NVE
Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

RME EKSTERN RAPPORT

Nr. 1/2023

Prissikring av kraft utenfor børshandel

Thema Consulting Group

RME Ekstern rapport nr. 1/2023
Prissikring av kraft utenfor børshandel

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi

Forfatter: Thema Consulting Group
Forsidefotograf: Vegard Aasen/NVE

ISBN: 978-82-410-2218-0
ISSN: 2535-8243
Saksnummer: 202210379

Sammendrag: Denne rapporten undersøker markedet for kraftprissikring i Norge, med fokus på andre prissikringsmetoder enn elektronisk handel av finansielle kraftderivater gjennom børsen. Rapporten beskriver de tilgjengelige metodene for prissikring av kraftprisen, prissikringsstrategiene til ulike markedsaktører, endringer i markedet de siste par årene og utfordringene markedsaktørene står overfor når de forsøker å dekke sine prissikringsbehov.

Emneord: FCA, prissikring, prissikringsstrategier, bilateral handel

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: rme@nve.no
Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

januar 2023

Forord

THEMA Consulting Group har på oppdrag fra RME undersøkt omfanget av prissikringsavtaler og prissikringsmuligheter utenfor handel i finansielle kontrakter gjennom Nasdaq. Oppdraget har også hatt som formål å kartlegge aktørenes prissikringsstrategier.

Guideline on Forward Capacity Allocation (FCA) ble gjeldene i EU i 2016. FCA er innlemmet i EØS-avtalen og gjelder som forskrift i Norge fra august 2021.

FCA handler om det langsiktige markedet, det vil si marked med lengre tidshorisont enn det fysiske døgnmarkedet. Formålet er blant annet å sikre at markedsaktører har tilstrekkelige muligheter til å håndtere fremtidig prisrisiko i de områdene de driver virksomhet.

Det er reguleringsmyndighetene sitt ansvar å vurdere om det er tilstrekkelige prissikringsmuligheter i sine budområder. Denne vurderingen skal omfatte samråd med markedsaktørene om deres behov for prissikring mellom budområder, samt en evaluering av prissikringsmulighetene. Evalueringen skal omfatte en analyse av hvorvidt produktene eller den kombinasjonen av produkter som tilbys i terminmarkeder utgjør en sikring mot volatiliteten til døgnmarkedsprisen i det aktuelle budområdet. Den skal også omfatte en analyse av hvorvidt produktene eller kombinasjonen av produkter som tilbys i terminmarkeder er effektive.

Markedsaktørene kan handle prissikringsavtaler enten i det organiserte markedet eller bilateralt. Mye av handelen over børs foregår gjennom Nasdaq, men det finnes også andre plattformer som formidler prissikringsavtaler. RME har ønsket å få bedre oversikt over prissikringsstrategier og muligheter utenfor børs for å kunne gjøre en evaluering av prissikringsmulighetene i de norske budområdene.

Funn, analyser og vurderinger i rapporten er konsulentens, og reflekterer ikke nødvendigvis RMEs syn.

Oslo, januar 2023

Tore Langset
avdelingsdirektør
Reguleringsmyndigheten for energi

Tiril Henriksen Norvoll
seksjonsleder
Reguleringsmyndigheten for energi

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.

Prissikring av kraft utenfor børshandel

Utarbeidet for Reguleringsmyndigheten for energi (RME)

THEMA
CONSULTING GROUP

Publiseringsdato
09.12.2022

Om prosjektet

Prosjektnummer: RME-22-02
Prosjektnavn: Utredning om prissikring av kraft
Oppdragsgiver: Reguleringsmyndigheten for energi (RME)

Om rapporten

Rapportnavn: Prissikring av kraft utenfor børshandel
Rapportnummer: 2022-22
ISBN-nummer: 978-82-8368-120-8
Tilgjengelighet: OFFENTLIG

Prosjektbeskrivelse

Denne rapporten undersøker markedet for kraftprissikring i Norge, med fokus på andre prissikringsmetoder enn elektronisk handel av finansielle kraftderivater gjennom børsen. Rapporten beskriver: de tilgjengelige metodene for prissikring av kraftprisen, prissikringsstrategiene ulike markedsaktører, endringer i markedet de siste par årene og utfordringene markedsaktørene står ovenfor når de forsøker å dekke sine prissikringsbehov.

Prosjektteam

Kontaktperson

Julian Hentschel
Julian.Hentschel@thema.no
+47 474 67 026

Bidragsytere (alfabetisk)

Iris Carrascal Simonsen
Hannah Skaar Hauge

Om THEMA Consulting Group

Postadresse: Øvre vollgate 6
Besøksadresse: Nedre vollgate 9
0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivnings-erfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

Naviger trygt gjennom energiomstillingen

INNHOLD

Summary and conclusions 1

Sammendrag og konklusjoner 2

1 Prosjektramme 5

1.1 Rapportens formål 5

1.2 Bevisgrunnlag 7

2 Metoder for prissikring av kraftprisrisiko 9

2.1 Oversikt over prissikringsmetoder 9

2.2 Standardiserte finansielle avtaler 9

2.3 Kraftkjøpsavtaler 12

2.4 Andre prissikringsmetoder 13

3 Prissikringstrategier 15

3.1 Kort om prissikringstrategier 15

3.2 Store kraftkonsumenter 15

3.3 Kraftleverandører 15

3.4 Kraftprodusenter 16

4 Utfordringer og endringer i den nåværende markedssituasjonen 18

4.1 Endringer i markedet for prissikring 18

4.2 Utfordringer 25

Referanseliste 30

Summary and conclusions

This report examines power price hedging in Norway, focussing on hedging mechanisms other than the electronic trading of financial power derivates via the exchange. Specifically, it outlines:

- The instruments available for power price hedging,
- The hedging strategies adopted by a variety of market actors,
- Changes in the market over the last 1–2 years, and
- The challenges faced by market participants in meeting their hedging preferences.

How power prices are hedged

Hedging can be achieved through a variety of mechanisms. However, most hedging is achieved either through the use of financial derivates, such as power futures, or through power purchasing agreements that specify a price other than the spot price.

In the Nordic market, the fundamental financial instruments used to hedge power price risk are futures contracts referenced against the Nordic system price—a regional benchmark price covering the entire Nordic market. A complimentary financial derivative, known as an Electricity Price Area Differential (EPAD), can be used to hedge the difference between the system price and the power price specific to a bidding zone area. System price futures allow market actors to hedge against broad regional changes in the price of power. However, to fully hedge the price for a specific area, a combination of a system price future and an EPAD is required.

Although these contracts are traded via an exchange-based electronic trading system, there is also extensive bilateral, or Over The Counter, trade among market parties. The majority of trade in Norwegian EPADs is conducted bilaterally. Some of this trade may be cleared, with the clearing house becoming the counterparty to each party. However, a significant volume of trade, potentially the majority of Norwegian EPAD trade volumes, is traded without involving the clearing house. Such trades are effectively invisible to the rest of the market.

Unlike financial contracts, PPAs are not standardised and therefore come in a variety of forms. A typical PPA involves the physical supply of power at an agreed price to a specific location for 7–10 years.

Hedging strategies

Hedging strategies vary among individual actors. However, there are marked similarities among the hedging needs and strategies adopted within different groups of market participants. Here, we distinguish between the strategies adopted by large consumers, electricity retailers and large generation utilities. What follows is a description of a typical hedging strategy within each of these groups. Exceptions do exist.

Large consumers will typically opt to hedge a significant share (70–90% of next year's expected consumption) through physical supply agreements. The share of expected consumption hedged is lower for delivery periods further in the future and depends on the structure of stacked PPAs used to build the hedge.

Retailers offering fixed-price tariffs will typically hedge their entire expected price exposure for the full length of the retail contract. Their business model entails retaining as little risk as possible and accurately passing the costs of the hedge to the consumer with a markup. Given the need to adapt the size of hedges rapidly as customers come and go and the relatively small size of the necessary adjustments, retailers rely on trade in the standardised financial derivatives.

Generators typically employ a mixture of instruments and will often have a board-mandated hedging strategy that outlines an acceptable range of hedging within which traders and originators can operate. Dedicated teams adjust the company's overall hedging position, within these limits., reflecting their

judgement as to the likely profitability of possible deals. The board mandate typically includes a 3–5 year hedging horizon and increasing shares of expected generation hedged closer to the current delivery period. Norwegian hydropower producers' hedging strategies are significantly influenced by the Norwegian tax system. In particular, spot-price-linked taxation provides an effective spot-price hedge for after-tax income, reducing generators' hedging needs.

Changes in the market

The market for power price hedging has changed in several ways over the last two years. The most important consequences of these changes are:

- *An apparent reduction in the share of hedging activity that is cleared*
  Significant increases in the collateral costs associated with cleared trading, including all trades conducted via the exchange, have led some market participants to move their existing position with the clearing house to uncleared bilateral agreements. The effect of efforts to avoid clearing is clearly visible in market data on the aggregate size of open positions with the clearing house (open interest).
- *A greater share of hedging is being conducted using physical supply agreements*
  Increased collateral costs, a greater need to manage area price risk and poor liquidity in the EPAD market are encouraging actors to meet their hedging needs with the use of physical supply agreements.
- *Lower expected hedging volumes overall*
  Changes to the tax treatment of generators as well as the increased difficulty and costs associated with hedging are expected to reduce the total volumes that are being hedged.
- *Less accurate EPAD prices*
  The combination of illiquid EPAD markets and volatile price drivers is increasing market participants' scepticism as to the accuracy and usefulness of the EPAD prices available from the exchange.

Challenges

The key challenge facing market actors is an inability to rely on the financial market to hedge area prices. This is the consequence of illiquid and shallow EPAD markets. Poor market liquidity appears to be at least partly the result of structural factors, notably the relatively small number of relevant actors in each market.

This lack of liquidity has several real-world implications, described further below. These include:

- More costly and limited access to retail fixed-price tariffs,
- Less flexibility from large consumers when considering changes to their production schedules,
- Less hedging/greater risk-taking, and
- Less useful public information on future prices (which harms the efficiency of decision-making).

Retail fixed-price tariffs are based on hedges conducted by retailers using financial contracts. This is because retailers want the flexibility to change their hedges quickly, in small increments to respond to changing retail market conditions. If retailers cannot hedge, they do not offer fixed-price tariffs. If they can only hedge at a considerable cost, then these costs are either passed on to end users (assuming that the retailer expects some retail demand at the relevant prices) or, again, the retailer simply fails to offer fixed-price tariffs. Given the importance of the financial market in underpinning retail offers, illiquidity in the financial market pushes up the costs of fixed-price tariffs.

Our interviews with large consumers provide some anecdotal examples of how these consumers struggle to use financial contracts to alter their planned consumption. In one case, an energy-intensive manufacturer, having considered selling power supplied via a PPA to the market in the face of high expected winter prices, found the transaction costs in the financial market to be so high that it may choose to simply stick to its original production schedule. This inability to use the financial market to adapt hedges may therefore have real-

world implications for production planning and result in inefficient consumption.

In other cases, we see that some generators have ceased to hedge altogether, notably as the system price has become a less useful proxy for their area-price exposures. Implicit in these decisions is the idea that the financial market does not allow for the hedging of area price risk at attractive prices. In response, generators and their owners appear to be choosing to live with more volatile returns.

Finally, the exchange provides public information on future power prices. This information is potentially valuable in informing a wide range of economic decisions, from whether a household should install insulation to whether a manufacturer should bid on a contract. Good information on power prices helps ensure that the right decisions are made, to the ultimate benefit of social welfare.

However, the prices available via the exchange are only as good as the process used to form them. An illiquid market implies that prices may be outdated and reflect interactions between only a small number of actors, potentially failing to reflect the information held by inactive market participants. This reduces the likelihood that prices are encouraging efficient decision-making and thereby reduces their social value.

For all these reasons, therefore, the inability of some market actors to hedge area price risk using financial contracts implies a potential social cost.

Sammendrag og konklusjoner

Denne rapporten undersøker markedet for kraftprissikring i Norge, med et spesielt fokus på prissikring som skjer utenfor handel av finansielle avtaler på børsen. Nærmere bestemt analyseres det følgende:

- De tilgjengelige metodene for prissikring av kraftprisen,
- Prissikringsstrategiene til et bredt spekter av markedsaktører,
- Endringer i markedet de siste par årene, og
- Utfordringene markedsaktørene står ovenfor når de forsøker å dekke sine prissikringsbehov.

Hvordan kraftprisrisiko sikres

Det finnes flere ulike metoder som kan brukes til prissikring. Likevel bruker majoriteten av markedsaktørene finansielle kontrakter, som kraftfutures, eller kraftkjøpsavtaler med fastsatt pris for å sikre kraftprisrisiko.

I det nordiske markedet har finansielle kontrakter brukt til prissikring av kraftprisrisiko hatt referanse til den nordiske systemprisen – en referansepris som dekker hele det nordiske markedet som det var ett budområde. I tillegg kan en komplementær finansiell kontrakt, kjent som områdeprisdifferansekontrakter (forkortet EPADer fra det engelske begrepet Electricity Price Area Differential), brukes til å prissikre differansen mellom systemprisen og kraftprisen i et spesifikt budområde. Systempriskontrakter kan derfor brukes som en prissikring for overordnede endringer i regionale kraftpriser, men for å prissikre hele risikoen til en spesifikk områdepris må man kombinere en systempriskontrakt med en EPAD-kontrakt for det spesifikke budområdet.

Handelen av de overnevnte finansielle kontraktene kan gjennomføres via et elektronisk handelssystem på børsen, men det eksisterer også en omfattende bilateral handel av finansielle kontrakter for prissikring, også kalt handel «Over the Counter». Majoriteten av norske EPAD-kontrakter handles bilateralt mellom markedsaktører. Deler av handelsvolumene blir klarert, og hver av aktørene får da klareringshuset som motpart. Samtidig er det en stor andel av bilateral handel av EPAD-kontrakter som ikke involverer klareringshuset i det hele tatt. Slik handel, som potensielt representerer majoriteten av handelen av EPAD-kontrakter, er usynlige for resten av markedet.

I motsetning til finansielle kontrakter, er ikke kraftkjøpsavtaler standardiserte og de eksisterer derfor i flere ulike formater. En typisk kraftkjøpsavtale innebærer fysisk leveranse av kraft til en avtalt pris over en periode på 7 til 10 år.

Prissikringsstrategier

Prissikringsstrategier varierer mellom hver individuelle aktør, men det finnes noen tydelige likheter mellom prissikringsbehovene og -strategiene til ulike grupper av markedsaktører. Vi skiller i denne rapporten mellom strategiene til store konsumenter, kraftleverandører og store kraftprodusenter. Det følgende beskriver den typiske prissikringsstrategien i hver av disse gruppene. Merk at unntak fra disse eksisterer.

Store konsumenter vil typisk velge å prissikre en stor andel (70-90 prosent av neste års forventede konsum) gjennom fysiske kraftkjøpsavtaler. Andelen av forventet forbruk som prissikres er lavere for leveranseperioder lengre frem i tid, og avhenger av strukturen til de kombinerte kraftkjøpsavtalene brukt til å dekke prissikringsbehovet deres.

Kraftleverandører som tilbyr fastprisavtaler, vil typisk prissikre hele den forventede risikoeksponeringen for hele perioden til fastprisavtalen. Denne businessmodellen innebærer å være eksponert for minst mulig risiko og overføre kostnaden av å prissikre over på kundene med påslag på prisen. Gitt behovet for kortsiktig og fleksibel prissikring vil kraftleverandører typisk ønske å sikre seg med standardiserte prissikringstjenester eller standardiserte avtaler.

Kraftprodusenter bruker typisk en kombinasjon av flere ulike prissikringsmetoder, og har ofte et styremandat som legger

føringer for en overordnet prissikringsstrategi og skisserer et eksponeringsønske over tid (andel netto volum eksponert) med akseptabel variasjon. Avdelinger med spesifikt ansvar for prissikring innad i bedriften vil tilpasse bedriftens prissikringsposisjon innenfor styrets føringer, men med egne vurderinger på hvilke kontrakter og prissikringsmetoder som vil være mest lønnsomme. Styremandatet inneholder typisk en prissikringshorisont på 3–5 år og høyere prissikringsandel av forventet produksjon desto nærmere man er leveranseperioden. Norske vannkraftprodusenters prissikringsstrategi er sterkt påvirket av det norske skattesystemet. Skatt som avhenger av spotprisen gir en effektiv prissikring av inntekten etter skatt, som reduserer det totale prissikringsbehovet for kraftprodusenten.

Endringer i markedet

De siste par årene har det vært flere endringer i markedet for prissikring av kraftprisen. De viktigste konsekvensene av disse endringene er:

- *En tilsynelatende reduksjon i prissikringsaktivitet som klareres*

  Flere betydelige økninger i marginkravene knyttet til klarert handel, inkludert transaksjoner gjennomført via børs, har ført til at noen av markedsaktørene har redusert posisjonen sin på klareringshuset og flyttet eksponeringen over til ikke-klarerte bilaterale avtaler. Denne effekten ser man tydelig på markedsdata for det totale volumet av kontrakter som er klaret (så-kalt open interest).

- *En økende andel av prissikring gjennomføres med kraftkjøpsavtaler*

  Økte marginkrav, større behov for å håndtere områdeprisrisiko og dårlig likviditet i EPAD-markedet har ført til at flere markedsaktører velger å dekke prissikringsbehovene sine ved bruk av kraftkjøpsavtaler.

- *En forventet nedgang i det totale volumet som prissikres*

  Det forventes en nedgang i det totale volumet som prissikres uavhengig av prissikringsmetode på grunn av endringer i skattesystemet som påvirker kraftprodusenter, i tillegg til økte utfordringer og kostnader knyttet til prissikring.

- *Mindre nøyaktig EPAD-priser*

  Kombinasjonen av illikvide EPAD-markeder og volatile prisdrivere har ført til en økt mistro til nytten av og nøyaktigheten til EPAD-prisene tilgjengelige på børsen.

Utfordringer

Den viktigste utfordringen markedsaktørene står ovenfor er begrensede muligheter til å kunne sikre områdeprisen på det finansielle markedet. Dette er en konsekvens av illikvide og begrensede EPAD-markedet. Den lave likviditeten på disse markedene følger delvis av flere strukturelle utfordringer, spesielt utfordringen knyttet til at det er relativt få relevante aktører i hvert av markedene.

Mangelen på likviditet har flere praktiske implikasjoner som beskrives i mer detaljer nedenfor. Disse implikasjonene inkluderer følgende:

- Dyrere og mindre tilgjengelighet for fastprisavtaler,
- Mindre fleksibilitet for større konsumenter som ønsker å gjøre endringer i produksjonsplanen sin,
- Mindre prissikring/større risikotakelse, og
- Offentlig tilgjengelig informasjon om fremtidige priser blir mindre nyttige (som hemmer effektiviteten av beslutningstakelse)

Fastprisavtaler avhenger av kraftleverandørenes prissikring med finansielle kontrakter. Dette er fordi kraftleverandørene ønsker fleksibiliteten til å kunne endre prissikret volum raskt og i små mengder for å reflektere tilegnelsen av nye eller tap av eksisterende fastpriskunder. Hvis kraftleverandørene ikke har tilstrekkelig mulighet til å prissikre seg, kan de ikke tilby fastprisavtaler. Dersom kraftleverandørene kun kan prissikre seg med høye kostnader, vil enten kostnaden overføres til sluttbrukeren (gitt at det forventes etterspørsel til de relevante prisene), ellers vil de ikke kunne tilby fastprisavtaler lenger. Lav

likviditet i det finansielle markedet fører derfor til at fastprisavtaler blir dyrere.

Gjennom intervjuene med store kraftkonsumenter har det fremkommet anekdotisk bevis på hvordan disse aktørene nå sliter med å bruke finansielle kontrakter for å gjøre endringer i eget forbruk. En energiintensiv industribedrift forklarte at de hadde vurdert å selge noe av kraftvolumet de skulle få levert gjennom en kraftkjøpsavtale tilbake til markedet, fordi de ønsket å redusere noe av produksjonen sin på grunn av høye forventede kraftpriser til vinteren. Transaksjonskostnadene på det finansielle markedet var derimot så høyt, at de så det som potensialt mer lønnsomt å beholde den originale produksjonsplanen i stedet for å redusere produksjonen. Begrensningene i det finansielle markedet kan derfor påvirke produksjonsplanene til kraftkonsumenter, og føre til et ineffektivt konsum av den tilgjengelige kraften.

I andre tilfeller har noen kraftprodusenter valgt å stoppe all prissikringsaktivitet, blant annet fordi systemprisen har blitt en mindre effektiv proxy for områdeprisekspo nering. Dette valget impliserer at det ikke er mulig å prissikre seg mot områdeprisrisiko til attraktive priser på det finansielle markedet. Noen produsenter og deres eiere vil da velge å heller godta mer volatil inntekt enn å prissikre seg.

En siste konsekvens av utfordringene i markedet er knyttet til børsens rolle som en kilde for offentlig informasjon om kraftpriser. Denne informasjonen kan være nyttig for å informere en rekke økonomiske beslutninger, alt fra hvorvidt en husholdning skal investere i etterisolering av boligen til store konsumenter som vurderer om de skal inngå en avtale. Høy kvalitet på informasjonen om kraftpriser bidrar derfor til at riktige økonomiske beslutninger tas, og dermed til økt sosial nytte.

Kvaliteten på prisinformasjonen tilgjengelige på børsen avhenger av den underliggende informasjonen som brukes i prisdannelsen. Et illikvid marked impliserer at de tilgjengelige prisene kan være utdaterte og reflektere transaksjoner mellom kun et fåtall aktører. Dermed fanges det ikke nødvendigvis opp relevant informasjon hos markedsaktører som er inaktive på børsen. Dette reduserer sannsynligheten for at prisinformasjonen bidrar til effektiv beslutningstaking, som igjen reduserer den sosiale nytten av informasjonen.

De overnevnte årsakene impliserer en potensiell sosial kostnad som følge av at det er utilstrekkelig mulighet for noen markedsaktører å sikre seg mot områdeprisrisiko ved bruk av finansielle kontrakter.

1 Prosjektramme

1.1 Rapportens formål

Rapporten «Prissikring av kraft utenfor børshandel» har som formål å styrke RMEs kunnskap om prissikring utover det som skjer via handel av finansielle derivater på børs, og gi en overordnet oversikt over hvilke prissikringstrategier ulike markedsaktører benytter seg av.

Det er de nasjonale reguleringsmyndighetene sitt ansvar etter artikkel 30 i Forordningen om langsiktig kapasitetsdeling, innlemmet i norsk lov i 2021, å vurdere om prissikringsmulighetene i sine budområder er tilstrekkelige. Vurderingen skal tas i samråd med markedsaktørene og ta i betraktning deres behov for prissikring mellom budområder, samt inkludere en overordnet evaluering av prissikrings-mulighetene. Evalueringen skal omfatte en analyse av hvorvidt produktene, eller kombinasjonen av produkter, som tilbys i terminmarkeder utgjør en tilstrekkelig sikring mot volatiliteten til døgnmarkedsprisen i det aktuelle budområdet, samt hvor effektive produktene eller kombinasjonen av produkter er.

Tidligere analyser gjennomført av RME sammen med de svenske og danske reguleringsmyndighetene fant at et fåtall av markedsaktørene utelukkende sikrer seg mot kraftprisrisiko via børsen. Flertallet tar altså i bruk en eller flere av prissikringsmulighetene som finnes utenfor børshandel. Informasjon om prissikring utenfor børs er ikke like tilgjengelig som informasjon om børshandlede prissikringsprodukter. For å gjennomføre evalueringene pålagt under FCA har RME derfor behov for en bedre oversikt over prissikringsaktiviteten utenfor børs. Denne rapporten presenterer en overordnet analyse av prissikringsmulighetene i de norske budområdene i dag, og beskriver endringer og utfordringer i markedet for prissikring i lys av den nåværende situasjonen i kraftmarkedet.

1.1.1 Svar på oppdragsbeskrivelse

Som et svar på oppdragsbeskrivelsen til RME pekte vi i vårt tilbud på noen hovedelementer rapporten skulle dekke. Disse hovedelementene er listet opp under, inkludert hvor i rapporten punktet er dekket og eventuelt hvorfor det ikke er svart ut.

- **Volum av bilateral prissikring**: Det er ikke mulig å hente informasjon om volum av bilateral prissikring fra et enkelt sted, slik det er for finansielle avtaler som handles på børs. En estimering av det totale volumet av bilateral handel vil derfor mest sannsynlig innebære ekstrapolering basert på informasjon fra et utvalg markedsaktører. En slik statistisk analyse var ikke gjennomførbar innenfor rammen av dette prosjektet. Flere aktører bemerket at Statkraft sannsynligvis er den aktøren med best oversikt over den totale størrelsen på det norske bilaterale markedet, gitt Statkrafts betydelige aktivitet innen bilateral handel i Norge. De største aktørene i markedet har imidlertid ikke hatt anledning til å bidra til analysen. Det har derfor vært vanskelig å få innsikt i størrelsen på det bilaterale markedet for prissikring. En annen innfallsvinkel er å se på volumet av handel klarert på oppgjørssentralen, som det finnes betydelige mengder data på. Det er imidlertid ikke sikkert hvor stor andel av all relevant bilateral handel med finansielle kontrakter som klareres. Informasjon om volumet av klarert bilateral handel i norske EPAD-er kan sees i Figur 5. I kapittel 4 skriver vi at trendene i markedet tyder på at flere aktører flytter sine posisjoner på børs over til ikke-klarerte bilaterale avtaler og/eller fysisk sikring, eller velger å la en større andel være usikret. Dette tyder på at en økende andel av den totale bilaterale handelen ikke vil være synlig i data tilgjengelig fra oppgjørssentralen.
- **Aktører og plattformer:** Aktører som er direkte eksponert for variasjoner i kraftprisen er kraftprodusenter, leverandører og konsumenter. Disse aktørene og deres forhold til prissikring er beskrevet i kapittel 3. I tillegg finnes det tredjepartsaktører som formidler og leverer sikrings-, handels- og

meglertjenester til aktørene med direkte eksponering mot kraftprisen. Eksempler på slike formidlere inkluderer Axpo Nordic, Energi Salg Norge, Alpiq og World Kinect Energy Services. Det finnes også aktører som leverer programvareløsninger som forenkler bilateral handel, men som ikke selv er direkte involvert i markedet. Programvareplattformene som tilrettelegger for bilateral handel med finansielle kontrakter er nærmere beskrevet i Boks 1 på s. 11. Det er ikke gjort en detaljert kartlegging av alle plattformer som eksisterer utover de aktørene selv har oppgitt at de bruker.

- **Avtaletyper**: Overordnet kan avtaletypene som brukes til prissikring deles inn i tre kategorier: Standardiserte finansielle avtaler (inkl. børshandel), kraftkjøpsavtaler og andre avtaler (f.eks. differansekontrakter). Standardiserte finansielle avtaler og kraftkjøpsavtaler er beskrevet i kapittel 2. Andre avtaletyper inkluderer en mangfoldig blanding av spesialiserte strukturerte produkter og passer ikke inn i en generell beskrivelse. Noen illustrerende eksempler er gitt i del 2.4.
- **Sikkerhetsstillelse og oppgjør:** Krav til sikkerhetsstillelse og oppgjørsmetode i bilaterale avtaler varierer fra avtale til avtale. I kapittel 2 beskrives ulike metoder for prissikring av kraftprisrisiko, inkludert hvordan spørsmål knyttet til sikkerhetsstillelse og oppgjør løses for de ulike avtaletypene. Oppsummert vil partier med høy kredittverdighet ofte ikke motta krav om sikkerhetsstillelse så lenge kredittverdigheten vedlikeholdes, men partene i en avtale vil sannsynligvis måtte opprettholde internt håndhevede posisjons-grenser. Der kredittverdigheten er et problem vil partene avtale et system for garantier, sikkerheter og oppgjørsordninger. Detaljene kan komme i form av et Credit Support Annex (CSA) til hovedavtalen mellom partene.
- **Forskjeller mellom budområder:** Intervjuene vi har gjennomført resulterte ikke i et enhetlig bilde på hvordan markedsforholdene variere mellom de norske budområdene. Det som imidlertid er klart, er at forskjellen i tilbud- og etterspørselsbalansen mellom Nord- og Sør-Norge er reflekteres i hvor enkelt det er å finne en motpart. For eksempel er det som en kjøper av en PPA mye enklere å finne en motpart i de nordlige prisområdene, hvor det finnes mange potensielle leverandører og markedsubalansen favoriserer kjøpere. I flere av intervjuene ble det bemerket at EPAD-volumet tenderer til å være høyere i NO1 sammenlignet med de andre norske budområdene. De faktiske volumene kan sees i Figur 5. Det ble også påpekt at markedet for prissikring er spesielt dårlig i NO3. Dette kan delvis knyttes til dynamikken til områdeprisen i NO3 som til tider kan være negativt korrelert med systemprisen, og dermed vil systempriskontrakter være av liten verdi. Det reflekterer også mangel på EPAD-handel i NO3, og utfordringen med å inngå store PPAer som følger av mangel på store og mellomstore produsenter.
- **Endringer som følge av dagens markedssituasjon:** De siste par årene har skjedd flere endringer i markedet for sikring av kraftprisrisiko, noe som skaper utfordringer for aktørene. Figur 2 i kapittel 4 viser en forenklet oversikt over endringene i markedet for prissikring av kraftprisrisiko. De overordnede endringene som har skapt utfordringer for aktørene er svak korrelasjon mellom system- og områdepris, volatile områdepriser og endringer i skattesystemet. Årsakssammenhengen er kompleks, men de nevnte endringene har kort fortalt ført til at en mindre andel av risikoeksponert volum prissikres, og at en større andel av det som fremdeles prissikres finansielt ikke klareres eller erstattes med fysiske kraftkjøpsavtaler.
- **Prissikringstrategier**: Det finnes noen tydelige likheter mellom prissikringsbehovene og -strategiene til ulike grupper av markedsaktører. I kapittel 3 gis det en overordnet beskrivelse av typiske prissikringstrategier, f.eks. tracker og back-to-back, i tillegg til en analyse av de vanlige strategiene til store konsumenter, kraftleverandører og store kraftprodusenter. Oppsummert vil store kraftkonsumenter typisk ønske på

å inngå fysiske PPAer, kraftleverandører har behov for kortsiktig og fleksibel prissikring (i motsetning til langsiktige PPAer) og kraftprodusenter vil ønske å sikre en stabil inntjening, men beholde en viss fleksibilitet. I tillegg påvirkes kraftprodusentenes prissikringsstrategi av skattesystemet.

1.2 Bevisgrunnlag

«Prissikring av kraft utenfor børshandel» er en av flere analyser utført av THEMA Consulting på temaet prissikringsmuligheter i det nordiske markedet. I denne analysen har det blitt innhentet informasjon om prissikring utenfor børsen og om ulike aktørers prissikringsstrategier gjennom en digital undersøkelse og dybdeintervjuer. I tillegg har utfordringer knyttet til prissikring i det nåværende markedet blitt identifisert.

I forbindelse med prosjektet ble det sendt ut en undersøkelse til relevante kraftaktører, hvorav 19 stykker responderte. Av respondentene var flertallet produsenter eller leverandører av kraft. I tillegg til undersøkelsen ble det gjennomført 15 dybdeintervjuer med ulike markedsaktører. Omtrent halvparten av disse var tredjepartsaktører eller tilbydere av ulike prissikringstjenester. De resterende intervjuene fulgte etter endt digital undersøkelse, og bidro til å utfylle informasjonen samlet i undersøkelsen.

De overnevnte dybdeintervjuene og resultatet fra undersøkelsen danner bevisgrunnlaget for analysene i denne rapporten. Innsikt fra THEMAs tidligere arbeid om prissikring har også blitt brukt i dette prosjektet. Et sammendrag av tidligere arbeid er presentert i Tabell 1.

Tabell 1 Oversikt over tidligere arbeid

Tittel	Bestiller	Informasjonsgrunnlag	Relevante funn
Fastprisavtaler og prissikrings-mulighetene til kraftleverandører i Norge	Olje- og energidepartementet	▪ Intervjuer med 8 norske strømleverandører	▪ Fastprisavtaler til sluttkunder er nesten alltid prissikret ved bruk av finansielle derivater ▪ Lav etterspørsel, volatile priser og lav likviditet i EPAD-markedet er barrierer i tilbudet for fastprisavtaler (og har ført til at flere leverandører nylig sluttet å tilby fastprisavtaler)
Analyse av bilateral prissikring og prissikringstrategier	Energimarknads-inspektionen (SE), Forsyningstilsynet (DK) and NVE-RME (NO)	▪ 61 aktører i Danmark, Sverige og Norge med ulike roller i kraftmarkedet ▪ 59 respondenter på undersøkelse ▪ 27 intervjuer	▪ Bruken av bilateral prissikring er utbredt (inkludert bruk av PPA og bilateral handel av finansielle kontrakter) ▪ Samme type markedsaktører hadde liknende prissikringstrategier ▪ Mer enn halvparten av respondentene mente at de hadde utilstrekkelige prissikringsmuligheter
Evaluering av prissikringsmuligheter på NordLink, NorNed og North Sea Link	RME-NVE	▪ Som over, i tillegg til 6 intervjuer til med aktører som representerer det tyske, britiske og nederlandske markedet	▪ Interesse for å ta i bruk transmisjonsrettigheter blant handelsbord ▪ Derimot bred motstand blant leverandører, produsenter og konsumenter i Norden mot introduksjonen av transmisjonsrettigheter, blant annet på grunn av hvordan det kan påvirke likviditet på Nasdaq og kompleksiteten i markedet.

2 Metoder for prissikring av kraftprisrisiko

2.1 Oversikt over prissikringsmetoder

Det finnes flere måter å sikre seg mot kraftprisrisiko på. I dette kapittelet presentere vi de ulike metodene og de mest fremtredende forskjellene mellom dem. Figur 1 visualiserer metodene tilgjengelige for sikring av Nordisk kraftprisrisiko.

Handel på børs (markert grå i Figur 1) inkluderes for å presentere et helhetlig bilde av de mulighetene som finnes, men hovedfokuset for denne rapporten er på prissikring utenfor børshandel. I praksis kan prisrisiko også håndteres uten direkte sikring av nordiske kraftpriser (proxy-sikring), men denne rapporten er begrenset til direkte prissikring. Eksempler på andre metoder å håndtere prisrisiko på som ikke er vurdert i denne rapporten er bruk av tyske terminkontrakter, vertikal integrasjon av kraftproduksjon og industri, og forvaltning av arbeidskapital for å egenforsikre seg mot volatile priser.

Figur 1 Metoder for prissikring av nordisk kraftprisrisiko

2.2 Standardiserte finansielle avtaler

Standardiserte finansielle avtaler som handles via børs kan utformes på ulike måter. I Norden er bruken av futureskontrakter og områdeprisdifferansekontrakter (EPAD) utbredt. I tillegg kan systemprisopsjoner brukes til prissikring, men handelsvolumene for disse er relativt lave og de brukes sjeldent direkte av norske aktører for å håndtere kraftprisrisiko.

Børshandlede futureskontrakter er standardiserte finansielle avtaler som gir markedsaktører muligheten til å fastsette en pris på kraft levert i fremtidige perioder. Finansielle futureskontrakter innebærer ingen fysisk leveranse av kraft. I kontraktsperioden, som er spesifisert i hver enkelt kontrakt, veksles det betalinger mellom de relevante avtalepartene og klareringshuset. Betalingene skal reflektere differansen mellom prisen satt i futureskontrakten før leveranse og den faktiske kraftprisen i leveranseperioden. Endringer i verdien til futureskontrakten mellom leveransetidspunktet og inngåelsen av kontrakten gjøres også opp mellom klareringshuset og markedsaktøren, med varierende tidspunkt for oppgjøret avhengig av kontraktstype. For standardiserte futureskontrakter er standarden daglig oppgjør av alle endringer i kontraktspris og underliggende verdi. Uforutsette endringer i den forventede prisen på futureskontrakten kan derfor gi plutselige gevinster eller tap.

Som følge av at all handel via børs er klarert, trenger ikke markedsaktører som handler via børs å bekymre seg for motpartsrisiko, altså risikoen for at motparten ikke klarer å møte betalingsforpliktelsene i kontrakten. Børsen fungerer som en sikkerhetsstiller og partene har i realiteten en avtale med børsen som motpart, og ikke direkte med aktøren med motsatt prissikringsbehov.

Den nordiske systemprisen er referanseprisen for kraftfutures. Systemprisen er en teoretisk pris, beregnet som

klareringsprisen for kraft dersom hele Norden hadde vært ett budområde, altså dersom det ikke hadde vært noen overføringsbegrensninger (flaskehalser) i det nordiske transmisjonsnettet. Dette gjør at nordiske futureskontrakter ikke kan brukes til å sikre seg direkte mot kraftprisen i et spesifikt budområde.

Det finnes imidlertid en liknende finansiell kontrakt, en EPAD, som bruker prisdifferansen mellom områdeprisen i et spesifikt budområde og systemprisen som referanse. EPADer er tilgjengelige som baseload-kontrakter.[1] Å kombinere kjøp av en EPAD i et budområde med tilsvarende salg i et annet budområde resulterer i en finansiell kontrakt som sikrer prisdifferansen mellom de to budområdene (en så-kalt EPAD-kombinasjon).

For å handle på børs må en aktør ha medlemskap både på børsen og på klareringshuset. Generelt er det større produsenter, banker og tilbydere av prissikringstjenester som har direkte medlemskap, i tillegg til noen kraftleverandører. Mindre markedsaktører har vanligvis ikke direkte tilgang til børsen, men kan handle på børsen via aktører med direkte medlemskap.

Vilkårene i finansielle kontrakter settes av børsen. Tidsperioden for en futureskontrakt varierer, og nordiske kontrakter er gjerne baseload-kontrakter. Nasdaq er hovedbørsen for handel av nordiske kraftfutures, og opererer et elektronisk handelssystem med kontinuerlig handel av finansielle kontrakter i åpningstiden. Børsen fasiliteter kontinuerlig matching og klarering av bud og tilbud meldt inn av markedsaktørene.

Prissikring via børs er utenfor rammen for denne analysen, men brukes som et referansepunkt for andre prissikringsmetoder, spesielt siden vilkårene i finansielle avtaler på børs gjerne brukes som grunnlag for noe av prissikringen utenfor børs.

2.2.1 Klarert OTC-handel

Børsen operer som et elektronisk handelssystem for anonymisert matching av bud og tilbud, men det eksisterer ingen forpliktelse for at markedsaktører skal ta den i bruk.

Kontakt mellom markedsaktører og vilkårene i en finansiell kontrakt kan også settes utenfor børsen, for deretter å bli klarert slik at de involverte partene endrer sin posisjon på klareringshuset. Dette er kjent som klarert «Over the Counter (OTC)»-handel, eller på norsk: bilateral handel klarert på børs.

Slik klarert OTC-handel blir ikke synlige direkte i det elektroniske handelssystemet på børsen siden det ikke representerer aktive bud og tilbud. Informasjon om volumet og prisen i klarerte OTC-avtaler blir imidlertid offentlig tilgjengelig i oversikten over all handel, siden avtalen klareres. Prisene fra klarert OTC-handel bidrar derfor til dannelsen av relevante oppgjørspriser for liknende finansielle kontrakter. Handel av finansielle kontrakter gjennom en tredjepart (megler) eller som et resultat av bilateral handel mellom medlemmer i klareringshuset er eksempler på klarert OTC-handel.

Hovedforskjellen mellom handel via børs og bilateral handel klarert på børs er at volumene fra sistnevnte ikke bidrar til likviditeten i børshandel, og det kan derfor ikke brukes til å møte tilbud og etterspørsel på børsen. Per definisjon er handelen gjort bilateralt mellom de relevante motpartene for så å bli meldt inn til klareringshuset. Det er imidlertid ingen forskjell på håndteringen av motpartsrisiko og oppgjør mellom de to prissikringsmetodene.

2.2.2 Ikke-klarert OTC-handel

Standardiserte finansielle kontrakter kan også inngås bilateralt uten å involvere hverken børsen eller et klareringshus. I slike tilfeller er det lite sannsynlig at handelen blir gjort synlig for markedet, og vil derfor ikke bidra til transparent prissetting.

[1] Baseload henviser her til en konstant forsyningsprofil med fastsatt volum i kontrakten, også kalt *grunnlast*.

For slike avtaler vil vilkårene for oppgjør og håndtering av motpartsrisiko settes av de involverte aktørene. Vanligvis inngår aktørene en masteravtale som etablerer prosedyren for oppgjør og eventuelle marginkrav, og alle individuelle kontrakter som senere handles mellom partene vil være underlagt kravene fra masteravtalen. Siden vilkårene bestemmes av partene i den bilaterale avtalen, kan kravene variere mellom kontraktene.

I diskusjoner med markedsaktører har det blitt tydelig at masteravtaler som dekker handel mellom aktører i nordiske finansielle kraftkjøpsavtaler vanligvis ikke inkluderer standard bruk av sikkerhetsstillelse. I stedet setter partene en øvre grense for risikoeksponeringen de er villige til å ha mot den spesifikke motparten. I andre land i Europa er det, etter vår forståelse, vanligere for aktører i en ikke-klarert OTC-avtale å inkludere spesifikk sikkerhetsstillelse i kontraktene. I et slikt tilfelle vil kravene til sikkerhet legges ved masteravtalen i et kredittstøtte-dokument (CSA). Sikkerhetsstillelse på dette formatet er uvanlig i Norge.

Handel med ikke-klarerte standardiserte avtaler utføres både for systempriskontrakter og EPAD-kontrakter. Selv om det er umulig å vite med sikkerhet volumet av bilaterale kontrakter som handles utenom et klareringshus, har flere aktører påpekt at den relative viktigheten av OTC-handel, både klarert og ikke-klarert, i forhold til børshandel avhenger av likviditeten på børsen. Hvis for eksempel likviditeten på børsen for systempriskontrakter er bedre enn likviditeten i de fleste EPAD-markedene, så vil den relative viktigheten av OTC-handel være lavere for systempriskontrakter enn for EPADer. I EPAD-markedet, spesielt utenfor NO1 – som ansees som det mest likvide av de norske budområdene – er handelen på børsen lite likvid. Det er få muligheter til å sikre større volum med EPADer, og det kan gå flere dager uten noen individuelle transaksjoner av kontraktstypen. Med lav handelsaktivitet på børsen, er det generelt antatt at OTC-handel representerer majoriteten av handlet volum av EPAD-kontrakter.

I en tidligere rapport om bilateral handel utarbeidet av THEMA[2] merket vi oss at mange aktører som bruker finansielle avtaler for prissikring også deltar i en eller annen form for bilateral handel for prissikring, klarert eller ikke-klarert. I visse situasjoner foregår slik handel gjennom uformelle nettverk. Det er for eksempel relativt enkelt for store kraftprodusenter å identifisere større industri i samme budområde og vice versa, og opprette kontakt. Det finnes imidlertid også strukturerte plattformer som legger til rette OTC-handel gjennom å dele prisinformasjon og tilbud. Disse diskuteres ytterligere i boksen nedenfor.

Boks 1 Plattformers rolle i OTC-handel

Det finnes flere plattformer, for eksempel iRISK og NetMW, som kan bidra til OTC-handel mellom markedsaktører. Disse plattformene er lisensierte programvaretjenester hvor businessmodellen hovedsakelig er basert på inntekt fra programvarelisenser. Disse plattformene tilbyr også andre tjenester for porteføljе- og risikohåndtering separat fra deres rolle i OTC-handel.

Et viktig poeng er at disse programvareløsningene ikke setter aktører i kontakt med hverandre, slik som på børsen. Aktører som ønsker å dele informasjon med hverandre på plattformen må etablere et samarbeid, antakeligvis styrt av en masteravtale, utenfor programvareplattformen. Når samarbeidet er etablert, kan programvaren fasilitere handel mellom aktørene.

[2] THEMA-rapport 2020-21 *Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies*. For Ei, DUR og NVE-RME

Via en slik plattform kan markedsaktørene velge å dele prisinformasjon med andre aktører de har et handelssamarbeid med, og dermed gi en indikasjon på hvilke prisnivå de er villige til å handle på. Aktører med et handelssamarbeid kan også legge inn bud for å kjøpe eller selge standardiserte finansielle kontrakter gjennom programvareplattformen, og disse budene kan bli akseptert eller avvist gjennom plattformen. Den faktiske gjennomføringen av salg og oppgjør gjøres imidlertid utenfor programvareplattformen.

Plattformen henter også ut prisinformasjon fra børsen. Den overnevnte informasjonen om pris og handelsvolum mellom aktører blir ikke på nåværende tidspunkt aggregert eller videreformidlet.

Etter vår forståelse er slike plattformene spesielt relevante for kraftleverandører, siden prissikringskravene deres ofte indikerer et behov for å kunne gjøre små justeringer i deres prissikringsposisjon for å reflektere tilegnelsen av nye eller tap av eksisterende fastpriskunder. Større produsenter som bruker slike plattformer har ofte bilaterale handelssamarbeid med flere ulike kraftleverandører, og kraftleverandører kan ha separate samarbeid med en eller flere produsenter.

Ved å organisere deling av relevant informasjon, fasiliterer disse plattformene et desentralisert OTC-marked for handel av standardiserte finansielle kontrakter.

2.3 Kraftkjøpsavtaler

I motsetning til standardiserte finansielle kontrakter, varierer innholdet i og formen på kraftkjøpsavtaler (forkortet PPA fra det engelske begrepet Power Purchase Agreement) mye mer. Disse er ofte, men ikke alltid, avtaler om fysisk leveranse av kraft. Når kraftkjøpsavtaler brukes til prissikring, vil deler av kraften leveres til en pris spesifisert i den relevante avtalen.

Begrepet PPA defineres til tider ulikt. I denne rapporten brukes begrepet bredt for å dekke både den smalere definisjonen av kraftleveranseavtaler inngått med kraftutviklere koblet til et spesifikt produksjonsanlegg eller prosjekt (anleggsspesifikke PPAer), og ikke-prosjektspesifikke langtidsavtaler. Der det er relevant vil vi skille mellom anleggsspesifikke PPAer og generelle kraftleveranseavtaler.

Kraftvolumet tilbudt til en spesifisert pris i en PPA kan være en baseload-kontrakt med et fastsatt volum, slik som i de finansielle kontraktene diskutert over, eller som en andel av produsert kraft for et spesifikt prosjekt, såkalt pay-as-produced. Den sistnevnte avtaleformen er kun relevant for anleggsspesifikke PPAer.

I det norske PPA-markedet er kjøperne typisk veletablerte, energiintensive industriaktører. Disse aktørene har gjerne klare, langvarige kraftbehov, et ønske om å sikre prisene over lengre perioder, stort nok konsum til å rettferdiggjøre kostnadene ved å forhandle kraftkjøpsavtaler og god nok kredittverdighet til å være en pålitelig motpart i en flerårig kraftkjøpsavtale. For nye utbyggsprosjekter for fornybar energi kan også etterspørselssiden for kraftkjøpsavtaler bestå av store bedrifter som ønsker å nå ulike bærekraftmål, for eksempel Google. I Norge eksisterer det også flere nye energiintensive bedrifter, for eksempel batterifabrikker, som kan ha en interesse av å bruke kraftkjøpsavtaler i fremtiden, men disse har gjerne lavere kredittverdighet enn allerede etablert storindustri.

På tilbudssiden blir anleggsspesifikke PPAer ofte solgt av prosjektutviklere. På grunn av en sterk nedgang i utbyggingen av ny vindkraftproduksjon på land er det imidlertid lite aktivitet i markedet for slike kraftkjøpsavtaler i Norge. Generelle kraftleveranseavtaler inngås derimot med lokale produsenter, spesielt de med større kraftverk. Slike avtaler kan også tilbys av ulike tredjepartsaktører for krafthandel som Axpo og Energi Salg Norge.

Kraftkjøpsavtaler kan inngås for ulike tidsperioder, alt fra under ett år til over 20 år, men 7 til 10 år er vanligst. Svakere korrelasjon mellom systemprisen og norske budområderpriser, i tillegg til høyere marginkrav for klarerte kontrakter, kan ha

vært en driver for økt interesse for å inngå PPAer for kortere tidsperioder. Dette kan i den nåværende situasjonen fungere som en alternativ metode for korttidsjusteringer i bedrifters sikringsportefølje. Oppgjørsvilkårene avgjøres også mellom de to partene i kraftkjøpsavtalen. Standarden er månedlig oppgjør, men vilkårene for utbetaling varierer fra betaling før leveranse til etter leveranse.

Vilkårene for håndtering av motpartsrisiko er en annen spesifikasjon som varierer mellom kraftkjøpsavtaler. For generelle kraftleveransekontrakter mellom godt etablerte kraftprodusenter og industriaktører er det ikke nødvendigvis behov for spesifikke handlinger for å avsette motpartrisiko. I situasjoner der enten kjøperen eller selgeren ansees for å ha lavere kredittverdighet, gjennomføres tiltak for å håndtere motpartrisikoen. I de aller fleste tilfeller vil sikkerhetsstillelsen bestå av garantier utstedt av en institusjon med høyere kredittverdighet, som oftest et morselskap. Et eksempel på dette er et kraftutbyggingsprosjekt som utvikles som et spesialforetak. Da kan moderselskapet stille garantier for å redusere usikkerhet knyttet til motpartrisiko på vegne av spesialforetaket. For energiintensive bedrifter kan tilsvarende garantier utstedes av Eksfin. En mulig, men sjeldent brukt, form for sikkerhetsstillelse er bruk av tradisjonell pantsetting av for eksempel eiendeler.

Strukturen og likviditeten i PPA-markedet varierer noe mellom de ulike budområdene i Norge, og reflekterer forskjellene i sammensetningen av markedsaktører i hvert område. Generelt sett vil det være enklere å få tak i konkurransedyktige kraftleveranseavtaler i områder med et overskudd av kraftproduksjon, men samtidig vil det være vanskeligere å finne kjøpere. Hvordan den totale produksjonen i et område er fordelt mellom produsenter vil også påvirke tilbudet av kraftkjøpsavtaler, siden det bare er relativt store produsenter som har muligheten til å tilby de store kraftvolumene etterspurt av energiintensive brukere. Som et resultat kan tilbudet av kraftkjøpsavtaler i et budområde være relativt lavt på tross av en stor mengde (mindre) kraftprodusenter, som er situasjonen i NO3.

2.4 Andre prissikringsmetoder

Standardiserte finansielle kontrakter og kraftkjøpsavtaler er ikke alle metodene som kan brukes til prissikring, selv om de mest sannsynlig reflekterer majoriteten av den direkte prissikringsaktiviteten. Det er vanskelig å gi en fullstendig beskrivelse av alle prissikringsmetoder, siden noen av metodene er skreddersydd til den spesifikke relasjonen mellom markedsaktørene. Vi vil likevel presentere noen eksempler på andre prissikringsmetoder for å gi et bilde av hvordan disse kan se ut. Mange av de skreddersydde prissikringsavtalene blir tilbudt av tredjepartsaktører, og vil direkte eller indirekte opprettholdes av tredjepartaktørenes egen prissikring gjennom børshandlede finansielle avtaler eller kraftkjøpsavtaler.

Vi tar for oss to eksempler, hvor det første er differansekontrakter. For differansekontrakter avtales det på forhånd en innløsningspris for kraft, og partene blir enige om å utveksle all differanse mellom markedsprisen og den avtalte innløsningsprisen på et forhåndsbestemt volum av kraft. Dersom prisen på kraft er 10 EUR/MWh høyere enn innløsningsprisen vil dermed den ene parten betale den andre parten 10 EUR/MWh for det avtalte kraftvolumet i en periode. Hvis prisen deretter faller til 5 EUR/MWh under innløsningsprisen, vil betalingsretningen reverseres i den neste tidsperioden, og reflektere en utbetaling på 5 EUR/MWh for det avtalte volumet til parten som i forrige tidsperiode sto for utbetalingen.

Slike kontrakter er finansielle avtaler og kan bruke både områdepris og systempris som referanse. De fungerer på lik måte som en futureskontrakt, med finansielle oppgjør for å balansere prisendringer. Differansekontraktene vil imidlertid gi rom for varierende kontantstrømmer, med betalingsfrist i spesifiserte leveranseperioder.

Det andre eksempelet er kombinerte prissikringstjenester for kraftleverandører. Kraftleverandører som ønsker å tilby fastprisavtaler kan ha behov for å sikre seg mot ulike typer risiko, for eksempel både kraftprisrisiko og valutakursrisiko. Noen tredjepartsaktører tilbyr kombinerte prissikringstjenester

som er spesifikt tilpasset behovene til selvstendige kraftleverandører. Disse tjenestene tillater leverandøren å månedlig spesifisere en etterspørselsprofil, de relevante budområdene og den relevante valutaen, og deretter kan de gi et tilbud for tilpasset leverandørens behov i en bestemt valuta. De kan også inkludere elsertifikater i den kombinerte prissikringsavtalen. En slik kombinasjonsavtale kan dermed forme grunnlaget for tilbud av fastprisavtaler for sluttbrukere.

3 Prissikringstrategier

Dette kapittelet gir en kort beskrivelse av vanlige prissikringstrategier og utdyper vanlige tilnærminger ulike aktører i kraftmarkedet har til prissikring.

3.1 Kort om prissikringstrategier

Tidligere analyser viser at de fleste aktører i de norske kraftmarkedet benytter seg av en variant av følgende strategier:

1. Tracker-strategi
2. Back-to-back-strategi

Tracker-strategi innebærer at eksponert volum reduseres jo nærmere man kommer levering. I praksis betyr det at en aktør som benytter en tracker-strategi til enhver tid vil ha en større andel av neste års volum sikret sammenlignet med andelen sikret to år frem i tid, og så videre. Benytter man en back-to-back-strategi derimot vil man til enhver tid forsøke å sikre alt eksponert volum.

I praksis vil store aktører ønske å ha en dynamisk prissikringsstrategi heller enn å følge en ren tracker eller back-to-back-strategi med en fast andel av eksponert volum sikret. Det videre kapittelet utdyper hvilke ulike tilnærminger kraftkonsumenter, leverandører og produsenter har til prissikring. Vurderingen er basert på intervjuer og spørreundersøkelser gjort i forbindelse med denne analysen, samt tidligere analyser og funn på området.

3.2 Store kraftkonsumenter

Grunnlaget for prissikringsstrategien til store kraftkonsumenter er ofte fysiske PPAer. Kontraktene spesifiserer en områdepris og motpartene er gjerne store, lokale produsenter. Tidshorisonten for slike PPAer kan være på alt fra 1 til 20 år eller mer, men det vanligste er en varighet på mellom 7 til 10 år. En vanlig prissikringsstrategi for en stor konsument er en variant av tracker-strategi med mulighet for variasjon. Andelen av neste års volum som er prissikret ligger typisk mellom 70 – 90 prosent. For å kunne finjustere eksponeringen er det vanlig å supplere langsiktige PPAer med finansielle avtaler, enten på børs (ofte fasilitert av en tredjepart) eller bilateralt, eller med PPAer med kortere tidshorisont. Det gir konsumentene fleksibilitet til å inngå avtaler når de anser prisen som god. Hvor stort volum som er sikret til enhver tid avhenger blant annet av fundamentale analyser av kraftmarkedet, markedsutsikter i den spesifikke sektoren, inkludert utviklingen i konkurrentenes kostnads-nivåer, og forventet fremtidig produksjon.

3.3 Kraftleverandører

Kraftleverandører vil typisk ønske å sikre marginen de har på fastpriskontrakter. Kostnaden ved å sikre seg vil derfor inkluderes i fastprisen de tilbyr sluttkundene. Når de sikrer seg fullstendig til en lavere pris enn den fastprismarginen sluttkunden betaler er leverandøren sikret en profitt på volumet som selges. Varigheten på disse fastpriskontraktene er korte sammenlignet med den tidshorisonten kraftkonsumenter- og produsenter må forholde seg til. Leverandører driver dermed vanligvis med prissikring på relativt kort sikt (1 – 2 år).

Prissikringsbehovet til leverandørene tilsier en back-to-back-strategi, hvor 100 prosent av volumet som er eksponert til fastpris sikres (fullsikring). Siden leverandørene etterstreber å fullsikre alt eksponert volum vil det ikke være tilstrekkelig å bruke systempriskontrakter, da disse ikke sikrer mot kraftprisen i det spesifikke budområdet leverandøren er eksponert for. En løsning er å bruke en kombinasjon av EPADer og systempriskontrakter (beskrevet i kapittel 2.2).

For små bedrifter og husholdninger spesifiseres ikke nødvendigvis volum i fastpriskontraktene. En utfordring med back-to-back-strategien er derfor å matche volumet som sikres mot det faktiske volumet som konsumeres av sluttbrukeren. For større konsumenter er ikke dette et problem, da disse

fastpriskontraktene ofte spesifiserer volum. For at ikke leverandøren skal bli sittende med prisrisiko må de gjøre små justeringer i deres prissikringsposisjon for å reflektere tilegnelsen av nye eller tap av eksisterende fastpriskunder.

Gitt behovet for kortsiktig og fleksibel prissikring vil kraftleverandører typisk ønske å sikre seg med standardiserte prissikringstjenester eller standardiserte avtaler.

Det finnes flere tilbydere av standardiserte prissikrings-tjenester i det norske kraftmarkedet. Et eksempel er Axpo Nordic, som gjennom sitt verktøy, Axpo Price, gjør det mulig for leverandører å outsource deler av prissikringsaktiviteten sin. Leverandører kan hente inn tilbud på sikringsprodukt som kombinerer områdeprisrisiko, systemprisrisiko og valutarisiko, og dermed kjøpe en spesifikk kraftprofil som varierer fra måned til måned for en bestemt prissone i en bestemt valuta. En slik risikostyring vil være mulig å oppnå ved å kombinere ulike børshandlede derivater, men dersom leverandørene må gjøre det selv vil det være tidkrevende og upraktisk (særlig for mindre leverandører).

Store kraftleverandører har gjerne bilaterale forhold med store produsenter for å hente inn relevante priser og muliggjøre EPAD-handel, siden likviditeten på børs er lav for disse.

3.4 Kraftprodusenter

For offentlig eide produsenter er hovedformålet med prissikring å sikre forutsigbar utbetaling til eierne. For enkelte produsenter med banklån vil også behovet for å opprettholde kredittvurderingen være en motivasjon for å prissikre seg. Det er vanlig at styret vedtar en overordnet prissikringsstrategi og et eksponeringsønske over tid (andel netto volum eksponert) med akseptabel variasjon. Krav fra långiver kan også være med på å diktere sikringsstrategien. Analysemiljøene hos produsentene har da mulighet til å avvike fra eksponeringsønsket innenfor en gitt ramme, avhengig av tidshorisont. I praksis tilsvarer det en fleksibel tracker-strategi. Varigheten på tidshorisonten og frihetsgraden til analysemiljøene varierer mellom aktørene.

For å beregne volum som er eksponert for prisvariasjoner (altså volumet som er relevant å prissikre) må effekten av grunnrenteskatten tas i betraktning. Hvordan beskatning påvirker prissikringstrategier er beskrevet nedenfor. Andelen av eksponert volum som sikres over den nære perioden (typisk tre til fem år) kan ligge på mellom 25–100 prosent (andelen reduseres utover i perioden). Utover den nære perioden vil det være relativt små andeler som sikres. Enkelte kraftprodusenter, særlig de mindre, velger å ikke prissikre i det hele tatt. Blant begrunnelsene er mangel på relevante prissikringsprodukter (lav likviditet) og for stor usikkerhet i markedet.

Aktørene oppgir at de driver aktiv prissikring i på kort sikt gjennom en blanding av kontrakter på Nasdaq og bilaterale finansielle avtale. Det er i stor grad systemprisavtaler som benyttes, men også noe EPADer selv om det bilaterale markedet er lite og likviditet på Nasdaq lav for slike kontrakter. Store produsenter, særlig i Sør-Norge der strømprisene korrelerer mer med de europeiske prisene, sikrer seg også gjennom å kjøpe relaterte finansielle derivater, for eksempel tyske terminkontrakter. Dette kalles proxy-hedging.

På lengre sikt (typisk etter fem år) oppgir flere produsenter at mesteparten av prissikringen foregår bilateralt og gjerne med PPAer. Tidshorisontene på PPAene kan være på opptil 15–20 år. En årsak til at flere produsenter sikrer seg bilateralt på lang sikt er at likviditeten på Nasdaq er svært lav blant kontrakter med fjerne leveranseperioder og at det krever mye kapitalbinding. Markedet for langsiktige EPADer er ikke-eksisterende.

Valg av prissikringsmetode, og hvor stor andel av handelen som foregår på børs, avhenger av flere faktorer:

- Dersom de fundamentale forholdene (vann i magasinene, flomrisiko, prisprognoser osv.) tilser at det er behov for å kunne justere sikringsnivået raskt vil det være mest hensiktsmessig å bruke det finansielle markedet.
- Usikkerhet rundt fremtidige produksjonsvolum vil redusere incentivet for å drive med prissikring.

- Dersom produsentene mener det er stor sannsynlighet for å produsere opp mot maksimal kapasitet vil det øke den maksimale andelen som prissikres.
- Hvor stort volum som sikres via PPAer avhenger av hvor stort volum kredittverdige forbrukere (hovedsakelig industri) er interessert i å sikre.
- Høye marginkrav fra Nasdaq gjør det mindre attraktivt å sikre seg på børs.

Produsenter er vanligvis ikke eksponert for prisforskjeller mellom budområder, men de kan inngå leveringsavtaler i soner hvor de ikke har tilstrekkelig lokal produksjon. I så fall vil produsenten være eksponert mot prisforskjellen mellom produksjons- og leveranseområdet.

3.4.1 Viktigheten av grunnrenteskatt

Den optimale sikringsgraden til en kraftprodusent avhenger av nivået på grunnrenteskatten. Når grunnrenteinntekten beregnes ut fra spotprisen får produsentene en automatisk sikring av overskuddet, siden skatten er korrelert med spotprisen. Dersom det er høy spotpris betaler produsentene høy skatt, og dersom det er lav spotpris betaler de lavere skatt. Det volumet som er eksponert for prisvariasjoner etter at grunnrenteskatten er tatt i betraktning kan vi kalle netto priseksponert volum. Så lenge grunnrenteskatten beregnes basert på spotpris vil en høyere grunnrenteskattesats gi et lavere netto priseksponert volum, og dermed en lavere optimal sikringsgrad av totalt produksjonsvolum.

Per oktober 2022 baseres grunnrenteskatten på årets spotmarkedspriser pr. time multiplisert med faktisk produksjon ved kraftverket. Det finnes noen unntak for denne beregningen, blant annet for konsesjonskraft (verdsettes til oppnådde priser) og kraft som leveres i henhold til kjøpskontrakter/leieavtaler inngått før 1. januar 1996 med uavhengig kjøper og varighet på syv år eller mer (verdsettes til kontraktsprisen). Satsen på grunnrenteskatten er per oktober 2022 på 47,4 prosent nominelt og 37 prosent effektivt (fordi grunnrenterelatert selskapsskatt kommer til fradrag i grunnrenteinntekten, blir den effektive satsen lik den nominelle redusert med selskapsskattesatsen på 22 prosent).

I sitt forslag til statsbudsjett for 2023 foreslår regjeringen flere endringer i skatteregimet. Disse endringene og effektene av dem drøftes videre på side 20.

4 Utfordringer og endringer i den nåværende markedssituasjonen

4.1 Endringer i markedet for prissikring

I dette kapittelet presenterer vi et overordnet sammendrag av endringer knyttet til prissikring i det norske kraftmarkedet, hovedsakelig basert på intervjuer gjort i dette og tidligere prosjekter. Figur 2 visualiserer flere av endringene i markedet og interaksjonen mellom de ulike faktorene. Årsakene til, mekanismene knyttet til og konsekvensene av endringene i markedet blir ytterligere forklart i det resterende av kapittel 4.

I løpet av prosjektperioden har det skjedd større endringer i markedsforholdene, spesielt tilknyttet statsbudsjettet for 2023 hvor det er foreslått endringer i skatten for vannkraft og vindkraft. I tillegg har det blitt færre begrensninger for bruk av bankgarantier som sikkerhetsstillelse. Til tross for disse endringene vil mekanismene beskrevet i dette delkapittelet fortsatt være nyttige i analyser om effekten av fremtidige endringer i markedet for prissikring.

4.1.1 Oppsummering av årsaker og konsekvenser

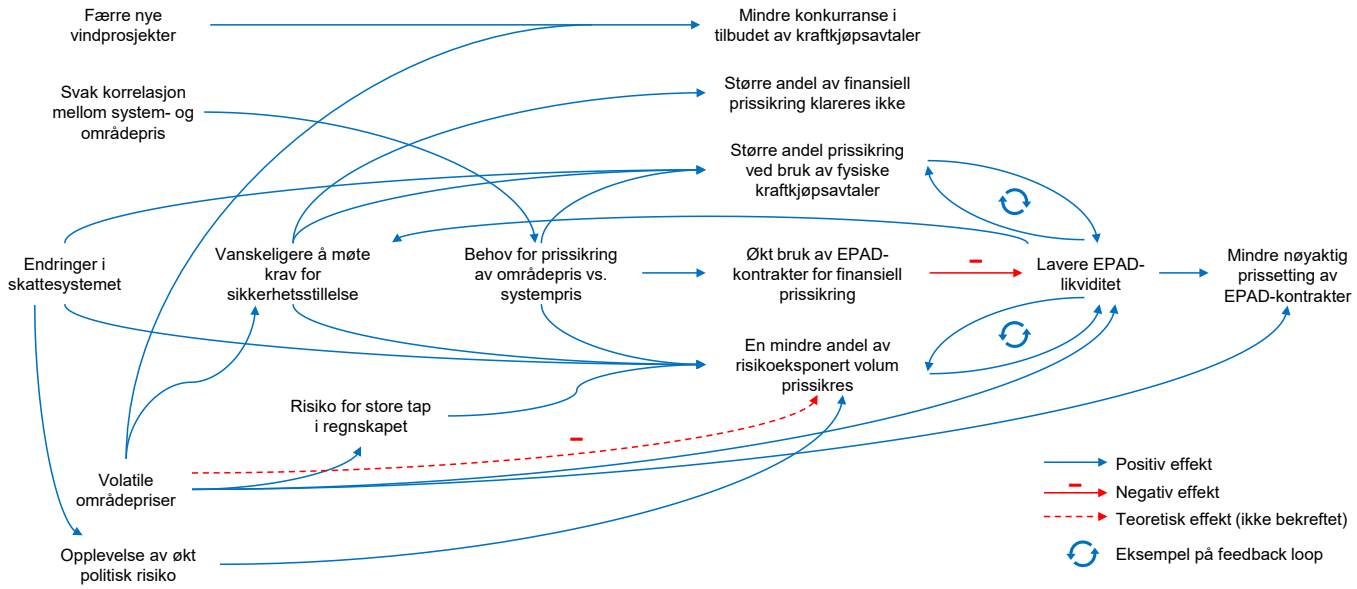
Årsaker

- *Svakere korrelasjon mellom systemprisen og områdepriser* – Det har historisk vært høy korrelasjon mellom norske områdepriser og den nordiske systemprisen. Nå konkluderer derimot flere markedsaktører med at korrelasjonen mellom prisene ikke lenger er like sterk eller pålitelig som tidligere. Dette problemet stammer fra før invasjonen av Ukraina, men har blitt forsterket av dagens markedssituasjon.
- *Volatile (område-)priser* – Det har vært uvanlig høy prisvolatilitet i kraftmarkedet den siste tiden som følge av flere faktorer. Internasjonalt har invasjonen av Ukraina og sterkere tilknytning av kraftprisene i Sør-Norge og Kontinental-Europa bidratt til økt volatilitet. Nasjonalt har volatiliteten blitt forsterket av sterk hydrologisk ubalanse og begrensninger i transmisjonsnettet.
- *Endringer i skattesystemet* – Det kommet flere viktige endringer i Norges skatteregimet relatert til kraftproduksjon. Produsentenes prissikringsstrategier må endres som et resultat.
- *Vanskeligere å møte kravene for sikkerhetsstillelse på børsen* – Det er ikke en ny utfordring for markedsaktørene å møte kravene sikkerhetsstillelse på børsen. Endringene i Europeisk regulering i 2016 som fjernet muligheten til å bruke bankgarantier som sikkerhet har fått noe av skylden for den sterke medlemsreduksjonen på børsen. Likevel har høy prisvolatilitet og lav markedslikviditet økt marginkravet på børsen, som ytterligere har forsterket utfordringene knyttet til sikkerhetsstillelse.

Konsekvenser

- *En større andel av finansiell prissikring klareres ikke* – Flere aktører velger å ikke klarere finansielle kontrakter. Dette følger av at det har blitt mer utfordrende for markedsaktører å møte kravene for sikkerhetsstillelse.
- *En større andel prissikres med fysiske kontrakter* – På grunn av utfordringene knyttet til å sikre områdeprisen gjennom EPADer og kravene for sikkerhetsstillelse, har andelen av prissikringsaktivitet som gjøres ved bruk av fysiske kraftprisavtaler økt.
- *Mindre prissikringsaktivitet* – Økte kostnader for flere av prissikringsmetodene og mer effektiv prissikring via skattesystemet har ført til, og vil sannsynligvis fortsette å føre til, at markedsaktører slutter å prissikre seg eller reduserer prissikret volum.
- *Mindre nøyaktig priser på EPAD-kontrakter* – Lav EPAD-likviditet og volatile markedsforhold har ført til økt usikkerhet rundt nøyaktigheten til og nyttigheten av tilgjengelige priser for EPAD-kontrakter på børsen.

Figur 2 Forenklet sløyfediagram av endringene i markedet for prissikring av norsk kraftprisrisiko



Beskrivelse av årsakssammenhengene

I dette delkapittelet vil vi beskrive mekanismene visualisert i Figur 2. Mekanismene er identifisert gjennom intervjuer med relevante markedsaktører.

Økt behov for prissikring av områdepris

I samtalene med markedsaktørene ble det tydelig at flere mener at prissikring med referanse til systemprisen har vært mangelfull og mindre effektivt i flere år. Andre mente at systemprissikring har blitt mindre effektivt de siste tolv månedene. Denne oppfatningen følger blant annet av at korrelasjonen mellom systemprisen og områdeprisen har blitt svakere, og at det derfor har blitt en større etterspørsel etter andre metoder enn systempriskontrakter for å dekke aktørens prissikringsbehov.

Det er verdt å merke seg at det ikke er enstemmig enighet om de overnevnte oppfatningene, og at noen av aktørene mente at systemprisen fortsatt er nyttig for prissikring på tross av at den er mindre korrelert med områdeprisene. Nivået på korrelasjonen mellom prisene varierer også mellom budområdene, som påvirker aktørenes oppfatning av utfordringene ved prissikring av områdepris. Spesielt prisene i NO3 ble trukket frem som problematiske og lite korrelert med utviklingen i systemprisen, antakeligvis som følge av at områdeprisene der er veldig sensitive til lokale flaskehalser.

For å håndtere svak korrelasjon mellom system- og områdepris kan markedsaktørene bruke EPAD-kontrakter eller inngå fysiske kraftprisavtaler med aktører innad i det relevante prisområdet. De kan også velge å slutte med all prissikringsaktivitet. Dette valget reflekterer kjernen i Figur 2, som følger av et økt behov for sikring av områdepris. Dette fører videre til økt bruk av fysiske kraftprisavtaler for prissikring og EPAD-kontrakter, i tillegg til at prissikret volum av total risikoeksponering reduseres.

Begrenset likviditet i markedet for EPAD-kontrakter, som er drøftet i detalj i et senere avsnitt, kan føre til at noen aktører bli avhengige av å inngå fysiske kraftkjøpsavtaler med aktører innenfor det relevante prisområdet, eller øke risikoeksponert volum. Eksempler på begge disse konsekvensene ble identifisert i intervjuene. En stor konsument nevnte, for eksempel, at de nå foretrekker å bruke kortsiktige avtaler for leveranse av mindre kraftvolum for å tilpasse posisjonen sin i markedet, siden finansiell prissikring på børs har blitt mer utfordrende. Et annet eksempel er en mindre kraftprodusent i NO4 som har valgt å slutte helt med prissikrings som følge av utfordringene ved å sikre områdeprisen.

Økte utfordringer ved sikkerhetsstillelse

All handel med finansielle kontrakter på børs, i tillegg til bilaterale avtaler som meldes inn, klareres via klareringshuset. Medlemmer av klareringshuset som har posisjoner i en handel må tilby sikkerhetsstillelser som er store nok til å dekke potensielle tap. Flere faktorer har gjort det vanskelig å håndtere kravene for stikkerhetsstillene den siste perioden.

For det første påvirkes størrelsen på kravene for sikkerhetsstillelse av både prisvolatiliteten og markedslikviditeten, som begge har forverret seg den siste tiden. Disse markedsforholdene har økt sikkerhetsstillelsen som kreves for finansiell handel.

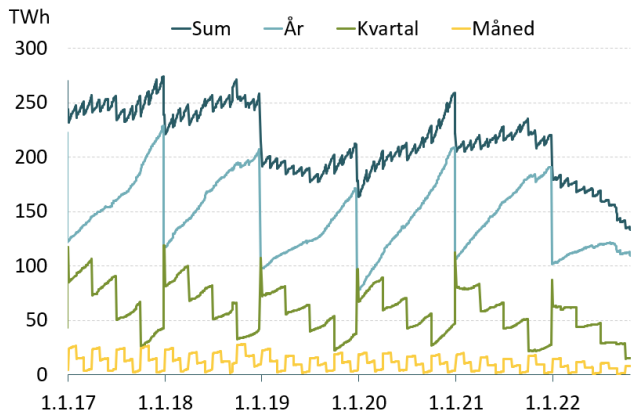
For det andre har den høye prisvolatiliteten ført til hyppigere og mer drastiske endringer i marginkravene, som gjør at medlemmene uforventet må gjøre opp for at de plutselig har for lite sikkerhetsstillelse. Dette har økt bekymringen hos aktørene for likviditetsrisikoen ved å opprettholde en klarert posisjon på børsen.

Etter den drastiske økningen i forventede kraftpriser som fulgte av invasjonen av Ukraina, sto plutselig flere produsenter som hadde inngått fremtidige kraftkjøpsavtaler ovenfor økte marginkrav for å gjøre opp for tap på kontrakter med leveranseperiode flere år frem i tid. Risikoen for at markedsaktørene uforventet må stille med store mengder med kapital økte bekymringen for at en likviditetskrise ville følge. Dette førte, blant annet, til at myndighetene i Sverige og Finland satte i gang tiltak for å beskytte markedet fra en likviditetskrise. Selv om denne utfordringen har blitt forsterket av dårligere likviditet, underbygges den av det grunnleggende problem i markedet at alle aktører betaler samme marginkrav. Det betyr at en kraftprodusent, som via sine fysiske produksjonsmidler får noe naturlig prissikring for deres finansielle posisjon, ikke betaler mindre marginkrav enn rent spekulative meglere.

Flere aktører har i økende grad unngått prissikring via klarerte avtaler for å unngå kostnadene og utfordringene knyttet til håndteringen av sikkerhetsstillelse. Under intervjuene påpekte også flere av de store kraftprodusenter at de aktivt har forsøkt å redusere posisjonen sin på børsen, til fordel for mer ikke-klarert bilateral handel, ved å finne kredittverdige avtaleparter med motsatt risikoeksponering enn dem.

Denne endringen ses tydelig på det totale volumet av posisjoner på Nasdaq, såkalt «open interest». Totalt volum prissikret med systempriskontrakter har ligget på eller over 200 TWh de siste årene, med en stabil økning gjennom hvert året frem til 2022. Siden starten på 2022 har det totale kraftvolumet prissikret via systempriskontrakter på børsen vært fallende, med en særlig sterk nedgang i august. Vår oppfatning er at nedgangen skyldes at markedsaktører aktivt lukker sine posisjoner.

Figur 3 Totalt volum av «open interest» i systempriskontrakter på Nasdaq



Datakilde: Nasdaq. Bearbeiding og fremstillelse av dataen utført av THEMA

Utfordringer knyttet til sikkerhetsstillelse kan, i visse tilfeller, unngås ved å enten redusere prissikret volum eller inngå fysiske kraftkjøpsavtaler hvor sikkerhetsstillelse ikke kreves. Vi konkluderer med at begge alternativene er sannsynlige konsekvenser av de økte utfordringene markedsaktørene møter for å håndtere sikkerhetsstillelse på børsen.

Endringer i skattesystemet

Som nevnt tidligere har det kommer flere viktige endringer i skattesystemet i 2022.

- Grunnrenteskatten økes fra 37 til 45 prosent.

- For fastprisavtaler på strøm skal grunnrenteskatten beregnes basert på kontraktsbeløpet.
- Høyprisbidraget introduseres med en sats på 23 prosent av kraftpris over 70 øre/kWh.

Alle de nevnte endringene er forventet å føre til lavere volum av kraft prissikret utenfor skattesystemet, og spesielt forventes de en nedgang i prissikring ved bruk av finansielle kontrakter.

Som beskrevet i avsnitt 3.4.1 beregnes grunnrenteskatten vanligvis etter spotprisen. Dermed får produsentene en automatisk sikring av overskuddet, siden skatten er korrelert med spotprisen. Høyere skattenivå fører derfor også til en at en større andel av risikoeksponeringen prissikres gjennom skattesystemet, og følgelig vil et mindre volum prissikres gjennom andre metoder. Alle produsenter som må betale grunnrenteskatt tar dette i betraktning i sine strategier.

Hvis vi antar at kraftprodusentenes risikopreferanser er uendret, vil høyere nivå på grunnrenteskatten indikere en reduksjon i prissikring gjennom andre metoder. Dette vil også, med utvidelsen av grunnrenteskattens omfang, gjelde produsenter av vindkraft, som ytterligere vil redusere behovet for prissikring.

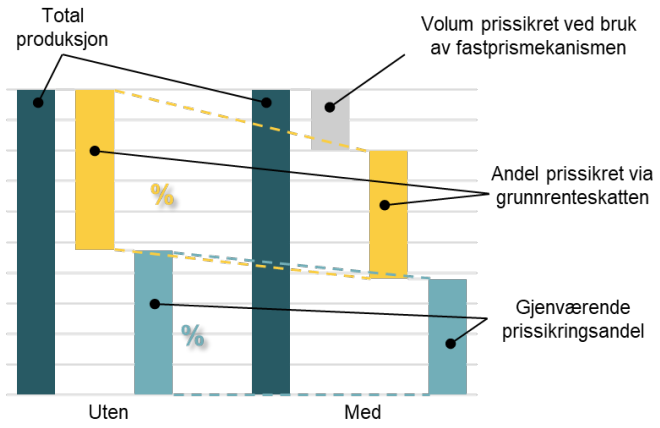
De samme mekanismene for prissikring som følger grunnrenteskatten, gjelder også for høyprisbidraget med økt effektivt skattenivå som reduserer behovet for prissikring via andre metoder. Det er derimot en ekstra utfordring knyttet til høyprisbidraget, nemlig at det kun skattes når spotprisen er over den fastsatte terskelverdien på 70 øre per KWh. Dette fører til en diskontinuitet i produsentenes inntekt rundt terskelverdien, og skaper en ny utfordring for aktører som ønsker å sikre kraftprisen på grunn av at prissikringsmetodene ikke tar hensyn til denne diskontinuiteten i inntekt. Strukturen på og rammene for utbetalingene ved prissikring utenfor skattesystemene vil være den samme uavhengig av om høyprisbidraget er gjeldende eller ikke.

Det overnevnte indikerer at det optimalt prissikret volum vil være høyere når prisen er under 70 øre per kWh enn når kraftprisen er over 70 øre per kWh, og at den optimale prissikringen av eksponert risiko vil avhenge av nivået på kraftprisen. Selv om en aktør oppnår et tilfredsstillende nivå på prissikret volum, er det likevel sannsynlig at høyprisbidraget vil føre til en kombinasjon av for lav prissikring når kraftprisen er lav og for høyt prissikret volum når kraftprisen er høy.

Den sistnevnte mekanismen gir enda en indirekte grunn til å unngå prissikring, siden det blir vanskelig å finne en velfungerende prissikringsstrategi for diskontinuiteten i produsentenes inntekt. En mulig konsekvens av disse utfordringene er at aktørene vil ha økte insentiver til å prissikre seg ved bruk av et begrenset sett av metoder som kvalifiserer til særegen skattebehandling, som kraftkjøpsavtaler med kontraktsunntak eller den nylig foreslåtte fastprismekanismen.

Den foreslåtte fastprismekanismen vil gjøre at kraft som er solgt til strømleverandører for å kunne tilby fastprisavtaler, skal skattlegges basert på salgsprisen heller enn spotprisen. Dette kan føre til at produsentene bruker dette som en alternativ prissikringsmetode heller enn de tradisjonelle prissikringsmekanismene, og derfor redusere behovet for tradisjonelle prissikringsmetoder. Resonnementet bak denne slutningen følger av at produsentenes prissikringsbehov avhenger av det kraftvolumet solgt som er underlagt spotprisbasert grunnrenteskatt. En andel av dette volumet blir direkte prissikret via de overnevnte mekanismene for grunnrenteskatten, mens den resterende andelen kan prissikres vi andre metoder. Hvis mer kraft selges for fastprisavtaler, og basisvolumet for grunnrenteskatten justeres med hensyn til dette, reduseres kraftvolumet som prissikres enten etter de normale systemet for grunnrenteskatt eller gjennom andre metoder. Dette er illustrert i Figur 5.

Figur 4 Effekten av fastprismekanismen på gjenværende prissikringsbehov



Summen av alle de overnevnte effektene indikerer at endringene i skattesystemet forventes å redusere volumet prissikret av kraftprodusenter. Spesielt endringene i grunnrenteskatten og innføringen av høyprisbidraget forventes å medføre de sterkeste effektene. Produsentene vi intervjuet forventet ikke at det ville være høy etterspørsel etter fastprisavtaler fra konsumentene. Prissikring av kraftvolum solgt gjennom fastprismekanismen forventes dermed å være begrenset som følge av manglende etterspørsel fra sluttbrukere.

Noen av aktørene vi snakket med trakk også frem at endringene i skattesystemet, i tillegg til å redusere totalt volum prissikret av kraftprodusentene, vil gjøre det spesielt uattraktivt å prissikre ved bruk av finansielle avtaler sammenliknet med fysiske leveranseavtaler. Det er en oppfatning av at dette er en mekanisme som strekker seg utover regjeringens ønske om økt tilbud av fastprisavtaler, og reflekterer en politisk tendens til at aktører som prissikrer seg ved bruk av fysiske kraftprisavtaler prioriteres og beskyttes når myndighetene gjennomfører regulatoriske endringer, i motsetning til aktører som prissikrer via finansielle avtaler.

Denne oppfatningen underbygges av ulike spesifikasjoner i de foreslåtte skatteendringene. For det første gis det visse muligheter til å redusere skattekravene i høyprisbidraget dersom en produsent ikke klarer å møte leveranseforpliktelsene i fysiske kraftkjøpsavtaler, og derfor må kjøpe kraft til markedspris. Disse unntakene gis ikke dersom salget av kraft er prissikret gjennom finansielle avtaler. For det andre har det blitt foreslått at høyprisbidraget kan bli innkrevd basert på gjennomsnittsprisen av alle de fysiske kontraktene til en aktør. Hvis en produsent har en eksisterende portefølje med fysiske kraftprisavtaler med lav pris, vil det være mulig for dem å selge kraft til over 70 øre per kWh og ikke betale høyprisbilag på disse volumene. Dette er gitt at gjennomsnittsprisen i portfolioen deres ikke overstiger taket på 70 øre.

Detaljene om de fremtidige endringene i skattesystemet har ikke blitt uavhengig verifisert i denne rapporten. Det er derimot tydelig at noen av markedsaktørene forventet at endringene ville øke insentivene til å bruke prissikring via fysiske kraftkjøpsavtaler over bruken av finansielle kontrakter.

Økt politisk risiko

De overnevnte endringene i skattesystemet, i tillegg til flere andre regulatoriske endringer som diskuteres av myndighetene, har ført til at markedsaktørene oppfatter den regulatoriske og politiske risikoen som høyere.

Når skattesatsene endres, og nye spotprisbaserte skatter foreslås innført (høyprisbidraget), fører det til endringer i verdien av allerede inngåtte kontrakter som øker volatiliteten i inntektene etter skatt i stedet for å bidra til sikring. Dette kan medføre at bedrifter reduserer prissikringsaktiviteten sin som følge av økt politisk risiko. En slik reaksjon kan følge enten av en «vent og se»-tilnærming fra aktørene, eller at de anser det som bedre å ta i bruk mer overordnede strategier for risikostyring, som å opprettholde høy likviditet, enn tradisjonelle prissikringsstrategier som ikke er effektive mot økt politisk risiko.

Risiko for store tap i regnskapet

Etter internasjonal regnskapspraksis skal verdien av finansielle derivater oppdateres slik at de reflekterer markedsverdien på det tidspunktet regnskapet utarbeides (mark-to-market regnskapsføring). Dette kan resultere i at aktører som prissikrer seg ved bruk av finansielle avtaler påføres store

regnskapsmessige tap i nåværende periode, på grunn av finansielle avtaler som var ment for å utligne økning i forventet fremtidig inntekt.

For å illustrere et eksempel kan man forestille seg at en produsent selger kraft for det påfølgende kalenderåret ved å bruke finansielle kontrakter som en metode for å sikre neste års inntekt. Deretter dobles kraftprisen, og følgelig vil produsentens forventede inntekt (før prissikring) også dobles. Siden aktøren har prissikret seg indikerer derimot de finansielle avtalene en motregningsforpliktelse. Denne forpliktelsen, eller gjelden, vil med en gang vises i regnskapet når de finansielle derivatene omvurderes for å reflektere nåværende markedspriser.

Det overnevnte kan medføre tilsynelatende store tap for produsenten, selv om forventet kraftpris har økt. Disse endringene kan være utfordrende for ledelsen å forklare, og var spesielt ekstreme i fjor som følge av store endringer i forventede kraftpriser. Risikoen for å få tilsynelatende store tap i regnskapet som følge av prissikring gjennom finansielle derivater når prisene er volatile kan derfor medføre at kraftaktører velger andre prissikringsmetoder.

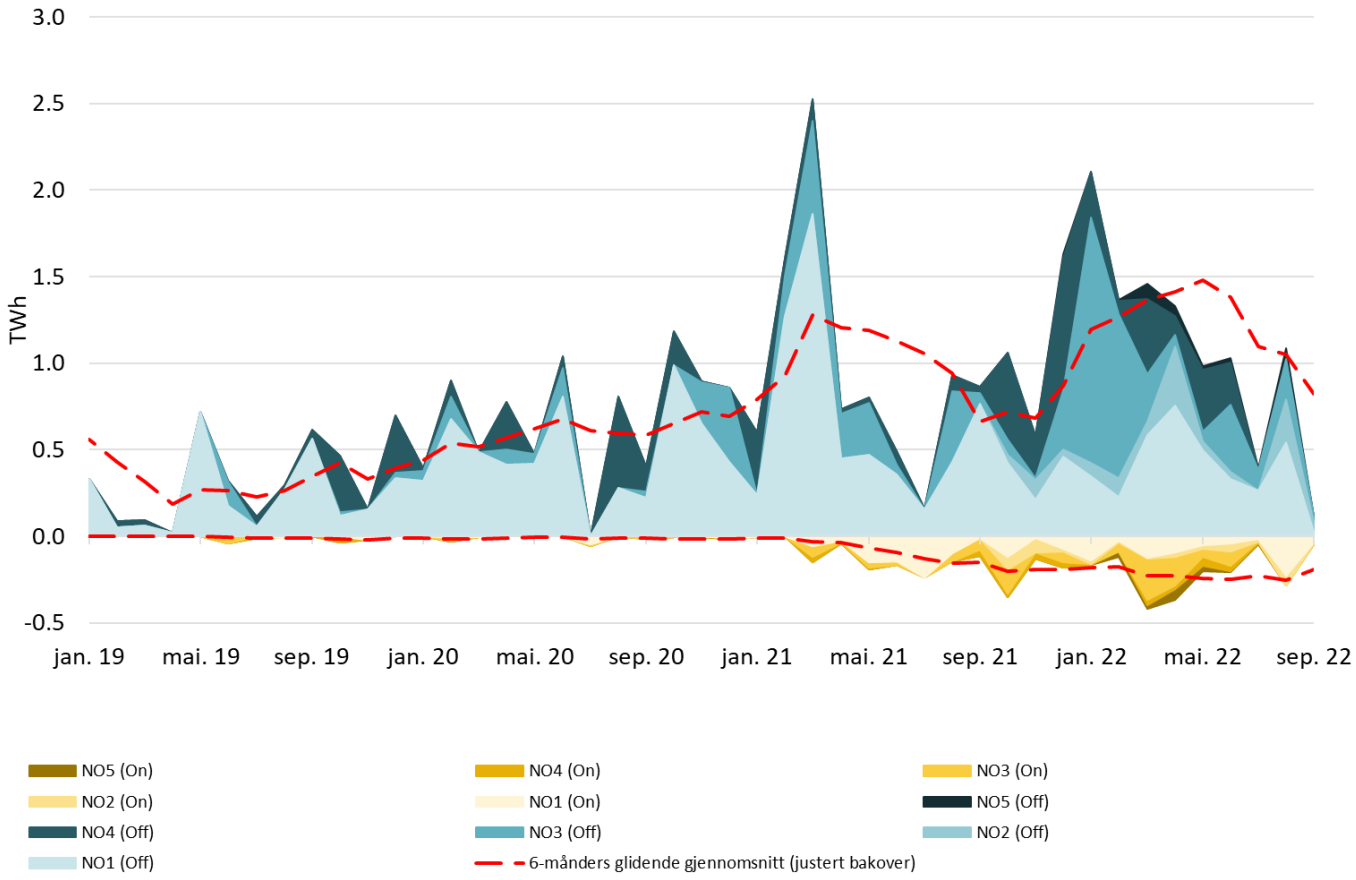
Lavere likviditet i markedet for EPAD-kontrakter

Som tidligere bemerket, har flere utfordringer knyttet til finansiell prissikring ført til at markedsaktører tar i bruk alternative prissikringsmetoder eller reduserer sin prissikringsaktivitet. Det er etter vår forståelse fra markedsaktørene at det nylig har vært en nedgang i likviditeten både på børsen og for bilateral handel av EPAD-kontrakter.

Figur 5 nedenfor viser månedlig handlet volum av norske EPAD-kontrakter som har blitt klarert via Nasdaq siden januar 2019. Ikke-klarerte volum vises ikke, og kan potensielt representere mer enn halvparten av det relevante markedet. I figuren skilles det mellom volumene som har blitt handlet via Nasdaq sitt elektroniske system (on-orderbook), som vises under den horisontale aksen i gult, og volum som har blitt klarert, men ikke inkludert i Nasdaq sin ordrebok (off-orderbook), vist i blått over den horisontale aksen. Som sett i figuren er volumene handlet off-orderbook vanligvis større, mens relativt lite handel gjøres direkte via den elektroniske børsen.

Det totale volumet av handlede EPAD-kontrakter har økt noe siden starten av 2019, noe som potensielt reflekterer økt behov for å håndtere områdeprisrisiko. De siste månedene har derimot volum falt noe. I september 2022, den siste måneden vi har tilgjengelig data fra, falt handlet volum drastisk til kun 0,16 TWh både on- og off-orderbook. Hvorvidt denne nedgangen reflekterer naturlig volatilitet i handelsvolum eller om det indikerer et skifte vekk fra handel av EPAD-kontrakter er det vanskelig å konkludere med på nåværende tidspunkt.

Figur 5 Månedlig handlet volum av norske EPAD-kontrakter (On- and Off-orderbook)



Datakilde: Nasdaq. Bearbeiding og fremstillelse av dataen utført av THEMA

Fallende likviditet kan være selv-forsterkende. Når likviditeten reduseres risikerer aktører som ønsker å handle EPAD-kontrakter høye transaksjonskostnader og likviditetsrisiko ved å ta en posisjon i markedet, og de risikerer å ikke få kjøpe eller selge EPAD-kontrakter i det hele tatt. Dette kan igjen føre til at markedsaktørene heller prissikrer seg ved bruk av fysiske kraftkjøpsavtaler eller slutter å prissikre seg helt.

En annen mer subtil effekt av dårlig likviditet er en økning i kravene for sikkerhetsstillelse for de relevante finansielle avtalene, siden partene ikke enkelt kan endre sin posisjon ved å selge EPAD-kontraktene å redusere sin risikoeksponering. Selv om det ikke er like tydelig fremstilt i Figur 2, så kan også denne effekten være selvforsterkende, siden høye marginkrav ytterligere reduserer likviditeten for handel av EPAD-kontrakter.

Mindre presis prissetting av EPAD-kontrakter

En konsekvens av begrenset EPAD-likviditet er at prisene på EPAD-kontraktene som vises på børsen er lite dynamiske, og reflekterer handelen som foregikk for flere dager siden. Dette begrenser verdien av prisinformasjonen for aktører som ønsker å analysere forventede markedspriser.

Dette problemet forsterkes av at EPAD-prisene i seg selv ikke gir områdeprisene. Hvis man kombinerer utdaterte EPAD-priser med en mer oppdater systempris, risikerer man å få et misledende bilde av markedsaktørenes faktiske prisforventninger. Konsekvensen av dette er at prisinformasjonen om EPAD-kontrakter ikke lenger reflekterer markedsforventningene om fremtidige kraftpriser, og dermed undergraves en potensielt verdifull informasjonskilde for flere økonomiske og regulatoriske beslutninger.

Gjennom intervjuene ble det også tydelig at dette problemet også påvirker bilateral handel. Noen av markedsaktørene trakk frem at det har blitt vanskeligere å få prisinformasjon fra bilaterale motparter, fordi motpartene selv sliter med å vurdere hva som er korrekte og rettferdige priser på EPAD-kontrakter. Det finnes anekdotisk bevis på at terminkontrakter handles for den totale områdeprisen (i praksis en kombinasjon av systempris- og EPAD-kontrakt), siden det er lettere for partene å bli enige om en overordnet områdepris heller en separate priser for systempriskontrakter og EPAD-produktene.

Mindre konkurranse i tilbudet av kraftkjøpsavtaler

Tilbudet av kraftkjøpsavtaler i norske budområder ser ut til å ha blitt mindre konkurransedyktig de siste årene. Dette gjenspeiler delvis en nedgang i utviklingen av nye vindkraftprosjekter. Slike prosjekter forsøkte ofte å selge betydelige deler av produksjonen sin ved bruk av kraftkjøpsavtaler for å sikre prosjektfinansiering. Med færre prosjekter som utvikles, er det færre kraftkjøpsavtaler som tilbys.

Større volatilitet i områdeprisene har imidlertid også bidratt til mindre konkurranse i tilbudet av kraftkjøpsavtaler. Ettersom områdeprisene har blitt mer volatile, har produsentene blitt mer motvillige til å selge kraft i andre prisområder, da dette krever at de tar risikoen for at områdeprisene divergerer. Dette har gjort konkurransen om tilbudet av kraftkjøpsavtaler mer lokalisert og som et resultat noe svakere.

4.2 Utfordringer

I diskusjoner med markedsaktørene har vi konsekvent forhørt oss om de føler at de har tilstrekkelig evne til å sikre kraftprisrisiko, gitt alle tilgjengelige prissikringsmetoder. Et mindretall av aktørene syns at det er tilstrekkelige prissikringsmuligheter, og selv disse anerkjente at mangelen på likviditet i det finansielle markedet har gjort det vanskeligere å tilpasse sine prissikringsposisjoner.

I dette delkapittelet forsøker vi å oppsummere barrierene for markedsaktører som ønsker å prissikre seg mot kraftprisrisiko i Norge. Vi konkluderer med at det i den nåværende situasjonen på det finansielle markedet ikke er tilstrekkelige muligheter til å dekke aktørenes behov for å sikre områdeprisen. Vi bemerker også at markedet for bilateral prissikring utenfor børs har blitt mindre kompetitivt de siste årene, på tross av at slike avtaler fortsetter å være et alternativ for børshandel og kan bli et enda viktigere alternativ i fremtiden.

4.2.1 Det finansielle markedet

Gjennom dialog med ulike markedsaktører har det blitt tydelig at det finansielle markedet ikke ansees som en troverdig og god måte å sikre områdepriser. Den økende avstand mellom systemprisen og områdeprisene i mange av de norske budområdene har blitt en barriere for at det finansielle markedet kan være en effektiv plattform for å håndtere markedsaktørenes eksponering til kraftprisrisiko.

Denne barrieren grunner hovedsakelig i mangelen på likviditet i det norske EPAD-markedet. Selv om likviditeten i markedet for systempriskontrakten også har vært fallende over tid, anser fortsatt noen av markedsaktørene det som et anvendelig marked for prissikring. Det samme gjelder ikke for EPAD-markedet for de fleste markedsaktørene.

Strukturelle årsaker for illikviditet i finansmarkedet

Likviditetsproblemene i EPAD-markedet er ikke et nyoppstått problem, og potensielle strukturelle årsaker for illikviditeten har blitt undersøkt grundig i THEMAs tidligere arbeid, spesielt i rapporten *Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies* utført på oppdrag av NVE-RME og de danske og svenske reguleringsmyndighetene. Vi vil derfor oppsummere de viktigste årsakene for dårlig likviditet i markedet nedenfor.

Begrenset antall markedsaktører

EPAD-markedene er begrenset innenfor hvert budområde, og det er derfor ofte få aktører med interesse for å handle EPAD-kontrakter for det spesifikke budområdet. Dette begrenser aktiviteten i markedet og gjør børshandel mindre attraktivt, siden det er relativt enkelt og lite kostnadskrevende å matche bud og håndtere motparten bilateralt utenfor børsen.

Delvis på bakgrunn av langvarig bekymring for likviditeten i forward-markedet, har ACER og CEER konsultert markedsaktører om kobling av fremtidige finansielle markeder. Formålet med et slik tiltak er å åpne EPAD-markedene for aktører utenfor det relevante budområdet.

Krav om sikkerhetsstillelse

Det har lenge vært en utfordring for markedsaktører å håndtere kravene om sikkerhetsstillelse for børshandel, og det betydelig forverret da EMIR-reguleringen, ment for å sikre stabilitet i de finansielle markedene, fjernet muligheten til å bruke bankgarantier som sikkerhet i mars 2016. Denne lovendringen anses som bakgrunnen for den bratte reduksjonen i antall medlemmer på Nasdaq Clearing, fra 323 medlemmer i januar 2016 til 136 i januar 2021.

Bankgarantier adresserte det fundamentale problemet med kravene om sikkerhetsstillelse på klareringshuset ikke tar hensyn til den naturlige sikringen gitt gjennom en aktørs fysiske kapital. Følgelig vil en produsent som selger kraften sin stille med samme sikkerhet som en bank, selv om kraftprodusenten sannsynligvis vil tjene mer når kraftprisen øker selv om deres finansielle forpliktelser øker.

Man kan argumentere for at bankgarantier reduserte, med rette, de effektive kostnadene ved sikkerhetsstillelse for fysiske markedsaktører fordi bankene bedre kunne vurdere kredittverdigheten deres. Bankgarantier bidro også til å skjerme små fysiske kraftaktører fra utfordringer knyttet til likviditetshåndtering, som tilsynelatende har ført til at noen aktører har gått ut av markedet.

Asymmetri i budområdene

I tillegg til at det ofte er få aktører innenfor hvert budområde, og derfor på de respektive EPAD-markedene, preges også noen av markedene av ubalanser i fordelingen av produsenter og konsumenter innenfor hvert område. En slik ubalanse kan reflektere en strukturell ubalanse i det relevante budområdet, med noen budområder som preges av mer produksjon enn konsum og vice versa. I en slik situasjon, og spesielt ved mangel på spekulative finansielle aktører som er villige til å ta risiko (som i EPAD-markedene), vil en side av markedet alltid slite med å finne en motpart med motsatt risiko. Dette begrenser betydelig nytten av markedet, og kan ytterligere begrense aktivitet og likviditet i markedet.

Nylige endringer i markedet

Figur 5 viser den nylige utviklingen volumet av klarerte EPAD-kontrakter, og som tidligere nevnt er det vanskelig å identifisere en klar trend i det volatile volumet som har blitt klarert. Handelsvolumene for EPAD-kontrakter var ekstremt lavt i september, men nedgangen kommer etter noen måneder med historisk høye handelsvolum.

Det er tydelig at konsekvensene av lav likviditet i EPAD-markedet blir større når korrelasjonen mellom systemprisen og markedsaktørenes kraftpriseksponering svekkes. Da må markedsaktørene enten være avhengig av det illikvide EPAD-markedet eller finne andre måter å håndtere kraftprisrisikoen.

Praktiske implikasjoner

Det finansielle markedet har to viktige sosioøkonomiske funksjoner.

i. Det fasiliteter prissikringen av kraftprisrisiko, og
ii. Det gir en felles offentlig kilde til informasjon om forventede kraftpriser

Når markedet er illikvid blir markedets evne til å utføre de to overnevnte funksjonene begrenset. I dette delkapittelet forsøker vi å presentere, ved bruk av eksempler, de praktiske implikasjonene som følger av denne begrensningen.

Fasilitering av prissikring mot kraftprisrisiko

Det finansielle markedet er ikke den eneste tilgjengelige måten å sikre seg mot kraftprisrisiko, og flere, spesielt store kraftkonsumenter, velger å prissikre seg enten ved bruk av bilaterale leveranseavtaler eller anleggsspesifikke PPAer. Det finansielle markedet har derimot spilt en viktig rolle når en aktør ønsker å handle små volum av kraft, gjennomføre handelen raskt eller mangler et nettverk med aktører villige til

å inngå bilaterale avtaler med dem. I slike situasjoner er kraftkjøpsavtaler upraktiske på grunn av de faste kostnadene og den forholdsvis lange forhandlingsperioden. Hvis markedet er lite likvid, blir det vanskeligere å gjøre små eller raske endringer i aktørens prissikringsposisjon.

Hvis en markedsaktør ønsker å prissikre seg, men finner det utfordrende eller umulig å gjøre det, tvinges de til å unngå potensielt nyttige prosjekter med høyere risiko, bære en høyre risiko selv eller bruke dyrere alternativer for risikohåndtering. Nedenfor diskuterer vi hvordan disse teoretiske konsekvensene kan se ut i praksis.

Prissikringsaktivitet som foregår på det finansielle kraftmarkedet antas ofte å være spesielt viktig for strømleverandører som tilbyr fastprisavtaler til sine kunder. Volumet som prissikres for slike sluttbrukerkontrakter er ofte relativt små, og strømleverandørene er avhengig av å justere prissikret volum raskt når sluttbrukerkunder kommer og går. I tillegg er det en fordel for konkurransen i sluttbrukermarkedet at konkurrerende strømleverandører er anonyme når de inngår finansielle kontrakter på børsen, siden anonymiteten har en tendens til å begrense muligheten for konkurransehemmende praksis.

I tidligere intervjuer med strømleverandører virket det som nesten alle aktører som tilbyr fastpriskontrakter i Norge brukte finansielle avtaler til prissikring, selv om leverandørene var del av et konsortium med en kraftprodusent. Begrenset likviditet vil derfor, sannsynligvis, redusere strømleverandørenes mulighetsrom for å tilby fastprisavtaler. Dette forventes å øke prisen på fastprisavtalene, fordi leverandørene vil overføre deler av de økte transaksjons- og likviditetskostnadene knyttet til prissikring over på sluttbrukerkundene.

Det har vært diskusjon om man skal skille ut et separat marked for prissikring for å støtte kraftleverandører som ønsker å tilby fastprisavtaler. Et slik tiltak kan potensielt løse noen av de overnevnte utfordringene for kraftleverandørene. Selv om de overnevnte eksempelet indikerer at effektene av lav markedslikviditet vil være sterkest i leverandørmarkedet, siden de har et behov for å gjøre raske og små endringer i prissikringsposisjonen, finnes det også eksempler på at illikviditeten i markedet påvirker andre typer markedsaktører. Et separat marked for prissikring med formål å tilby fastprisavtaler vil ikke løse utfordringene som et illikvid marked påfører andre markedsaktører.

Et eksempel for hvordan utfordringer i det finansielle markedet påvirker andre aktører ble gitt under et intervju med en stor energiintensiv produsent. Denne aktøren bruker hovedsakelig langsiktige kraftkjøpsavtaler til prissikring. Politisk press på å bidra til å sikre forsyning fremover ved å redusere konsum, i tillegg til høye kraftprisforventninger ut vinteren, førte til at aktøren vurderte å redusere produksjonen og dermed konsumere et lavere kraftvolum enn de har kjøpt gjennom kraftkjøpsavtaler. Å redusere produksjonen ville gjort at de satt igjen med et overskudd av kraft, som de da ønsket å selge videre. Det ble derimot tydelig for aktøren at dersom de ønsket å selge videre overskuddskraften måtte de godta svært ugunstige priser som følge av den lave likviditeten i EPAD markedet og stor forskjell i kjøps- og salgsprisen (bid-ask spread).

Den manglende evnen til å selge videre overskuddsvolum vil muligens, ifølge denne produsenten, føre til at aktører ikke vil endre produksjonsplanen for vinteren på tross av høye priser og politisk press. Hvis det sistnevnte blir resultatet, vil produsenten ende opp med å konsumere kraft med en høyere markedsverdi enn produksjonsverdi. Velferdstapet som følger ineffektiv bruk av kraften er et eksempel på en økonomisk kostnad av å ha et lite likvid finansielt kraftmarked.

Andre konsekvenser av at det blir vanskeligere å sikre seg mot områdeprisrisiko er at markedsaktørene må akseptere å være eksponert for en større risiko, eller få økte kostnader knyttet til risikohåndtering, som for eksempel kostnaden ved å opprettholde høyere driftsreserve.

En mindre kraftprodusent fortalte i intervju at de hadde valgt å stoppe helt med prissikring i mars 2021 på grunn at korrelasjonen mellom NO4-prisene og systemprisen ble

svekket. Et annet produksjonsselskap, SFE, offentliggjorde tilsvarende i mai at de hadde sluttet helt med prissikring med referanse til systemprisen. SFE oppga at de gikk med betydelige tap delvis på grunn av svak korrelasjon mellom områdepriser og systemprisen. Begge de overnevnte tilfellene impliserer at områdeprisen ikke kan prissikres effektivt via det finansielle markedet.

Å slutte helt med prissikring betyr at aktørene enten tar på seg en høyere risiko, noe som indikerer en høyere inntektsrisiko for deres stort sett kommunale eiere, eller at de står ovenfor høyere kostnader som følge av at de må bære kostnaden av ved å sikre seg direkte.

Funksjon som en felles offentlig kilde til informasjon om kraftprisforventninger

Når finansiell handel foregår via et offentlig klareringshus, har det en bredere sosial nytte ved å sikre transparens i transaksjonene. Dette kan ha flere fordeler, men den viktigste er mest sannsynlig at det gir alle aktører tilgang til samme informasjon om forventede priser.

Kraftprisene spiller en viktig rolle for et bredt spekter av økonomiske avgjørelse, alt fra husholdninger som vurderer om de skal isolere boligen til store kraftkonsumenter som vurderer om de skal inngå en avtale. Tilgang på god informasjon om kraftprisene er derfor verdifullt for å forsikre at avgjørelsene som tas er velinformerte og resulterer i effektiv økonomisk adferd. En velfungerende børs øker kvaliteten på den tilgjengelige informasjonen, og kan derfor resultere i en diffus, men potensielt signifikant, økonomisk nytte.

Høy kvalitet på prisinformasjon er i tillegg nyttig i regulatoriske og politiske avgjørelser, som for eksempel for å analysere om en spesifikk handling var konkurransehemmende eller vurdere hva husholdningenes fremtidige kostnader vil være.

Handel som ikke bidrar til offentlig informasjon, en kategori som dekker all handel som ikke gjennomføres via klareringshuset, vil ikke resultere i samme sosiale nytte. Det er likevel ikke garantert at prisinformasjonen på børsen er verdifull. Nytteverdien markedsprisen har som en indikator for fremtidige priser avhenger av flere forutsetninger, og det er rimelig å anta at treffsikkerheten til markedsprisene avtar når markedet er illikvid.

Den mest åpenbare utfordringen i relasjon til prisinformasjon følger av den lavere frekvensen av transaksjoner. De innrapporterte prisene vil da oppdateres mindre jevnlig og foreldes. For alle de norske budområdene kan det passere flere dager før det blir innmeldt en handel av en relevant EPAD-kontrakt, og derfor finnes ingen oppdatert informasjon om markedsprisene. Dette betyr at EPAD-prisene ikke er justert etter ny og oppdatert informasjon. Foreldede priser er spesielt problematisk når en aktør forsøker å kombinere systempriser og EPAD-priser for å få informasjon om forventede områdepriser. Det vil være en risiko for at prisene ikke ble dannet på samme tidspunkt, og derfor at de samme faktorene ikke har påvirket prisdannelsen.

Effekten av illikviditet på kvaliteten til prisinformasjonen er likevel mer fundamental enn det overnevnte. Siden EPAD-prisene ikke settes via en auksjon, men gjennom kontinuerlig handel, vil likevektsprisen dannes gjennom gjentakende kjøp og salg av kontraktstypen. Desto høyere transaksjonsfrekvens, desto raskere vil likevektsprisen identifiseres for aktørene. Siden handel av EPAD-kontrakter foregår relativt sjeldent i den nåværende markedssituasjonen, risikerer man at de underliggende likevektsprisen utvikler seg raskere enn markedsprisen. Det er dessuten også en risiko for at noen av de mest informerte aktørene, som lokale produsenter, ikke deltar i EPAD-markedet. Deres informerte prisforventninger vil da heller ikke formidles gjennom markedet i så tilfelle.

Resultatet av de overnevnte mekanismene er at godt informerte markedsaktører er skeptiske til markedsprisen som eksisterer. Hvis markedsprisen ikke reflekterer forventningene til informerte markedsaktører, vil dens sosiale verdi også bli redusert.

4.2.2 Det fysiske kraftmarkedet

I kontrast til det finansielle markedet, er det større sannsynlighet for at markedsaktører som prissikrer seg ved bruk av fysiske leveranseavtaler eller prosjektspesifikke PPAer anser de tilgjengelige prissikringsmulighetene som tilstrekkelige for å håndtere kraftprisrisiko. Dette er stemmer overens med tidligere funn om markedsaktører perspektiv på prissikringsmulighetene i det nordiske kraftmarkedet.[3]

Noen av de større industriaktørene bemerket derimot at det har blitt vanskeligere å inngå kraftkjøpsavtaler de siste årene. En konsument trakk frem at de mottar færre tilbud når de legger ut bud for kraftkjøpsavtaler. Det har til og med blitt utfordrende å sikre kraftleveranse i NO2 observerte en annen aktør.

Flere årsaker til den potensielle reduksjonen i PPA-markedets konkurranseevne ble nevnt i intervjuene. Disse inkluderte det følgende:

- *Større differanse mellom områdepriser* – Tidligere var noen produsenter villige til å tilby kraftkjøpsavtaler i nærliggende budområder, og ta risikoen ved at områdeprisene kunne avvike. Dette er ikke lenger situasjonen, mest sannsynlig fordi aktører anser risikoen for avvikende priser som høyere.
- *Mindre utbygging av vindkraftproduksjon på land* – Tilbudet av kraftkjøpsavtaler bestod tidligere av både kraftprodusenter og utbyggere av produksjonsanlegg for vindkraft på land. Stagnasjonen i utviklingen av vindkraftproduksjon i Norge har betydelig redusert tilbudet av kraftkjøpsavtaler i markedet.
- *Usikkerhet om fyllingsgraden i Sør-Norge* – En industriaktør spekulerte rundt om den historisk lave fyllingsgraden i Sør-Norge har ført til at kraftprodusentene har blitt mer usikre på om de kan produsere tilstrekkelig med kraft som typisk avtales i baseload-kontrakter med større industrikunder. Gitt denne usikkerheten, har det vært vanskeligere å finne produsenter som er villige til å inngå faste kraftkjøpsavtaler.

Basert på intervjuene med ulike markedsaktører, konkluderer vi med at større energikonsumenter som ønsker å prissikre kraftprisrisko gjennom kraftkjøpsavtaler har tilstrekkelig mulighet til å gjøre dette på tross av at markedet er mindre kompetitivt enn for noen få år siden.

[3] THEMA-rapport 2020-21 *Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies*. For Ei, DUR og NVE-RME

Referanseliste

THEMA Consulting Group (2021) *Evaluating Hedging Possibilities on NordLink, NorNed and North Sea Link*. (Rapport 2021-03). Commissioned for NVE-RME.

THEMA Consulting Group (2022). *Fastprisavtaler og prissikringsmulighetene til kraftleverandører i Norge* (Rapport 2022-19). Commissioned for OED

THEMA Consulting Group (2020). *Investigation of Bilateral Hedging and Hedging* Strategies: Commissioned for Ei, DUR og NVE-RME (Rapport 2020-21)

THEMA Consulting Group (2021). *Power Price Risk Hedging Opportunities in the Norwegian Market* (Rapport 2021-06). Commissioned for Statnett.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydet i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og ”know-how” som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany

NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Reguleringsmyndigheten for energi

MIDDELTHUNS GATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.reguleringsmyndigheten.no