

Konkurransanalyse av kraftmarkedet

Studentprosjekt, Høst 2023

Universitetet i Bergen

ECON381



Sammendrag

Denne rapporten presenterer en analyse av det norske kraftmarkedet med fokus på markedsstruktur, pivotale aktører, overføringskapasitet og krysseierskap. Vi har undersøkt hvordan inndelingen av Norge i elspotområder påvirker markedets dynamikk, spesielt med hensyn til pivotale aktørers potensielle markedsrett og konsentrasjon av eierskap.

Analysen av elspotområdene tydeliggjør en klar geografisk inndeling mellom Nord og Sør i det norske kraftmarkedet. Statkraft avdekkes som aktøren med høyest eierskapskonsentrasjon, og eier nesten halvparten av produksjonen i Midt-, og Nord-Norge, med betydelig eierskap gjennom Statkraft Industrial Holding AS.

Videre indikerer analysen potensielle muligheter for at de store aktørene kan utøve markedsrett. Det gjenstår å fastslå om aktørene er bevisste på sin pivotale posisjon og dermed har muligheten til å utnytte markedsretten i praksis.

Rapporten gir innsikt i de strukturelle og økonomiske aspektene av det norske kraftmarkedet, med betydelig vekt på geografisk inndeling, eierskapskonsentrasjon, og potensielle utfordringer knyttet til markedsrett.

Forord

Denne rapporten er skrevet som en del av emnet Praksisbasert prosjektarbeid (ECON381) ved Universitetet i Bergen. Rapporten er initiert av Konkurransetilsynet ved Roar Gjelsvik og Johannes Hjartlie. Veileder ved institutt for økonomi har vært professor Rita Ginja. Vi ønsker å rette en stor takk til alle tre for god hjelp og veiledning.

Videre er vi takknemlige for gode svar og tips fra Carl Andreas Veie i NVE.

Rapporten er uavhengig utarbeidet, og representerer ikke nødvendigvis synet til verken Konkurransetilsynet eller Universitetet i Bergen.

Bergen, 28. November 2023

Maria Svege Iglebæk

Jesper Haave Austrheim

Marie Almaas Klev

Henrik Rasmussen

Maria Norheim Morken

Innholdsfortegnelse

1 Innledning	4
2 Kraftmarkedet i Norge	5
2.1 Beskrivelse av kraftmarkedet	5
2.2 Markedet for produksjon og salg av elektrisk kraft	6
2.3 Day-ahead markedet og prisdannelse.....	7
2.4 Pivotal aktør	11
3 Avgrensning av relevante markeder	11
4 Markedsstruktur og markedsrett.....	13
4.1 Markedsstruktur	13
4.2 Regulerbar kraft.....	13
4.3 Markedsrett.....	14
4.4 Kartlegging av krysseierskap	15
4.5 Herfindahl-Hirschman index.....	20
5 Resultater	22
5.1 Analyse av nødvendig aktør	22
5.2 Resultater fra analyse	23
5.2.1 Pivotal Supplier Index	23
5.2.2 Residual Supply Index.....	29
5.3 Mulige feilkilder.....	31
6 Oppsummering.....	32
6.1 Hovedfunn.....	32
6.2 Anbefalinger for videre arbeid	33
7 Appendiks	38

1 Innledning

God konkurranse mellom kraftselskapene er en forutsetning for at Norges kraftressurser blir utnyttet best mulig i fremtiden (Skjæveland, 2023). Kraftmarkedet har fått økt oppmerksomhet de siste årene på grunn av vedvarende høye kraftpriser i Norge og Europa. Det er derfor behov for oppdatert kunnskap om situasjonen for å kunne vurdere tiltak.

Kraftmarkedet i Norge opererer på prinsippet om markedsbasert produksjon og handel av kraft, og er delt inn i grossist- og sluttbrukermarkedet (Energifakta Norge, 2023c). I grossistmarkedet, der kraftprodusenter og kjøpere handler, er det en bekymring for høy markedskonsentrasjon, samt muligheter for informasjonsutveksling og insentiver til markedsrett. Dette kan påvirke spotprisene på kraft, som i sin tur påvirker prisene i sluttbrukermarkedet.

Markedsrett defineres typisk som evnen til lønnsomt å endre priser bort fra konkurransenivåer (Stoft 2002, s.318). En viktig implikasjon av disse definisjonene er at høye priser, selv om det ofte anerkjennes som et symptom på markedsrett, ikke beviser at markedsrett eksisterer. Høye priser kan være i samsvar med et velfungerende, konkurransedyktig marked der tilbudet er knapt. Det er derfor en viktig forskjell mellom potensialet for markedsrett og den faktiske utøvelsen av markedsrett. Å oppdage potensiell markedsrett anses av de fleste markedsovervåkere som like viktig som å oppdage den faktiske utøvelsen av markedsrett (Twomey et al, 2005).

Grossistmarkedet for kraft er også påvirket av begrenset overføringskapasitet og oppdeling i elspotområder, noe som kan føre til prisforskjeller mellom områdene. I tilfeller der én aktør er nødvendig for å møte etterspørselen i et område, kan denne aktøren utøve markedsrett og påvirke prisene (NVE, 2022a).

Problemstillingen i denne analysen er todelt. Vi vil først kartlegge krysseierskap og felleseide kraftverk, før vi undersøker hvilke markeder som er prismessig isolerte og i hvilken grad aktøren med størst produksjonskapasitet er pivotal.

Denne rapporten er strukturert som følger: I kapittel 2 gis en beskrivelse av kraftmarkedet i Norge, i kapittel 3 avgrenses de relevante markedene, og i kapittel 4 forklares markedsstrukturen. Videre presenteres resultatene i kapittel 5, og kapittel 6 gir en oppsummering og konklusjon.

2 Kraftmarkedet i Norge

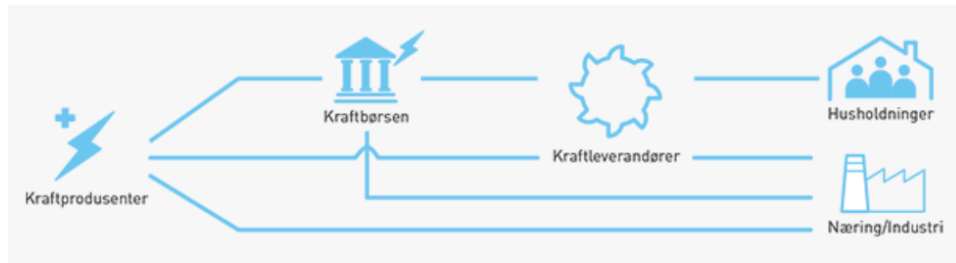
2.1 Beskrivelse av kraftmarkedet

Kraftmarkedet i Norge er basert på prinsipper som fremmer markedsbasert produksjon og handel av kraft, samtidig som nettinfrastrukturen er strengt regulert (Energifakta Norge, 2023c). Et viktig prinsipp i reguleringen av kraftsystemet er skillet mellom virksomhet som egner seg for konkurranse og monopolvirksomhet. Markedet er utformet for å oppnå effektiv ressursutnyttelse på kort sikt og bærekraftige investeringer på lang sikt. Sentralt i dette systemet er betingelsen for sunn konkurranse mellom aktørene, som er avgjørende for at markedsmekanismene skal fungere etter hensikten.

Kraftmarkedet i Norge kan generelt deles inn i to hovedkategorier, grossistmarkedet og sluttbrukermarkedet. I denne analysen ser vi utelukkende på grossistmarkedet.

Grossistmarkedet omfatter kraftprodusenter og kraftkjøpere, inkludert kraftleverandører og større industrielle brukere. Det er her store kraftvolum selges og kjøpes og prisdannelsen for hver enkelt time i det påfølgende døgnet skjer. Prisdannelsen skjer basert på mange ulike aktørers etterspørsel og tilbud gitt den tilgjengelige nettkapasiteten. Denne kortsiktige tilpasningen gjør at de rimeligste produksjonsressursene først tas i bruk og videre gir kraftprisene signaler dersom det er knapphet på strøm i form av investeringssignaler (Energifakta Norge, 2023c).

Figur 2.1: Kraftmarkedet



Kilde: Energifakta Norge, 2023

2.2 Markedet for produksjon og salg av elektrisk kraft

Videre i denne analysen skal vi fokusere på hvorvidt aktørene i grossistmarkedet har incentiver og muligheter til å utøve markedsrett. Konkurransen i grossistmarkedet har en direkte innvirkning på spotprisen for kraft, og dermed på prisene i sluttbrukermarkedet. I en rapport av Skjeret og Sing i 2006 fant de at dette markedet karakteriseres av en betydelig grad av konsentrasjon, hvor noen få store aktører opererer side om side med en rekke mindre aktører. I tillegg fantes det en betydelig mengde minoritetseierskap og krysseierskap mellom disse aktørene, noe som ytterligere forsterket konsentrasjonen i markedet (Skjeret & Sing, 2006). Det er også vanlig med felles eierskap av kraftverk mellom to eller flere selskaper (Energifakta Norge, 2023a). Slike forhold kan potensielt redusere incentivene for konkurranse blant aktørene, delvis på grunn av muligheter for informasjonsutveksling.

Den høye graden av markedsrett har ført til at flere deltakere i markedet for kraftproduksjon er pålagt en spesiell plikt til å rapportere om sammenslutninger mellom foretak, selv når de ellers ville ha falt under terskelverdiene for slik rapportering (Konkurransetilsynet, u.å.). Dette er gjort med bekymring for muligheten for økt konsentrasjon som kunne gi aktørene i markedet anledning og incentiver til å utøve markedsrett.

Produksjonen av elektrisitet foregår ikke alltid på de stedene hvor etterspørselen er høyest, og derfor må elektrisiteten transporteres dit det er behov for den. I noen tilfeller er kapasiteten i

kraftnettet begrenset. For å håndtere disse begrensningene er Norge inndelt i forskjellige regioner kjent som elspotområder (Statnett, 2022). Elspotområdene gjør at vi kan utnytte de norske kraftressursene effektivt, gi gode signaler til markedet om knapphet og overskudd, og sikre en forsvarlig drift av systemet. Grovt sett er strømmettet delt i områdene; Østlandet (NO1), Sørlandet (NO2), Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4) og Vestlandet (NO5) (Statnett, 2022).

Figur 2.2: Elspotområder for strøm i Norge



Kilde: Statnett, 2022

2.3 Day-ahead markedet og prisdannelse

Norge var tidlig ute med å innføre et markedsbasert kraftsystem allerede i 1991, og var det første landet i verden som åpnet kraftmarkedet for alle kundesegmenter fra begynnelsen (Energifakta Norge, 2023c). Dette ble realisert gjennom opprettelsen av kraftbørsen Statnett Marked AS, senere kjent som Nord Pool. I dag er de nordiske landene integrert i et felles kraftmarked, både fysisk og finansielt. Nord Pool i Oslo fungerer som kraftbørsen for fysisk krafthandel i de nordiske og baltiske landene (Energifakta Norge, 2023c). Norge er også en integrert del av både

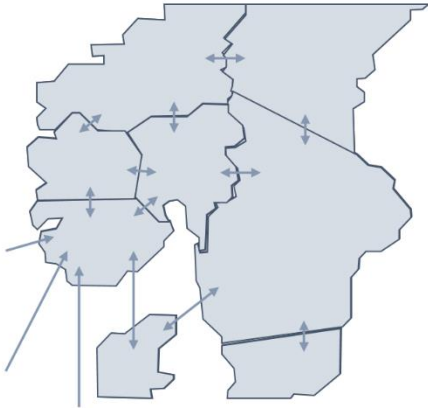
det nordiske og det europeiske kraftmarkedet gjennom eksisterende kraftoverføringskabler til utlandet.

Day-aheadmarkedet er hovedmarkedet for krafthandel i Norden, hvor det handles kontrakter med levering av fysisk kraft time for time (Energifakta Norge, 2023c). Markedsaktørene i kraftmarkedet er kraftprodusenter og leverandører som dagen i forveien melder sine ønsker om kjøp eller salg av elektrisk kraft for den kommende dagen. Auksjonen stenger kl. 12 og basert på innkomne kjøps- og salgsbud og den ledige transmisjonskapasiteten, beregnes prisene for hver time neste døgn (Energifakta Norge, 2023c).

Markedskoblingen mellom det nordiske day-aheadmarkedet og day-aheadmarkedene i store deler av Europa skjer gjennom implisitt auksjon, som betyr at aktørene byr på overføringskapasitet og energi samtidig (Energifakta Norge, 2023c). Dette innebærer at priser og elektrisitetsflyt mellom områder berages på samme tid. Etersom strøm egner seg dårlig til lagring, må det til enhver tid være en eksakt balanse mellom produksjon og forbruk. Denne balansen mellom tilbud og etterspørsel sikres i stor grad i day-ahead markedet, men det kan likevel oppstå hendelser etter auksjonen. For eksempel kan værprognoser føre til at den faktiske produksjonen eller forbruket til aktørene er annerledes enn deres posisjon i day-ahead markedet (Energifakta Norge, 2023c).

Nord Pool beregner hver dag systemprisen for kraft det kommende døgnet (Energifakta Norge, 2023). Systemprisen fungerer som en referansepris for prissettingen i den finansielle krafthandelen i Norden og er felles for hele det nordiske markedet. Dette er en teoretisk pris beregnet ut ifra en forutsetning om at det ikke er overføringsbegrensninger i strømmettet slik at strømmen kan flyte fritt mellom elspotområder (Energifakta Norge, 2023).

Figur 2.3: Markedene uten overføringsbegrensninger



Kilde: Konkurransetilsynet, 2023, lysark 6

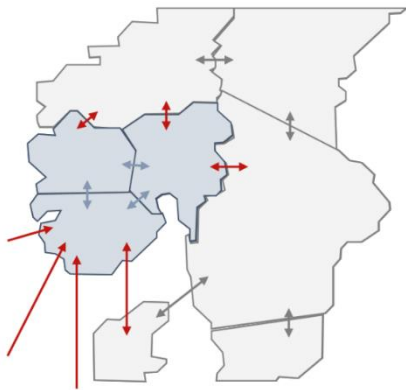
Når det oppstår en begrensning i overføringen av elektrisitet mellom disse elspotområdene, beskriver vi dette som en flaskehal i kraftnettet. Flaskehaler i strømmettet oppstår når det er overskudd av elektrisitet i en del av nettet, samtidig som det er underskudd i en annen del. Dette kan oppstå på grunn av ulike regionale kraftsituasjoner som varierer fra time til time, og mellom sesonger og år (Energifakta Norge, 2023c). I områder med underskudd er det derfor behov for å importere kraft, mens det i overskuddsområder er behov for å eksportere kraft. Dersom det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet til å importere og eksportere, oppstår det flaskehaler mellom områdene.

Elspotområdene spiller en sentral rolle i håndteringen av flaskehaler i strømmettet. Disse områdene er definert på en måte som tar hensyn til de vedvarende kapasitetsbegrensningene i kraftsystemet. Hvert av de fem elspotområdene har sin egen kraftpris, kjent som områdeprisen. Områdeprisene er de prisene som skaper balanse mellom salgs- og kjøpsbud for aktørene innenfor de ulike elspotområdene (Energifakta Norge, 2023c).

I situasjoner hvor overføringskapasiteten mellom elspotområdene er fullt utnyttet, kan det føre til ulike priser mellom områdene. Prisforskjeller mellom områder med ulik tilgang til strøm kan

føre til at områder med begrenset strømtilgang opplever høyere priser enn områder med rikelig tilgang (NVE, 2022c). Generelt sett vil elektrisitet naturlig strømme fra områder med lav pris til områder med høyere pris. Det vil si at prisen vil være høyest i det elspotområdet som kjøper strømmen. Kjøperen betaler prisen som gjelder i sitt eget elspotområde, mens produsenten får betalt prisen som gjelder i det elspotområdet der elektrisiteten produseres. Forskjellen i pris mellom de to områdene representerer inntektene som går til eieren av strømkabelen som muliggjør overføringen (NVE, 2022c).

Figur 2.4: Markedene med overføringsbegrensninger



Kilde: Konkurransetilsynet, 2023, lysark 7

Disse varierende områdeprisene gir prissignaler til markedet. Forbrukere og produsenter kan tilpasse sitt strømforbruk og produksjon i tråd med disse prisnivåene. De kan velge å redusere sitt forbruk når prisene er høyest og øke det når prisene er lavere, noe som gir en viss fleksibilitet og mulighet for kostnadsbesparelser. På lengre sikt gir områdeprisene også verdifulle signaler om hvor det kan være hensiktsmessig å investere i ny strømproduksjon eller utvikle nytt strømforbruk (Statnett, 2022). Dette kan hjelpe med å styre investeringer i retning av områder hvor det er mest behov for elektrisitet (Statnett, 2022).

2.4 Pivotal aktør

Når ett eller flere elspotområder er isolert prismessig, kan det oppstå tilfeller der den største aktøren i et gitt område spiller en avgjørende rolle for å møte etterspørselen. En slik aktør defineres som en pivotal aktør (Hjelmeng & Sørensen, 2014, s. 627-630). I slike tilfeller vil den pivotale aktøren i området ha monopolistisk kontroll over residualetterspørselen. Det vil si at om den største aktøren er klar over at deres produksjon er tilstrekkelig for å dekke etterspørselen kan de ha mulighet til å utøve markedsrett og følgelig påvirke prisen som settes i markedet. Videre i analysen vil det bli kartlagt hvilke markeder som er prismessige isolerte og i hvilken grad aktøren med størst produksjon er pivotal. Dette gjøres for å undersøke hvorvidt den pivotale aktøren har incentiver og muligheter til å utøve markedsrett.

3 Avgrensning av relevante markeder

Vi er interessert i hvor ofte et gitt område utgjør et eget, avgrenset marked. Et avgrenset marked kan bestå av et enkelt elspotområde, eller flere tilgrensede elspotområder. I denne oppgaven er det lagt til grunn to kriterier som avgrenser et marked. Prisene i alle elspotområdene innenfor området må være lik, og prisen i alle de tilgrensede elspotområdene til markedet må avvike fra prisen i markedet.

For å isolere de ulike markedene har vi benyttet data fra day-ahead markedet hentet fra Nord Pool. Datafilene inneholder priser time for time alle dager i 2018 til 2023.

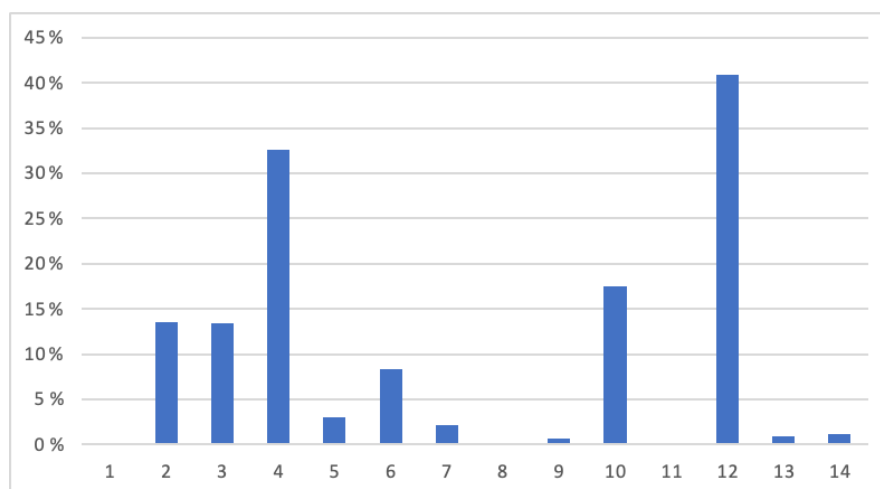
I analysen har vi sett på 14 utvalgte markeder for å dekke de mest relevante kombinasjonene av elspotområder som utgjør geografiske markeder. Tabellen under viser en oversikt over de 14 ulike markedene brukt i analysen.

Tabell 3.1: Markeder og elspotområder

Markeder	Elspotområder
Marked 1	NO1
Marked 2	NO2
Marked 3	NO3
Marked 4	NO4
Marked 5	NO5
Marked 6	NO1+NO2
Marked 7	NO1+NO5
Marked 8	NO1+NO3
Marked 9	NO2+NO5
Marked 10	NO3+NO4
Marked 11	NO3+NO5
Marked 12	NO1+NO2+NO5
Marked 13	NO1+NO2+NO3+NO5
Marked 14	NO1+NO2+NO3+NO4+NO5

Figur 3.1 viser hvor ofte de 14 ulike markedene er isolerte i snitt i årene 2018 til 2023. Videre i analysen vil vi fokusere på de tre markedene som i gjennomsnitt oftest er isolerte i perioden 2018 til 2023.

Figur 3.1: Andel isolerte timer (%) i snitt 2018-2023



Markedene som oftest er isolerte er marked 4, 10 og 12. Disse markedene tilsvarer NO₄, NO₃+NO₄ og NO₁+NO₂+NO₅, som igjen tilsvarer Nord-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge, og Sør-Norge. Av disse tre markedene er det tydelig at Sør-Norge oftest er isolert.

I analysen har vi funnet at Midt- og Nord-Norge kun har høyere pris i mindre enn 1% av de isolerte timene sammenlignet med Sør-Norge i 2022. Dette kan være fordi Nord-Norge har en betydelig andel vannkraftproduksjon, og dermed ofte en overflod av tilgjengelig elektrisitet. Samtidig har Sør-Norge ofte høyere etterspørsel etter strøm på grunn av større tetthet av befolkning og økonomisk aktivitet. Denne forskjellen i tilgang og etterspørsel skaper en dynamikk der overføringskapasiteten fra Nord-Norge til Sør-Norge kan være sprengt. Som et resultat kan de nordlige elspotområdene bli isolert med en lavere pris, da elektrisitet naturlig strømmer fra områder med lav pris til områder med høyere pris. Dette fenomenet understreker betydningen av hvor viktig overføringskapasitet mellom elspotområdene er.

4 Markedsstruktur og markedsmakt

4.1 Markedsstruktur

Basert på prinsippene innen økonomisk teori kan det norske kraftmarkedet analyseres som et oligopolistisk marked. Oligopolmarkedet karakteriseres av et begrenset antall store produsenter eller leverandører som har betydelig innflytelse på prisdannelsen. I kraftsektoren i Norge er dette tydelig gjennom de få, store aktørene som dominerer markedet. I dette markedet tilbyr aktørene homogene produkter til sluttbrukerne. Homogene produkter indikerer at produktene som tilbys av forskjellige selskaper er like. Prisfastsettelsen reguleres av Nord Pool, som avhenger av tilbud og etterspørsel i markedet til enhver tid. Den underliggende dynamikken i markedet reflekterer en form for Cournot-konkurrans, der bedriftene i grossistmarkedet konkurrerer primært basert på mengden tilbudt (Snyder et al., 2015, s. 436).

4.2 Regulerbar kraft

Dersom en aktør er pivotal, og har informasjon om dette, kan aktøren i noen tilfeller utnytte dette til å øke profitten sin. Dette er i stor grad avhengig av om aktøren har tilgang på regulerbar kraft. Dersom kraften er regulerbar, kan aktøren holde igjen på produksjon av kraft, noe som vil føre til

økt pris, og dermed gi økte inntekter til selskapet. I Norge er 75% av vannkraften regulerbar, og kan lagres i lang tid (Energifakta, 2023b).

Regulerbar vannkraft kan være med på å øke muligheten til å utnytte eventuell markedsrett til store aktører. Regulerbar kraft kan likevel være bra for markedet i perioder med lite nedbør, fordi kraftselskaper kan jevne ut produksjon og sikre tilbud. Dette kan bidra til å redusere prisnivået for forbrukeren i perioder med lite nedbør. Videre kan regulerbar kraft være et virkemiddel i overgangen til mer bærekraftig kraftproduksjon. Det kan tenkes at regulerbar kraft kan være en kraftkilde som kompenserer for svingninger i produksjon fra en ny fornybar kraftkilde som sol, og vindkraft. Tilgang på tilstrekkelig fleksibilitet i kraftsystemet for hver time året rundt er kritisk, noe det fremdeles vil være i fremtiden (Statnett, 2021).

4.3 Markedsrett

I markeder der få selskaper eier store deler av markedet, øker muligheten for å utøve markedsrett. Krysseierskap i et elspotområde kan gjøre at disse selskapene kan samarbeide til deres fordel. Incentiver til å utføre markedsrett er trolig primært det økonomiske, ved at aktører med markedsrett kan øke priser ved å holde tilbake vannkraft for å skape knapphet.

Noen definisjoner av markedsrett inkluderer kravet om at evnen til å endre priser bort fra det konkurransedyktige nivået skal opprettholdes i en "betydelig periode", gjerne i løpet av flere år. Imidlertid har erfaring med elektrisitetsmarkeder vist at enorme formuesoverføringer kan skje i løpet av måneder i stedet for år. En kortvarig, men dramatisk prisøkning kan skade forbrukere og konkurranse like mye som en lengre, men mer beskjeden prisøkning. Derfor inkluderer markedsrett definisjoner for elektrisitetsmarkeder ikke en spesifikk tidsbegrensning (FERC, 2002).

Selv om vi gjerne ser bort fra tidsbegrensninger i markedsrettdefinisjoner for elektrisitetsmarkedet kan det likevel være utfordrende for en pivotal aktør å vite når de må holde igjen produksjonen for å kunne øke prisene. Hyppigheten og varigheten av flaskehals i et

elektrisitetmarkedet er betydelige for den største aktørens evne til å forutsi og tilpasse produksjonen. Dersom markedet er isolert i relativt få timer uten et klart mønster, blir det utfordrende for den potensielle pivotale aktøren å forutsi når den vil ha muligheten til å utøve markedsrett ved å begrense krafttilbudet i disse relevante timene. Bruken av day-ahead markedet på Nord Pool børsen, gjør at mengden kraft som skal produseres må meldes inn minst et døgn på forhånd. Å vite om en aktør er pivotal før dette på forhånd krever mye analyse, og mange faktorer kan spille inn på om aktøren er pivotal eller ikke.

4.4 Kartlegging av krysseierskap

Krysseierskap i kraftmarkedet innebærer at selskaper ofte er knyttet sammen gjennom et nettverk av eierskapsrelasjoner (Konkurransetilsynet, 2008). Dette oppstår når forskjellige selskaper eier andeler i hverandre, mens felleseide kraftverk eies og drives av flere selskaper. Når selskaper eier kraftverk sammen, kan det gi incentiver til å dempe konkurransen mellom eiere ettersom de har en felles interesse for kraftverket. Det kan påvirke hvordan de opererer i markedet, og føre til høyere priser (Konkurransetilsynet, 2008).

Ved vurdering av potensialet for markedsrett, kan det være hensiktsmessig å ta hensyn til produsentenes evne til å regulere produksjonen ved hjelp av magasinkapasitet og installert effekt. Magasinkapasitet er definert som hvor mye vann produsenten kan lagre for senere produksjon, og installert effekt er maksimal produksjon per time. Jo kortere tid det tar å kjøre ut det lagrede vannet, altså jo høyere installert effekt, desto større mulighet er det å flytte produksjon til de ønskede tidene på året og døgnet. Dermed ønsker vi å se på andeler for hvert elspotområde. I hver av de ulike sonene har vi tatt utgangspunkt i de fem største selskapene basert på installert effekt. Tabell 4.1, 4.2 og 4.3 viser en oversikt over eierskap i kraftverk kun justert for eierandel i de felleseide kraftverkene.

Tabell 4.1: Nord-Norge: Uten krysseierskap

NO4		Midlere produksjon		Installert effekt		Magasinkapasitet	
		GWh	Andel (%)	MW	Andel (%)	GWh	Andel (%)
1	Statkraft AS	12096,75	51,38 %	2644,27	48,85 %	13040,58	62,54 %
2	Salten Kraftsamband AS	2121,40	9,01 %	471,29	8,71 %	1587,93	7,61 %
3	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk AS	1496,19	6,36 %	320,50	5,92 %	969,78	4,65 %
4	Helgeland Kraft AS	1251,09	5,31 %	306,18	5,66 %	412,16	1,98 %
5	Nordkraft AS	1054,71	4,48 %	280,75	5,19 %	818,01	3,92 %
	Andre selskaper	5522,27	23,46 %	1389,93	25,68 %	4024,51	19,30 %
Total		23542,42	100,00 %	5412,92	100,00 %	20852,98	100,00 %

Tabell 4.2: Midt- og Nord-Norge: Uten krysseierskap

NO3+NO4		Midlere produksjon		Installert effekt		Magasinkapasitet	
		GWh	Andel (%)	MW	Andel (%)	GWh	Andel (%)
1	Statkraft AS	19430,56	44,21 %	4204,83	40,75 %	17509,83	58,41 %
2	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk AS	3363,50	7,65 %	788,64	7,64 %	1813,29	6,05 %
3	Salten Kraftsamband AS	2121,40	4,83 %	471,29	4,57 %	1587,93	5,30 %
4	Tafjord kraft AS	1581,24	3,60 %	379,64	3,68 %	929,62	3,10 %
5	Trønderenergi AS	1432,62	3,26 %	347,97	3,37 %	701,21	2,34 %
	Andre selskaper	16022,53	36,45 %	4125,55	39,98 %	7435,60	24,80 %
Total		43951,85	100,00 %	10317,91	100,00 %	29977,48	100,00 %

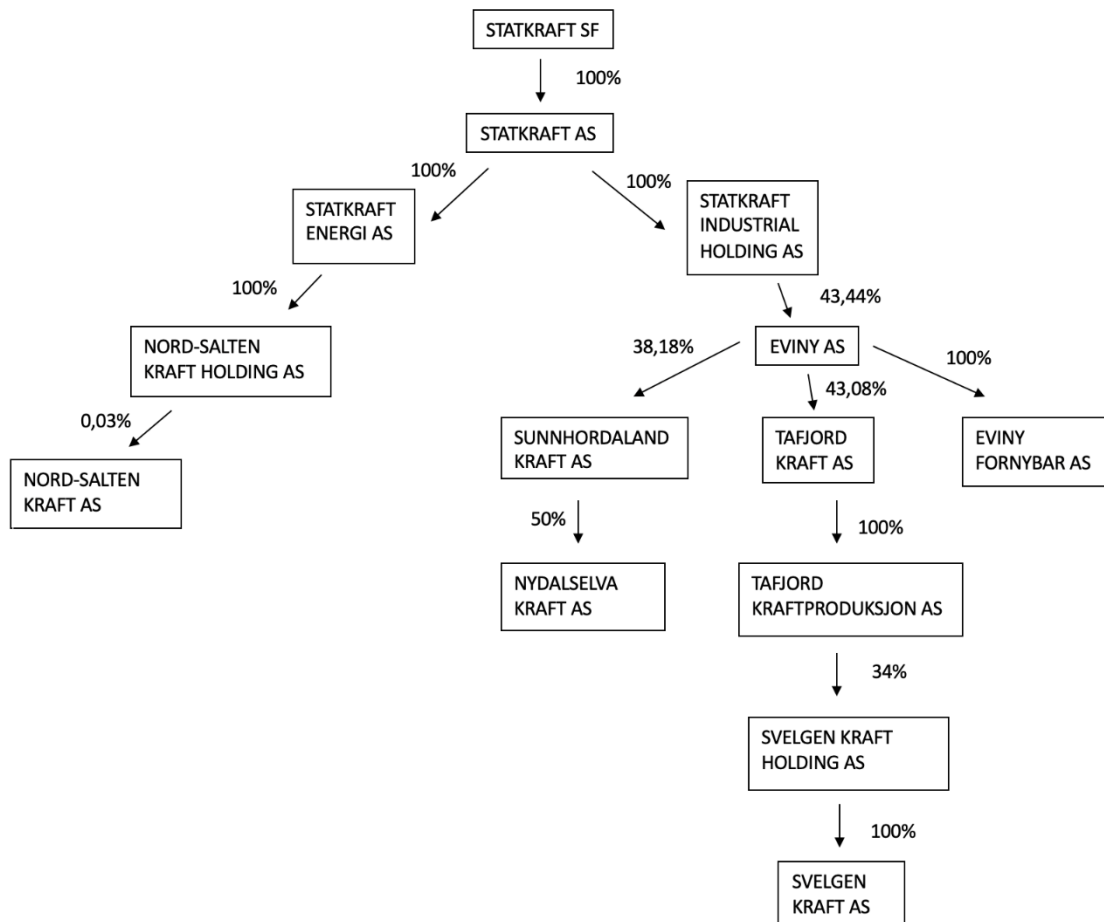
Tabell 4.3: Sør-Norge: Uten krysseierskap

NO1+NO2+NO5		Midlere produksjon		Installert effekt		Magasinkapasitet	
		GWh	Andel (%)	MW	Andel (%)	GWh	Andel (%)
1	Statkraft AS	21973,77	23,44 %	5785,27	24,51 %	19261,41	33,57 %
2	Hafslund AS	8376,22	8,94 %	2491,44	10,56 %	5879,51	10,25 %
3	Å Energi AS	9995,53	10,66 %	2225,67	9,43 %	5610,67	9,78 %
4	Eviny AS	6907,73	7,37 %	1797,06	7,61 %	3226,58	5,62 %
5	Skagerak Energi AS	5374,19	5,73 %	1350,40	5,72 %	3737,10	6,51 %
	Andre selskaper	41109,52	43,86 %	9952,39	42,17 %	19662,44	34,27 %
Total		93736,97	100,00 %	23602,23	100,00 %	57377,71	100,00 %

Tabellene over viser at Statkraft er største aktør i alle markeder. I Nord-Norge og Midt- og Nord-Norge, eier Statkraft nesten halvparten av den totalt installerte effekten i markedet. Statkraft dominerer ikke markedet i like stor grad i Sør-Norge. Statkraft har også desidert størst magasinkapasitet i de tre markedene, spesielt i Nord-Norge.

Justeringen for indirekte eierskap er gjort manuelt. Som et eksempel på hvordan dette er gjort, viser Figur 4.2 viser at Statkraft AS blant annet indirekte eier Sunnhordaland kraft AS gjennom sitt eierskap i EVINY AS. Denne delen vil legges til den totalt installerte effekten til Statkraft AS, og trekkes fra delen i både EVINY og Sunnhordaland Kraft AS.

Figur 4.2: Eksempel på krysseierskap for Statkraft i Midt- og Nord-Norge



I Sør-Norge har det vært en fusjon mellom Agder Energi og Glitre Energi, som gjør at datasettet som er benyttet i utregningen ikke stemmer med dagens situasjon (E24, 2022). Å Energi er derfor kun lagt inn med direkte eierskap som Statkraft har i selskapet (DN, u.å.).

Tabell 4.6: Nord-Norge: Justert for krysseierskap

NO4		Installert effekt	
		MW	Andel (%)
1	Statkraft AS	2644,29	48,85 %
2	Salten Kraftsamband AS	505,34	9,34 %
3	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk AS	425,50	7,86 %
4	Helgeland Kraft AS	340,23	6,29 %
5	Nordkraft AS	281,57	5,20 %
	Andre selskaper	1216,00	22,46 %
Total		5412,92	100,00 %

Tabell 4.7: Midt- og Nord-Norge: Justert for krysseierskap

NO3+NO4		Installert effekt	
		MW	Andel (%)
1	Statkraft AS	4364,06	42,30 %
2	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk AS	899,64	8,72 %
3	Salten Kraftsamband AS	505,34	4,90 %
4	Tafjord kraft AS	224,08	2,17 %
5	Trønderenergi AS	355,47	3,45 %
	Andre selskaper	3969,33	38,47 %
Total		10317,91	100,00 %

Tabell 4.8: Sør-Norge: Justert for krysseierskap

NO1+NO2+NO5		Installert effekt	
		MW	Andel (%)
1	Statkraft AS	8323,66	35,27 %
2	Å Energi AS	1483,85	6,29 %
3	Eviny AS	1133,74	4,80 %
4	Hafslund AS	1109,96	4,70 %
5	Skagerak Energi AS	455,73	1,93 %
	Andre selskaper	11095,28	47,01 %
Total		23602,23	100,00 %

I markedet Nord-Norge og Midt- og Nord-Norge, ser vi at justert for krysseierskap, er det en relativt liten endring i andelen av kraft som tilegnes de største aktørene i markedet. Dette kan blant annet forklares med at Statkraft, som kun har direkte eierskap i tre andre selskaper, ikke har noe direkte eierskap i andre selskaper i de nevnte elspotområdene.

I Sør-Norge er det tilsynelatende store endringer i eierskap justert for krysseierskap. Statkraft har direkte eierskap i Eviny, Å Energi og Skagerak kraft, som fører til at de tre får lavere total installert effekt, og Statkraft får høyere. Når det gjelder Hafslund får de lavere installert effekt justert for krysseierskap, ettersom at deres datterselskaper som produserer kraft, er deleid av andre selskap. Totalt sett tyder dette på at krysseierskap gir Statkraft større økonomiske interesser i Sør-Norge.

4.5 Herfindahl-Hirschman index

Herfindahl-Hirschman indeks (HHI) brukes som et mål på markedsandel og markedets konsentrasjon, med andre ord i hvilken grad en aktør har markedsrett i et marked (Bromberg, 2023). Indeksen måler størrelsen på selskapene i forhold til markedets størrelse, og i hvilken grad

markedet er preget av konkurranse. HHI beregnes ved å kvadrere markedsandelen til hvert selskap som konkurrerer i markedet, og deretter summere sammen. For å beregne HHI, benytter man følgende formel:

$$HHI = s_1^2 + s_2^2 + s_3^2 + \dots + s_n^2$$

Komponenten n står for selskap, s står for markedsandelene til selskapene i markedet (Bromberg, 2023). Indeksen varierer fra 0 til 10 000. Lavere verdi indikerer et mindre konsentrert og mer konkurransedyktig marked. En høyere verdi indikerer et mer konsentrert marked som signaliserer monopol. Et marked med HHI lavere enn 1500 anses som kompetitivt. Et marked med HHI mellom 1500 og 2500 er moderat konsentrert, mens et marked med HHI over 2500 er høyt konsentrert (Bromberg, 2023). Det er verdt å merke seg at HHI er en enkel indeks som ikke tar hensyn til kompleksiteten i kraftmarkedet.

Tabell 4.1: Herfindahl-Hirschman indeks: Ikke justert for krysseierskap

Marked	Herfindahl-Hirschman indeks (HHI)
NO1 (Sør-Norge)	3485,31
NO2 (Sør-Norge)	1185,88
NO3 (Midt-Norge)	966,59
NO4 (Nord-Norge)	2311,54
NO5 (Sør-Norge)	1560,09
NO3+NO4 (Midt- og Nord-Norge)	1379,00
NO1+NO2+NO5 (Sør-Norge)	872,76

Med utgangspunkt i definisjonene fra Investopedia (Bromberg, 2023) er markedene NO2, NO3, NO1+NO2+NO5 og NO3+NO4 kompetitive. Markedene NO4 og NO5 er moderat konsentrerte, mens NO1 er høyt konsentrert. Det er ikke veldig relevant at konsentrasjonen i NO1 er veldig høy fordi dette elspotområdet sjeldent er isolert og dermed ikke et eget marked, se Figur 3.1.

Ved beregning av HHI justert for krysseierskap vil vi kun se på de tre markedene av interesse. Vi bruker kun de fem største selskapene i hvert marked, noe som vil medføre at markedskonsentrasjonen undervurderes. I Nord-Norge utelates 22,46% i Midt - og Nord-Norge utelates 38,47%, og i Sør-Norge utelates 47,015% av produksjonen.

Tabell 4.2: Herfindahl-Hirschman indeks: Justert for krysseierskap

Marked	Herfindahl-Hirschman indeks (HHI)
NO4 (Nord-Norge)	2601,98
NO3+NO4 (Midt- og Nord-Norge)	1905,55
NO1+NO2+NO5 (Sør-Norge)	1332,17

HHI verdien i Nord-Norge har økt til over 2500, og anses dermed som et høyt konsentrert marked når vi tar hensyn til krysseierskap. Fordi vi kun ser på de fem største selskapene i markedet, vil verdien i realiteten være enda høyere. Basert på denne informasjonen kan det tenkes at det er lite konkurranse i markedet, og at de største aktørene kan ha markedsmakt. Dette kan medføre høyere priser for forbrukere, dersom selskapene kan utnytte markedsmakten.

Markedet Midt- og Nord-Norge har gått fra å være et kompetitivt marked når man ikke justerer for krysseierskap, til å bli et moderat konsentrert marked. HHI verdien i markedet Sør-Norge er fortsatt under 1500, men har økt betraktelig. Fordi vi ser bort fra nesten halvparten av produksjonen i dette markedet, er det sannsynlig at HHI i dette markedet er undervurdert.

5 Resultater

5.1 Analyse av nødvendig aktør

For å kunne identifisere hvilke aktører som er pivotale og har mulighet til å utøve markedsmakt, må vi beregne residualletterspørselen til den største aktøren i et gitt marked. Dersom det er slik at alle aktørene til sammen, fratrukket den største aktøren, ikke har kapasitet til å tilfredsstille den totale etterspørselen i et marked, karakteriseres den største aktøren som en pivotal aktør. Se appendiks for beskrivelse av fremgangsmåte.

Residualetterspørselen den største aktøren møter i de ulike markedene, er etterspørselen i hvert marked sett opp mot total produksjonskapasitet i markedet, minus kapasiteten til denne aktøren. Dersom etterspørselen, justert for flyt, er høyere enn kapasiteten til alle produsentene bortsett fra den største, vil den største aktøren være pivotal og monopolist på residualetterspørselen. Dersom residualetterspørselen er stor kan det tenkes at det er enklere for den største aktøren å forstå at den er pivotal. Residualetterspørselen er beregnet for hver time.

$$\text{Residualetterspørsel} = (D + NF) - (K - P)$$

Hvor

D: Summen av konsum i alle elspotområdene i markedet

NF: Netto flyt i overføringskablene i markedet

K: Full kapasitet i markedet

P: Største aktørs kapasitet i markedet

Hyppigheten og varigheten av flaskehalsar har betydning for de største aktørenes mulighet til å forutse og tilpasse produksjonen. Dersom et marked er isolert i relativt få timer i strekk, og det ikke finnes et entydig mønster, vil det gjøre det vanskelig for den eventuelle pivotale aktøren å forutsi når den er pivotal.

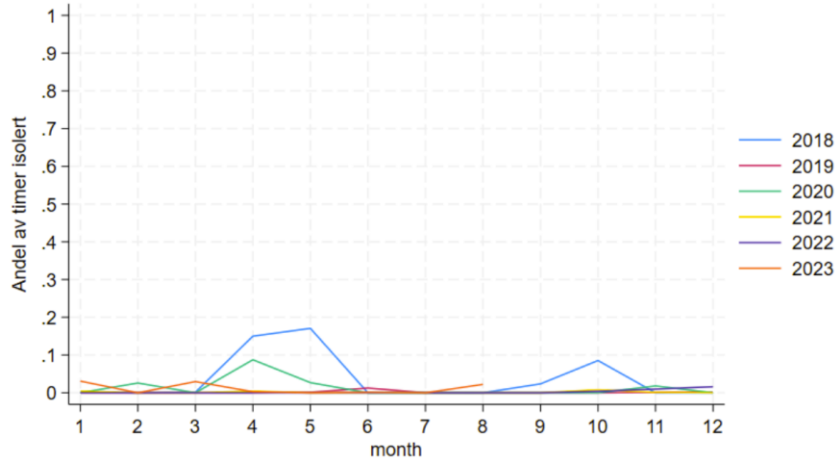
5.2 Resultater fra analyse

5.2.1 Pivotal Supplier Index

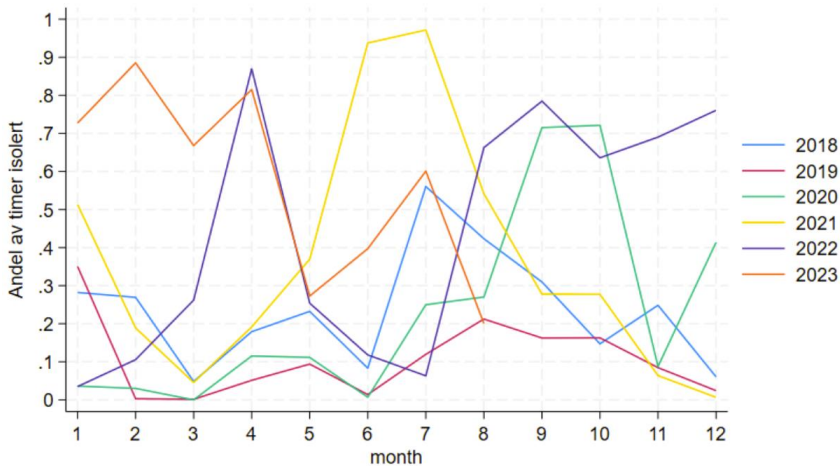
Pivotal Supplier Index (PSI) gjelder for den største leverandøren i markedet, og tar en verdi på 1 hvis leverandøren er pivotal, og 0 ellers. (JP Hansen, 2011). Dette er en binær variabel som indikerer om en aktør er avgjørende for at det skal være likevekt i markedet. Ved beregningen av PSI har vi lagt til et ekstra kriterium om at markedet må være isolert.

Figur 5.1 viser PSI for Nord-Norge og Figur 5.2 viser hvor ofte markedet er isolert.

Figur 5.1: PSI Nord-Norge



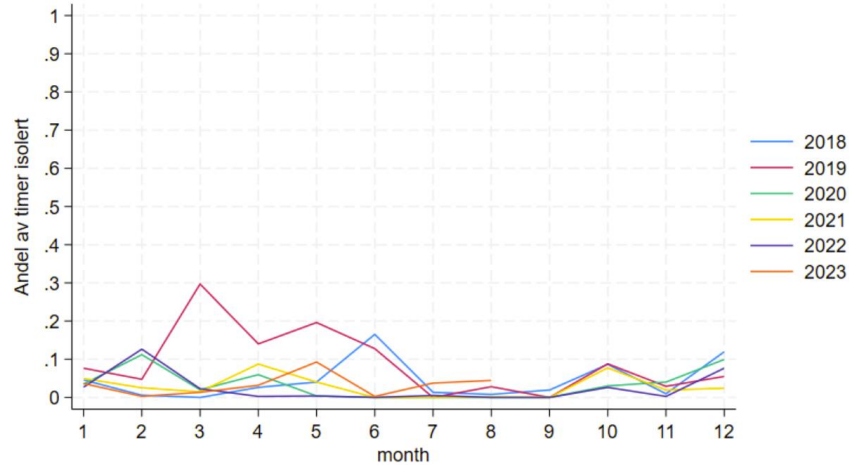
Figur 5.2: Andel isolerte timer Nord-Norge



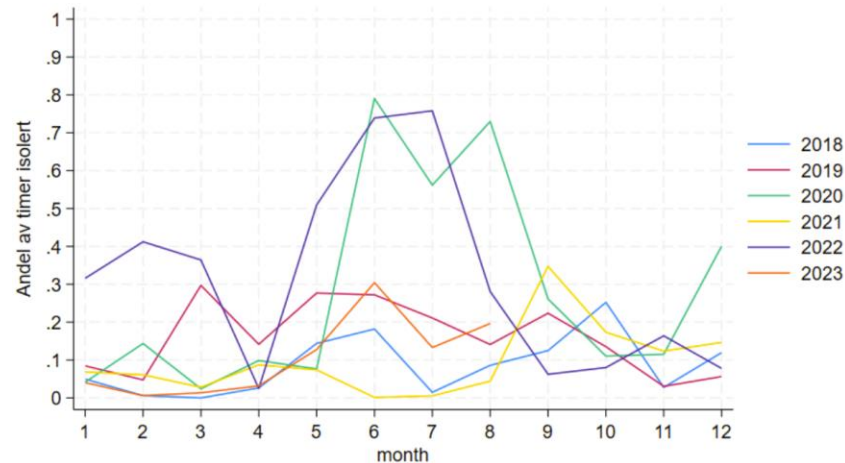
Figurene indikerer stor variasjon i hvor stor andel av timene som er isolerte, og hvilke måneder som er isolerte. For eksempel var sommermånedene oftest isolert i 2021, noe som skiller seg fra de andre årene. Selv om markedet relativt ofte er isolert, er den største aktøren sjeldent pivotal, og har derfor begrenset mulighet til å utøve markedsmakt. Det er noen få ganger i 2018 hvor vi ser at den største leverandøren er pivotal samtidig som at markedet er isolert.

Figur 5.3 viser PSI indeks for Midt- og Nord-Norge og Figur 5.4 viser når markedet er isolert.

Figur 5.3: PSI Midt- og Nord-Norge



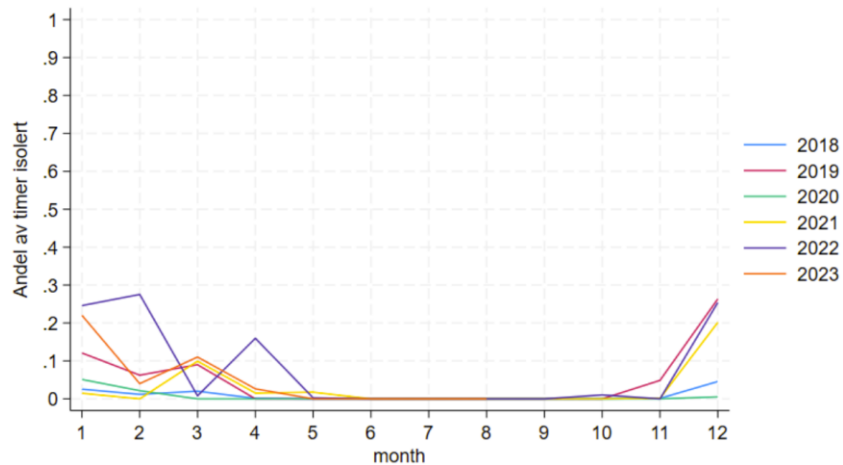
Figur 5.4: Andel isolerte timer Midt- og Nord-Norge



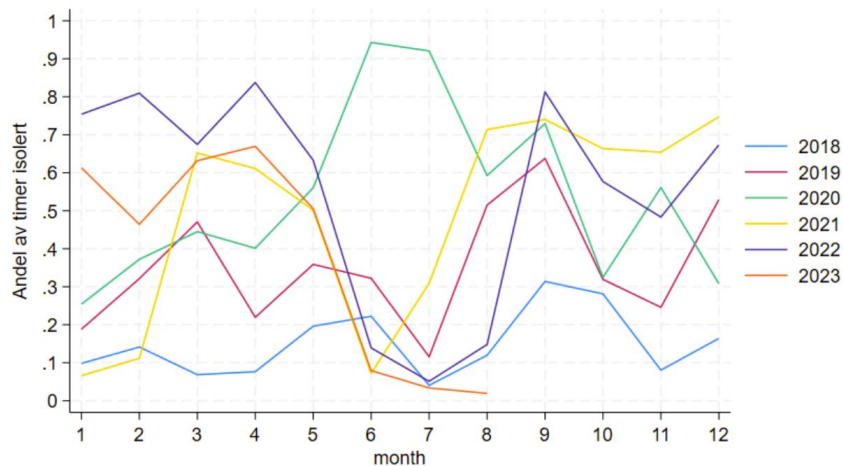
Det er relativt lite variasjon fra år til år hvor ofte markedene er isolerte. Her skiller sommermånedene i 2020 og 2022 seg ut fra resten av årene. Markedet var på det meste isolert over 70% av tiden i denne perioden. Ser vi på PSI er det nå flere tilfeller hvor markedet både er isolert og den største leverandøren er pivotal sammenliknet med resultatene fra Nord-Norge alene. Ettersom NO4 inngår i begge markedene vil ikke disse markedene kunne være isolert samtidig. Dette kan vi se et eksempel på for sommermånedene i 2021 der Nord-Norge ofte er isolert, og dermed er Midt- og Nord-Norge sjeldent isolert.

Figur 5.5 viser PSI indeksen for Sør-Norge og Figur 5.6 viser hvor ofte markedet er isolert.

Figur 5.5: PSI Sør-Norge



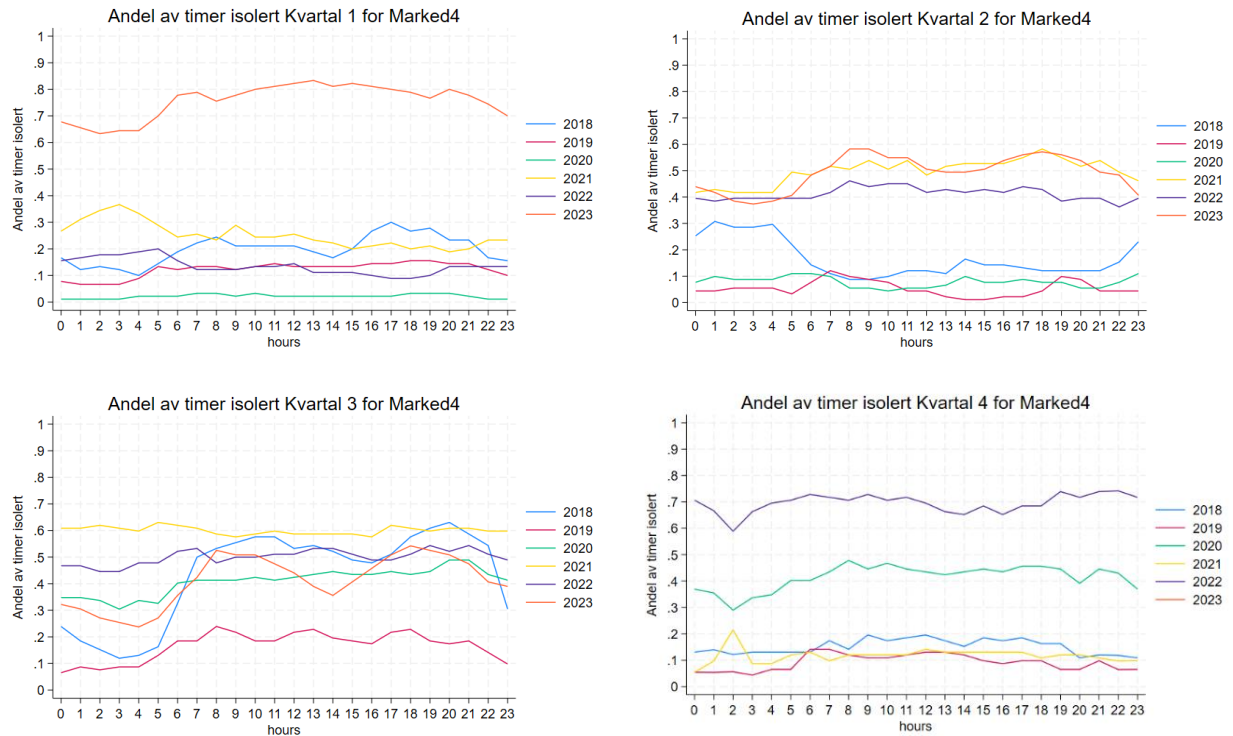
Figur 5.6: Andel isolerte timer for Sør-Norge



Figur 5.6 indikerer at markedet sjeldent er isolert i sommermånedene. Dette gjelder ikke i 2020, der markedet var isolert nesten hele sommeren. Sammenlignet med de to andre markedene er dette markedet oftere isolert, og det ser ut til å være en liten trend for hvilke deler av året som er isolert. PSI indikerer kun tilfeller der den største aktøren er pivotal, og markedet er isolert fra november til april.

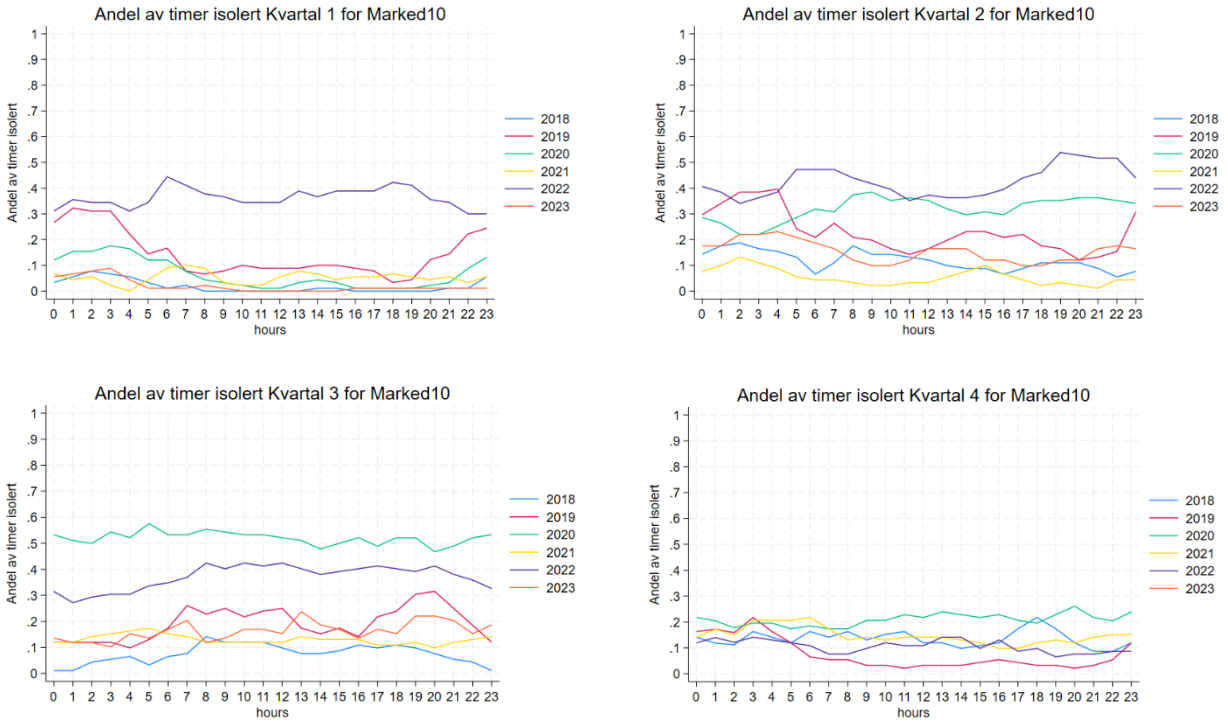
Figur 5.7 til 5.9 viser hvilke timer i døgnet de ulike markedene er isolerte kvartalsvis for de ulike årene.

Figur 5.7: Andel timer isolert for ett døgn i Nord-Norge (Marked 4) kvartalsvis



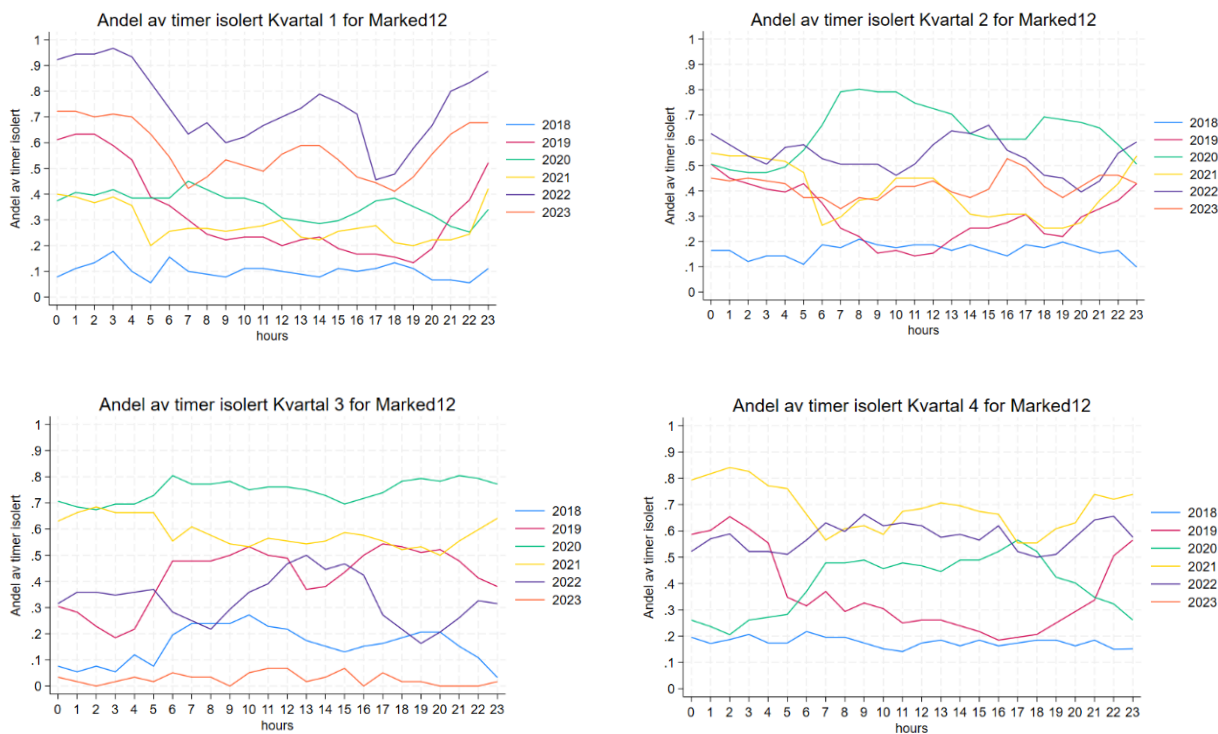
Figur 5.7 indikerer ingen stor variasjon i når på døgnet markedene er isolerte, med unntak av kvartal 3 i 2018 og 2023. Det er derimot variasjon fra år til år i det generelle nivået for når markedene er isolerte. En tilsvarende figur for hele Norge er lagt til i appendiks.

Figur 5.8 Andel timer isolert for ett døgn i Midt- og Nord-Norge (Marked 10), kvartalsvis



I Figur 5.8 er det likheter Figur 5.7 angående tidspunktene i døgnet markedet er isolert. Nord-Norge er oftere isolert, noe som stemmer overens med tidligere figurer.

Figur 5.9 Andel timer isolert for ett døgn i Sør-Norge (Marked 12) kvartalsvis



I Figur 5.9 er det større variasjon i når på døgnet markedet er isolert. For eksempel er det litt variasjon mellom kveldstid og dagtid for hvor ofte markedet er isolert i første kvartal.

5.2.2 Residual Supply Index

Twomey et al, 2005 definerer Residual Supply Index (RSI) som en indeks for selskap i som viser i prosent hvor mye tilbud som gjenstår i markedet etter produksjonen til selskap i er trukket fra det totale tilbudet i markedet. Indeksen har likheter med PSI, men blir til forskjell fra PSI målt på en kontinuerlig skala. Vi er interessert i RSI indeksen for selskapet med størst kapasitet i markedet.

$$RSI_i = \frac{\text{Total kapasitet} - \text{største aktør } i\text{'s kapasitet}}{\text{Total etterspørsel}}$$

Hvor

Total kapasitet: Totale kapasitet i markedet justert for netto import av kraft.

Største aktør i's kapasitet: Kapasiteten til aktøren fratrukket eventuelle kontraktobligasjoner.

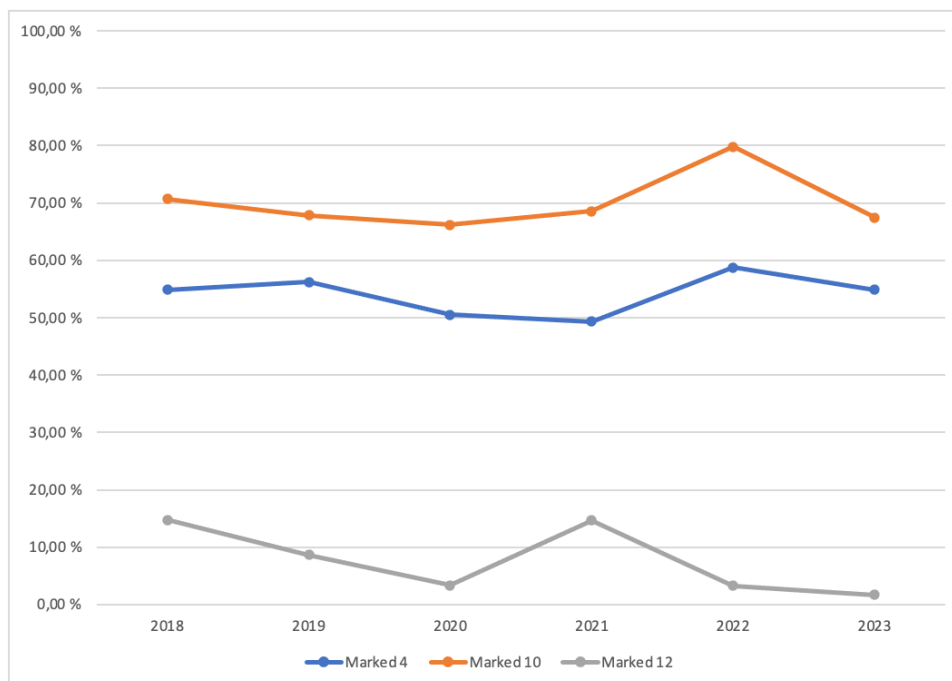
Total etterspørsel: Etterspørselen i markedet justert for et reservekrav.

Reservekravet som er brukt i utregningen for RSI, er basert på tall brukt i en tidligere lignende oppgave (Andersen, Eikeland, 2010). Reservekravet som brukes er da 4%. Dersom det faktiske reservekravet er høyere enn 4% vil dette føre til at RSI gir lavere verdier, og dermed en undervurdering av markedsmakten. Det er heller ikke tatt hensyn til eventuelle kontrakts obligasjoner, grunnet manglende informasjon om dette. Dette kan overvurdere største aktørs kapasitet, og dermed føre til en kunstig lav RSI.

Når RSI er mindre enn 1 vil tilbudet til den største aktøren i markedet være nødvendig for at markedet skal klarere, og dermed er selskapet en pivotal aktør (Twomey et al, 2005).

Markedsmakt er i denne sammenhengen definert som RSI verdier lavere enn 1,1. Figur 5.10 viser hvor ofte den største aktøren i markedet har markedsmakt, målt i prosent i løpet av et år.

Figur 5.10: Hvor ofte største aktør har markedsmakt



Figuren viser at største aktør i Midt- og Nord-Norge har mulighet til å utøve markedsrett i omtrent 65-80% av tiden fra 2018 til 2023. I Nord-Norge har største aktør markedsrett i rundt 50-60% av tiden, mens i Sør-Norge har den kun markedsrett i opptil 15% av tiden. Både Nord-Norge og Sør-Norge har en tydelig økning i tid med markedsrett fra 2021 til 2022, mens største aktør i Midt- og Nord-Norge ser ut til å miste tid med markedsrett i samme tidsperiode. I Sør-Norge er en tydelig økning i tid med markedsrett fra 2020 til 2021.

Selv om RSI verdiene indikerer at den største aktøren i markedene har mulighet til å utøve markedsrett, betyr ikke dette at aktøren i realiteten kan utøve markedsrett. Om en aktør i et marked kan utøve markedsrett avhenger også av andre faktorer, som for eksempel om markedet er isolert, og om selskapet har tilstrekkelig magasinkapasitet og installert effekt. RSI kan derfor ikke alene indikere om en aktør kan utøve markedsrett.

5.3 Mulige feilkilder

I datagrunnlaget har vi arbeidet med og slått sammen flere datasett. Her har det blitt oppdaget noen uoverensstemmelser, noe som kan ha påvirket resultatene i analysene.

I analysen har vi gått ut fra at 100% kapasitetsutnyttelse vil være urealistisk ettersom flere av kraftverkene ikke kan styre egen produksjon, og dermed ikke har tilgang på regulerbar kraft. I analysen har vi derfor brukt 80% som grense. Vi har også forenklet analysen ved å anta at kapasiteten vil være lik gjennom hele året. Dette kan potensielt overestimere eller underestimere kapasiteten til et gitt kraftverk, som igjen kan påvirke resultatene fra analysen.

For å beregne kapasitet i markedet er vi avhengige av at datasettene er oppdaterte og inkluderer alle produsenter. Dette vil blant annet påvirke estimatene våre av residualetterspørselen som den største aktøren møter i de like markedene. Hvis kapasiteten i markedet er undervurdert vil dette føre til kunstig høy residualetterspørsel, og motsatt hvis kapasiteten er overvurdert. Dette er spesielt et problem for estimering av residualetterspørsel for tidligere år, ettersom det kan ha blitt

større kapasitet i markedene i de nyere årene. Det er heller ikke tatt hensyn til vindkraftproduksjon, noe som vil undervurdere kapasiteten i markedet.

6 Oppsummering

I denne rapporten har vi gjort en analyse av det norske kraftmarkedet med fokus på markedsstruktur, pivotale aktører, overføringskapasitet og krysseierskap. Norge er delt inn i elspotområder og vi har undersøkt hvordan denne inndelingen påvirker markedets dynamikk. Den pivotale aktørens rolle i et isolert elspotområde kan ha monopolistisk kontroll over residualetterspørselen, og dertil incentiver og muligheter til å utøve markedsrett som kan påvirke markedsprisen. Videre er betydningen av krysseierskap i ulike elspotområder undersøkt for å se om dette kan føre til mer konsentrasjon i markedet.

6.1 Hovedfunn

Vi har funnet at markedene Nord-Norge, Midt- og Nord-Norge og Sør-Norge oftest er isolerte fra 2018 til 2023. Dette indikerer at kraftmarkedet i Norge har et tydelig skille mellom Nord og Sør.

Statkraft er største aktør i de tre markedene, og har eierskap til nesten halvparten av produksjonen i markedene Nord-Norge og Midt- og Nord-Norge. Statkraft eier blant annet flere andre aktører i det norske kraftmarkedet gjennom Statkraft Industrial Holding AS, og har dermed indirekte en større økonomisk andel av kraftmarkedet enn hva som fremkommer av direkte eierskap. Dette underbygges av en økning i Herfindal indeksen når det justeres for krysseierskap.

Markedene som er analysert er i noen tilfeller er isolerte og har positiv residualetterspørsel, som vist i analysen av PSI. RSI indikerer at Nord-Norge og Midt- og Nord-Norge kan ha mulighet til å utøve markedsrett. Det er usikkert om aktørene er klar over at de i perioder er pivotale, og dermed om de har mulighet til å utnytte den potensielle markedsretten i praksis.

6.2 Anbefalinger for videre arbeid

I arbeidet med denne analysen har det dukket opp problemstillinger som kan være interessant å undersøke videre. Spesielt kunne det vært interessant å se nærmere på perioder med store prissvingninger, og hva som karakteriserer disse periodene. Resultatene kunne også blitt tolket opp mot spesielle hendelser i markedet, som for eksempel fusjoner mellom store aktører og åpning av overføringskabler. Det kan også tenkes at geopolitisk usikkerhet og risiko kan påvirke kraftmarkedet. Resultatene av analysene i denne rapporten ville blitt mer virkelighetsnære dersom all form for kraftproduksjon ble inkludert. Avslutningsvis kunne det vært interessant å utvide det geografiske området til å også inkludere andre kraftmarkeder enn det norske, og undersøke om økt overføringskapasitet kan påvirke konkurranse og effektivitet.

6.1 Litteraturliste

Bisnode (2022) *Aksjeeierbok_2022_vannkraftselskaper_Bisnode* [Datasett]

Bromberg, M. (2023, 26. mai). *Herfindahl-Hirschman Index (HHI) Definition, Formula, and Example*. Investopedia. Hentet fra <https://www.investopedia.com/terms/h/hhi.asp>

Energifakta Norge. (2023a, 01. november). *Eierskap i kraftsektoren*. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/om-energisektoren/eierskap-i-kraftsektoren/>

Energifakta Norge. (2023b, 08. november). *Kraftproduksjon*. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>

Energifakta Norge. (2023c, 11. november). *Kraftmarkedet*. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

E24. (2022, 24. oktober). *Glitre og Agder Energi blir til Å Energi*. Hentet fra <https://e24.no/energi-og-klima/i/kEEgeL/glitre-og-agder-energi-blir-til-aa-energi>

DN. (u.å.). *Alle Norges aksjonærer*. Hentet fra <https://www.dn.no/investor/norges-aksjer/2022/16188?zephrossoott=lc7UTP>

FERC. (2002) “ ‘Strawman’ Staff Discussion Paper on Market Metrics SMD Staff Conference on Market Monitoring”, Mimeo, October 2, 2002.

Green, R., Neuhoﬀ, K., Newbery, D., & Twomey, P. (2005, mars). *A review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring of Market Power Issues in Congested Transmission Systems. (05-002 WP)*. Center for Energy and Environmental Policy Research.

Hansen, JP. (2011). *Market Power* [Doktorgradsavhandling]. Université Paris-Dauphine.

Hjelmeng, E. J. og Sjørgard, L. (2014). *Konkurransopolitikk - Rettslig og økonomisk analyse*. Oslo: Fagbokforlaget.

Konkurransetilsynet. (2008, 21. april). *Høring – endringer i industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven (hjemfall)*. Hentet fra <https://konkurransetilsynet.no/decisions/838-horing-endringer-i-industrik/>

Konkurransetilsynet. (2023, 30. august). *Studentprosjekt om kraftmarkedet: Grossistmarked uten flaskehals*[Lysarkpresentasjon/]

Konkurransetilsynet. (u.å.). *Når må fusjoner og oppkjøp meldes til Konkurransetilsynet?* Hentet fra <https://konkurransetilsynet.no/fusjoner-og-oppkjop-%C2%A716/mer-om-fusjoner-og-oppkjop/>

Nicholson, W., Snyder, C., & Stewart, R. (2015) *Microeconomic Theory: Basic Principles and Extensions* (1.utg.). Cengage Learning EMEA.

Nord Pool (2018). consumption-no-areas_2018_hourly [Datasett]

Nord Pool (2019). consumption-no-areas_2019_hourly [Datasett]

Nord Pool (2020). consumption-no-areas_2020_hourly [Datasett]

Nord Pool (2021). consumption-no-areas_2021_hourly [Datasett]

Nord Pool (2022). consumption-no-areas_2022_hourly [Datasett]

Nord Pool (2023). consumption-no-areas_2023_hourly [Datasett]

Nord Pool (2018). elspot-flow-no_2018_hourly [Datasett]

Nord Pool (2019). elspot-flow-no_2019_hourly [Datasett]

Nord Pool (2020). elspot-flow-no_2020_hourly [Datasett]

Nord Pool (2021). elspot-flow-no_2021_hourly [Datasett]

Nord Pool (2022). elspot-flow-no_2022_hourly [Datasett]

Nord Pool (2023). elspot-flow-no_2023_hourly [Datasett]

Nord Pool (2018). elspot-prices_2018_hourly_eur [Datasett]

Nord Pool (2019). elspot-prices_2019_hourly_eur [Datasett]

Nord Pool (2020). elspot-prices_2020_hourly_eur [Datasett]

Nord Pool (2021). elspot-prices_2021_hourly_eur [Datasett]

Nord Pool (2022). elspot-prices_2022_hourly_eur [Datasett]

Nord Pool (2023). elspot-prices_2023_hourly_eur [Datasett]

Nord Pool (2018). production-no-areas_2018_hourly [Datasett]

Nord Pool (2019). production-no-areas_2019_hourly [Datasett]

Nord Pool (2020). production-no-areas_2020_hourly [Datasett]

Nord Pool (2021). production-no-areas_2021_hourly [Datasett]

Nord Pool (2022). production-no-areas_2022_hourly [Datasett]

Nord Pool (2023). production-no-areas_2023_hourly [Datasett]

Nord Pool (2018). uk-day-ahead-flow_2018_hourly2 [Datasett]

Nord Pool (2019). uk-day-ahead-flow_2019_hourly2 [Datasett]

Nord Pool (2020). uk-day-ahead-flow_2020_hourly2 [Datasett]

Nord Pool (2021). uk-day-ahead-flow_2021_hourly2 [Datasett]

Nord Pool (2022). uk-day-ahead-flow_2022_hourly2 [Datasett]

Nord Pool (2023). uk-day-ahead-flow_2023_hourly2 [Datasett]

Nord Pool (2023). Vannkraftverk [Datasett]

NVE (2023). direkte_eiere_vann_2023-06-04 [Datasett]

NVE (2023). NVE_Vannkraftdatabasen [Datasett]

NVE. (2022a, 10. august). *Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/>

NVE. (2022b, 07. oktober). *Selskapsmessig og funksjonelt skille*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/>

NVE. (2022c, 25. oktober). *Hva er budområder og flaskehalsler?* Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/hva-er-budomraader-og-flaskehalsler/>

Singh, B. & Skjeret, F. (2006, juni). *Ownership relations and cooperation in the Norwegian power market. (SNF Report NO. 35/06)*. Konkurransetilsynet. Hentet fra https://snf.no/media/k5mpq4jh/r35_06.pdf

Skjæveland, M.M. (2023, 2.mai). *Konkurransen i kraftmarkedet blir viktigere*. Konkurransetilsynet. <https://konkurransetilsynet.no/konkurransen-i-kraftmarkedet-blir-viktigere/>

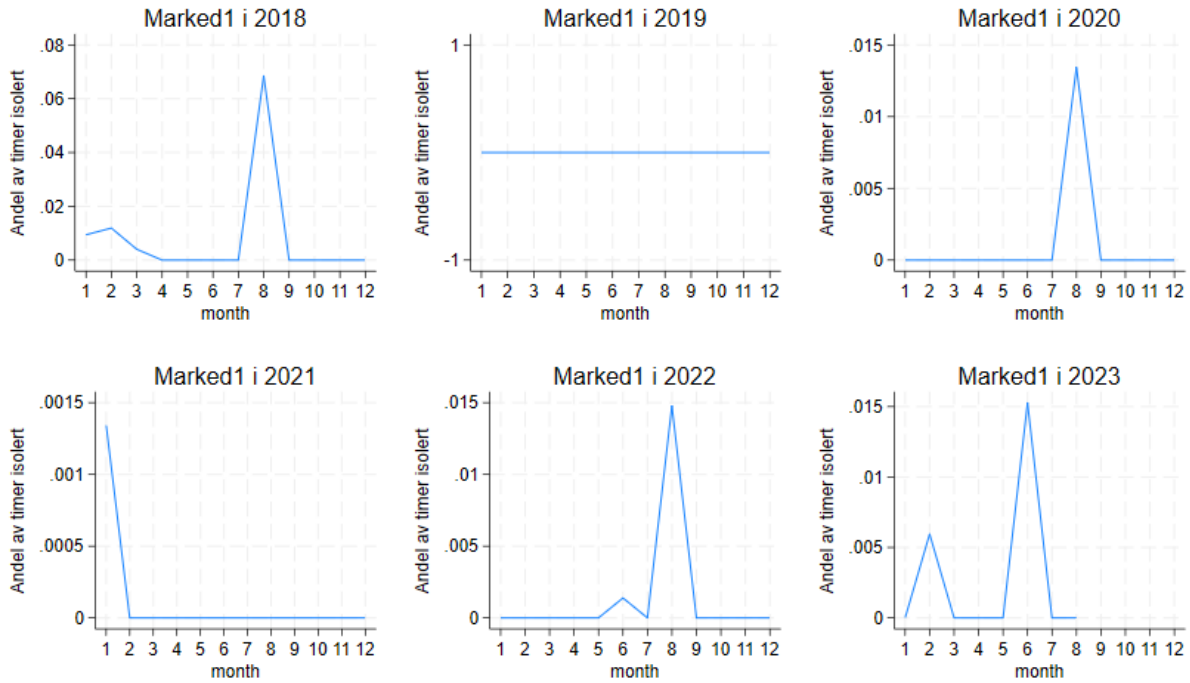
Statnett. (2021, mars). *Verdien av regulerbarkraft*. Hentet fra <https://www.statnett.no/contentassets/b82dcf206acc4762b2abcc3182e5bc52/verdien-av-regulerbar-vannkraft-statnett-mars-2021.pdf>

Statnett. (2022, 3. oktober). *Derfor har vi prisområder*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomraader/>

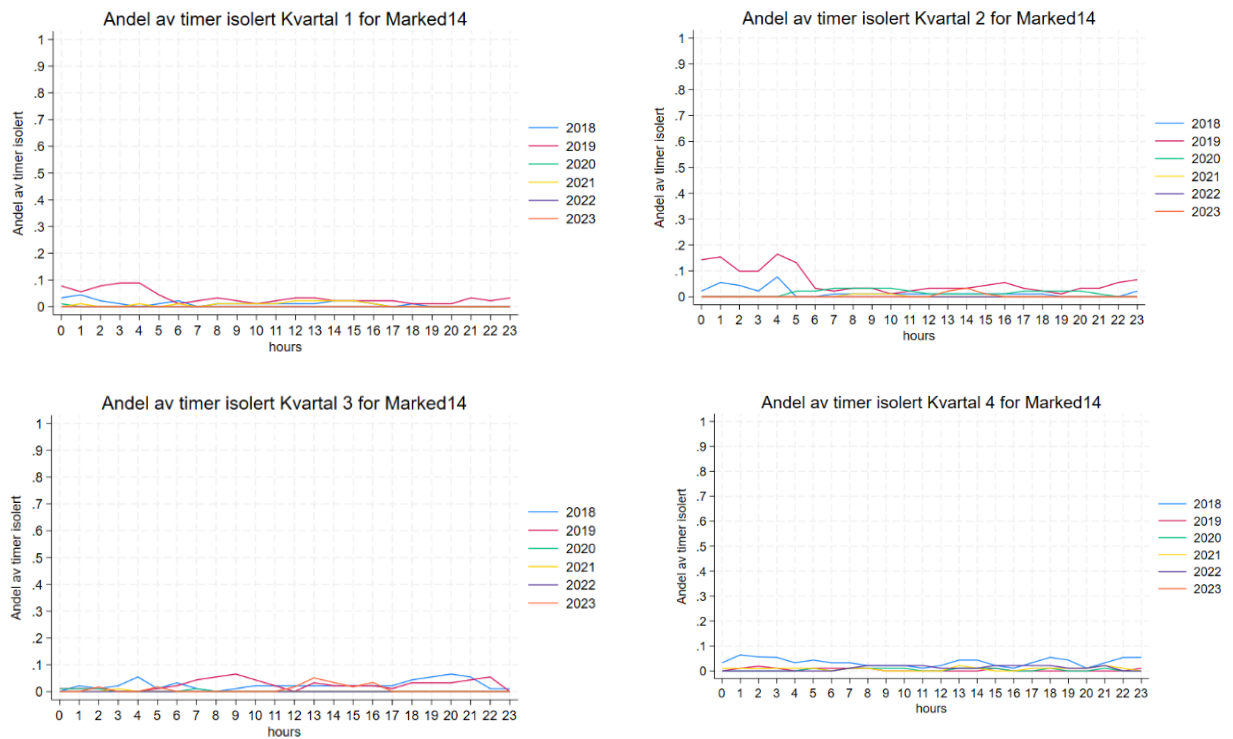
Stoft, S. (2002) "*Power System Economics: Designing Markets for Electricity*", IEEE Press.

7 Appendiks

Figur 7.1: Andel isolerte timer i NO1



Figur 7.2: Andel timer isolert for ett døgn i hele Norge kvartalsvis



Beskrivelse av fremgangsmåte for å beregne konsum og kapasitet

For å beregne konsum og kapasitet må vi estimere etterspørselen som produsentene i markedet skal tilfredsstille. Dette tilsvarer summen av konsum for alle elspotområdene i markedet, justert for netto flyt gjennom overføringskabler. Etterspørselen selskapene møter hver time fra 2018 til 2023 er estimert ved bruk av flytdata i overføringskablene og data på konsum i de ulike elspotområdene.

Samlet kapasitet i markedene og kapasiteten til de største aktørene har vi basert på data fra vannkraftdatabasen (NVE) og direkte eiere vannkraftverk 2023. Den totale kapasiteten er beregnet ved å summere kapasiteten til de ulike kraftverkene i det gitte markedet. 100% kapasitetsutnyttelse vil være urealistisk ettersom flere av kraftverkene ikke kan styre egen produksjon og dermed ikke har tilgang på regulerbar kraft. I analysen har vi dermed brukt 80% som grense. Vi har også forenklet analysen ved å anta at kapasiteten vil være lik gjennom hele året. I 2023 har vi kun data frem til 28.august.