etter kontraktinngåelser (Bjørndalen mfl., 2016). Høye transaksjonskostnader kan også medføre at færre aktører handler, som kan svekke bredden og responsiviteten i markedet (Sarr & Lybek, 2002).

Den gjennomsnittlige kjøp-salg spredningen, $\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{Spredning}$ kan uttrykkes som

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{Spredning} = \frac{\sum \text{beste kjøp} - \text{beste salg}}{n}, \quad (5.3)$$

hvor n er antall dager i datautvalget (Spodniak mfl., 2015).

For å beregne kjøp-salg spredningen benyttes data på best-salg og beste-kjøp. På grunn av få observasjoner samles spredningene i gjennomsnitt fordelt på kontraktstyper over ett år, for å identifisere trender. Det eksisterer ikke en kjent grense for hva som regnes som en maksimal spredning i kraftmarkedet (Bjørndalen mfl., 2016). Konsekvensen av spredningen er at det vil være lettere for aktører å gå inn og ut av markedet dersom spredning er lav, fordi det vil være enklere å finne en motpart til en kontrakt (Economic Consulting Associates, 2015).

5.7 Ex-post risikopremie

Ex-post risikopremie er differansen mellom futures kontraktprisen og den faktiske prisen i leveringsperioden til kontrakten (Nordic Energy Regulators, 2020). Risikopremie er et mål på likviditet som forteller i hvilken grad prising av derivater er korrekte (Bjørndalen mfl., 2016). Risikopremien er også et mål på hvor stort tillegg i pris aktører er villige til å motta eller betale for å redusere risiko for volatile spotpriser (Jan & Wimschulte, 2009). Spodniak viste i 2017 at fyllingsgraden i vannmagasiner har betydning for størrelsen på risiko premien (Spodniak, 2017). Risikopremien for en EPAD kontrakt, π_t^{EPAD} kan uttrykkes som

$$\pi_t^{EPAD} = EPAD_{t,T} - \frac{1}{T_2 - T_1} \sum_{h=T_1}^{T_2} (P_h^{Area} - S_h^{System}), \quad (5.4)$$

hvor $EPAD_{t,T}$ er EPAD kontraktsprisen ved tidspunkt t med leveringstidspunkt mellom T_1 og T_2 , P_h^{Area} er gjennomsnittlig levert spotpris i et gitt område og S_h^{System} er systemprisen og h refererer

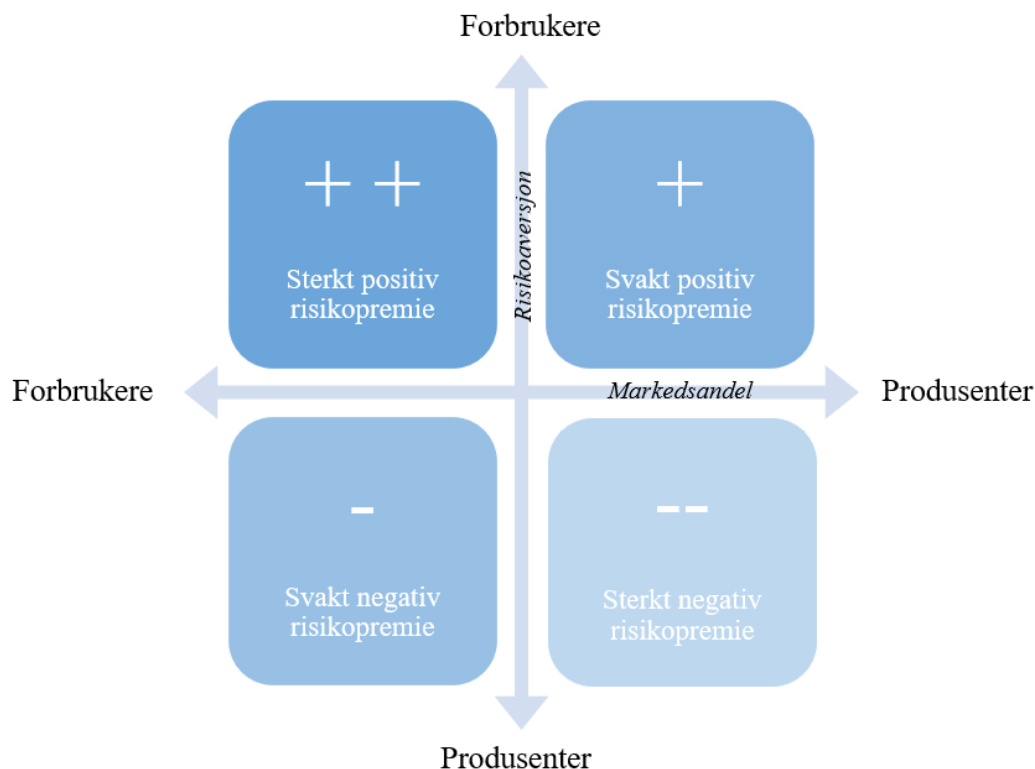
til tidspunktet (Spodniak & Collan, 2018). Futures kontraktsprisen vil endre seg gjennom handelsperioden, derfor benyttes den siste handlede prisen, den vil i høyest grad reflektere forventet fremtidig pris (Nordic Energy Regulators, 2020). I tillegg til risikopremien beregnes standardavvik som beskriver det vanlige avviket fra gjennomsnittet (Løvås, 2018). For års- og kvartalskontrakter beregnes standardavviket med utgangspunkt i en risikopremie på timesnivå gjennom kontraktperiodene. For månedskontraktene beregnes standardavviket fra tolv observasjoner som tilsvarer en gjennomsnittlig risikopremie per måned.

For å vurdere om risikopremien er statistisk avvikende fra null benyttes en t-test der t-verdien kan finnes ved

$$T = \frac{\bar{X} - \mu_0}{S/\sqrt{n}}, \quad (5.5)$$

hvor \bar{X} er gjennomsnittet av målingene, μ_0 er forventningsverdien, S er en punktestimator for standardavviket og n er antall målinger. Testen forutsetter normalfordelte målinger, med mindre antall målinger er over 30. Det benyttes et signifikansnivå på 5 % slik at en p-verdi større enn 0,05 forkaster hypotesen om at risikopremien er avvikende fra null (Løvås, 2018).

Spodniak utviklet et verktøy for å forklare størrelse og retning på risikopremier via markedsandel og risikoaversjon, som kan betegnes som en risikomatrix. Figur 5.1 er laget med inspirasjon fra Spodniak, 2017 og viser forholdet mellom risikoaverse produsenter eller forbrukere og deres markedsandel.



Figur 5.1: Forklaringsvariablene risikoaversjon og markedsandel på størrelse og retning på risikopremie. Laget med inspirasjon fra (Spodniak, 2017, s.52).

5.8 Korrelasjonsanalyse

Korrelasjonsanalyse er et krav i FCA som skal avdekke om det eksisterer kontrakter som kan benyttes som prissikring i et budområde. Korrelasjonen vil avdekke om to serier med spotpriser beveger seg i samme retning (Løvås, 2018). Perfekt korrelasjon i pris mellom to prisområder gir ikke nødvendigvis en perfekt proxy-prissikring, likviditeten er også avgjørende. I korrelasjonsanalysen benyttes en gjennomsnittlig månedspris fordi handelen av EPAD-kontrakter er på måneds-, kvartals- eller årsbasis. Bjørndalen mfl. anbefaler å utføre korrelasjonsanalysen over en periode på 48 måneder. Dette skal gjøre at analysen inkluderer tilstrekkelig med data, men samtidig ikke utdatert data. I likhet med de andre parameterne for å vurdere prissikringsmulighetene er det ikke en vedtatt grense for hva som regnes som en tilstrekkelig prissikring, men dette er heller ikke anbefalt (Bjørndalen mfl., 2016).

6 Resultater

Dette kapitlet presenterer oppgavens resultater utført etter metodeverket i forrige kapittel. Delkapitlene er basert på parameterne gitt i metoden.

Resultater for de svenske budområdene (SE1, SE2, SE3 og SE4) og for Århus (DK1) er gitt i vedlegg A.5. Resultatene brukes i sammenligning mot de norske budområdene i diskusjonen i neste kapittel.

6.1 Handelshorizont

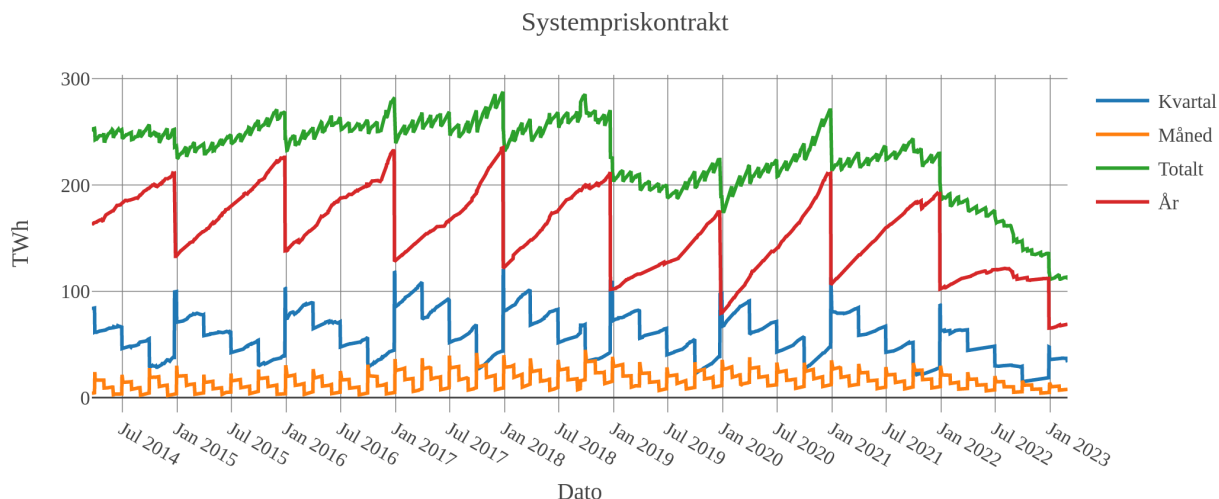
Handelshorizonten for EPAD-kontrakter i Norge og systempriskontrakter oppført hos Nasdaq er gitt i tabell 6.1.

Tabell 6.1: Handelsperiode for systempriskontrakter og EPAD-kontrakter i Norge, fordelt på kontraktstype (Nasdaq OMX, 2023b).

	Månedskontrakt	Kvartalskontrakt	Årskontrakt
SYS	6 måneder	2 år	10 år
EPAD	2 måneder	9 måneder	3 år

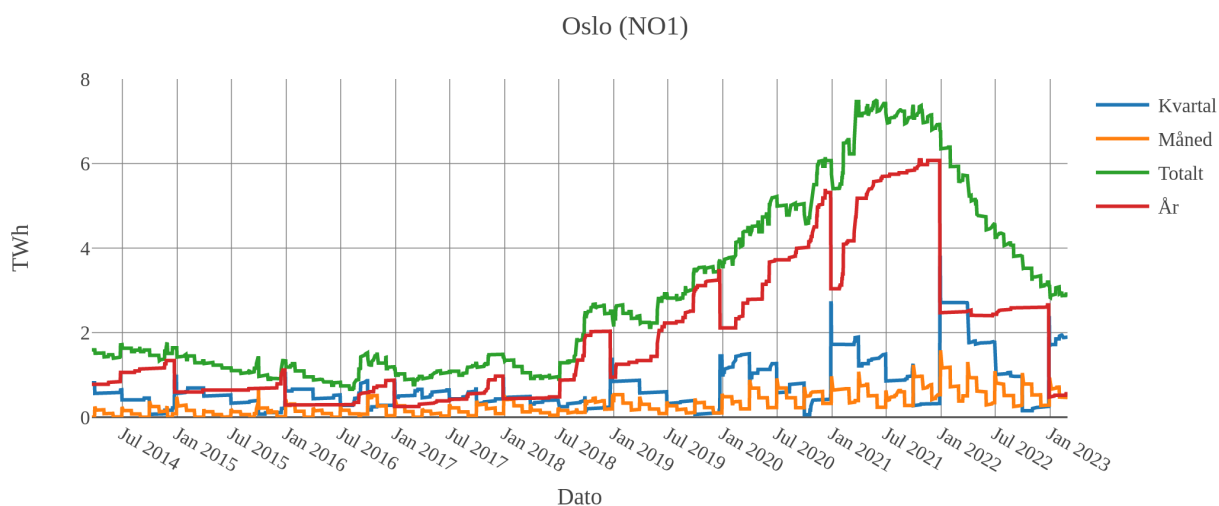
6.2 Åpen interesse

Figur 6.1 illustrerer åpen interesse i volum for systempriskontrakter i tidsperioden 20.03.2014-28.02.2023. Alle kontraktstypene følger en syklus gjennom et år hvor den åpne interessen meldt inn er økende eller fallende. Fra januar 2019 faller den totale åpne interessen mer markant enn tidligere år. Gjennom 2020 er det en sterk økning i åpen interesse for årskontrakter som gjør at totalen er tilnærmet tidligere nivåer for systempriskontrakter i utgangen av 2020. Fra januar 2021 avviker volumet fra det tidligere mønsteret ved at det totale volumet er fallende gjennom hele 2022, i stor grad på grunn av fallende interesse for årskontrakter. Volumet for den åpne interessen startet på laveste nivå i 2023, sammenlignet med tidligere år i datasettet. I 2015 var det totale volumet 151 681 TWh for systempriskontrakter. I 2022 var det samme volumet 101 056 TWh, noe som utgjør en reduksjon på 33,4 % over syv år.



Figur 6.1: Åpen interesse for systempriskontrakter fra 20.03.2014 til og med 28.02.2023, gitt i TWh (Nasdaq, 2023).

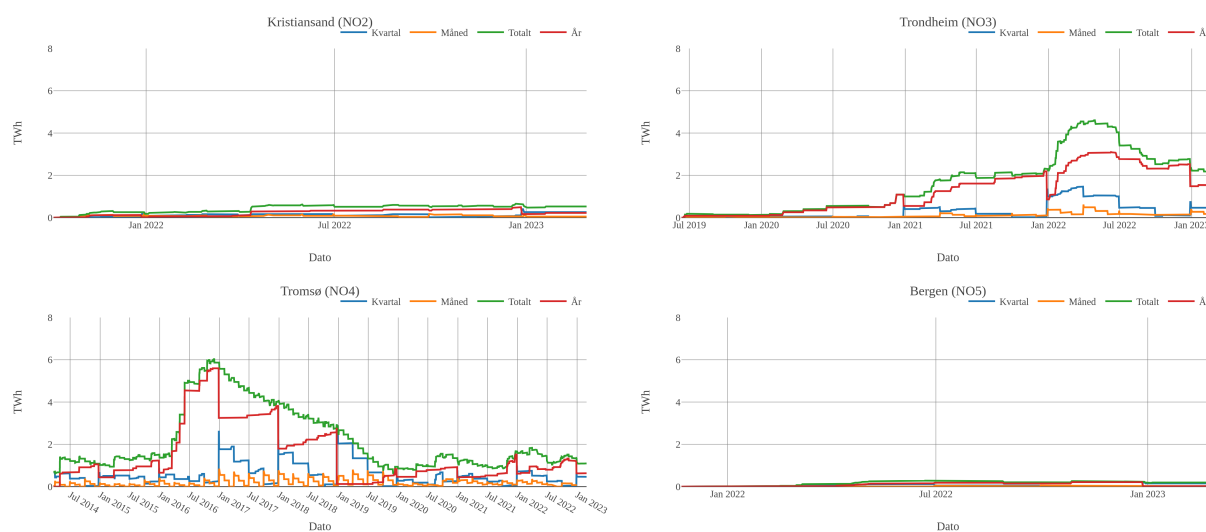
Åpen interesse for Oslo (NO1) er illustrert i figur 6.2. Det totale volumet stiger gradvis fra juli 2018 frem til juli 2021. Det er årskontrakter som har den største økningen, mens kvartals- og månedskontrakter har en liten økning. Fra juli 2021 faller det totale volumet. Over hele tidsserien er det tydelige sesongvariasjoner. Volumet for årskontrakter øker gjennom et år frem til nyttår, hvor det deretter er et vertikalt fall, før neste årskontrakt handles. For 2022 er det et avvik fra dette mønsteret for årskontraktene. Det er ikke en tydelig stigning frem mot slutten av året, men et jevnt volum gjennom året. Månedskontraktene følger i stor grad det samme mønsteret som tidligere år, også i 2022.



Figur 6.2: Åpen interesse for NO1 fra 20.03.2014 til og med 28.02.2023 gitt i TWh (Nasdaq, 2023).

Åpen interesse for NO2/KRI, NO3/TRH, NO4/TRO og NO5/BER er samlet i figur 6.3. Volumet er fremstilt med lik y-akse for å sammenligne volum på tvers av prisområdene. Volumet i NO2 og

NO5 er illustrert i vedlegg A.1 og A.2, uten låst y-akse.

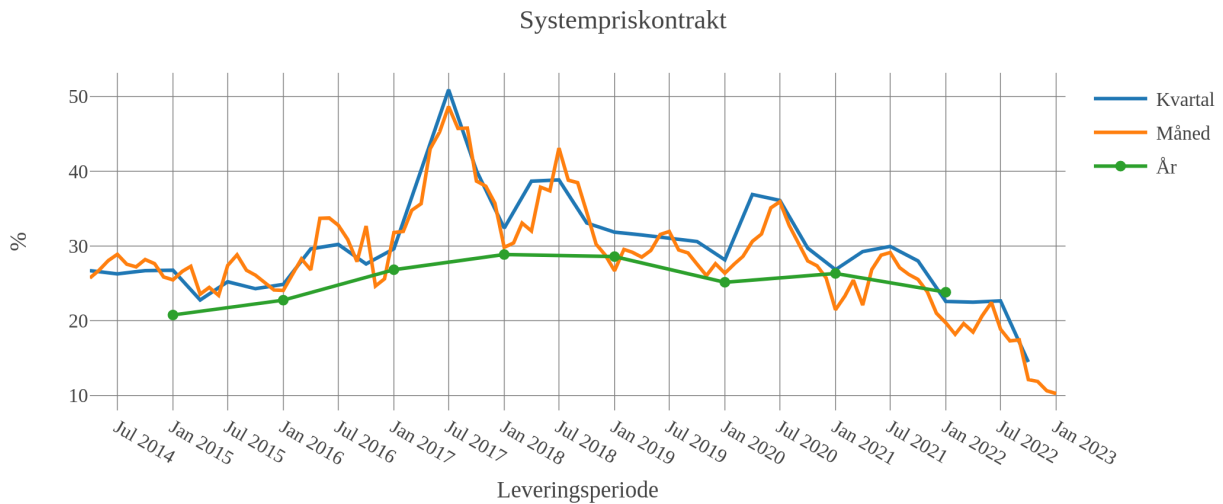


Figur 6.3: Åpen interesse i NO₂, NO₃, NO₄ og NO₅ gitt i TWh og med låst y-akse (Nasdaq, 2023).

NO₂ og NO₅ har lite volum sammenlignet med de andre norske budområdene. Datagrunnlaget er også begrenset ettersom EPAD-kontrakter ble innført i disse budområdene i 2021. For NO₃ var det et lavt volum det første halvannet året etter innføring av EPADs. Fra januar 2021 fikk budområdet en delvis jevn stigning i åpen interesse. Det er for tidlig å anslå årlige trender i den åpne interessen for de ulike kontrakstypene for NO₂, NO₃ og NO₅. Den åpne interessen i NO₄ har ligget på et relativt stabilt nivå siden juli 2019. Fra januar 2016 fikk volumet et oppsving som varte tre år, men er nå tilbake på et totalt volum sammenlignet med årene før 2016. Det var spesielt årskontraktene som økte i volum i denne perioden. For NO₂ og NO₅ var det ingen åpen interesse for DS Futures i dataperioden, uavhengig av kontraktslengde. Det var ingen åpen interesse for ukekontrakter i noen av de norske budområdene gjennom datagrunnlagsperioden.

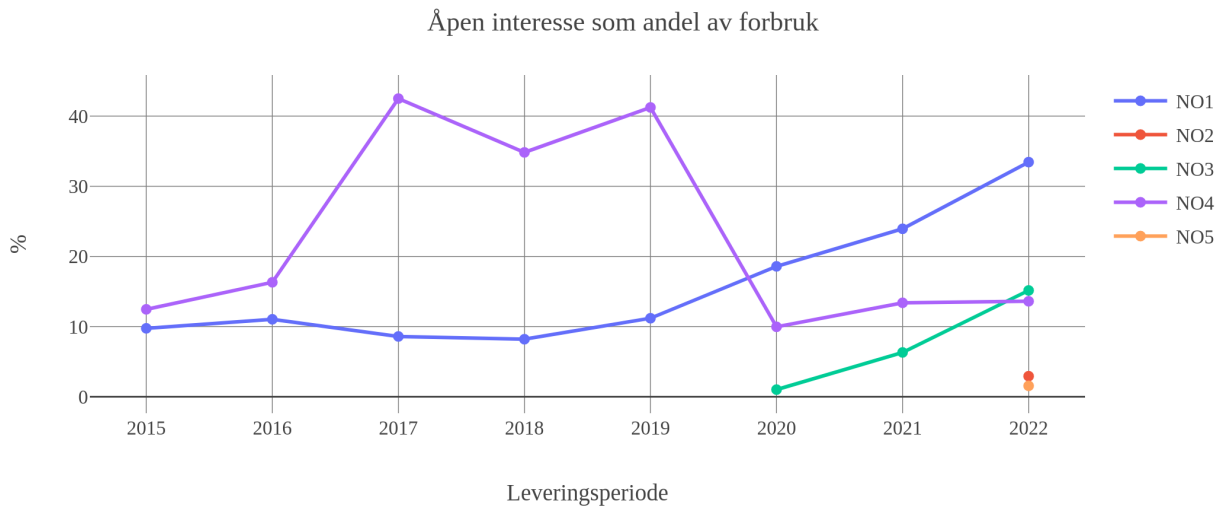
6.3 Åpen interesse som andel av fysisk forbruk

Åpen interesse som andel av fysisk forbruk for systempriskontrakter er gitt i figur 6.4. Andelen er gitt i % og fordelt på kontrakstyper. Andelen har vært fallende for alle kontrakstyper siden 2017.



Figur 6.4: Åpen interesse som andel av fysisk forbruk for systempriskontrakter. Forbruket er basert på samlet forbruk i de nordiske landene. Andelen er gitt i % (Nasdaq, 2023).

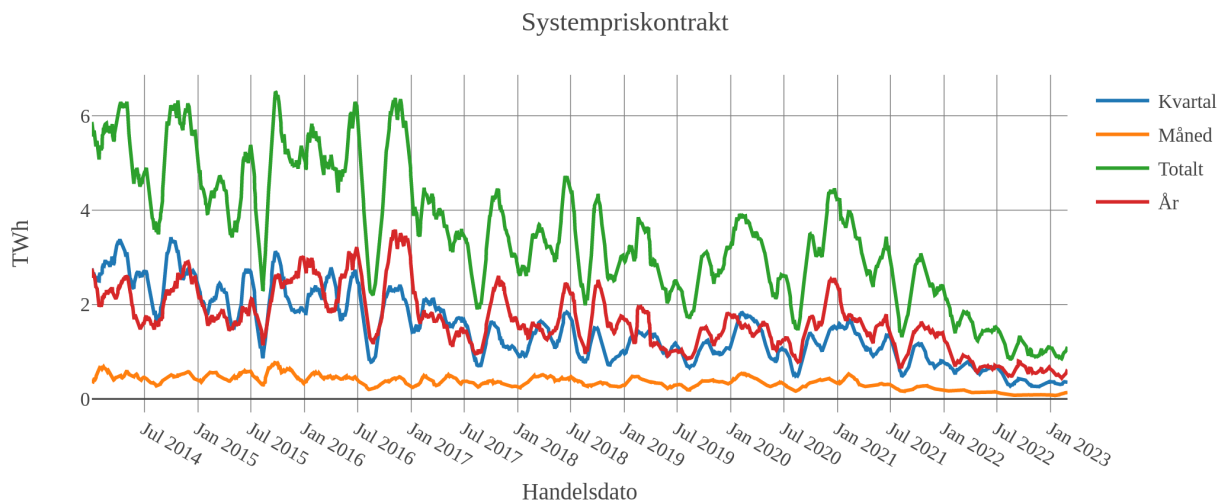
Total åpen interesse som en andel av fysisk forbruk etter budområde er illustrert i figur 6.5. For NO2 og NO5 er det kun ett punkt på grunn av at det kun er fullstendig data for 2022. NO1 har en liten positiv utvikling med en gradvis økning fra 2015 frem til og med 2022. For NO4 er det vanskelig å identifisere en trend. Budområdet hadde en sterk stigning fra 2015-2019, men har deretter falt tilbake på et nivå tilsvarende som i 2015.



Figur 6.5: Total åpen interesse som andel av fysisk forbruk i alle norske budområder, fordelt på år og gitt i % (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).

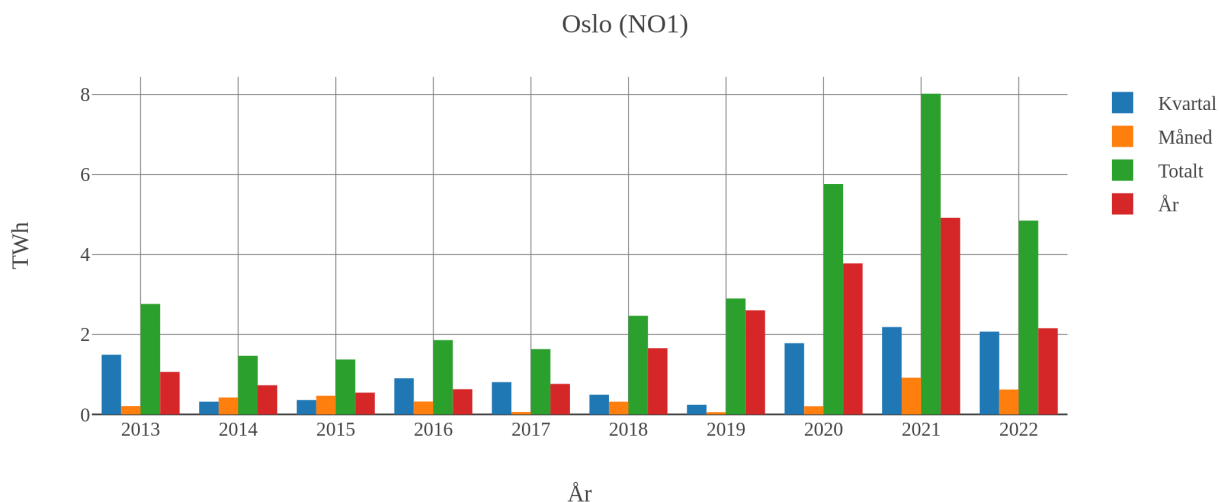
6.4 Handlede volumer

Handlede volumer for systempriskontrakter fra 02.01.2013-28.02.2023 etter års-, kvartal- og månedskontrakter er illustrert i figur 6.6. Volumet er gitt med et rullende gjennomsnitt på 45 dager for å lettere skille ut en trend. Fra 2016 frem til februar 2023 er det en negativ trend i handlede volumer uavhengig av kontraktstlengde.



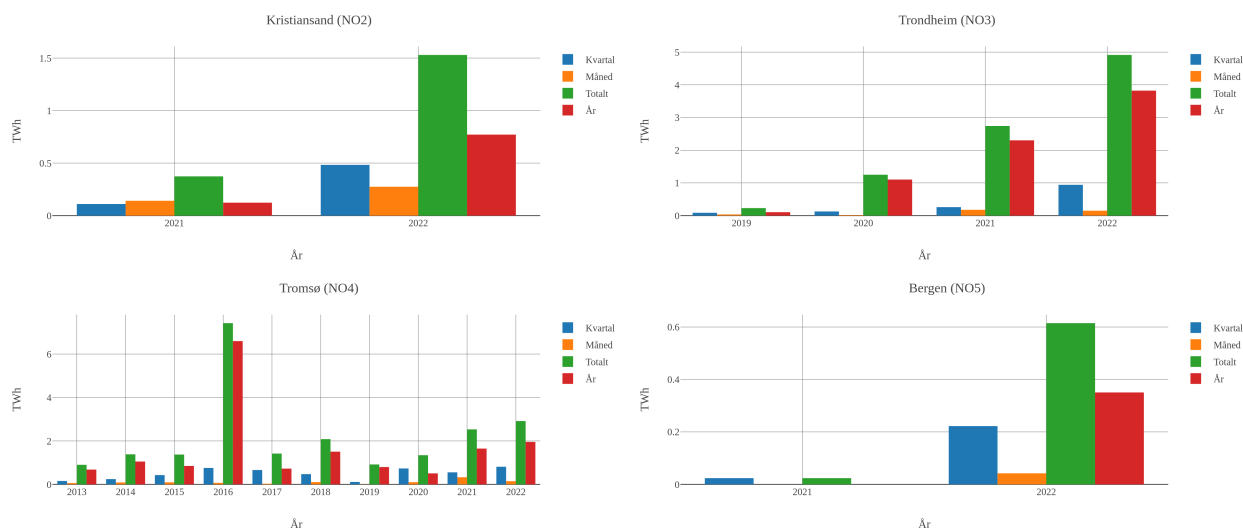
Figur 6.6: Handlede volumer for systempriskontrakter gitt i TWh etter kontraktslengde, illustrert med et 45 dagers rullende gjennomsnitt (Nasdaq, 2023).

Handlede volumer i Oslo er gitt per år i figur 6.7. Volumene følger samme trend som den åpne interessen.



Figur 6.7: Handlede volumer gitt i TWh for NO1 fordelt på år og kontraktslengde (Nasdaq, 2023).

Handelsvolumer i NO2, NO3, NO4 og NO5 er gitt per år i figur 6.8. Det totale handelsvolumet i NO1 falt med 3,17 TWh fra 2021 til 2022. Den totale handelen for NO2 og NO5 i 2022 utgjorde 2,16 TWh. For NO2 og NO5 var det ingen handel av DS Futures i datagrunnlaget, all handel av EPAD-kontrakter i disse områdene var Futures. Det var heller ingen handel av ukekontrakter i datagrunnlaget for de norske budområdene.



Figur 6.8: Handlede volumer i NO2, NO3, NO4 og NO5 fordelt på kontraktstype, gitt i TWh, uten låst y-akse (Nasdaq, 2023).

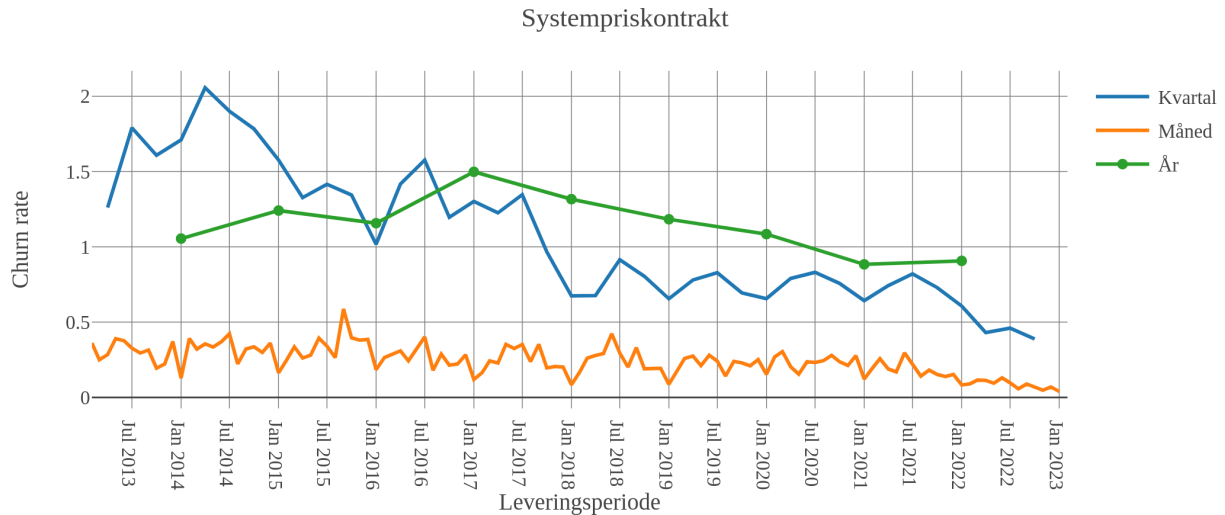
Antall dager med handel er gitt for hvert av de norske budområdene i tabell 6.2 fra 2017 til 2022.

Tabell 6.2: Antall handelsdager etter år og kontraktstype i de fem budområdene i Norge (Nasdaq, 2023).

		2017	2018	2019	2020	2021	2022
År	NO1	20	15	26	33	60	48
Kvartal		31	21	13	39	60	84
Måned		4	18	8	12	50	57
År	NO2	-	-	-	-	6	23
Kvartal		-	-	-	-	7	34
Måned		-	-	-	-	6	27
År	NO3	-	-	3	14	31	55
Kvartal		-	-	2	7	15	53
Måned		-	-	1	4	12	14
År	NO4	14	18	13	9	22	36
Kvartal		20	19	11	16	26	41
Måned		3	12	2	7	25	15
År	NO5	-	-	-	-	-	18
Kvartal		-	-	-	-	2	31
Måned		-	-	-	-	-	9

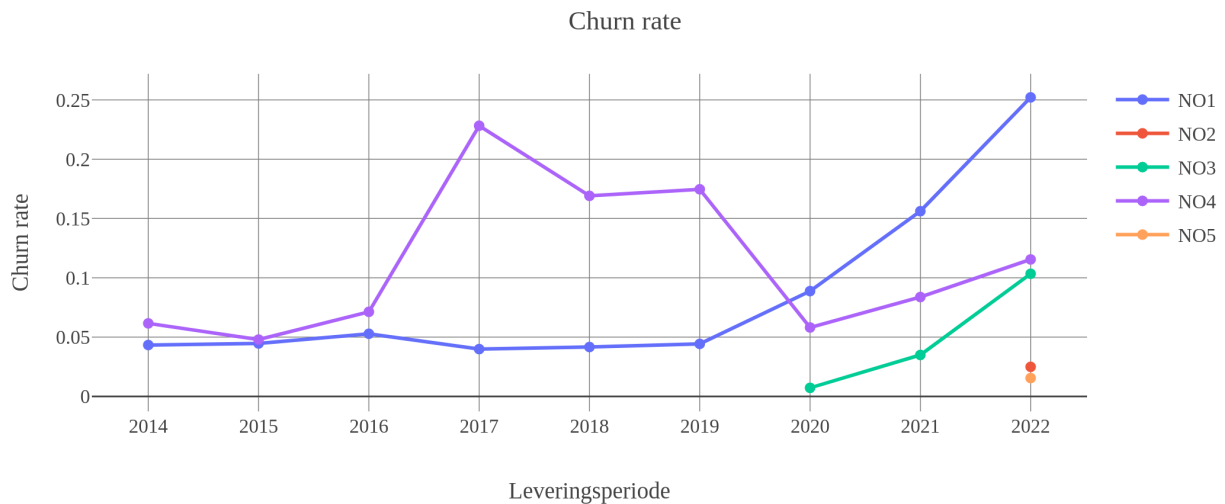
6.5 Handlede volumer som andel av fysisk forbruk (churn rate)

Utviklingen i churn rate for systempriskontrakter fra 2013 til og med februar 2023 er illustrert i figur 6.9. For måneds- og kvartalskontrakter er det en synkende trend over observasjonsperioden. Årskontraktene hadde en stigning i churn rate til og med i 2017 og har deretter hatt en svak fallende trend. I 2014 var churn raten på 1,06 (106 %) og i 2022 0,91 (91 %) for årskontrakter.



Figur 6.9: Forhold mellom handlede volumer og fysisk forbruk (churn rate) for systempriskontrakter gitt etter måneds-, kvartal og årskontrakter (Nasdaq, 2023).

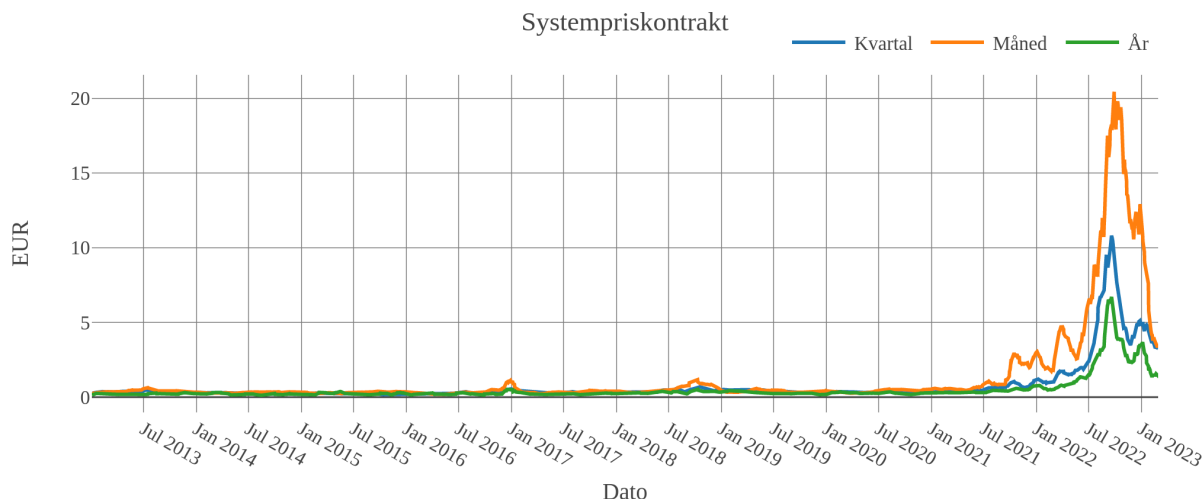
Total churn rate for alle de norske budområdene er illustrert i figur 6.10 og verdier er gitt i vedlegg A.13. Raten følger samme trend som i åpen interesse som andel av fysisk forbruk.



Figur 6.10: Forhold mellom handlede volumer og fysisk forbruk (churn rate) for alle norske budområder gitt etter årsforbruk av elektrisk energi (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).

6.6 Kjøp-salg spredning

Absolutt kjøp-salg spredning for systempriskontrakter fra 2013 til 2023 er illustrert i figur 6.11 med et rullende gjennomsnitt på 30 dager. Spredningen har ligget på et jevnt nivå frem til før sommeren 2021, hvor den har blitt mangedoblet.



Figur 6.11: Kjøp-salg spredning for systempriskontrakter med en gjennomsnittlig rulling over 30 dager fordelt på kontraktstype (Nasdaq, 2023).

I tabell 6.3 er gjennomsnittlig kjøp-salg spredning gitt for alle budområder og systempriskontrakter fra 2017-2022. Spredningen er fordelt etter kontraktstypene år, kvartal og måned. Antall observasjoner er gitt i parentes. Det er begrenset med data på spredning derfor er det tatt et årlig gjennomsnitt. Tomme rader indikerer at det ikke er tilgjengelig data. For NO2 og NO5 er det begrenset med data, både i antall år og i antall observasjoner.

Tabell 6.3: Gjennomsnittlig kjøp-salg spredning over ett år etter budområde og kontraktstype. Spredningen er gitt i absolutte tall i Euro med antall observasjoner i parentes (Nasdaq, 2023).

		2017	2018	2019	2020	2021	2022
År	NO1	0,50 (11)	0,75 (2)	0,27 (6)	0,57 (5)	1,93 (25)	2,89 (19)
Kvartal		0,59 (8)	0,30 (1)	0,30 (2)	2,30 (4)	2,50 (10)	7,08 (31)
Måned		0,25 (1)	1,0 (1)	1,5 (1)	0,30 (1)	11,54 (7)	13,03 (8)
År	NO2	-	-	-	-	-	4,05 (6)
Kvartal		-	-	-	-	5,0 (1)	24,5 (4)
Måned		-	-	-	-	-	7,33 (3)
År	NO3	-	-	1,5 (3)	2,07 (14)	3,83 (26)	11,07 (20)
Kvartal		-	-	1,41 (2)	1,77 (7)	4,89 (14)	13,78 (27)
Måned		-	-	2,0 (1)	3,31 (4)	8,4 (8)	19,05 (5)
År	NO4	1,08 (3)	1,05 (4)	0,45 (1)	1,35 (2)	6,5 (4)	15,69 (10)
Kvartal		0,70 (1)	-	0,9 (1)	0,7 (2)	3,5 (1)	12,77 (24)
Måned		-	-	-	0,4 (1)	5,63 (3)	19,8 (5)
År	NO5	-	-	-	-	-	3,99 (8)
Kvartal		-	-	-	-	-	2,75 (4)
Måned		-	-	-	-	-	26,0 (1)
År	SYS	0,23 (251)	0,32 (249)	0,28 (249)	0,27 (252)	0,41 (252)	2,31 (253)
Kvartal		0,31 (251)	0,43 (249)	0,38 (249)	0,31 (252)	0,62 (252)	3,87 (253)
Måned		0,34 (251)	0,58 (249)	0,39 (249)	0,41 (252)	1,25 (252)	8,8 (253)

For NO1 har den årlige gjennomsnittlige kjøp-salg spredningen økt for alle kontraktstyper fra 2017 til 2022. Den største spredningen er for månedskontrakter, deretter kvartals- og årskontrakter. Antall observasjoner har også økt de to siste årene. NO2 og NO5 har begge få observasjoner og ingen historikk å se en trend i. NO3 og NO4 har samme tendens som NO1, hvor månedskontrakter har den største spredningen og det har vært en økning i spredning i observasjonsperioden, spesielt i 2022.

6.7 Risikopremie

Gjennomsnittlig ex-post risikopremie for alle norske budområder er gitt i tabell 6.5, med standardavvik i parentes. Risikopremien for alle budområdene har lav variasjon i årene 2014-2020. NO1 har innslag av en gjennomsnittlig negativ risiko premie i alle kontraktstyper, mens for NO4 er negativ risiko premie dominerende. I 2021 er det et skifte med økt risikopremie og standardavvik for NO1 og NO4.

Den statistiske signifikansen til risikopremiene har blitt testet ved en t-test over to perioder. I tabell 6.4 er t-testen for NO1 og NO4 for årene 2016-2020. NO3 er ikke inkludert på grunn av at det kun ville gitt data for ett år. Risikopremien er ikke statistisk signifikant for verken NO1 eller NO4 i perioden, uavhengig av kontraktstype.

Tabell 6.4: t-test på ex-post risikopremie for NO1 og NO4 mellom 2016-2020 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023b).

		Observasjoner	Gj.snitt	Standardavvik	t stat	p verdi	Signifikant 5 %
NO1	År	5	0,41	1,02	0,89	0,42	Nei
	Kvartal	20	0,24	0,95	1,14	0,27	Nei
	Måned	28	0,25	1,09	1,23	0,23	Nei
NO4	År	5	0,55	1,21	1,02	0,36	Nei
	Kvartal	19	-0,14	1,72	-0,36	0,73	Nei
	Måned	20	-0,39	2,07	-0,84	0,41	Nei

Tabell 6.5: Gjennomsnittlig ex-post risikopremie fordelt på år og etter kontraktstypen for alle norske budområder, standardavvik er gitt i parentes. Alle verdier er gitt i EUR/MWh (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023b).

	Leveringsperiode	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NO1	År	1,84 (3,56)	0,13 (2,69)	-0,25 (4,03)	0,17 (2,22)	0,29 (3,44)	-0,34 (2,94)	2,17 (4,22)	-11,98 (21,58)	-37,81 (73,95)
	Kvartal 1	-0,98 (1,64)	0,22 (2,59)	-0,55 (5,95)	-0,21 (2,53)	0,36 (5,74)	-1,03 (2,69)	1,44 (1,88)	-5,13 (10,8)	2,86 (41,44)
	Kvartal 2	3,60 (4,63)	-	0,32 (1,81)	0,21 (1,54)	0,21 (1,69)	-1,20 (3,62)	0,49 (1,65)	-0,24 (6,45)	14,17 (46,65)
	Kvartal 3	0,43 (1,80)	-1,14 (2,89)	1,12 (2,23)	0,68 (1,75)	-0,17 (2,35)	1,78 (2,2)	1,94 (4,86)	-2,95 (11,5)	-52,04 (108,52)
	Kvartal 4	0,46 (3,33)	-0,86 (3,10)	-1,86 (4,06)	0,57 (2,72)	0,53 (1,61)	-0,06 (2,05)	0,26 (5,64)	-1,17 (33,96)	122,6 (40,63)
	Måned	0,93 (2,3)	-1,59 (1,65)	-0,54 (0,87)	0,31 (0,72)	0,8 (0,68)	0,06 (1,73)	0,64 (1)	-0,76 (10,06)	-0,2 (39,56)
NO2	År	-	-	-	-	-	-	-	-	-59,63 (86,04)
	Kvartal 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,14 (41,44)
	Kvartal 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,76 (46,67)
	Kvartal 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-110,92 (99,19)
	Kvartal 4	-	-	-	-	-	-	-	-	100,41 (41,05)
	Måned	-	-	-	-	-	-	-	-	-7,68 (59,44)
NO3	År	-	-	-	-	-	-	0,32 (4)	18,83 (33,10)	61,68 (91,58)
	Kvartal 1	-	-	-	-	-	-	-0,77 (1,69)	-	49,72 (52,82)
	Kvartal 2	-	-	-	-	-	-	0,58 (2,35)	2,93 (8,06)	17,77 (60,26)
	Kvartal 3	-	-	-	-	-	-0,42 (1,62)	3,73 (4,67)	8,53 (16,85)	50,4 (139,43)
	Kvartal 4	-	-	-	-	-	0,32 (1,88)	1,97 (4,93)	47,58 (49,16)	-174,15 (51,77)
	Måned	-	-	-	-	-	-	-1,01 (1,03)	13,25 (17,53)	1,64 (55,92)
NO4	År	-174 (3,53)	1,3 (3,18)	1,16 (4,35)	2,19 (4)	-1,02 (4,58)	-0,0 (3)	0,43 (4,73)	23,68 (32,14)	74,7 (97,92)
	Kvartal 1	0,17 (1,58)	1,32 (2,25)	0,81 (5,83)	2,13 (3,94)	-1,35 (6,74)	-0,12 (3,75)	-1,89 (1,7)	6,17 (9,9)	10,9 (53,36)
	Kvartal 2	-5,06 (4,36)	-	-0,23 (2,05)	-1,69 (3,22)	-0,85 (3,74)	-0,47 (3,88)	-1 (2,35)	9,23 (11)	27,59 (61,52)
	Kvartal 3	-0,86 (1,35)	-	-1,81 (1,85)	1,9 (3,55)	0,13 (2,47)	-1,28 (1,57)	-	26,52 (13,72)	49,22 (147,94)
	Kvartal 4	-0,47 (3,51)	2,03 (5,83)	4,69 (4,25)	-2,5 (3,13)	-0,5 (4,13)	0,23 (2,07)	1,17 (5,47)	43,07 (49,05)	-178,75 (78,49)
	Måned	-0,86 (3,05)	0,9 (2,02)	-0,4 (1,55)	-0,11 (2,14)	-0,56 (1,39)	-0,33 (1,02)	-0,66 (4,13)	15,51 (16,06)	16,25 (51,71)
NO5	År	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Kvartal 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-6,83 (41,72)
	Kvartal 2	-	-	-	-	-	-	-	-	12,04 (46,72)
	Kvartal 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-59,1 (109,35)
	Kvartal 4	-	-	-	-	-	-	-	-	121,31 (40,78)
	Måned	-	-	-	-	-	-	-	-	3 (36,84)

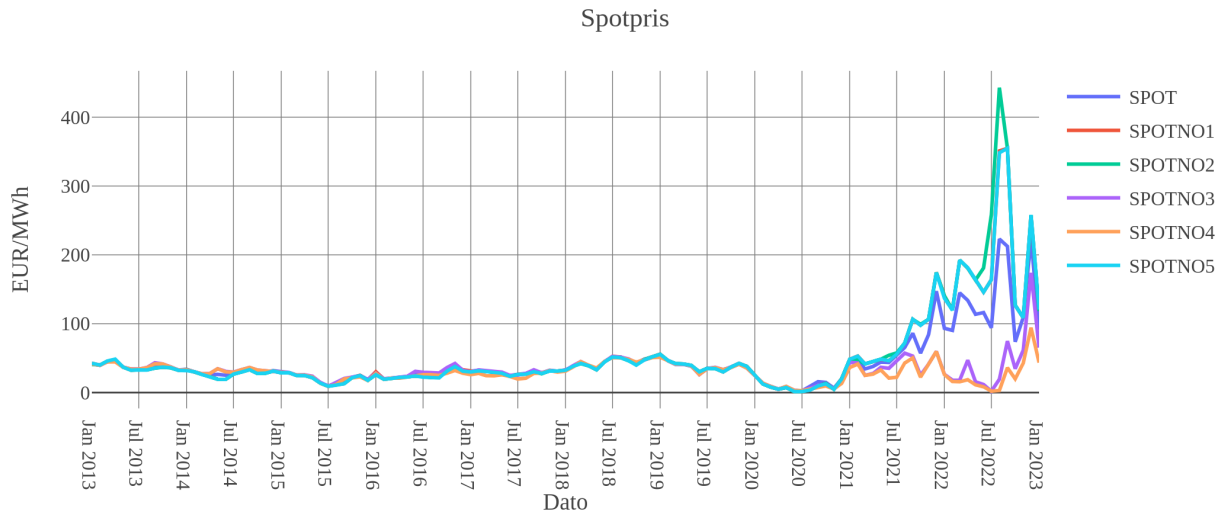
T-test for årene 2018-2022 er gitt i tabell 6.6 for alle de norske budområdene. Ingen av kontraktene oppfyller en p-verdi som gir statistisk signifikans, men for NO4 ligger månedskontraktene på en p-verdi på 0,07. NO1 og NO4 har et høyere gjennomsnitt og/eller standardavvik for alle kontrakter i 2018-2022 sammenlignet med 2016-2020. Dette gir derimot lite utslag på t-testen, hvor årsaken kan være at store positive og negative risikopremier utjevner hverandre.

Tabell 6.6: *t-test på ex-post risikopremie for alle norske budområder mellom 2018-2022 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023b).*

		Observasjoner	Gj.snitt	Standardavvik	t stat	p verdi	Signifikant 5 %
NO1	År	5	-9,53	16,76	-1,27	0,27	Nei
	Kvartal	20	4,13	30,48	0,61	0,55	Nei
	Måned	39	-0,03	21,86	-0,01	0,99	Nei
NO2	År	1	-	-	-	-	Nei
	Kvartal	4	-3,60	86,3	-0,08	0,94	Nei
	Måned	14	-4,61	55,23	-0,31	0,76	Nei
NO3	År	3	26,94	31,48	1,48	0,28	Nei
	Kvartal	13	0,63	56,28	0,04	0,97	Nei
	Måned	19	5,44	36,84	0,64	0,53	Nei
NO4	År	5	19,56	32,52	1,35	0,25	Nei
	Kvartal	19	-0,63	45,91	-0,06	0,95	Nei
	Måned	33	9,38	28,59	1,89	0,07	Nei
NO5	År	-	-	-	-	-	Nei
	Kvartal	4	16,85	75,86	0,44	0,69	Nei
	Måned	7	3	36,84	0,22	0,84	Nei

6.8 Korrelasjoner

Spotprisutviklingen i alle norske budområder og for systemprisen fra januar 2013 til og med januar 2023 er illustrert i figur 6.12. Det er benyttet en gjennomsnittlig månedspris som er gitt i EUR/MWh. Alle budområdene følger systemprisen godt frem til starten av 2021. Spotprisen i SYS (SPOT), NO1, NO2, NO5 og NO5 stiger markant i resten av observasjonsperioden. For Nord-Norge og Midt-Norge er det ikke en like markant økning, men volatiliteten fremstår sterkere enn tidligere år.



Figur 6.12: Prisutvikling i systemprisen og alle norske prisområder fra januar 2013 - januar 2023 (SysPower, 2023b).

Korrelasjoner mellom spotpris i alle norske budområder og mot systemprisen mellom 2015-2018 er gitt i tabell 6.7 og mellom 2017-2020 i tabell A.14 i vedlegg. Korrelasjonene er beregnet med en gjennomsnittlig månedspris som gir totalt 48 observasjoner per prisområde. Observert korrelasjon ligger i intervallet 0,96-1,00.

Tabell 6.7: Korrelasjoner i månedlig gjennomsnittlig spotpris mellom norske prisområder og systemprisen fra 2015-2018 (SysPower, 2023b).

	SYS	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
SYS	1,00					
NO1	1,00	1,00				
NO2	1,00	1,00	1,00			
NO3	0,99	0,98	0,98	1,00		
NO4	0,98	0,96	0,97	0,97	1,00	
NO5	0,99	1,00	1,00	0,97	0,96	1,00

Korrelasjoner er også gitt for de norske budområdene i tidsintervallet fra 2019-2022. Observert korrelasjon ligger her i intervallet 0,12-1,00.

Tabell 6.8: Korrelasjoner i gjennomsnittlig månedlig spotpris mellom norske prisområder fra 2019-2022 (SysPower, 2023b).

	SYS	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
SYS	1,00					
NO1	0,98	1,00				
NO2	0,95	0,98	1,00			
NO3	0,57	0,44	0,35	1,00		
NO4	0,35	0,21	0,12	0,89	1,00	
NO5	0,98	1,00	0,98	0,44	0,21	1,00

I tabell 6.9 er det gitt korrelasjoner i spotpris kun i 2021 og 2022, som gir 24 observasjoner per prisområde.

Tabell 6.9: Korrelasjoner i gjennomsnittlig månedlig spotpris mellom norske prisområder fra 2021-2022 (SysPower, 2023b).

	SYS	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
SYS	1,00					
NO1	0,96	1,00				
NO2	0,91	0,97	1,00			
NO3	0,44	0,27	0,14	1,00		
NO4	0,21	0,01	-0,11	0,89	1,00	
NO5	0,96	1,00	0,97	0,27	0,02	1,00

7 Diskusjon

I dette kapitlet vurderer jeg først oppgavens metode og gjennomføring. Deretter kommer jeg med refleksjoner rundt hvordan terskelverdier kan etableres. Videre diskuterer jeg resultatene før jeg til slutt vurderer de ulike budområdene i Norge.

7.1 Vurdering av metoden

I denne delen diskuteres først datagrunnlaget og beregningene som er gjort i oppgaven for å vurdere eventuelle svakheter. I kapittel 7.1.2 vurderer jeg metodeverket i henhold til forskningsspørsmål nr. 3: *Hvilke parametere burde benyttes for å vurdere prissikringsbehovene og hvordan kan disse vurderes?* I kapittel 7.1.3 diskuterer jeg hvordan terskelverdier kan utformes for å lettere kunne anvende metodeverket.

7.1.1 Datagrunnlag og gjennomføring

Datagrunnlaget anses som pålitelig siden det kommer fra Nasdaq. Oppgaven vurderer kun handelsdata on- eller off-orderbook på Nasdaq, og gir derfor ikke et fullstendig bilde over prissikringsmulighetene for norske aktører. En nedgang i handelsvolumer på Nasdaq er dermed ikke ensbetydende med en nedgang i den totale finansielle handelen. En nedgang i likviditet på Nasdaq gir likevel en indikasjon på om aktørene søker seg til andre prissikringsmuligheter. Det kan være fordi de anser prissikring via systempriskontrakter og EPADs som utilstrekkelige. Datagrunnlaget inneholder dessverre ikke kategorisering på om handel ble gjennomført on- eller off-orderbook. Derfor har det ikke vært mulig å skille volumer handlet direkte på Nasdaq og volumer klarert i ettertid. En begrensning ved oppgaven er at datagrunnlaget for NO2 og NO5 går over så kort tid at det er vanskelig å identifisere trender, sammenligne med de etablerte områdene NO1 og NO4, samt diskutere etableringen av kontrakter i disse områdene. Reguleringsmyndigheten i Norge er nødt til å fatte en beslutning, slik at tidspunktet for oppgaven likevel er hensiktsmessig.

I beregningene av standardavviket til risikopremien har det blitt benyttet to ulike metoder. For års- og kvartalskontrakter har standardavviket blitt beregnet som et gjennomsnitt over en risikopremie gitt på timesnivå gjennom hele året. For månedskontraktene derimot ble standardavviket beregnet som et gjennomsnitt over tolv risikopremier gitt for hver måned. Dette gjør at volatilitet i spotpriser er mer jevnet ut for månedskontraktene, og standardavviket kan fremstå mindre enn hva det egentlig er. En annen begrensning ved beregning av resultatene er at for åpen interesse er volumer presentert over en tidsperiode, mens for handlede volumer er det aggregerte volumer over et år. Årsaken er at det for handlede volumer var få observasjoner, slik at det var mest hensiktsmessig å fremstille dette som aggregerte volumer.

Sverige og Danmark har gjort utredning på sine budområder i henholdsvis 2021 og 2017. Resultatene i deres rapporter er ikke identiske med resultatene som har blitt funnet i denne oppgaven. Årsaken kan være både ulikheter i datagrunnlag, samt at det ikke er spesifisert hvordan parametrene i metodeverket skal beregnes. For eksempel beregner den svenske reguleringsmyndigheten priskorrelasjoner over åtte år, denne oppgaven benytter fire år.

7.1.2 Refleksjoner over NordREG-metodeverket

Fordelen ved metoden som har blitt benyttet i denne oppgaven er at den er utarbeidet for å finne svar på om det eksisterer tilstrekkelige prissikringsmuligheter i det nordiske kraftmarkedet. Ulempene ved metoden er først og fremst at det er vanskelig å vurdere resultatene ettersom det ikke eksisterer terskelverdier. Det nordiske kraftmarkedet har egenskaper som gjør at det skiller seg fra andre finansielle markeder, slik at det er vanskelig å trekke sammenhenger på tvers av markeder og konkludere. De nordiske landene er heller ikke sammenlignbare på grunn av ulike energimikser, hvor Norge har en stor andel vannkraft som har betydning for hvordan aktørene opptrer i markedet.

Forholdstall gjør det mulig å sammenligne effektivitet på tvers av budområder og land. Likevel oppleves det ikke i denne analysen som nødvendig å inkludere både åpen interesse som andel av forbruk og handlede volumer som andel av forbruk. Ett av målene hadde vært tilstrekkelig siden informasjonen er delvis gjentakende, og det ikke er klare spesifikasjoner for hvordan de skal tolkes. Dette er parametere som er påkrevd i FCA, og ikke anbefalt som tillegg av NordREG.

I NordREG-metodeverket er det ingen parametere som tester hypotesen om effisiente markeder. Hypotesen sier som nevnt at i et effisient marked vil prisen alltid reflektere all tilgjengelig informasjon. Det er vanskelig å slå fast om et marked er effisient, men ulike metoder kan benyttes for å tilnærmet gjøre en slik analyse. For EPADs vil det bety at betalt kontraktspris over tid ikke skal systematisk avvike fra spotprisen i budområdet i leveringsperioden. Ex-post risikopremien tar for seg avviket i kontraktspris og levert pris under leveringsperioden, men påviser ikke om det er en systematisk sammenheng. Aktørene kan ha fullstendig informasjon i markedet og likevel være villige til å betale en stor risikopremie. Derfor anbefales det som en forbedring i metodeverket og gjennomføre en korrelasjonsanalyse mellom kontraktspris og spotpris under leveringsperioden. For at datagrunnlaget skal være tilstrekkelig, men ikke utdatert anbefales det å benytte en tidsperiode på fire år, tilsvarende de andre korrelasjonsanalysene. Korrelasjonene burde også skille mellom pris i de tre kontraktstypene, måneds- kvartal- og årskontrakter. Analysen kan benytte alle handlede kontrakter, ikke nødvendigvis kun den siste handlede kontrakter. Dette vil gi et større datagrunnlag.

Total kapital som omsettes i markedet er en annen parameter som kan være relevant å inkludere i analysen. Parameterne som benyttes er enten basert på volumer, forbruk eller spotpris. Det er

ingen parametere som kombinerer volum og spotpris for å gi en indikasjon på hvor store verdier som ligger i markedet.

En viktig faktor i vurderingen av prissikringsmulighetene er hvilket tidsperspektiv resultatene skal vurderes over. Samtidig som det er nødvendig med historiske data, kan situasjonen i markedet endre seg over kort tid. Siden denne oppgaven ikke har utviklet terskelverdier er det nødvendig å se resultatene over en lenger periode. Men hvor lang tid er nødvendig for å identifisere en trend? Hvor mange måneder eller år med god eller svak likviditet regnes som tilstrekkelig? Dette er en faktor som gjør det utfordrende å konkludere med resultatene fra metodeverket.

7.1.3 Terskelverdier

I denne oppgaven har det dessverre ikke vært mulig innenfor tidsrammen å definere terskelverdier for parameterne gitt i NordREG metodeverket. Jeg har derimot gjort noen vurderinger som er relevante å trekke frem. En viktig forutsetning for å utrede terskelverdier er å definere hensikten med det finansielle markedet og hva konsekvensene vil være dersom resultater havner utenfor terskelverdiene. Både konsekvensene som følger av at markedet ligger under terskelverdien, for eksempel om det blir mindre konkurranse blant kraftleverandører, eller at husholdninger ikke vil være i stand til å betale kostnaden av kraftforbruket. Men også hvordan markedet skal følges opp dersom parameteren havner utenfor terskelverdien. Hvert budområde kan ansees som et eget marked med ulike forutsetninger, og tilgjengelig overføringskapasitet har betydning for hvor eksponert budområdene blir for ulike faktorer. Forutsetningene i hvert budområde burde derfor ligge til grunn for differensierte terskler. Ved å inkludere Sverige og Danmark i utarbeidelse av terskelverdier kan det være lettere å forstå de ulike budområdene sine forutsetninger for likviditet. Budområdene kan for eksempel grupperes etter lignende egenskaper og vurderes opp mot hverandre.

Terskelverdiene kan utformes på flere måter. Det behøver ikke være en grenseverdi gitt som et tall. Det er mulig å utvikle en gradering fra svak, middels og god innenfor definerte utfallsrom. I tillegg er det relevant å vurdere hvilke parametere som har størst betydning slik at resultatene kan veies opp mot hverandre. For eksempel kan det baseres på en gradering av hva aktørene i kraftmarkedet anser som viktigst av likviditet, risikopremie og transaksjonskostnad.

Historisk data burde benyttes for å ha et grunnlag til å utvikle terskler. Samtidig er dette problematisk med tanke på at markedet er i endring. Utviklingen i spotpris de siste to årene og resultatene i denne oppgaven viser at mye kan endre seg på kort tid. Derfor må grunnlaget for å vurdere markedet kontinuerlig utvikles, noe som gjør det til et vanskelig verktøy å utvikle.

7.2 Resultater

I denne delen av oppgaven diskuterer jeg resultatene som skal brukes til å vurdere problemstillingen, *Er prissikringsmulighetene via Electricity Price Area Differentials (EPADs) i norske budom-*

råder tilstrekkelige? Det fjerde forskningsspørsmålet skal også besvares; *Hvordan har innføringen av EPADs i NO₃, NO₂ og NO₅ påvirket likviditeten i EPAD-markedet i Norge?* Diskusjonen er sortert etter deskriptive resultater, resultater gitt som relative forhold, transaksjonskostnader, risikopremier og korrelasjonsanalyser.

7.2.1 Deskriptive resultater

Handelshorizonten for EPAD-kontrakter i Norge strekker seg fra to måneder, fire måneder til tre år på henholdsvis måneds-, kvartals- og årskontrakter. I Sverige er derimot handelshorizonten lenger for alle kontrakter. Produksjonssiden i Norge har en større fleksibilitet enn de svenske produsentene, på grunn av energisammensetningen. Derfor kan det være behov for produsentene i Sverige å prissikre over lengre perioder.

Ulempen ved EPAD-kontraktene er at de ikke kan ha personlig tilpasning. Dette er forskjellig fra kraftkjøpsavtaler hvor partene kan tilpasse kontraktperioden og partene kan handle lenger frem i tid. For store kraftforbrukere spesielt kan det være mer relevant å handle en kraftkjøpsavtale over flere år. Kraftforbruket kan utgjøre en stor del av bedriftens budsjett, men de har ikke nødvendigvis kompetanse eller behov for å arbeide med prissikring kontinuerlig. Det kan derfor kreve for mye ressurser internt å handle EPAD-kontrakter som har en relativt kort handelshorizont. Da kan kraftkjøpsavtaler være en enklere metode for de aktørene som ikke kontinuerlig arbeider med prissikring.

Vannkraftprodusenter med magasineringsmuligheter har en ekstra sikkerhet ved kraftkjøpsavtaler. De kan handle kontrakter med kort tidshorizont i stedet for å produsere kraft dersom kraftprisene blir lave, og dermed spare vannet til høyere priser på et senere tidspunkt. Dette kan være med på å gjøre disse avtalene attraktive for produsentene i Norge.

Det er en synkende trend i åpen interesse og handlede volumer for systempriskontrakter, som indikerer at mindre kapital blir brakt inn i markedet og likviditeten er redusert. Åpen interesse for årskontrakter har et større volum enn måneds- og kvartalskontrakter, ved handlede volumer derimot er det mer likt volum for års- og kvartalskontrakter. Dette er en indikasjon på at tradere benytter seg mer av kvartalskontrakter, og årskontrakter handles i størst grad av de som er ute etter å prissikre. Gjennom 2022 falt den åpne interessen i årskontrakter sammenlignet med trenden. Det tyder på at årskontrakten ble mindre brukt til prissikring. Årsaken til det fallende volumet kan komme av redusert korrelasjon mellom systemprisen og budområdene i Norden. Hvis aktørene ikke lenger anser systempriskontrakten som en god prissikring, vil sannsynligvis handelen reduseres. Slik Thema Consulting Group foreslo kan strengere krav til sikkerhetsstillelse være en årsak til fallende volumer på Nasdaq.

Spotprisen har de siste to årene holdt seg på et unormalt høyt nivå. Dette kan gjøre det mindre nødvendig for produsentene å prissikre seg med kontrakter med lang tidshorizont. De kan utsette

salg av årskontrakter og heller gjøre kontinuerlige vurderinger ut fra om prisen holder seg på et fortsatt høyt nivå. Dersom produsentene har et mindre prissikringsbehov, vil dette skape ubalanse i markedet når forbrukersiden ikke finner motpart til en handel.

Oslo har en negativ trend fra juli 2021 i volumet av åpen interesse og et mindre aggregert handlet volum i 2022 sammenlignet med 2020 og 2021. For NO2 og NO5 er dessverre observasjonsperioden kort, og det er ikke mulig å se en tendens over tid i volumene for åpen interesse og handel. Foreløpig ser det ut til at markedene er lite likvide, da volumene stort sett er i nesten neglisjerbar størrelsesorden sammenlignet med NO1 og NO4. Antall handelsdager i de norske budområdene antyder at det kan ta lang tid før kontrakter blir satt. Det er en indikasjon på at markedet verken har hurtighet, er responsivt eller har bredde i form av mange aktører. Hvis det tar mange dager før en kontrakt blir satt kan informasjonen som lå til grunn ved kjøp- eller salgsprisen bli utdatert.

Datagrunnlaget gjelder en for kort tidsperiode til å kunne slå fast statistisk om volumet i de eksisterende budområdene ble påvirket av innføring av EPAD-kontrakter i NO2 og NO5. Det er likevel mulig med en enkel sammenligning. Den totale handelen i NO2 og NO5 på 2,15 TWh i 2022 tilsvarer ikke det reduserte volumet i NO1 på 3,17 TWh fra 2021 til 2022. Det betyr at uavhengig av om aktører har flyttet posisjoner fra NO1 til NO2 og NO5, har handelsvolumene i NO1 blitt redusert. Volumet av åpen interesse og handel i NO1 og NO4 ligger på tilnærmet samme nivå som det nordlige budområdet SE1. De andre svenske budområdene og DK1 ligger jevnt på et høyere nivå enn de norske, spesielt SE3 har en sterkere likviditet vurdert ut fra volumer.

Handelen av EPAD-kontrakter er avhengig av en kjøper og en selger. Dersom det er ubalanse i prissikringsbehovet til produsenter og forbrukere, vil den ene parten ikke klare å innfri sine behov. Som nevnt er den svenske reguleringsmyndigheten i gang med et prøveprosjekt hvor EPAD-kontrakter blir auksjonert ut og systemoperatøren står som motpart. Dette gjør det enklere for aktører å handle når likviditeten er svekket, fordi de trenger ikke vente på en motpart som er villige til å handle på samme pris.

7.2.2 Relative parametere

Åpen interesse som andel av fysisk forbruk for NO1 har ligget jevnt rundt 10 % mellom 2015-2019, før det økte til 33,4 % i 2022. NO4 hadde en god periode mellom 2017-2019, men er tilbake på 13,6 % i 2022. DK1 ligger mellom 35 %-60 %, og følger ingen tydelig trend. I Sverige beveger SE1 og SE4 seg rundt 45 % og 40 %. SE3 holder stort sett en andel rundt 75 %, mens SE2 har en ujevn utvikling med et toppunkt på rundt 143 %. Områdene med størst andel vannkraft SE1 og SE2 ligger høyere enn de norske budområdene. Energimiksen i Sverige består stort sett av mer uregulerbare energikilder, som kan øke produsentenes prissikringsbehov. Resultatene for denne parameteren avviker noe fra resultatene som har blitt gjort av den svenske og danske reguleringsmyndigheten, og sammenligningen må derfor ta hensyn til dette.

For systempriskontrakter har churn raten en negativ trend fra 2014 til 2022. Høyeste churn rate er målt i 2014 til 3,219 (312,9 %) og laveste til 1,472 (147,2 %) i 2022. I 2014 er raten innenfor 3 som ifølge ACER anses av enkelte som et minimum for et likvid marked. Den negative utviklingen gjør derimot at systempriskontrakten i de neste årene havner under denne grensen. Siden systempriskontrakten har kjøpere i alle de nordiske budområdene har de et bedre utgangspunkt for å være likvide i form av churn rate, men den negative utviklingen indikerer en svekket likviditet.

Churn raten i de norske budområdene mellom 2014-2022 er ikke i nærheten av grenseverdier definert i andre markeder. Som nevnt var det definert mellom 3 og 10 som et minimum for et likvid marked. NO1 har høyeste churn rate i 2022 med 0,252 (25,2 %), men ligger stort sett rundt 0,04 (4 %). NO4 har sitt toppunkt på 0,228 (22,8 %) i 2017. De svenske budområdene har alle jevnt en høyere churn rate enn de norske. SE3 er mest likvid med hensyn til churn rate og ligger mellom 0,33-0,57. SE1 har den laveste churn raten mellom 0,15-0,33, som fortsatt er høyere enn alle de norske. DK1 har også en høyere churn rate enn alle norske budområder. Resultatene tilsier dermed at norsk fysisk forbruk handles i mindre grad enn det svenske og danske kraftforbruket. Den lave churn raten kan dermed bety at det er lite gjenhandling i det norske markedet og stort sett aktører med behov for prissikring, og ikke tradere handler. En lav churn rate kan som nevnt også være en indikasjon på få aktører som kan gjøre markedet mer sårbart for markedsmanipulasjon. Spesielt de nyopprettede NO2 og NO5 hadde en neglisjerbar churn rate i 2022 (henholdsvis 0,025 og 0,016). Dersom markedene har et dårlig utgangspunkt for å bli likvide kan dette gjøre områdene sårbare for markedsmanipulasjon.

7.2.3 Transaksjonskostnader

Den økende kjøp-salg spredningen i NO1 fra 2017-2022 kan være en indikasjon på ulike prisforventninger i markedet. Den store volatiliteten i spotpris kan gjøre det vanskelig for aktørene å gjennomføre kvalifiserte analyser på forventninger til spotpris, og dermed til hvilken pris de er villig til å betale for en futures kontrakt. Dersom det er få aktører som deltar i markedet, er det i tillegg få tilbud av kjøp og salg og dermed lite informasjon rundt andre aktørers forventninger til pris. For NO1 er det spesielt månedskontraktene i 2021 og 2022 som har fått en stor spredning. Det er en indikasjon på at på kort sikt er det stor avstand mellom aktørene på hvilken pris de anser som riktig for en EPAD-kontrakt. For systempriskontrakter er det også en økende spredning fra 2017-2022. Datagrunnlaget er sterkere med observasjoner på alle handelsdager alle år. Tilsvarende med de norske budområdene er det månedskontraktene som har den største spredningen, som betyr at usikkerheten er større for hvordan spotprisen blir i neste måned, og forbrukerne er villige til å betale mer tett opp mot leveringstidspunkt.

Utviklingen i kjøp-salg spredningen for NO1 og NO4 de siste årene er negativt for EPAD-kontraktenes effektivitet. Økning i spredning tilsier at transaksjonskostnadene øker for aktørene i markedet, som er en indikasjon på svekket likviditet. Konsekvensen av høy kjøp-salg spredning er at aktører som

ikke finner en akseptabel motpart til en kontrakt kan trekke seg ut av markedet. Dermed blir markedets bredde og responsivitet svekket. Dersom aktørene har likviditetsproblemer kan høye transaksjonskostnader være en utfordring. Dette kan føre til at handelen flyttes fra årskontrakter over til kontrakter med kortere leveringshorisont.

For NO2 og NO5 er det for lite data til vurdere en trend. Det kan likevel diskuteres om spredningen vil være spesielt høy i de første årene en ny kontrakt handles. Aktørene vil på det tidspunktet ikke ha historisk informasjon om kontraktspriser eller motpartenes forventninger. Det kan derfor være spesielt vanskelig å vurdere hva en korrekt pris vil være, samtidig som NO2 og NO5 budområdene har blitt introdusert i markedet på et krevende tidspunkt med volatile spotpriser.

Vurderingen av kjøp-salg spredning kunne inkludert et gjennomsnitt av hvor aktører plasseres i forhold til beste kjøp og beste salg. Dette ville ha gitt innblikk i om spredningen øker for hoveddelen av aktørene i markedet.

7.2.4 Risikopremie

Ex-post risikopremien for EPAD-kontrakter i alle norske budområder har hatt en økning i 2021 og 2022, både i gjennomsnitt og standardavvik. Dette indikerer at prisingen av kontraktene har større avvik fra levert spotpris. Dette kan komme av at det er vanskelig for aktørene å forutsi fremtidig spotpris. Økningen i risikopremie indikerer også at aktørene er villige til å betale en større pris ved prissikringen. Selv om resultatene tar utgangspunkt i den siste handlede kontraktsprisen før leveringsperioden, er det store avvik sammenlignet med spotprisen i leveringsperioden. Spesielt kontraktene i kvartal 3 og 4 for alle de norske budområdene har store gjennomsnittlige risikopremier og standardavvik. Dette kan ha sammenheng med at det er større usikkerhet til hvordan høsten og vinteren blir utifra hvordan fyllingsgraden er og hvor store nedbørsmengder det blir i løpet av høsten.

Den statistiske signifikansen til risikopremien ble testet med en t-test for to perioder, fra 2016-2020 og 2018-2022. Hensikten var å utforske om de store endringene i spotpris etter 2020 hadde medført en endring i om risikopremien var statistisk avvikende fra null. Uavhengig av kontraktstype eller budområde var ikke p-verdien under 0,05 og dermed ikke sterk nok til å slå fast statistisk signifikans. Det hadde heller ikke gjort mer utslag i signifikansen dersom kravet var 10 %.

Med utgangspunkt i risikomatriksen har årskontraktene i NO1 i 2021 og 2022 vært dominert av en høy markedsandel med produsenter som er risikoaverse. Produsentene har betalt en pris for EPAD-kontrakter som er mindre enn hva spotprisen i leveringsperioden har endt på. Som nevnt har NO1 den svakeste kraftbalansen og den laveste magasinkapasiteten. Sannsynligvis er risikopremien i NO1 påvirket av mye handel av produsenter fra NO2 og NO5. NO3 og NO4 har motsatt rettet risikopremie for årskontrakter de to siste årene, ifølge risikomatriksen indikerer dette at markedet domineres av forbrukere som er risikoaverse. I dette tilfellet har forbrukerne betalt en høyere

kontraktspris for kjøp av EPADs enn hva den leverte spotprisen har endt på.

NO2 og NO5 har samme tendens i risikopremie, hvor premien er økende med kvartalene og lavere for månedskontraktene. NO1, NO2 og NO5 har alle en sterk positiv risikopremie for fjerde kvartal, ifølge risikomatriksen skal markedet da være dominert av forbrukere. Dette kan indikere at forbrukerne er bekymret for spotpriser som følge av nevnt usikkerhet i fyllingsgrad og nedbørsmengder. NO3 og NO4 derimot har sterk negativ risikopremie for kvartal fire. Dette kan bety at produsentene frykter lave inntekter som følge av høy fyllingsgrad, store nedbørsmengder og redusert overføringskapasitet, slik at kraften blir "innestengt".

Beregningen av risikopremien er basert på prisen på den siste handlede kontrakten før leveringsperioden. Dette er som nevnt fordi denne prisen i høyest grad reflekterer aktørenes informasjon rett før leveringsperioden. Men slik figur 6.2 og 6.3 viser er det en kontinuerlig interesse for å handle kontrakter i handelsperioden frem mot levering. Dermed vil ikke den utregnende risikopremien reflektere alle aktørenes faktiske kostnader ved handel av EPAD-kontrakter. Kontrakter som ble handlet flere år tilbake før prisene endret seg kan ha medført store tap for produsenter når faktisk spotpris var mye høyere enn deres kontraktspris.

7.2.5 Korrelasjonsanalyse

Figur 6.12 viser at den historiske strømprisen har hatt et sterkt oppsving siden juli 2021. Frem til det tidspunktet har spotprisen i alle de norske budområdene ligget tett opp til hverandre og til systemprisen, på et månedlig gjennomsnitt. Derfor har det blitt utført fire korrelasjonsanalyser for å undersøke hvilken påvirkning endringene i spotpris har hatt på priskorrelasjoner mellom budområder, og mellom budområder og systemprisen.

Mellom 2015-2018 korrelerer NO1 og NO2 perfekt med systemprisen med to desimalers margin. NO3, NO4 og NO5 er svært nærme med en korrelasjon på henholdsvis 0,99 og 0,98 og 0,99. Dette tilsier at alle de norske budområdene beveger seg i stor grad i samme retning som systemprisen i denne tidsperioden. Systemprisen kunne dermed i denne perioden fungert som en tilstrekkelig prissikring for budområdene i denne perioden. Korrelasjonen gjelder før det ble innført EPADs i NO2 og NO5. NO1 korrelerer perfekt med både NO2 og NO5 i denne tidsperioden, som tilsier at NO1 burde fungere som en god proxy-prissikring for aktører i NO2 og NO5 (dersom likviditeten i tillegg er tilstrekkelig). Tromsø (NO4) ligger nærmest NO3 og korrelerer best med dette budområdet med 0,97 og tilsvarende med Bergen.

For perioden 2019-2022 har korrelasjonene i spotpris endret seg. Slik figur 6.12 viser inneholder perioden to år med unormalt høye priser, samt en periode med unormalt lave priser i 2020. NO1 og NO2 korrelerer fortsatt i stor grad med systemprisen med 0,98, en 2 % negativ endring fra den første måleperioden. Systemprisen kan dermed fortsatt regnes som et tilstrekkelig produkt i NO1 og NO2. For NO3 og NO4 har korrelasjonen falt betydelig og ligger på henholdsvis 0,57 og

0,35 mot systemprisen. Konsekvensen av dette er at systemprisen i seg selv ikke er et tilstrekkelig verktøy, og NO3 og NO4 er avhengige av EPAD-kontrakter i tillegg for prissikring. Angående proxy-prissikring fungerer NO1 fortsatt som en god erstatning i NO2 og NO5, selv om de i siste del av observasjonsperioden har fått tilgang på EPAD-kontrakter. Korrelasjonen i spotpris i NO1 mot NO3 og NO4 derimot har endret seg betydelig, og NO1 kan ikke kategoriseres som en passende proxy-prissikring i disse budområdene for den siste observasjonsperioden. For aktører i NO3 og NO4 eksisterer det dermed ikke en god alternativ prissikring via EPADs i et annet norsk budområde.

Korrelasjonsanalysen for Sverige og Danmark i tidsperioden 2019-2022 har likheter med norske områdene. De nordlige områdene SE1 og SE2 har en svakere korrelasjon på henholdsvis 0,65 og 0,72 mot systemprisen enn SE3 og SE4. SE1 og SE2 har en korrelasjon på 0,99 som gir de en bedre forutsetning for proxy-prissikring enn i NO3 og NO4. Oppsummert har de sørlige svenske områdene like gode forutsetninger for å prissikre via systempriskontrakter som de norske, mens de nordlige områdene er i større grad avhengig av kombinasjon av EPAD og systempriskontrakt.

Siste korrelasjonsanalyse gjelder kun for 2021 og 2022. I dette tilfellet korrelerer fortsatt NO1, NO2 og NO5 godt med systemprisen. NO3 og NO4 korrelerer delvis kun med hverandre, og svakt mot systempris og de tre andre norske budområdene. Disse resultatene følger ikke 48 måneder som ble anbefalt av Bjørndalen mfl. i 2016. Selv om fire år kan være en god metode analytisk, reflekterer ikke det nødvendigvis hvordan aktørene anser markedet. Med de store endringene i markedet, er det ikke sikkert at en historisk korrelasjon er et godt hjelpemiddel for å vurdere prissikringsbehovet i dag. Selv om det er viktig med tilstrekkelig data i korrelasjonsanalysen, vil dataen fort bli utdatert dersom markedet endrer seg raskt. Det er derfor et avgjørende spørsmål for reguleringsmyndighetene hvilket tidsintervall som skal benyttes i denne analysen.

Metodisk er det viktig å poengtere at det er benyttet månedlige gjennomsnitt på spotpriser, slik at store variasjoner over et døgn eller uke ikke blir reflektert i korrelasjonsanalysene. Korrelasjonene kan fremstå kunstig gode, men ettersom EPAD-kontraktene handles på månedsnivå eller over en lenger tidshorisont er dette en passende tilnærming.

7.3 Differanse mellom budområder

I 2021 åpnet det for handel av EPAD-kontrakter på Nasdaq i budområdene Kristiansand (NO2) og Bergen (NO5). Forutsetningene for at disse markedene skal fungere avhenger sannsynligvis av hvor behovet kom fra. Behovet kan ha kommet nedenfra, i form av aktører som opererer i markedet. Eller ovenfra, i form av regelverk eller politisk vilje. Ifølge korrelasjonsanalysen er NO1 en rimelig god proxy-prissikring for både NO2 og NO5. Flere budområder styrker sannsynligvis ikke den totale likviditeten, hvis handel i NO1 blir spredd på tre områder. Dersom områdene blir for små kan det være at det ikke er grunnlag for likviditet på grunn av for få aktører som har behov for prissikring i området.

I NO1 er det negativ kraftbalanse, det fysiske forbruket er høyere enn kraftproduksjonen. Dersom NO1 var isolert med handel kun i eget budområde, kunne dette vært en utfordring for forbrukerne i området på grunn av en mindre motpart i handelen av futures. Produksjonen i NO1 består av 5,6 % vindkraft, det er dermed en liten andel av produsentene som ikke har reguleringsmuligheter. Overføringskapasiteten mellom NO1, NO2 og NO5 er god, slik korrelasjonsanalysen viser.

NO2 har den største produksjonen av de norske budområdene og en positiv kraftbalanse. De største utbyggingsplanene for vindkraft er foreløpig i NO2, som vil si at det vil være et behov fra vindkraftprodusenter om å prissikre sin kontantstrøm i årene fremover. Dette medfører antakelig en viss tilbudsside for kraftkjøpsavtaler i NO2, som kan redusere behovet for EPAD-kontrakter.

I Midt-Norge (NO3) er det en god balanse mellom produsert volum og fysisk forbruk. Dette gir utgangspunkt for at aktører på begge sider kan finne en motpart til et derivat, når volumet som potensielt kan prissikres er likt. Overføringskapasitet mellom NO3 mot NO1 og NO5 er svak, slik at priskorrelasjonene de siste årene er svekket. Dette gjør at aktører i NO3 i større grad er avhengig av EPADs som et prissikringsinstrument. Den svake overføringskapasiteten ut av prisområdet gjør også aktørene i NO3 mer sårbare for den hydrologiske balansen.

I NO4 er det en svak positiv kraftbalanse, som gir liten ubalanse i prissikringsbehov fra produsenter og forbrukere. Installert overføringskapasitet for NO4 er høyere til Sverige enn til NO3, og generelt svak sammenlignet med de sørlige områdene. Dette gjør NO4 i likhet med NO3 avhengig av sin hydrologiske balanse og at området blir mer påvirket av priser i nord-Sverige.

NO5 har positiv kraftbalanse, tett tilkobling til NO1 og NO2 og ingen installert vindkraftkapasitet. Sannsynligvis er det en overvekt av produsenter med prissikringsbehov, som har mulighet for å handle proxy i både NO1 og NO2 ved svak likviditet i NO5. Foreløpig er det ingen utbyggingsplaner for vindkraft som gir en redusert tilbudsside for kraftkjøpsavtaler i området.

I årene fremover vil prissikringsbehovet til både produsenter og forbrukere sannsynligvis øke på grunn av en sterkere volatilitet i pris. Selv om Norge har en høy andel regulerbar vannkraft, har andelen vært synkende de siste årene. Tilknytning til Europa hvor andelen uregulerbare energikilder øker, påvirker prisvolatiliteten også i norske budområdene. Mer volatile priser gir høyere usikkerhet i fremtidige kontantstrømmer, og dermed et sterkere behov for prissikring.

Oppsummert kan det oppleves som et paradoks at økt volatilitet og høyere spotpriser gir økt prissikringsbehov via EPAD-kontrakter, samtidig som økt volatilitet skaper usikkerhet som gjør at aktører velger bort å handle med kontraktene. Det kan diskuteres om EPAD-kontraktene i seg selv ikke er egnet til å være et prissikringsinstrument. Eller om allerede lav likviditet i markedet før spotprisen endret seg gjorde at markedet ikke håndterte den økte usikkerheten. Svekket likviditet og økte transaksjonskostnader er også selvforsterkende, som kan gjøre det vanskelig å snu trenden i markedet.

8 Konklusjon

Hensikten med denne oppgaven har vært å analysere om det er tilstrekkelige prissikringsmuligheter via Electricity Price Area Differentials (EPADs) i norske budområder. Forutsetningene for at prissikringsmulighetene skal regnes som tilstrekkelig er todelt. Det skal eksistere kontrakter som fungerer som prissikring mot volatilitet i spotpriser i et budområde. I tillegg skal kontraktene være effektive, i form av tilstrekkelig likviditet, akseptabel transaksjonskostnad og akseptabel risikopremie.

De deskriptive målene viser at volumer for åpen interesse og handel har vært nedgående for budområdet Oslo (NO1) det siste halvannet året. Systempriskontraktene har hatt en negativ trend for åpen interesse siden 2019 og for handlede volumer siden 2017. Det er vanskelig å identifisere en trend i volumer for de andre norske budområdene. Antall dager med handel i NO1, NO3 og NO4 er få, noe som kan medføre leteteknoder for aktørene. Det er ikke mulig å slå fast statistisk om innføring av EPAD-kontrakter i NO2 og NO5 har medført redusert handlede volumer i NO1. Handlede volumer som andel av fysisk forbruk (churn rate) i norske budområder følger ingen tydelig trend mellom 2014 og 2022. Raten ligger på et nivå som er neglisjerbart sammenlignet med andre likvide markeder. Sammenlignet med svenske budområder er de norske budområdene mindre likvide i henhold til churn rate. Kjøp-salg spredningen som er et mål på transaksjonskostnaden av en prissikring, har tydelig økt for de norske budområdene NO1, NO3 og NO4 i 2021 og 2022. Dette indikerer at handelen av EPAD- og systempriskontrakter har blitt dyrere og det er større differanse mellom aktørens preferanse for pris.

Risikopremien i NO1, NO3 og NO4 er mangedoblet i 2022 sammenlignet med før 2020. Dette er en indikasjon på at det er vanskelig å forutsi fremtidige spotpriser, samt at aktørene må betale en høyere pris ved kjøp av EPAD-kontrakter, sammenlignet med spotprisen i leveringsperioden. Til tross for høyt gjennomsnitt og standardavvik kan ikke risikopremien påvises statistisk å være avvikende fra null ved et signifikanskrav på 5 %. NO1 har hatt en sterk korrelasjon til systemprisen gjennom hele observasjonsperioden, og aktører i dette området kan dermed identifisere dette som en tilstrekkelig kontrakt. For NO3 og NO4 har korrelasjonen mot systemprisen de siste fire årene falt betydelig fra henholdsvis 0,99 og 0,98 i 2015-2018 til 0,57 og 0,35 i 2019-2022. Systempriskontrakten kan dermed ikke regnes som en tilstrekkelig prissikring i disse områdene, og aktører vil være avhengige av kombinasjonen med en EPAD kontrakt. Korrelasjon mot NO1 har også falt, og denne kan ikke regnes som en god proxy-prissikring for NO3 og NO4 per dags dato.

I budområdene Kristiansand (NO2) og Bergen (NO5) ble det innført EPAD kontrakter i 2021, datagrunnlaget er derfor for lite til å identifisere trender i likviditet, transaksjonskostnader eller risikopremie. Resultatene for 2022 viser likevel at åpen interesse og handlede volumer i budområde-

ne er lav sammenlignet med de andre norske budområdene. Churn raten er neglisjerbar, kjøp-salg spredningen og risikopremien er høy sammenlignet med historikken for NO1 og NO4. Til tross for en unormal spotprisutvikling siden 2021, har NO2 og NO5 en korrelasjon på henholdsvis 0,95 og 0,98 mot systemprisen og 0,98 og 1,00 mot NO1. Oppsummert kan prissikringsmulighetene i EPAD-kontrakter i NO2 og NO5 karakteriseres som svak basert på data fra 2022. Sterk korrelasjon mot systempriskontrakter og NO1 gir likevel NO2 og NO5 grunnlag for passende kontrakter i disse områdene.

Svekket likviditet i de norske budområdene kan komme av volatile spotpriser som skaper usikkerhet og vanskeligheter med å forutsi fremtidige priser. Ubalanse i prissikringsbehov mellom produsenter og forbrukere kan skape svak likviditet på grunn av vanskeligheter med å finne motpart til en kontrakt. EPAD-kontraktene kan kun handles tre år frem i tid, som kan være en kort tidshorisont for store kraftforbrukere eller nye kraftprodusenter.

Spotprisene i kraftmarkedet høsten 2021 vært på et unormalt høyt og volatilt nivå for systemprisen og for alle norske budområder. Dette medfører høyere prissisiko for aktører som opererer i kraftmarkedet og sannsynligvis et høyere prissikringsbehov. Likevel antyder resultatene i denne oppgaven at prissikringsmulighetene via den finansielle markedsplassen Nasdaq er noe svekket.

Arbeidet med denne oppgaven har gitt meg erfaringer med at det er flere utfordringer knyttet til metoden for å vurdere prissikringsmuligheter. Tidshorisonten for både korrelasjonsanalysen og vurdering av kontraktens effektivitet har betydning for resultatet. Men det er vanskelig å definere hvilket tidsrom som er mest relevant for å se markedet over lenger tid, samtidig som det tar hensyn til aktørenes behov her og nå. Vurderingen av resultatene kan bli enklere dersom det etableres terskelverdier, men dette kan være utfordrende på grunn av at markedet er i endring. I tillegg anbefales det å inkludere en korrelasjonsanalyse mellom kontraktspris og spotpris i leveringsperioden for EPAD-kontrakter, for å vurdere om markedet er effisient.

8.1 Videre arbeid

Analysen med å vurdere prissikringsmulighetene i norske budområder kan forbedres ved å utvikle terskelverdier for churn rate, kjøp-salg spredning og risikopremie. Forslag til utforming av terskelverdier er diskutert i forrige kapittel.

Et større datagrunnlag på de nyeste budområdene NO2 og NO5 vil styrke analysen og gjøre det mulig å vurdere effektiviteten i disse områdene, samt bidra til bedre sammenligning mellom de andre budområdene. I tillegg har denne rapporten kun vurdert prissikringsmuligheter via EPAD produktet. Ved å hente inn data på kraftkjøpsavtaler fra Statnett kan analysen utvides og en større andel av markedet kan vurderes, som bedre vil gi svar på aktørenes prissikringsmuligheter, også utenfor EPAD-kontrakter.

Korrelasjonsanalyse mellom kontraktspris og spotpris under leveringsperioden på EPAD-kontrakter kan styrke analysen. Korrelasjonen vil belyse om kontraktsprisene kontinuerlig tilpasser seg spotpris, en forutsetning i hypotesen om et effisient marked.

Analysen kan videreutvikles til å inkludere korrelasjoner mellom handlede volumer og store endringer i overføringskapasitet. Det kan være hendelser som oppstart av nye sjøkabler til Storbritannia og Tyskland, begrensning i maksimal overføringskapasitet til Storbritannia fra 1400 MW til 1100 MW, og beslutning om at sjøkabelen til Skottland, NorthConnect ikke får innvilget konsesjon. Det hadde vært interessant å undersøke effektene i markedet ved slike hendelser, for å se hvor sensitiv handelen er for økt eller begrenset overføringskapasitet i nettet.

Bibliografi

- ACER. (2014). ACER Market Report on Bidding Zones 2014.
- Alexander, C. (2008). *Pricing, hedging and trading financial instruments* (Bd. 3). John Wiley & Sons Ltd.
- Bjørndalen, J., Bergland, O., Björk, O., Hagman, B., & Spodniak, P. (2016). Methods for evaluation of the Nordic forward market for electricity. <http://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2016/>
- Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. J. (2014). *Investments* (10. utg.). McGraw-Hill Education.
- Chapman, P., & m.f. (2000). CRISP-DM 1.0: Step-by-step data mining guide.
- Commission Regulation (EU) 2016/1719. (2016). Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline og forward capacity allocation. <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/forward-capacity-allocation>
- Creti, A., & Fontini, F. (2019). *Economics of Electricity, Markets, Competition and Rules*. Cambridge University Press.
- Economic Consulting Associates. (2015). European Electricity Forward Market and Hedging Products - State of Play and Elements for Monitoring.
- Energifakta Norge. (2019-04-08). Forsyningssikkerhet. Hentet 1. mai 2023, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>
- Energifakta Norge. (2022-05-13a). Kraftmarkedet. Hentet 1. mai 2023, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Energifakta Norge. (udatert). Kraftmarkedet, prisområder Norden. Hentet 4. mai 2023, fra https://energifaktanorge.no/wp-content/uploads/Prisomrader_Norden_web.png
- Energifakta Norge. (2022-05-13b). Kraftproduksjon. Hentet 1. mai 2023, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- Energifakta Norge. (2019-04-10). Strømnettet. Hentet 1. mai 2023, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- Energimarknadsinspektionen. (2021). *Utvärdering av risksäkringsmöjligheter på den svenska elmarknaden – för samråd enligt FCA-förordningen* (Nr. 2020-100867-0028). Energimarknadsinspektionen. <https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/forhandstilldelning-av-kapacitet-fca>
- Fama, E. F. (1970). Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work. *The Journal of Finance*, 25, 383–417. <https://doi.org/10.2307/2325486>
- Førsund, F. R. (2015). *Hydropower Economics* (2. utg.). Springer.
- Harris, C. (2006). *Electricity markets. Pricing, Structures and Economics*. John Wiley & Sons, Ltd.
- Harris, C. (2015). *Utility and Welfare Optimization*. Palgrave Macmillan.
- Heather, P. (2012). Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose? <https://www.oxfordenergy.org/publications/continental-european-gas-hubs-are-they-fit-for-purpose/>

- Heather, P. (2015). The evolution of European traded gas hubs. <https://www.oxfordenergy.org/publications/the-evolution-of-european-traded-gas-hubs/>
- Hentschel, J., Byenstuen, L., Noreng, C., & Rennesund, M. H. (2022). *Fastprisavtaler og pris-sikringsmuligheter til kraftleverandører i Norge* (Report Nr. 2022-19). <https://thema.no/rapporter/hvordan-fikse-det-norske-markedet-for-fastprisavtaler/>
- Houmøller, A. P. (2017). Investigation of forward markets for hedging in the Danish electricity market. <https://forsyningstilsynet.dk/aktuelt/publikationer/elmarkedet/investigation-of-forward-markets-for-hedging-in-the-danish-electricity-market>
- Jan, M., & Wimschulte, J. (2009). Locational price spreads and the pricing of contracts for difference: Evidence from the Nordic market. *Energy Economics*, 31(2), 257–268. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.10.003>
- Kirk, A. (2016). *Data Visualisation, A Handbook for Data Driven Design*. SAGE Publications Ltd.
- Kirkerud, J. G., Haukeli, I. E., Brisis, J. d., & Tveten, Å. G. (2022). Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris. <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kraftbalanse-og-kraftpris/>
- Kowalski, R., & Smidts, C. (2009). *Product Reliability, Maintainability, and Supportability Handbook* (2.). Taylor & Francis Group.
- Kraftnät, S. (2023-02-03). Auktionering av EPAD:s. Hentet 5. mai 2023, fra <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/pilotprojekt-stod-for-prissakring-pa-den-svenska-elmarknaden/testar/>
- Kristiansen, T. (2004). Pricing of Contracts for Difference in the Nordic market. *Energy Policy*, 32, 1075–1085. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00065-X](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00065-X)
- Laur, A., & Küpper, G. (2021). Smaller bidding zones in European power markets: liquidity considerations. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/5fd3daca-a17f-11eb-b85c-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-201851317>
- Løvås, G. G. (2018). *Statistikk for universiteter og høyskoler* (4.). Universitetsforlaget.
- Nasdaq. (2023). Datasett - handelsdata, 02.01.2013-28.02.2023, CSV-format, 0,1-150 MB.
- Nasdaq OMX. (2023a). Product Calendar. Hentet 14. april 2023, fra <https://www.nasdaq.com/solutions/nordic-european-power>
- Nasdaq OMX. (2023b). Trading Appendix 2, Contract Specifications. <https://www.nasdaq.com/solutions/nordic-european-power>
- Nord Pool. (2023). Messages. Hentet 19. april 2023, fra <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=nextweek>
- Nordic Energy Regulators. (2020). Methodology for assessment of the Nordic forward market. <http://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2020/>
- NVE. (udatert). Status på kraftverk. Hentet 5. mai 2023, fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kart/>
- Næss-Schmidt, H. S., Lumby, B. M., & Münier, L. L. (2020). Changed trading behavior in long-term power trading. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter->

- [reguleringsmyndigheten-for-energi/datasentre-og-vindkraft-oket-bruken-av-langsiktige-kraftkjopskontrakter-ppa-i-norden/](#)
- Ofgem. (2015). Wholesale Energy Markets in 2015. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/wholesale-energy-markets-2015>
- Olje- og energidepartementet. (2020). Forordning om langsiktig kapasitetstildeling (FCA). Hentet 3. mai 2023, fra <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2016/mai/forordning-om-langsiktig-kapasitetstildeling-fca/id2502189/>
- Sarr, A., & Lybek, T. (2002). Measuring Liquidity in Financial Markets. IMF Working Paper. *International Monetary Fund, IMF Working Papers*. <https://doi.org/10.5089/9781451875577.001>
- Skatteetaten. (udatert). Vannkraft. Hentet 9. mai 2023, fra <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/vannkraft/>
- Spodniak, P. (2015). Informational Efficiency on the Nordic Electricity Market - the Case of European Price Area Differentials (EPAD). <https://doi.org/10.1109/EEM.2015.7216749>
- Spodniak, P. (2017). Long-term transmission rights in the Nordic Electricity Markets: An Empirical Appraisal of Transmission Risk Management and Hedging. <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/130491>
- Spodniak, P., & Bertsch, V. (2017). Determinants of Power Hedging Mechanisms in Liberalized Electricity Markets. <https://doi.org/10.1109/EEM.2017.7981899>
- Spodniak, P., Chernenko, N., & Nilsson, M. (2014). Efficiency of Contracts for differences (CfDs) in the Nordic Electricity Market. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2496889>
- Spodniak, P., & Collan, M. (2018). Forward risk premia in long-term transmission rights: The case of electricity price area differentials (EPAD) in the Nordic electricity market. *Utilities Policy*, 50, 194–206. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.01.004>
- Spodniak, P., Collan, M., & Viljainen, S. (2015). Examining the Markets for Nordic Electricity Price Area Differentials (EPAD) - Focus on Finland. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.3708.5923>
- Spodniak, P., Makkonen, M., & Honkapuro, S. (2016). Long-term transmission rights in the Nordic electricity markets: TSO perspectives, 1–5. <https://doi.org/10.1109/EEM.2016.7521212>
- Statnett. (2023). Tall og data fra kraftsystemet. Hentet 1. mai 2023, fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/>
- SysPower. (2023a). Datasett - fysisk forbruk, 01.01.2011-31.01.2023, CSV-format, 9 MB.
- SysPower. (2023b). Datasett - spotpriser, 01.01.2011-31.01.2023, CSV-format, 11 MB.
- Thema Consulting Group. (2021a). Evaluating Hedging Possibilities on NordLink, NorNed, and North Sea Link.
- Thema Consulting Group. (2021b). Investigation og Bilateral Hedging and Hedging Strategies. <https://thema.no/wp-content/uploads/Bilateral-Hedging-and-Hedging-Strategies-Final-Public.pdf>
- Thema Consulting Group. (2023). Prissikring av kraft utenfor børshandel. <https://thema.no/rapporter/sikring-av-kraftprisisiko-via-bors-star-ovenfor-flere-utfordringer/>

Wangensteen, I. (2012). *Power System Economics - the Nordic Electricity Market* (2. utg.). Tapir Academic Press.

A Vedlegg

A.1 Overføringskapasitet mellom budområder

Tabell A.1: Installert overføringskapasitet gitt i MW for norske og tilgrensende budområder (Nord Pool, 2023).

Overføringsretning	Overføringskapasitet [MW]	Overføringsretning	Overføringskapasitet [MW]
NO1 - NO2	2200	NO2 - NO1	3500
NO1 - NO5	600	NO5 - NO1	3900
NO1 - NO3	500	NO3 - NO1	500
NO1 - SE3	2145	SE3-NO1	2095
NO2 - NO5	500	NO5 - NO2	600
NO2 - DK1	1632	DK1-NO2	1632
NO2 - NL	723	NL -NO2	723
NO2 - DE	1444	DE - NO2	1444
NO3 - NO5	800	NO5 - NO3	500
NO2 - GB	1100	GB - NO2	1100
NO3 - NO4	400	NO4-NO3	1200
NO3 - SE2	600	SE2-NO3	1000
NO4 - SE1	700	SE1 - NO4	600
NO4 - SE2	250	SE2 - NO4	300

A.2 Utdrag av datagrunnlaget

Tabell A.2: Rådata på åpen interesse (oi/open interest) fra 01.01.2013-28.02.2023 (Nasdaq, 2023).

DATE	CONTRACT_SIZE	CURRENCY	SERIES	INST_GROUP	OPEN_INTEREST_ CONTRACTS	OPEN_INTEREST_ CONTRACTS_VOLUME	MARKET_ID	MARKET_NAME
01.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
02.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
03.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
04.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
06.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
07.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
08.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
09.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
10.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR
11.01.2013	720.0	EUR	ENOMAPR-13	FOR	0.0	0.0	ENO	Electricity Nordic EUR

Tabell A.3: Handelsdata fra 02.01.2013-28.02.2023 (Nasdaq, 2023).

	TRADE_ DATE	TRADE_ TIME	PRICE	QUANTITY	CONTRACT_ SIZE	INST_ GROUP	COMMODITY	reference	MarektID	DealPrice	Contract- Ticker	Contracts
0	02.01.2013	08:44:17	42.5	5.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.5	ENOQ1-15	2159.0
1	04.01.2013	09:37:47	42.7	5.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
2	04.01.2013	09:40:27	42.7	5.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
3	04.01.2013	09:40:53	42.7	5.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
4	04.01.2013	09:41:09	42.7	5.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
5	04.01.2013	09:42:04	42.7	1.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
6	04.01.2013	09:57:10	42.7	2.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
7	04.01.2013	10:41:28	42.7	2.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
8	04.01.2013	10:45:14	42.7	2.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
9	04.01.2013	10:47:25	42.7	2.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0
10	04.01.2013	10:48:13	42.7	1.0	2159.0	FOR	FWQ1E	SYS	ENO	42.7	ENOQ1-15	2159.0

Tabell A.4: Data på alle kontrakter (Nasdaq, 2023)

0	
0	ENOQ1-15
1	ENOMFEB-13
2	ENOQ2-13
3	ENOQ3-13
4	ENOW03-13
5	ENOYR-14
6	ENOW04-13
7	ENOMMAR-13
8	ENOQ2-14
9	ENOQ3-14

Tabell A.5: Rådata med blant annet leveringsperiode (Nasdaq, 2023).

SERIES	CONTRACT_SIZE	INST_GROUP	COMMODITY	UPPER_LEVEL_SERIES	DELIVERY_START	DELIVERY_STOP
ENOYR-13	8760.0000	FOR	FWYRE	SYSALLEUR	2013-01-01 00:00:00.000	2013-12-31 00:00:00.000
ENOQ3-12	2208.0000	FOR	FWQ3E	SYSALLEUR	2012-07-01 00:00:00.000	2012-09-30 00:00:00.000
SYOSLYR-12	8784.0000	CFD	OSYRCE	OSL-SYSEUR	2012-01-01 00:00:00.000	2012-12-31 00:00:00.000
SYARHQ2-12	2184.0000	CFD	ARQ2CE	ARH-SYSEUR	2012-04-01 00:00:00.000	2012-06-30 00:00:00.000
ENOMFEB-12	696.0000	FOR	FWM28E	SYSALLEUR	2012-02-01 00:00:00.000	2012-02-29 00:00:00.000
SYHELYR-14	8760.0000	CFD	HEYRCE	HEL-SYSEUR	2014-01-01 00:00:00.000	2014-12-31 00:00:00.000
SYLULYR-12	8784.0000	CFD	LUYRCE	LUL-SYSEUR	2012-01-01 00:00:00.000	2012-12-31 00:00:00.000
SYSUNYR-13	8760.0000	CFD	SUYRCE	SUN-SYSEUR	2013-01-01 00:00:00.000	2013-12-31 00:00:00.000
ENOW09-12	168.0000	FUT	FUWE	SYSALLEUR	2012-02-27 00:00:00.000	2012-03-04 00:00:00.000
SYARHQ4-12	2209.0000	CFD	ARQ4CE	ARH-SYSEUR	2012-10-01 00:00:00.000	2012-12-31 00:00:00.000

Tabell A.6: Rådata med beste salgspris (Nasdaq, 2023).

date	security	ask	askVol
22.07.2013	ENOMAUG-13	35.85	1
22.08.2013	SYTROOCT-13	1.05	1
31.10.2013	ENOYR-15	34.0	1
13.08.2013	SYTROQ1-14	1.05	1
17.01.2013	SYCPHYR-14	5.1	1
27.03.2013	ENOYR-14	38.75	1
06.08.2013	SYARHYR-14	1.9	1
26.02.2013	ENOYR-16	35.8	1
19.02.2013	SYARHYR-16	5.0	1
13.12.2013	SYARHYR-15	3.6	1

Tabell A.7: Rådata med beste kjøpspris

date	security	bid	bidVol
06.08.2013	ENOYR-22	36.25	1
11.07.2013	ENOQ1-15	39.3	1
09.08.2013	SYTROQ4-13	-0.05	1
25.04.2013	ENOYR-15	35.15	1
09.12.2013	SYSTOQ4-14	2.0	1
07.11.2013	SYTROYR-15	-0.4	1
17.04.2013	SYTROQ3-13	-0.5	1
30.12.2013	ENOYR-17	31.35	1
25.07.2013	ENOYR-15	33.45	1
13.06.2013	ENOYR-16	32.1	1

Tabell A.8: Spotpris på timesnivå (SysPower, 2023b).

Hour	SPOT	SPOTNO1	SPOTNO2	SPOTNO3	SPOTNO4	SPOTNO5	SPOTDK1	SPOTDK2	SPOTSE1	SPOTSE2	SPOTSE3	SPOTSE4	SPOTDE	SPOTNL	SPOTUK
0 01.01.2011 00:00	78.5	88.3	79.19	75.39	75.39	88.3	0.32	0.32					28.82	58.4	
1 01.01.2011 01:00	75.87	88.42	79.05	72.52	72.52	88.42	1.83	1.83					22.73	56.18	
2 01.01.2011 02:00	74.84	87.8	78.98	70.79	70.79	87.8	-1.53	-1.53					14.98	53.02	
3 01.01.2011 03:00	73.17	87.45	78.91	68.99	68.99	87.45	-1.53	-1.53					9.93	43.81	
4 01.01.2011 04:00	72.82	87.05	78.91	68.49	68.49	87.05	0.34	0.34					16.12	24.62	
5 01.01.2011 05:00	72.87	87.05	78.97	67.91	67.91	87.05	0.35	0.35					9.91	15.59	
6 01.01.2011 06:00	71.23	87.38	79.04	67.58	67.58	87.38	-34.08	-34.08					-34.08	10.52	
7 01.01.2011 07:00	70.79	87.44	79.07	67.96	67.96	87.44	-34.2	-34.2					-34.22	10.28	
8 01.01.2011 08:00	71.37	87.72	78.93	67.94	67.94	87.72	-6.0	-6.0					-5.95	12.28	
9 01.01.2011 09:00	71.24	88.32	78.81	66.73	66.73	88.32	-0.04	-0.04					-0.03	14.38	

Tabell A.9: Fysisk forbruk etter prisområde (SysPower, 2023a).

Hour	CNPNP	CNPNO1	CNPNO2	CNPNO3	CNPNO4	CNPNO5	CNPDK1	CNPDK2	CNPSE1	CNPSE2	CNPSE3	CNPSE4
0 01.01.2011 00:00	48.02	5.34	3.42	2.31	2.25	03.7	02.2	1.76	01.4	1.97	10.35	03.2
1 01.01.2011 01:00	46.95	5.22	3.34	2.32	2.23	03.8	02.1	1.71	01.3	1.92	10.1	2.94
2 01.01.2011 02:00	45.81	05.6	3.36	2.28	2.21	03.5	1.86	1.61	01.1	01.9	9.84	2.87
3 01.01.2011 03:00	45.19	4.98	3.33	2.29	2.19	03.2	1.76	1.57	01.1	1.89	9.67	2.82
4 01.01.2011 04:00	44.65	494	3.31	2.17	02.2	03.2	1.71	1.52	01.1	01.9	9.59	2.79
5 01.01.2011 05:00	44.59	4.94	3.31	02.2	2.15	2.97	1.68	01.5	01.1	1.91	9.61	2.81
6 01.01.2011 06:00	45.04	4.98	3.35	2.19	2.18	03.2	1.75	1.52	01.1	1.93	9.76	2.86
7 01.01.2011 07:00	45.76	5.09	3.38	2.2	2.15	03.4	1.81	1.56	01.2	1.95	9.95	2.91
8 01.01.2011 08:00	46.11	5.15	3.43	2.19	2.15	03.8	1.88	1.57	01.4	1.97	10.8	2.91
9 01.01.2011 09:00	46.7	5.25	03.5	2.15	2.22	03.12	1.99	1.64	01.5	1.98	10.19	2.96

Tabell A.10: Kategorisering av kontrakter (Nasdaq, 2023).

profile	product	horizon	reference	area	suffix	suffixNum	series	numSeries
0	Baseload	Futures	Year	SYS	ENOFUTBLYR	10	['ENOFUTBLYR-25', 'ENOFUTBLYR-30', 'ENOFUTBLYR-28'...]	15
1	Baseload	Futures	Year	EPAD	NO1 SYOSLFUTBLYR	12	['SYOSLFUTBLYR-20', 'SYOSLFUTBLYR-22', 'SYOSLFUTBLYR-19'...]	8
2	Baseload	Futures	Year	EPAD	NO3 SYTRHFUTBLYR	12	['SYTRHFUTBLYR-23', 'SYTRHFUTBLYR-20', 'SYTRHFUTBLYR-22'...]	4
3	Baseload	Futures	Year	EPAD	NO4 SYTROFUTBLYR	12	['SYTROFUTBLYR-23', 'SYTROFUTBLYR-21', 'SYTROFUTBLYR-22'...]	8
4	Baseload	Futures	Year	EPAD	SE1 SYLULFUTBLYR	12	['SYLULFUTBLYR-19', 'SYLULFUTBLYR-16', 'SYLULFUTBLYR-17'...]	9
5	Baseload	Futures	Year	EPAD	SE2 SYSUNFUTBLYR	12	['SYSUNFUTBLYR-20', 'SYSUNFUTBLYR-19', 'SYSUNFUTBLYR-22'...]	9
6	Baseload	Futures	Year	EPAD	SE3 SYSTOFUTBLYR	12	['SYSTOFUTBLYR-22', 'SYSTOFUTBLYR-19', 'SYSTOFUTBLYR-16'...]	9
7	Baseload	Futures	Year	EPAD	SE4 SYMALFUTBLYR	12	['SYMALFUTBLYR-22', 'SYMALFUTBLYR-20', 'SYMALFUTBLYR-16'...]	9
8	Baseload	Futures	Year	EPAD	DK1 SYARHFUTBLYR	12	['SYARHFUTBLYR-16', 'SYARHFUTBLYR-22', 'SYARHFUTBLYR-23'...]	8
9	Baseload	Futures	Quarter	SYS	ENOFUTBLQ	9	['ENOFUTBLQ1-18', 'ENOFUTBLQ4-22', 'ENOFUTBLQ4-20'...]	29

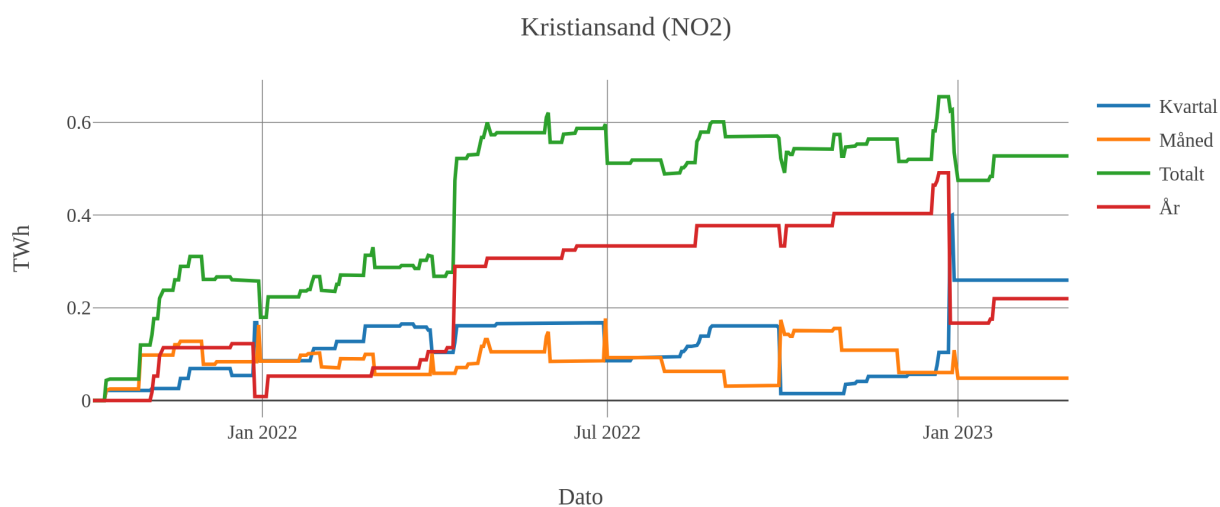
A.3 Beskrivelse av kontraktstyper

Tabell A.11: Kontraktsesifikasjon som benyttes som indeks i alle datasett med forklaring (Nasdaq OMX, 2023b)

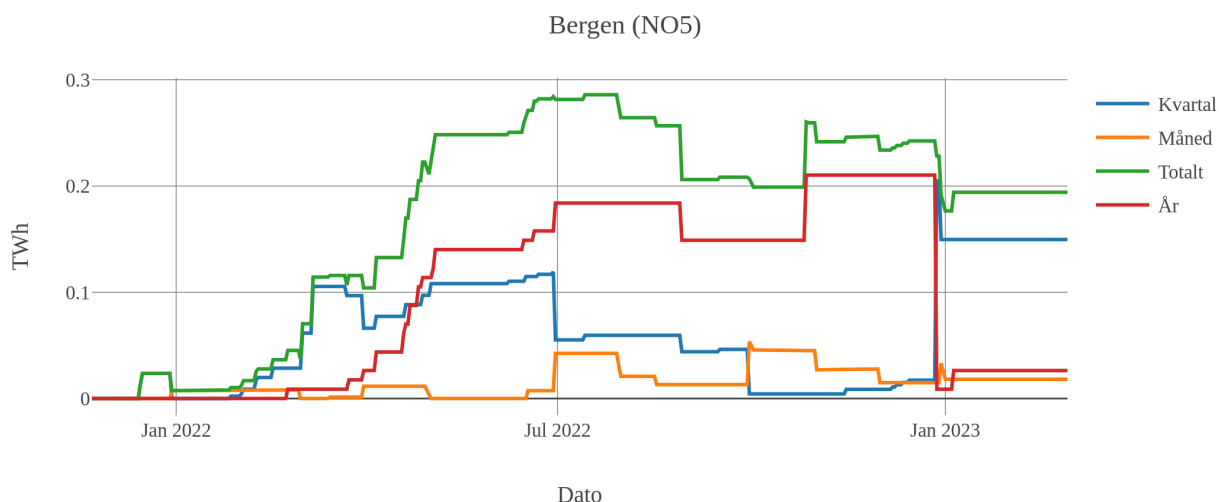
Kontraktsesifikasjon	Beskrivelse
SY[AAA]-[YY]	Nordic EPAD Electricity Base Year DS Future
SY[AAA]Q[QQ-YY]	Nordic EPAD Electricity Base Quarter DS Future
SY[AAA][MMM-YY]	Nordic EPAD Electricity Base Month DS Future
SY[AAA]FUTBLYR-[YY]	Nordic EPAD Electricity Base Year Future
SY[AAA]FUTBLQ-[YY]	Nordic EPAD Electricity Base Quarter Future
SY[AAA]AFUTBLM-[YY]	Nordic EPAD Electricity Average Rate Month Future
ENOYR-[YY]	Nordic Electricity Base Year DS Future
ENOQ[Q]-[YY]	Nordic Electricity Base Quarter DS Future
ENOM[MM]-[YY]	Nordic Electricity Base Month DS Future
ENOFUTBLYR-[YY]	Nordic Electricity Base Year Future
ENOFUTBLQ[Q]-[YY]	Nordic Electricity Base Quarter Future
ENOAFUTBLM[MMM]-[YY]	Nordic Electricity Base Average Rate Month Future

AAA = område
YY = leveringsår
QQ = leveringskvartal
MMM = leveringsmåned

A.4 Resultater



Figur A.1: Åpen interesse for Kristiansand (NO2) uten låst y-akse, gitt i TWh (Nasdaq, 2023)



Figur A.2: Åpen interesse for Bergen (NO5) uten låst y-akse, gitt i TWh (Nasdaq, 2023).

Tabell A.12: Total åpen interesse som andel av fysisk forbruk fordelt på prisområde, gitt i % og fordelt på år (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NO1	9,70 %	11,00 %	8,60 %	8,20 %	11,20 %	18,60 %	23,90 %	33,40 %
NO2	-	-	-	-	-	-	-	2,90 %
NO3	-	-	-	-	-	1 %	6,30 %	15,20 %
NO4	12,50 %	16,30 %	42,5 %	34,80 %	41,20 %	10 %	13,40 %	13,60 %
NO5	-	-	-	-	-	-	-	1,55 %

Tabell A.13: Total churn rate for alle norske budområder og systempriskontrakter fra 2014 til og med 2022 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NO1	0,043	0,045	0,053	0,04	0,042	0,044	0,089	0,156	0,252
NO2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025
NO3	-	-	-	-	-	-	0,007	0,035	0,103
NO4	0,062	0,048	0,071	0,228	0,169	0,175	0,058	0,084	0,116
NO5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,016
SYS	3,219	2,994	2,687	2,939	2,308	2,126	2,069	1,79	1,472

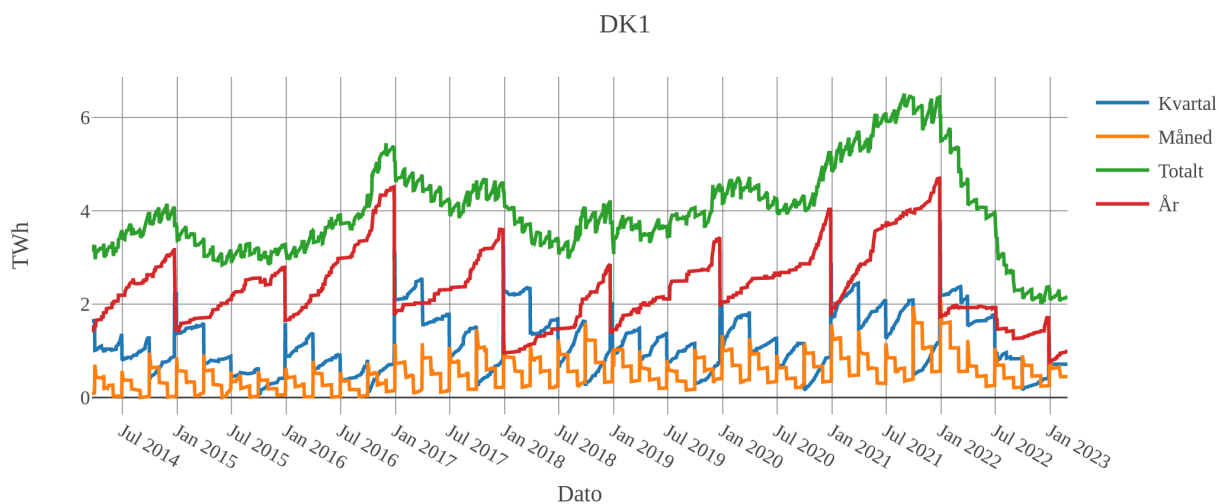
Tabell A.14: Korrelasjoner i månedlig gjennomsnittlig spotpris mellom norske prisområder fra 2017-2020 (SysPower, 2023b).

	SYS	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
SYS	1,00					
NO1	1,00	1,00				
NO2	1,00	1,00	1,00			
NO3	1,00	0,99	0,99	1,00		
NO4	0,99	0,98	0,98	0,99	1,00	
NO5	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	1,00

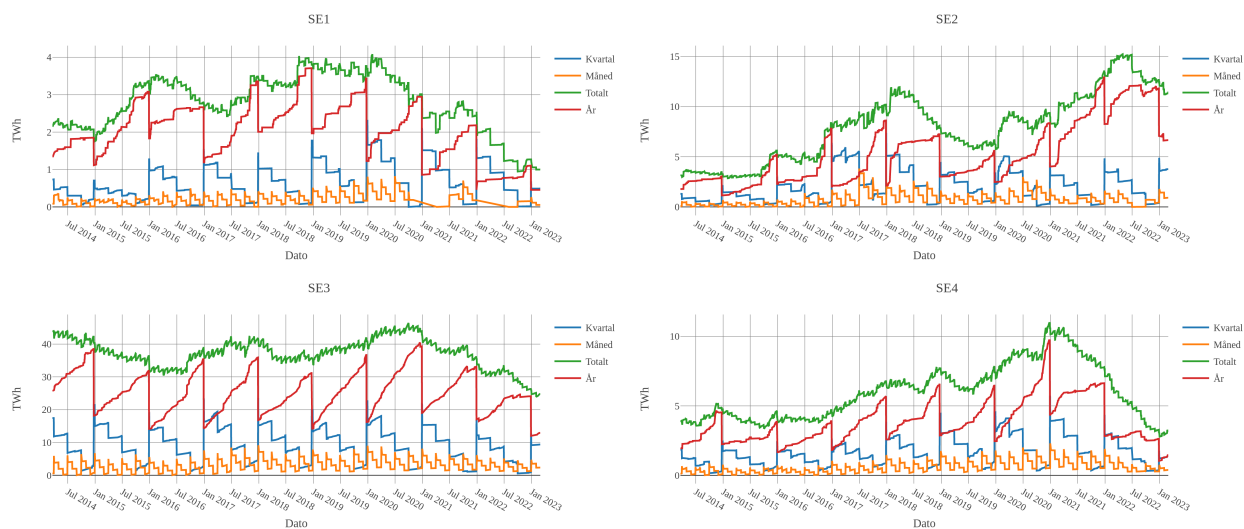
A.5 Resultater for områder utenfor Norge

Tabell A.15: Handelsperiode for systempriskontrakter og EPAD-kontrakter i Sverige, fordelt på kontraktstype (Nasdaq OMX, 2023b).

	Månedskontrakt	Kvartalskontrakt	Årskontrakt
SYS	6 måneder	2 år	10 år
EPAD	4 måneder	1 år	4 år



Figur A.3: Åpen interesse for DK1 gitt i TWh (Nasdaq, 2023)



Figur A.4: Åpen interesse for SE1, SE2, SE3 og SE4 gitt i TWh (Nasdaq, 2023).

Tabell A.16: Total åpen interesse som andel av fysisk forbruk gitt i % for budområder i Sverige og DK1 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SE1	26,30 %	45,40 %	49,80 %	43,60 %	55,30 %	68,70 %	49,20 %	34,50 %
SE2	39,70 %	67,10 %	143,90 %	140,30 %	84,90 %	112,70 %	82 %	84,90 %
SE3	78,10 %	68,10 %	90,70 %	81,10 %	75,40 %	85,60 %	70,20 %	56,50 %
SE4	30,90 %	31,80 %	38,60 %	49,90 %	58 %	66 %	70,10 %	49,00 %
DK1	38 %	35,40 %	60,20 %	56 %	38,80 %	40,20 %	51,40 %	49,10 %

Tabell A.17: Handlede volumer gitt i TWh for prisområder som grenser til Norge (Nasdaq, 2023).

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SE1	4,26	3,08	3,2	2,22	2,28	2,37	1,76	1,34
SE2	7,52	14,21	18,39	11,89	5,91	13,16	12,98	12,75
SE3	38,76	44,23	51,74	31,41	36,42	42,66	29,08	20,21
SE4	5,83	7,77	8,3	8,22	6,63	12,55	6,39	3,4
DK1	6,93	9,35	6,38	8,4	8,14	9,14	10,9	5,43

Tabell A.18: Antall handelsdager for prisområder utenfor Norge (Nasdaq, 2023)

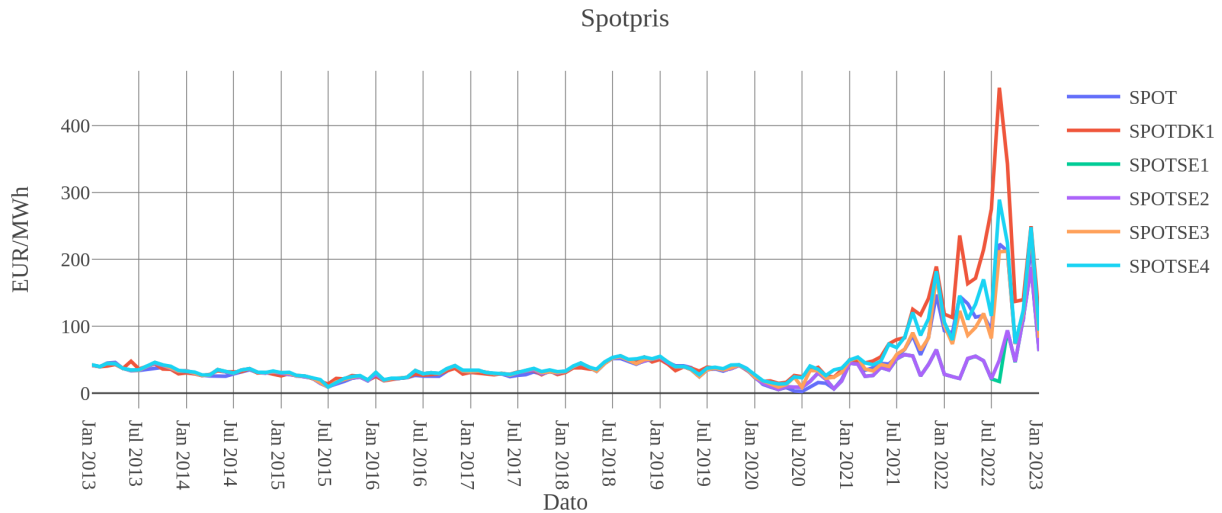
		2017	2018	2019	2020	2021	2022
År		35	27	18	25	17	24
Kvartal	SE1	22	20	18	13	15	19
Måned		16	18	13	1	6	4
År		87	83	68	78	95	99
Kvartal	SE2	108	70	55	67	69	96
Måned		66	44	42	25	28	34
År		203	203	201	223	219	172
Kvartal	SE3	206	191	176	202	180	179
Måned		199	135	101	91	112	127
År		100	111	101	136	106	59
Kvartal	SE4	108	123	77	93	114	75
Måned		90	99	66	31	48	53
År		58	69	69	81	144	82
Kvartal	DK1	155	191	162	177	210	204
Måned		66	73	68	84	92	77
År		251	249	249	252	252	253
Kvartal	SYS	251	249	249	252	252	253
Måned		251	249	249	252	252	253

Tabell A.19: Churn rate for prisområder i Sverige og DK1 (Nasdaq, 2023; SysPower, 2023a).

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SE1	0,15	0,18	0,33	0,32	0,25	0,29	0,33	0,27	0,21
SE2	0,2	0,27	0,49	1,02	0,87	0,61	0,7	0,48	0,58
SE3	0,33	0,54	0,53	0,57	0,51	0,39	0,42	0,41	0,37
SE4	0,24	0,24	0,3	0,27	0,31	0,33	0,34	0,37	0,37
DK1	0,54	0,45	0,39	0,47	0,43	0,33	0,4	0,42	0,44

Tabell A.20: Gjennomsnittlig kjøp-salg spredning over ett år etter prisområde og kontraktstype. Antall observasjoner er gitt i parentes (Nasdaq, 2023).

		2017	2018	2019	2020	2021	2022
År		0,68 (28)	0,82 (27)	1,56 (18)	2,36 (25)	3,12 (13)	6,0 (1)
Kvartal	SE1	0,68 (19)	0,99 (19)	1,0 (17)	2,0 (13)	5,36 (11)	18,5 (2)
Måned		0,85 (16)	1,03 (17)	1,2 (10)	2,0 (1)	9,0 (5)	-
År		0,471 (74)	0,78 (79)	1,58 (66)	2,43 (77)	3,12 (57)	6,52 (30)
Kvartal	SE2	0,47 (93)	1,0 (68)	0,98 (51)	1,0 (67)	4,16 (52)	8,42 (40)
Måned		0,85 (62)	0,95 (39)	1,45 (38)	4,47 (25)	7,19 (12)	11,0 (3)
År		0,48 (168)	0,62 (189)	0,54 (198)	0,42 (222)	0,59 (185)	1,80 (57)
Kvartal	SE3	0,50 (184)	0,81 (186)	0,67 (169)	1,44 (199)	2,40 (152)	4,18 (58)
Måned		0,67 (176)	0,84 (130)	0,90 (94)	3,51 (88)	3,94 (85)	7,80 (32)
År		0,66 (62)	0,83 (98)	0,82 (96)	1,06 (135)	3,18 (90)	23,29 (7)
Kvartal	SE4	0,84 (82)	0,94 (114)	0,92 (73)	2,94 (92)	7,19 (94)	24,83 (18)
Måned		1,0 (70)	0,94 (96)	0,956 (63)	5,501 (30)	6,011 (33)	33,55 (9)
År		0,56 (48)	0,59 (66)	0,50 (69)	1,09 (81)	2,1 (109)	11,27 (78)
Kvartal	DK1	0,39 (147)	0,44 (189)	0,61 (161)	1,13 (176)	3,32 (205)	15,09 (204)
Måned		0,942 (57)	0,909 (71)	1,03 (64)	1,56 (81)	4,65 (89)	14,52 (75)



Figur A.5: Spotprisutvikling i svenske budområder og DK1 (SysPower, 2023b).

Tabell A.21: Korrelasjonsanalyse for svenske prisområder, systempris og DK1 (SysPower, 2023b).

	SYS	SE1	SE2	SE3	SE4	DK1
SYS	1,00					
SE1	0,65	1,00				
SE2	0,72	0,99	1,00			
SE3	0,98	0,70	0,76	1,00		
SE4	0,97	0,59	0,67	0,98	1,00	
DK1	0,93	0,41	0,50	0,90	0,95	1,00

A.6 Python kode benyttet i databehandling

```

1 from google.colab import drive
2 drive.mount('/content/drive', force_remount = True)
3
4 import os
5 os.chdir('/content/drive/MyDrive/Master')
6
7 # Importerer pakker
8 import pandas as pd
9 from datetime import datetime
10 import ast
11
12 # Må endre datoformat på oi-data for at den skal fungere i hovedskriptet
13 path=r"/content/drive/MyDrive/Master/Datagrunnlag/Data_251120"
14 oidata=pd.read_csv(path + "/OI 2013-2023 full data file.csv")
15
16 oidata['DATE'] = pd.to_datetime(oidata['DATE'], format='%Y-%m-%d %H:%M:%S.%f')
17 oidata['DATE'] = oidata['DATE'].apply(lambda x: datetime.strptime(x, format='%Y-%m
    -%d %H:%M:%S.%f'))
18

```

```

19 # Fjerner tom mengde i series for å hindre feil i innlesing
20 oidata["SERIES"] = oidata["SERIES"].str.strip()
21
22 oidata['date'] = pd.to_datetime(oidata['DATE'])
23
24 oidata[oidata["date"]>datetime(2014,3,20)]
25
26 oidata.to_csv(path + "/OI 2013-2023 full data file_v3.csv")
27
28 """#Oppdatere contract_categories med nye kategorier"""
29
30 """ Har behov for å oppdatere kontraktkategori filen (gammel data) med nye
    kontrakter (ny data)
31
32 Nye suffix for N02 og N05 som har blitt manuelt lagt inn i excel
33 Suffix N02:
34     - Futures year: SYKRIFUTBLYR
35     - Futures quarter: SYKRIFUTBLQ
36     - Futures month: SYKRIAFUTBLM
37     - Future week: SYKRIAFUTBLW
38     - DS Futures year: SYKRIYR
39     - DS Futures quarter: SYKRIQ
40     - DS Futures month: SYKRI
41 Suffix N05:
42     - Futures year: SYBERFUTBLYR
43     - Futures quarter: SYBERFUTBLQ
44     - Futures month: SYBERAFUTBLM
45     - Future week: SYBERAFUTBLW
46     - DS Futures year: SYBERYR
47     - DS Futures quarter: SYBERQ
48     - DS Futures month: SYBER """
49
50 #Importerer den opprinnelige contract_categories filen med nye suffix for N02 og
    N05
51 path = r"/content/drive/MyDrive/Master"
52 consdata = pd.read_csv(path + "/contracts_categories_v3 - Sheet1.csv").drop("
    Unnamed: 0",axis=1)
53
54 #Importerer den oppdaterte contracts filen
55 path=r"/content/drive/MyDrive/Master"
56 consdata_2 = pd.read_csv(path + "/contracts.csv").drop("Unnamed: 0",axis=1).rename
    (columns ={ "0":"new_suffix"})
57 consdata_2["new_suffix"] = consdata_2["new_suffix"].str.strip()
58
59 def string_to_list(list_string):
60     return ast.literal_eval(list_string)

```

```

61
62 # Transformerer til liste for å kunne bruke append
63 consdata["series"] = consdata["series"].apply(lambda x: string_to_list(x))
64
65 # Utforske suffix og series
66 mnds = ["JAN", "FEB", "MAR", "APR", "MAY", "JUN", "JUL", "AUG", "SEP", "OCT", "NOV", "DEC"]
67 def get_suffix(series):
68     if series:
69         contract = series[0].split("-")[0]
70         if contract[-2:].isnumeric():
71             return contract[:-2]
72         elif contract[-1].isnumeric():
73             return contract[:-1]
74         elif contract[-3:] in mnds:
75             return contract[:-3]
76     else:
77         return ""
78
79 consdata["new_suffix"] = consdata["series"].apply(lambda x : get_suffix(x))
80
81 consdata[consdata["suffix"] != consdata["new_suffix"]]
82
83 #Lager en funksjon som kombinerer ny og gammel kontraktsdata
84
85 #row_item_test_list = ["SYOSLYR", "SYOSLQ", "SYTRHYR", "SYTRHQ", "SYTROYR", "
    SYTROQ", "SYLULYR", "SYLULQ", "SYSUNYR", "SYSUNQ", "SYSTOYR", "SYSTOQ", "
    SYMALYR", "SYMALQ", "SYARHYR", "SYARHQ", "SYBERYR", "SYBERQ", "SYKRIYR", "
    SYKRIQ"]
86 old_suffix_test_list = ["SYOSL", "SYTRH", "SYTRO", "SYLUL", "SYSUN", "SYSTO", "
    SYMAL", "SYARH", "SYBER", "SYKRI"]
87 mnds = ["JAN", "FEB", "MAR", "APR", "MAY", "JUN", "JUL", "AUG", "SEP", "OCT", "NOV", "DEC"]
88 ostl_mnd = []
89 for suffix in old_suffix_test_list:
90     for mnd in mnds:
91         ostl_mnd.append(suffix+mnd)
92 def add_new_contracts_5(old_suffix, old_series):
93     for i, row in consdata_2.iterrows():
94         if old_suffix in row["new_suffix"]:
95             if old_suffix in old_suffix_test_list and row["new_suffix"].split("-")[0]
    not in ostl_mnd:
96                 # printer ut alle treff der old_suffix er eksakt lik ett av elementene i
    old_suffix_test_list og row["new_suffix"] er ulik old_suffix + mnd bak
97                 print(":::: old_suffix = {} new_suffix = {}".format(old_suffix, row['
    new_suffix']))
98                 continue
99     old_series.append(row["new_suffix"])

```

```

100     return list(set(old_series))
101
102 #Her kjøres funksjonen add_new_contracts_5 på new_consdata_2
103 new_consdata_2 = consdata.copy()
104 new_consdata_2["series"] = consdata.apply(lambda row : add_new_contracts_5(row["
    suffix"],row["series"]), axis = 1)
105
106 new_consdata_2.to_csv(path + "/contract_categories_v8.csv")
107
108 #Vil teste om alt i series er unikt
109 total_series = []
110 for i, row in new_consdata_2.iterrows():
111     total_series.extend(row["series"])
112 print("Det er {} prosent duplicater i den totale serien".format(1-(len(list(set(
    total_series)))/ len(total_series))))
113
114 # Ser på data om seriene som er i old_suffix_test_list i nytt datasett
115 new_consdata_2[new_consdata_2["suffix"].isin(old_suffix_test_list)]
116
117 new_consdata_2["suffix"].unique()
118
119 """"#Sjekk og sammenligning av data""""
120
121 path_eod = "/content/drive/MyDrive/Master/Datagrunnlag/Data_251120"
122
123 gammelEOD = pd.read_csv(path_eod+"/EOD data 2012-2020.csv")
124
125 gammelEOD.head()
126
127 gammelEOD[gammelEOD["Series"]=="SYOSLYR-14"]["Volume"]
128
129 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/Rådata_140323"
130 tradedata = pd.read_csv(path + "/trade data.csv")
131
132 tradedata.head()
133
134 tradedata = pd.read_csv(path + "/trade data.csv").rename(columns = {'TRADE_DATE':'
    Date', 'MarektID':'MarketID', 'ContractTicker':'Series'}).rename(columns = {'
    TRADE_TIME':'Time'}).drop("Unnamed: 0",axis=1)
135 tradedata
136
137 """"#Lage eoddata""""
138
139 """" I gammelt skript hentes 4 "trade data 2017-2018.." inn og utgjør enotrades
    listen. Ønsker å lage en tilsvarende fil for oppdaterte data
140 slik at denne kan tilføyes.

```

```

141 Må gjøres:
142 - Formaterer datoformat og tidsformat
143 - Finne seneste tidspunkt for hver dato --> hente ut quantity på dette tidspunktet
      (+ resten av info på raden)
144   --> gange "quantity" med "contract_size" og lage "volume" kolonne.
145
146 Importerer ny data, "trade data" ""
147
148 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/Rådata_140323"
149 tradedata = pd.read_csv(path + "/trade_data.csv").rename(columns = {'TRADE_DATE': '
      Date', 'MarektID': 'MarketID', 'ContractTicker': 'Series'}).rename(columns = {'
      TRADE_TIME': 'Time'}).drop("Unnamed: 0",axis=1)
150
151 tradedata["Series"] = tradedata["Series"].str.strip()
152
153 # Oppretter en kolonne for volum
154 tradedata['volume'] = tradedata.QUANTITY * tradedata.CONTRACT_SIZE
155
156 #Lager volum, dealprice, highprice og lowprice i eoddata
157 groupbyday = tradedata.groupby(['Date','Series'], axis = 0).agg(volume = ('volume'
      , 'sum'), DealPrice = ('DealPrice', 'last'), Contracts = ('Contracts', 'last'),
      HighPrice=('PRICE', 'max'), LowPrice = ('PRICE', 'min'))
158 groupbyday = groupbyday.reset_index()
159 groupbyday
160
161 # Trenger en kolonne som sorterer på EPAD
162 groupbyday["MainCategory"] = ''
163
164 groupbyday['MainCategory'][groupbyday.Series.str.contains('^SY')]= 'EPAD'
165
166 # Lager informasjonskolonner tilsvarende gammel eod fil
167 groupbyday["MarketID"] = "ENO"
168 groupbyday["Market"] = "Nordic Power"
169
170 # Må ha date format på dato på eoddata
171 groupbyday['Date'] = pd.to_datetime(groupbyday['Date'],format='%Y-%m-%d %H:%M:%S')
172 groupbyday['Date'] = groupbyday['Date'].apply(lambda x: datetime.strptime(x,format
      ='%Y-%m-%d %H:%M:%S'))
173
174 # Tester data
175 groupbyday[groupbyday["Series"]=="SYOSLYR-18"]["volume"].sum()
176 groupbyday[groupbyday["Series"]=="SYOSLYR-18"]
177
178 #Lagrer ny fil til csv
179 groupbyday.to_csv(path + "/eoddata_v5.csv")
180

```



```

181 """"#Oppdatere EOD fil med ny data""""
182
183 """" I opprinnelige skript benyttes eoddata for å finne tradedvolumes_ver2. Bid-ask
      spread bruker EOD fil
184
185 Ønsker å bruke opprinnelig EOD fil og tilføye nye rader for oppdatert data.
186 - Kan sjekke mot "ContractTicker" / "Security"
187 - Må tilføre "ask" og "bid" fra best_ask og best_bid
188
189 (Bid-ask spread) Bruker blant annet kolonnen "MainCategory" for å filterere på
      negativ spread ved "EPAD" og "Power EPAD" """"
190
191 #Importerer den opprinnelige EOD filen
192 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/Datagrunnlag/Data_251120"
193 eoddata = pd.read_csv(path + "/EOD data 2012-2020.csv")
194
195 #Importerer den nylagde trade filen fra ovenfor
196 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/Datagrunnlag/Data_251120"
197 tradedata2 = pd.read_csv(path + "/eoddata_v4.csv")
198
199 #Importerer best_ask filen med oppdatert data
200 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/Rådata_140323"
201 askdata = pd.read_csv(path + "/best_ask.csv")
202
203 #Importerer best_bid filen med oppdatert data
204 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/Rådata_140323"
205 biddata = pd.read_csv(path + "/best_bid.csv")
206
207 #Lager to tomme kolonner til bestask og bestbid
208 tradedata2["BeskAsk"] = ''
209 tradedata2["BestBid"] = ''
210
211 askdata['date'] = pd.to_datetime(askdata['date'], format='%Y-%m-%d %H:%M:%S')
212 askdata['date'] = askdata['date'].apply(lambda x: datetime.strptime(x, format='%Y-%
      m-%d %H:%M:%S')) #000
213 askdata
214
215 biddata['date'] = pd.to_datetime(biddata['date'], format='%Y-%m-%d %H:%M:%S')
216 biddata['date'] = biddata['date'].apply(lambda x: datetime.strptime(x, format='%Y-%
      m-%d %H:%M:%S')) #000
217 biddata
218
219 #Merger biddata og askdata inn i eoddata (groupbyday).
220 new_df = pd.merge(groupbyday, biddata, how='left', left_on=['Date', 'Series'],
      right_on = ['date', 'security'])
221

```

```

222 new_df2 = pd.merge(new_df, askdata, how='left', left_on=['Date', 'Series'],
    right_on = ['date', 'security']).rename(columns = {'bid': 'BestBid', 'ask': '
    BestAsk'})
223
224 new_df2.rename(columns = {'bid': 'BestBid', 'ask': 'BestAsk'})#.drop("Unnamed: 0",
    axis=1)
225
226 new_df2.to_csv(path + "/eoddata_v5_med_bid_v2.csv")
227
228 # kilder merge
229 # https://pandas.pydata.org/docs/user_guide/merging.html
230 # https://stackoverflow.com/questions/41815079/pandas-merge-join-two-data-frames-
    on-multiple-columns
231
232 """"#Erstatte contract_delivery_period med metadata""""
233
234 """" Må omgjøre tidsformat på metadata for kolonnene delivery_start og
    delivery_stop """"
235 #Importerer metadata filen
236 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/Rådata_140323"
237 metadata = pd.read_csv(path + "/metadata.csv").rename(columns = {'SERIES': 'ticker'
    , 'DELIVERY_START': 'start_delivery_period', 'DELIVERY_STOP': 'end_delivery_period
    '})
238
239 #Leser inn opprinnelig kontraktleverings filen for å sammenligne
240 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/"
241 contractperiod = pd.read_csv(path + "/contract_delivery_period.csv")
242
243 metadata.to_csv(path + "/metadata_v3_nye_navn.csv")
244
245 #Endrer tidsformatet
246 #Delivery_start
247 metadata['start_delivery_period'] = pd.to_datetime(metadata['start_delivery_period
    '], format='%Y-%m-%d')
248 metadata['start_delivery_period'] = metadata['start_delivery_period'].apply(lambda
    x: datetime.strptime(x, format='%Y-%m-%d')) #000
249 #Delivery_stop
250 metadata['end_delivery_period'] = pd.to_datetime(metadata['end_delivery_period'],
    format='%Y-%m-%d')
251 metadata['end_delivery_period'] = metadata['end_delivery_period'].apply(lambda x:
    datetime.strptime(x, format='%Y-%m-%d')) #000
252
253 #Lagrer ny fil til csv
254 metadata.to_csv(path + "/metadata_v3_nye_navn_tid.csv")
255
256 """"#Oppdatere contract_delivery_period""""

```

```

257
258 """ Vil oppdatere gammel contract_delivery_period med metadata og product_calender
      fra Nasdaq hjemmeside. """
259 # Opprinnelig contract_delivery_period fil
260 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/"
261 contractperiod = pd.read_csv(path + "/contract_delivery_period.csv").rename(
      columns = {'Unnamed: 0': 'ticker'})
262
263 #Ny last_trading_day data fra NASDAQ
264 path = r"/content/drive/MyDrive/Master/"
265 tradingday = pd.read_csv(path + "/Ny_trading_period2.csv")
266
267 """ Oppdaterer først contract_delivery_period med nye kontrakter fra metadata.
268 Der skal "ticker", "start_delivery_period" og "end_delivery_period" være med.
269 Deretter må alle rader i contract_delivery_period som er tomme ved "
      last_trading_day" sjekkes mot tradingday filen.
270 Dersom ticker er lik skal last_trading_day tilføres fra tradingday filen. """
271
272 contractperiod["ticker"] = contractperiod["ticker"].str.strip()
273 metadata["ticker"] = metadata["ticker"].str.strip()
274
275 tradingday
276 #tradingday[['product_series', 'first_trading_day']] = tradingday.product_series;
      first_trading_day.str.split(";", expand = True)
277 tradingday[['product_series', 'last_trading_day']] = tradingday["product_series;
      first_trading_day"].apply(lambda x: pd.Series(str(x).split(";")))
278
279 #Må strippe product_series i tilfelle. Trenger også å sjekke datoformat
280 tradingday["product_series"] = tradingday["product_series"].str.strip()
281
282 metadata2 = metadata[["ticker", "start_delivery_period", "end_delivery_period"]]
283
284 tickers_not_in_contractperiod = set(metadata2["ticker"].unique().tolist()).
      difference(set(contractperiod["ticker"].unique().tolist()))
285 #tickers_not_in_contractperiod
286
287 metadata2[metadata2["ticker"].isin(tickers_not_in_contractperiod)]
288
289 #Merger contract_delivery_period og tradingday
290 contractperiod2 = pd.concat([contractperiod, metadata2[metadata2["ticker"].isin(
      tickers_not_in_contractperiod)]]])
291
292 #Lager en funksjon
293 def add_first_tradingday(x):
294     for i, row in tradingday.iterrows():
295         if x["ticker"] == row["product_series"]:

```

```

296     print(row["last_trading_day"])
297     return row["last_trading_day"]
298 else:
299     print("else... ")
300     print(x["ticker"],row["product_series"])
301     return x["last_trading_day"]
302
303 merging2 = pd.merge(contractperiod2, tradingday, how='left', left_on=['ticker'],
304                     right_on = ['product_series'])
305 contract_period_test = merging2[['ticker','first_trading_day','last_trading_day_y',
306                                 'start_delivery_period','end_delivery_period']]
307 intersec = set(tradingday["product_series"].unique().tolist()).intersection(set(
308                 contractperiod2["ticker"].unique().tolist()))
309 interseclist = list(intersec)
310 result = pd.merge(contractperiod2[contractperiod2["ticker"].isin(interseclist)],
311                  tradingday, how="left", left_on="ticker",right_on="product_series")
312 result["last_trading_day"] = result["last_trading_day_y"]
313 contractperiod3 = pd.concat([contractperiod2[~contractperiod2["ticker"].isin(
314                               interseclist)],result[["ticker","first_trading_day","start_delivery_period", "
315                               end_delivery_period","location","last_trading_day"]]])
316
317 contractperiod2.to_csv(path + "/contract_delivery_period_v3.csv")
318
319 contract_period_test.to_csv(path + "/contract_delivery_period_test_v2.csv")
320
321 """Korrelasjonsanalyse"""
322 #Denne analysen må kjøres i hovedskriptet fra RME
323 data['pricedata'] = scripts.importPriceData()
324 data['pricedata']
325
326 ndata = data['pricedata'][['SPOT', 'SPOTNO1', 'SPOTNO2', 'SPOTNO3', 'SPOTNO4', '
327                             SPOTNO5','date','SPOTDK1', 'SPOTSE1', 'SPOTSE2', 'SPOTSE3', 'SPOTSE4' ]] #
328                             Velg områder som skal med i figur
329 #ndata = data['pricedata'][['SPOT','date','SPOTDK1', 'SPOTSE1', 'SPOTSE2', '
330                             SPOTSE3', 'SPOTSE4' ]]
331
332 #Starter prisdata fra 2013 fordi her starter handelsdata
333 ndata2 = ndata[ndata.date.apply(lambda x: x > date( year =2013, month = 1, day =
334                                 1))]
335 ndata2

```

```

332 # Omgjør spotprisdata fra timesbasert til et månedlig gjennomsnitt
333 DF = ndata2.groupby("date").mean()
334 GB = DF.groupby([(DF.index.year), (DF.index.month)]).mean()
335 GB.index.names = ['yr', 'month']
336 GB = GB.reset_index()
337 GB["yr-month"] = GB["yr"].astype(str) + "-" + GB["month"].astype(str)
338 del GB["yr"]
339 del GB["month"]
340 #GB.set_index("yr-month", inplace = True)
341
342 def plot_like_createFigure2(df,x,y_range = None, title = None, x_title = None,
    y_title = None, template = None):
343     fig = px.line(df, x=x, y=df.columns)
344
345     fig.update_yaxes(
346         title = y_title,
347         range = y_range,
348         gridwidth = 0.5,
349         gridcolor = 'grey'
350     )
351     fig.update_xaxes(
352         title = x_title,
353         dtick="M6",
354         gridwidth = 0.5,
355         gridcolor = 'grey'
356     )
357     fig.update_layout(
358         title = title,
359         margin= dict(
360             l=50,
361             r=50,
362             t=50,
363             b=60),
364         width = 700,
365         height = 300,
366         font = dict(
367             family = 'Times New Roman',
368             size = 11
369         ),
370         template = template
371     )
372     fig.update_layout(
373         legend_title="",
374     )
375     return fig
376

```

```

377 # Lager plot for spotpris
378 import plotly.express as px
379 fig = plot_like_createFigure2(GB,x = "yr-month",title = "Spotpris", x_title = "
      Dato", y_title = "EUR/MWh")
380 fig.show()
381
382 """ Vil ha korrelasjon for alle prisområder mot hverandre. Må ha en
      gjennomsnittlig månedspris.
383 Over de siste 48 måneder. Vil se på to ulike tidsintervall - siste 4 år
      (2019-2022) og 4 år før prisen ble høy (2017-2020) """
384
385 filtered_DF = DF.loc[(DF.index >= '2019-01-01') & (DF.index < '2023-01-01')] #
      Endre tidsintervall for korrelasjoner her
386 filtered_DF
387
388 #DF = ndata2.groupby("date").mean()
389 GB2 = filtered_DF.groupby([(filtered_DF.index.year), (filtered_DF.index.month)]).
      mean()
390 GB2.index.names = ['yr', 'month']
391 GB2 = GB2.reset_index()
392 GB2["yr-month"] = GB2["yr"].astype(str) + "-" + GB2["month"].astype(str)
393 del GB2["yr"]
394 del GB2["month"]
395 #GB.set_index("yr-month",inplace = True)
396 GB2
397
398 GB2.rename(columns = {"SPOTNO1":"N01", "SPOTNO2":"N02", "SPOTNO3":"N03", "SPOTNO4"
      : "N04", "SPOTNO5":"N05", "SPOT":"SYS"}, inplace = True)
399 GB2.columns
400
401 # Gjør korrelasjonsanalyse på spotpris
402 omrader = GB2[['SYS', 'N01', 'N02', 'N03', 'N04', 'N05']] #Velg områder som skal
      korreleres
403
404 korrelasjoner =omrader.corr()
405 print(korrelasjoner)
406 #korrelasjoner.to_csv("korrelasjoner_2015_2018.csv")

```



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway