

Denne fil er hentet fra Handelshøyskolen BIs åpne institusjonelle arkiv BI Brage
<http://brage.bibsys.no/bi>

Hva skjer med det nordiske kraftderivatmarkedet om aktørene ikke får stille sikkerhet gjennom bankgarantier?

**Jo Albertsen Saakvitne
Handelshøyskolen BI**

**Geir Høidal Bjønnes
Handelshøyskolen BI**

***Magma*, 18(2015)8:38-47**

Magma utgis av Fagbokforlaget i samarbeid med Econa.

Etter avtale med utgiver kan artikkelen slik den er publisert i tidsskriftets papirutgave legges i BI Brage. Forlagets e-utgave er tilgjengelig fra www.magma.no

HVA SKJER MED DET NORDISKE KRAFTDERIVATMARKEDET OM AKTØRENE IKKE FÅR STILLE SIKKERHET GJENNOM BANKGARANTIER? ^R



JO ALBERTSEN SAAKVITNE er doktorgradsstipendiat ved Institutt for Finans ved Handelshøyskolen BI. Han forsker på finansielle friksjoner, markedsdesign og markedsmanipulasjon. Han er siviløkonom og har tidligere jobbet i Norges Bank.



GEIR HØIDAL BJØNNES er førsteamanuensis ved Institutt for Finans ved Handelshøyskolen BI. Han forsker på markedsdesign, prisavdekking og likviditet i finansielle markeder.

SAMMENDRAG

Dereguleringen av det nordiske kraftmarkedet på midten av 1990-tallet er internasjonalt anerkjent som en suksesshistorie, og har bidratt til aktive spot- og derivatmarkeder. Markedene sørger for effektiv og transparent prisfastsettelse og mulighet for risikoavdekking i det nordiske kraftmarkedet, som i denne sammenheng også omfatter Tyskland, Storbritannia og Nederland. Derivatmarkedet, Nasdaq OMX, utfordres nå av nye EU-reguleringer for handel med finansielle derivater.

Derivatmarkeder for gass og elektrisitet har hittil vært omfattet av særskilte reguleringer som har gitt ikke-finansielle aktører adgang til å bruke bankgarantier som sikkerhet for sin derivathandel. Denne adgangen kan imidlertid forsvinne fra mars 2016. Det vil gi betydelig økte kostnader for ikke-finansielle deltakere i markedet, og har skapt et stort

engasjement blant kraftprodusenter og andre ikke-finansielle aktører, politikere og finanstilsynene i de nordiske landene.

Reguleringsmyndighetene i EU står på sin side overfor en vanskelig avveining mellom å minimere motpartsrisiko og systemisk risiko forbundet med handel i derivater på børs, opp mot ulempene ved at handelen potensielt kan flyttes over til et ugjennomsiktig, bilateralt marked. Dagens praksis med bruk av bankgarantier som sikkerhet anses som mindre sikkert enn deponering av for eksempel kontopenge hos sentral motpart. Dagens praksis er imidlertid billigere for ikke-finansielle selskaper enn alternativene og kan derfor bidra til at disse aktørene går utenom børsmarkedene. Paradoksalt nok kan ønsket om strengere regulering av derivatmarkedet faktisk gi mer, ikke mindre, systemisk risiko.

INTRODUKSJON

Dereguleringen av det nordiske kraftmarkedet på midten av 1990-tallet er internasjonalt anerkjent som en suksesshistorie. Dereguleringen innebar at nettverksdriften ble skilt fra produksjon og salg, og har bidratt til aktive markeder for kjøp og salg av elektrisitet. Spothandelen er organisert gjennom Nord Pool Spot AS, mens derivater omsettes ved NASDAQ OMX Oslo ASA (heretter bare kalt Nasdaq OMX). Det nordiske kraftmarkedet anses som et av de mest effektive, gjennomsiktige og likvide kraftmarkeder i verden (Mørk 2001, Bergman 2002, 2003, og Amundsen og Bergman 2006). En av de viktigste målsetningene med kraftmarkedsreformen var å etablere finansielle markeder for risikoavdekning (Hope 2006). Det eksisterer i dag et aktivt derivatmarked ved Nasdaq OMX. Utover de nordiske markedene omsettes her også tyske, britiske og nederlandske kraftderivater.

Nå utfordres markedet av nye EU-reguleringer for handel med finansielle derivater. Regelverket for europeisk markedsinfrastruktur (EMIR) har hittil gitt markedene for gass- og elektrisitetsderivater enkelte særskilte unntak, men disse utgår i mars 2016. Flere av de nordiske markedsaktørene hevder at regelverksendringen vil ramme det nordiske markedet spesielt hardt. Også de nordiske finanstillysnene har engasjert seg i saken, og ber i et åpent brev til EU-kommisjonen om en forlengelse av de særskilte unntaksreglene for kraftderivater (brev fra de nordiske finanstillysnene 2012). Saken er høyaktuell i både EU-kommisjonen og det europeiske finanstillysningsorganet ESMA, og en beslutning er ventet snarlig.

Den økonomiske essensen av den kommende regelverksendringen gjelder ikke-finansielle aktørers bruk av bankgarantier som sikkerhet for utestående kraftderivater. Nye regler vil effektivt sette en stopper for sikkerhetsstillelse med bankgarantier. Tilsynelatende en teknisk detalj, men markedsaktørenes store engasjement i saken indikerer at problemstillingen oppfattes som svært viktig for kraftmarkedet. Markedsaktørene som rammes, hevder at kostnadene forbundet med derivathandel vil øke betydelig dersom de mister muligheten til å stille bankgarantier som sikkerhet. Det hevdes videre at dette kan bety mindre bruk av kraftderivater, og at ikke-finansielle aktører i fremtiden vil handle direkte med hverandre, utenom etablerte markedsplasser.

Denne artikkelen analyserer den finansielle risikoen knyttet til bruk av bankgarantier som sikkerhet for kraftderivater. Vi beskriver videre hvorfor spesielle kjennetegn ved aktørene og strukturen i kraftderivatmarkedet gjør at bruk av bankgarantier blir spesielt viktig i dette markedet. Vi gjennomgår alternativer til den nåværende organiseringen av markedet, og konkluderer med anbefalinger til myndighetene om hvordan nye reguleringer bør innføres.

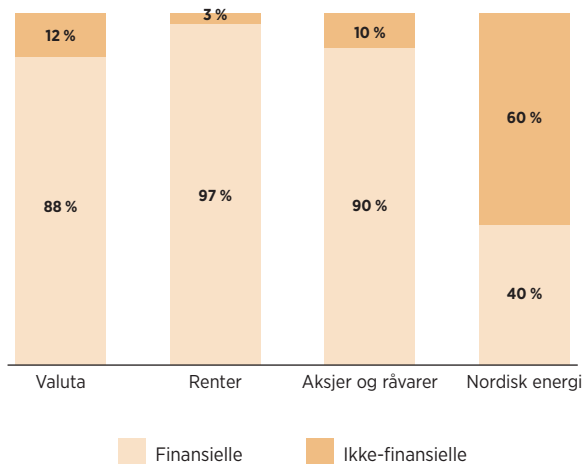
MARKEDSSTRUKTUREN I KRAFTMARKEDET

Elektrisitetsmarkeder har flere egenskaper som skiller dem fra andre råvare- og derivatmarkeder. For det første er muligheten for å lagre elektrisitet begrenset. I mange andre råvaremarkeder, for eksempel olje eller korn, kan kjøpere sikre seg mot fremtidige prissvingninger ved å kjøpe råvaren i spotmarkedet og lagre den inntil den skal brukes. Med elektrisitet er denne strategien ikke praktisk gjennomførbar, noe som gjør bruk av derivater spesielt viktig. En avtale om å kjøpe strøm i fremtiden til fastsatt pris vil være et typisk derivatprodukt som store elektrisitetskjøpere kan bruke for å sikre finansiell risiko. Dette derivatet kalles en terminkontrakt. En standardisert terminkontrakt som er handlet på en børs og gjenstand for daglige margininnbetalinger (*marginering*), kalles en *futureskontrakt*. I praksis må aktører som handler futureskontrakter, også stille ytterligere sikkerhet når de inngår kontrakter. Denne tilleggssikkerheten kalles gjerne opprinnelig margin (*initial margin*), mens de daglige margininnbetalingene ofte kalles variasjonsmargin (*variation margin*).

Internasjonale elektrisitetsmarkeder er, til tross for stadig økende overføringskapasitet, fortsatt geografisk oppdelte. Å flytte elektrisitet mellom regioner er ofte ulønnsomt og noen ganger umulig, på grunn av manglende kapasitet og tap i overføringsnettet. I Europa har mangelen på grensekryssende overføringskapasitet hindret integrasjon av strømmarkedene (Nowak 2010). Av denne grunnen er også derivatmarkedene for elektrisitet fragmenterte og geografisk spesialiserte, og det eksisterer betydelige prisforskjeller mellom ulike regioner.

De fysiske begrensningene på å lagre og flytte elektrisitet er med på å skape spesielt store prissvingninger. Noe av svingningene skyldes tydelige forbruksmønstre gjennom dagen, uken og året. I tillegg kan forstyrrelser i elektrisitetstilbudet skape uventede og dramatiske

FIGUR 1 Ulike aktørers andel av åpne derivatposisjoner.



Kilder: Bank of International Settlement semiannual OTC derivatives statistics (2013), World Federation of Exchanges Derivatives Market Survey (2013) og Nasdaq Commodities. Søylene viser hvor stor andel av åpne derivatposisjoner som er inngått av henholdsvis finansielle og ikke-finansielle aktører, i globale valuta-, rente-, aksje- og råvaremarkeder, og i det nordiske kraftmarkedet.

prishopp i korte tidsperioder. I Norge kan for eksempel lite nedbør gi høyere strømpriser ved å redusere tilbudet av vannkraft. Elektrisitetsprisene har stor betydning for lønnsomheten i kraftkrevende industri, og finansielle derivater får derfor en sentral rolle i risikostyringen i disse virksomhetene (Geman 2002, Carmona og Coulon 2014). Temporære tilbudssjokk vil normalt gi mindre utslag i prisene på langsiktige derivater. Selv med fravær av sesongvariasjoner og tilbudssjokk er det slik at volatilitet i spotprisen får mindre effekt på terminpriser jo lengre tid det er til forfall i terminkontrakten (Samuelson 1965).

Som følge av store prisvariasjoner ønsker kraftutbygger å redusere prisrisiko ved å selge elektrisitet med levering i fremtiden. Historisk sett har kraftprodusenter solgt fremtidig kraft til en pris som er lavere enn den forventede fremtidige spotprisen, for å insentivere andre aktører til å påta seg produsentenes risiko for fallende priser. I terminmarkeder kalles denne situasjonen *normal backwardation* (Keynes 1930 og Hicks 1939). I europeiske kraftmarkeder har vi sett en gradvis reversering av dette bildet gjennom utviklingen av nye finansielle derivatmarkeder. Når flere aktører får adgang til markedet, gir det grunnlag for bedre risikodeling, mer effektiv prising og lavere risikopremier (Carmona og

Coulon 2014, Bouchouev 2012). Alt annet likt vil kraftutbyggeres fortjeneste øke når de kan sikre prisrisiko til en lavere kostnad enn tidligere. På grunn av konkurranse i kraftmarkedet vil vi vente at dette igjen medfører lavere kraftpriser og/eller økte investeringer i kraftsektoren.

Markedet for kraftderivater ved Nasdaq OMX skiller seg fra andre derivatmarkeder på flere måter. For det første er de rene finansielle aktørene i markedet i et mindretall. Figur 1 viser at ikke-finansielle aktører som for eksempel kraftprodusenter og kraftkrevende industri utgjør om lag 60 prosent av markedet. I derivatmarkeder for valuta, renter og aksjer står ikke-finansielle aktører for kun om lag ti prosent av markedet. Denne forskjellen er av betydning for hvordan de ulike markedene påvirkes av regulering, noe vi kommer tilbake til senere i artikkelen.

Et annet viktig kjennetegn ved det nordiske markedet for kraftderivater er at handelen i hovedsak foregår på børs, mens det i internasjonal sammenheng kun er 40 prosent av inngåtte råvarederivater som er handlet over børs (Bank of International Settlements halvårslige OTC-derivatstatistikk 2013 og World Federation of Exchanges derivatmarkedsundersøkelse 2013). En sentral målsetning i reguleringen av derivatmarkeder etter finanskrisen har vært å flytte derivathandelen til organiserte markedsplasser. I 2009 erklærte for eksempel G20-landene at *alle standardiserte OTC derivatkontrakter skal handles på børser eller elektroniske handleplattformer og cleares gjennom sentrale motpartar innen utgangen av 2012*. Årsaken er at børsmarkeder er gjennomsiktede og har standardiserte vilkår, noe som letter regulering og bidrar til økt likviditet og mer effektiv prisfastsetting.

SENTRALE MOTPARTER OG MARGINERING

Når et derivat handles på en børs, for eksempel når noen kjøper en futureskontrakt på elektrisitet ved Nasdaq OMX, går handelen til clearing hos en *sentral motpart* (på engelsk CCP, *Central Counterparty*). Den sentrale motparten trer inn som motpart for både kjøper og selger av kontrakten. I den ene kontrakten står CCP-en som kjøper for selgeren, og i den andre står CCP-en som selger for kjøperen. Markedsaktørene har således kun den sentrale motparten å forholde seg til. Hensikten er at partene skal slippe risikoen det måtte innebære å stå i et motpartsforhold til hverandre. Fordi CCP-en har kjøpt og solgt det samme derivatet til den samme

prisen, har den null netto finansiell eksponering mot fremtidige prisbevegelser. Det som tjenes på den ene siden av handelen, tapes på den andre siden.

Om en markedsaktør taper eller tjener på et derivat, avhenger av utviklingen i markedsprisen på kontrakten. Over tid kan det potensielt bygges opp store urealiserte taps- eller gevinstposisjoner mellom parter i derivatavtaler. Hvis en markedsaktør med store utestående derivatposisjoner går konkurs, kan den sentrale motparten bli eksponert for tap. For å unngå dette må markedsaktørene stille sikkerhet på en marginkonto. I tillegg gjennomfører den sentrale motparten normalt løpende avregning av tap og gevinst på daglig basis basert på endringer i markedsverdi. Tap dekkes derfor fortløpende, mens gevinster tilsvarende godtgjøres. Daglig betaling av marginer forhindrer derfor at det bygger seg opp store urealiserte taps- og gevinstposisjoner. For eksempel hadde Enron store utestående derivatavtaler i det nordiske kraftmarkedet da det amerikanske selskapet fikk akutte finansielle problemer i november 2001. Fordi den sentrale motparten hadde sikkerhet for Enrons derivater, kunne selskapets derivatposisjoner avvikles uten noen tap av betydning (Nordpools årsrapport for 2001).

Håndteringen av Enrons konkurs i det nordiske kraftmarkedet er et godt eksempel på hvordan sentrale motparter kan redusere risiko i et finansielt system. Et annet eksempel er situasjonen som oppsto da Lehman Brothers kollapset i september 2008. Selskapet hadde da utestående rentebytteavtaler (*renteswapper*) pålydende 9 000 milliarder dollar, spredt over 66 390 avtaler i fem ulike valutaer (Reuters, 8. oktober 2008). Alle avtalene gikk gjennom London Clearing House (LCH Clearnet) som sentral motpart. I oktober 2008 kunngjorde LCH Clearnet at hele Lehmans rentebytteportefølje var avviklet og auksjonert ut til andre markedsaktører. Sentrale motparters evne til å gjennomføre en ryddig avvikling av utestående posisjoner når en markedsaktør går konkurs, er årsaken til at disse institusjonene blir betegnet som brannmurere i det finansielle systemet (Milne 2012 og Wendt 2015). I motsetning til markedene for kraftderivater og rentebytter var det ingen sentrale motparter i markedet for kredittforsikring (*credit default swaps*). Denne mangelen var en medvirkende årsak til at markedsuroen i dette isolerte markedet skapte en omfattende tillitskrise i hele det globale finansmarkedet i 2007 (Brunnermeier 2008).

BRUK AV BANKGARANTIER SOM SIKKERHET FOR DERIVATER

De sentrale motpartene i markeder for kraftderivater har en særskilt adgang til å akseptere bankgarantier istedenfor andre sikkerheter som kontopenger og statspapirer, etter regelverket for europeisk markedsinfrastruktur (EMIR). Regelverket stiller dog detaljerte krav til hvordan garantien skal være utformet, og det er bare ikke-finansielle parter som får stille sikkerhet med bankgarantier. Men unntaksbestemmelsen fra de generelle EMIR-reglene løper ut i mars 2016, og både nordiske reguleringsmyndigheter og markedsaktører argumenterer overfor EU-kommisjonen for å beholde dagens regler. Det er her verdt å merke seg at i USA er remburs (*Letter of Credit*) godtatt som sikkerhet hos den største amerikanske børsen for råvarederivater, Chicago Mercantile Exchange (CME). Remburs og bankgarantier har i denne sammenheng temmelig like egenskaper.

I det nordiske kraftmarkedet utgjør bankgarantier omlag 70 prosent av de totale sikkerhetene til den sentrale motparten (kilde: Nasdaq Commodities). Da markedet vokste frem på midten av 90-tallet, utviklet aktørene et spesielt instrument kalt *Delayed Settlement Futures* (DS Futures). DS Futures likner på en terminkontrakt ved at det ikke er daglig oppgjør av tap/gevinst i perioden før den fysiske levering av elektrisitet starter. Ikke-finansielle aktører gis anledning til å stille sikkerhet for påløpte tap gjennom bankgarantier, dog etter bestemte regler med hensyn til størrelse på tapene og avkortninger av garantien.

For å forstå hvordan de nye reguleringene kommer til å påvirke markedet, er det viktig å forstå risikofaktorene knyttet til bruken av bankgarantier. Tre sentrale risikofaktorer som direkte angår den sentrale motparten, er *kredittrisiko*, *markedsrisiko* og *konsentrasjonsrisiko*. Reguleringsmyndigheter må i tillegg ta et videre perspektiv, og også vurdere den systemomfattende (*systemiske*) risikoen som dagens praksis innebærer. Systemisk risiko er muligheten for at en hendelse kan utløse et tillitstap for en betydelig del av et finansielt system, som gir negative realøkonomiske konsekvenser.

Kredittrisiko er risikoen for at en skyldner ikke klarer å møte sine finansielle forpliktelser. Når en bankgaranti er stilt som sikkerhet, består kredittrisikoen av to elementer: muligheten for at skyldneren som stilte garantien, ikke klarer å møte sine betalingsforpliktelser (den direkte kredittrisikoen), og muligheten for at

banken som utstedte garantien, ikke klarer å møte sine forpliktelser (den indirekte kredittrisikoen). Vi kan si at den sentrale motparten har en betinget fordring på en bank. For at den sentrale motparten skal påføres tap, må altså både parten i derivatavtalen og banken som utstedte garantien, få betalingsproblemer.

Den sentrale motparten bygger opp en direkte kredittrisiko mot eieren av derivatet, når den ikke samler inn marginbetalinger for tap på derivatet før det går til levering. Denne risikoen søker man å håndtere gjennom at det stilles en bankgaranti, men det vil da likevel være indirekte kredittrisiko mot banken som utsteder garantien.

Når den sentrale motparten mottar marginbetalinger, kan det ikke bygge seg opp store påløpte tap/gevinstposisjoner for den sentrale motparten. Marginering av derivater må derfor kunne sies å redusere kredittrisikoen for den sentrale motparten, kontra en situasjon hvor markedsaktørene stiller sikkerhet for påløpte tap i form av bankgarantier. For å håndtere den indirekte kredittrisikoen stiller både den sentrale motparten og reguleringsmyndigheter krav til hvilke banker som er akseptable som utstedere av garantier.

Markedsrisikoen for den sentrale motparten er risikoen for et verdifall på motpartens sikkerhetsstillelse som gjør at verdien på sikkerhetene ikke er tilstrekkelig for å dekke tapene på derivatposisjoner, samtidig som motparten selv ikke er i stand til å dekke differansen. Dette risikoaspektet er spesielt relevant for andre typer sikkerheter enn bankgarantier, for eksempel obligasjoner, ettersom disse kan være utsatt for potensielt store svingninger i markedsprisen.

For å håndtere markedsrisiko avkorter sentrale motparter verdien på verdipapirene som stilles som marginer (*haircuts*). Ulike verdipapirer får ulike avkortninger basert på antatt sannsynlige verdisingninger. Også bankgarantier får avkortninger, avhengig av kreditt-ratingen på banken som har utstedt garantien.

Konsentrasjonsrisiko referer til muligheten for å bygge opp en stor eksponering mot en bestemt utsteder av verdipapirer eller bankgarantier. Også her stiller reguleringsmyndighetene krav til hvor stor eksponering en sentral motpart kan ha mot en individuell utsteder.

Systemisk risiko har vært et viktig tema for reguleringsmyndighetene etter krisen i 2007–2008. En sentral målsetning for nye reguleringer har vært å identifisere og håndtere systemiske risikofaktorer.

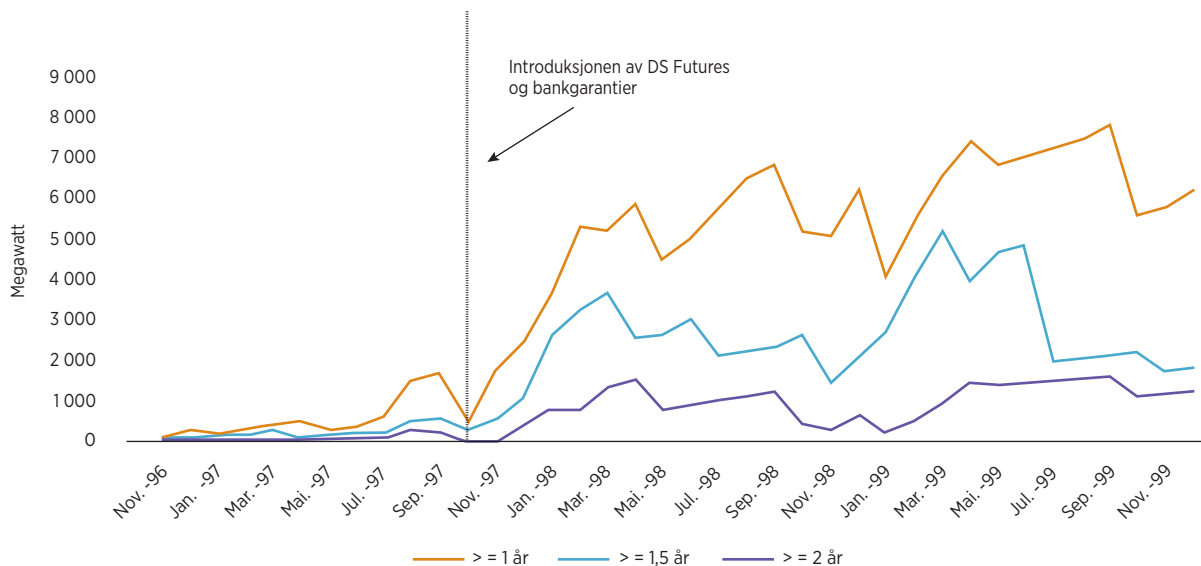
En viktig komponent i disse reguleringene har vært å flytte derivathandelen fra *over the counter* (OTC)-markeder til børser og andre organiserte markedsplasser, og innføre obligatorisk bruk av sentrale motparter. Vi har allerede sett hvordan sentrale motparter kan virke som brannmurer i et finansielt system. Men de sentrale motpartene får også en rolle som knutepunkt, eller et nav, i det finansielle systemet. Dersom en sentral motpart skulle få betalingsproblemer, for eksempel fordi innbetalte marginer ikke er tilstrekkelige til å dekke tap på en derivatposisjon, kan hele markedet stå i fare for å bryte sammen. Sentrale motparter er derfor å anse som systemisk viktige institusjoner.

Det vil ha betydelige negative konsekvenser for resten av samfunnet dersom en sentral motpart får problemer. Denne eksternaliteten gir en samfunnsøkonomisk begrunnelse for å regulere sentrale motparter strammere enn hvordan de selv ville innrettet seg i et uregulert marked. Myndighetene står overfor en avveining når de skal regulere sentrale motparter: Reguleres markedet for lite, kan den systemiske risikoen bli uakseptabelt høy. Reguleres derimot markedet slik at det blir for kostbart å handle, risikerer man at handelen enten stopper opp eller flyttes over til uregulerte og ugjennomsiktige markedsplasser (brev fra de nordiske finanstilsynene 2012). Da mister vi de samfunnsøkonomiske gevinstene fra et standardisert børsnotert marked og en sentral motpart. I verste fall kan den systemiske risikoen bli større enn ved en noe mindre stram regulering.

I råvaremarkeder er denne problemstillingen spesielt relevant. Produsenter og kjøpere av råvarer kan inngå terminkontrakter med fysisk levering av råvaren, noe som gjør det mulig å etablere bilaterale terminmarkeder utenom børsen. Dette innebærer i praksis et ugjennomsiktig og uoversiktlig derivatmarked som ikke er gjort opp gjennom en sentral motpart.

HVORFOR ER BRUK AV BANKGARANTIER VIKTIG FOR MARKEDSAKTØRENE?

Både markedsaktører, interesseorganisasjoner og offentlige myndigheter i de nordiske landene har engasjert seg for å påvirke EU-systemet til å forlenge de nåværende særreguleringene for kraftderivatmarkeder. Det synes klart at aktørene oppfatter bruk av bankgarantier som viktig. Dette skyldes både særtrekk ved aktørene i dette markedet, og at bankgarantier er

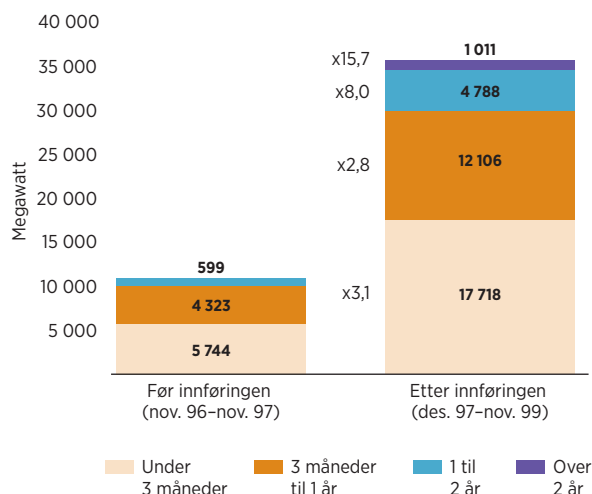
FIGUR 2 Åpne posisjoner i ordinære futureskontrakter og DS Futures på nordisk elektrisitet.

Figurene viser antall megawatt som er prissikret med futureskontrakter i det nordiske kraftmarkedet Nordpool, i perioden 1996 til 1999. Orange linje viser åpne posisjoner for kontrakter med mer enn 1 år til forfall, blå linje viser åpne posisjoner for kontrakter med over 1,5 år til forfall, mens lilla linje viser åpne posisjoner for kontrakter med over 2 år til forfall. Månedlige data beregnet med utgangspunkt i den 15. dagen hver måned. Dersom børsen er stengt den 15., samler vi data for den 16., og hvis børsen er stengt den dagen også, tar vi data for den 14.

en vesentlig billigere form for sikkerhetsstillelse enn andre alternativer.

Det følgende eksempelet illustrerer hvor viktig bankgarantier kan ha vært for aktiviteten i det nordiske kraftderivatmarkedet. Inntil oktober 1997 ble det omsatt standard futureskontrakter for alle løpetider. Spesielt for kontrakter med mer enn ett år til forfall var omsetningen svært begrenset. I november 1997 startet handelen i derivatet *Delayed Settlement Futures (DS Futures)*. Derivatet ble utviklet i samarbeid mellom markedsaktørene og børsen. En forskjell mellom DS Futures og ordinære futures var at førstnevnte ikke er gjenstand for daglig marginering. Den andre forskjellen var at DS Futures tillot bruk av bankgarantier for ikke-finansielle aktører som sikkerhet mot tap.

Innføringen av DS Futures sammenfalt med en sterk økning i handelen i markedet. Figur 2 viser åpne posisjoner i alle futureskontrakter på elektrisitet med mer enn ett år til forfall i perioden rundt innføringen av DS Futures (november 1996 til november 1999). Størrelsen på de åpne posisjonene forteller hvor store fremtidige strømleveranser som er prissikret i markedet. Figur 3 viser at økningen i derivathandelen var spesielt kraftig

FIGUR 3 Åpne posisjoner for alle kontrakter før og etter introduksjonen av DS Futures.

Figuren viser gjennomsnittlige åpne posisjoner i futureskontrakter med ulik tid til forfall for periodene november 1996 til november 1997 og desember 1997 til november 1999. x3,1, x2,8, x8,0 og x15,7 viser økningen i åpne posisjoner for kontrakter med inntil tre måneder til forfall, tre måneder til ett år til forfall, ett til to år til forfall og over to år til forfall.

TABELL 1 Kalkyle for kostnadsforskjellen ved sikkerhetsstillelse med henholdsvis kontopenger og bankgarantier.

BESKRIVELSE	BASISPUNKTER
Utlånsrente (3M NIBOR)	30
+ Finansieringspåslag	50
= Finansieringskostnad	80
- Innskuddsrente (O/N EONIA)	0
+ Innskuddsmargin	25
= Netto kostnad ved kontopenger som sikkerhet	105
- Kostnad ved bankgaranti	15
= Netto kostnadsforskjell (i basispunkter)	90

Tallene i tabellen er basert på informasjon gitt av en typisk kraftprodusent som handler derivater ved Nasdaq OMX.

i kontrakter med lang tid til forfall. For kontrakter med mer enn ett år til forfall økte åpne posisjoner med en faktor på 8,5. Tilsvarende var denne faktoren 15,7 for kontrakter med mer enn to år til forfall.

Også andre forhold enn introduksjonen av DS Futures kan ha hatt betydning for den kraftige veksten i derivatmarkedet på denne tiden. For eksempel ble det etablert et felles kraftmarked mellom Norge og Sverige i 1996. I de påfølgende årene iverksatte Konkurransetilsynet flere tiltak for å stimulere til økt transparens og konkurranse i kraftmarkedet (Hope 2006). Disse hendelsene kan også ha bidratt til veksten vi ser i figurene 2 og 3.

En årsak til at bankgarantier er viktig i det nordiske kraftderivatmarkedet, er at ikke-finansielle selskaper utgjør en vesentlig del av markedet. Ikke-finansielle selskaper som for eksempel kraftselskaper har i motsetning til finansinstitusjoner normalt ikke tilgang på likvide verdipapirer som kan brukes som sikkerhet. I realiteten må disse selskapene stille sikkerhet i form av enten bankgarantier eller kontopenger. Kontopengene for sikkerhetsstillelse vil selskapene normalt måtte skaffe til veie gjennom lån i bank eller i pengemarkedet.

Priser på bankgarantier og kredittlinjer for spesifikke aktører i markedet er å betrakte som privat informasjon og er derfor vanskelig tilgjengelig. Vi har imidlertid fått tilgang på en kostnadskalkyle fra en middels stor norsk kraftprodusent der kostnadene forbundet med bankgarantier kontra sikkerhetsstillelse gjennom pengemarkedslån vurderes. Av konkurransemessige hensyn er det nødvendig å anonymisere

kilden. Vi anser den aktuelle kraftprodusenten for å være en forholdsvis typisk markedsaktør, og vi har fått bekreftet rimeligheten av anslaget av kilder i banker og på den nordiske kraftbørsen Kostnadskalkyler som den vi oppgir her, vil imidlertid variere mellom ulike bedrifter, og de vil variere over tid.

Kostnaden en bedrift påføres når den stiller kontopenger som sikkerhet til den sentrale motparten, har utspring i bedriftens finansieringskostnad. For kortsiktig finansiering i pengemarkedet vil bedriften normalt betale en referanserate (her tremåneders EURIBOR; Euro Interbank Offered Rate) pluss et påslag. Dette påslaget kaller vi *finansieringspåslaget (funding spread)*. Bedriften stiller kontantene som sikkerhet hos den sentrale motparten, og mottar en helt kortsiktig pengemarkedsrente (her rente over natten, EONIA; Euro Overnight Index Average) minus en margin. Denne marginen kaller vi innskuddsmarginen (*deposit spread*). Kalkylen vår viser et finansieringspåslag på rundt 50 basispunkter (0,50 prosentpoeng) og en innskuddsmargin på rundt 25 basispunkter (0,25 prosentpoeng). I tillegg er tremåneders pengemarkedsrente normalt noe lavere enn over natten-renten. Denne forskjellen, kalt terminpremien i pengemarkedet, vil variere over tid. I denne kalkylen er den satt til 30 basispunkter (0,30 prosentpoeng), noe som representerer et normalt nivå i historisk sammenheng. Tabell 1 viser kalkylen.

Utregningen viser at netto kostnad for denne bedriften ved å stille lånte penger som sikkerhet er om lag 105 basispunkter. Den samme kraftprodusenten oppgir at en bankgaranti koster dem så lite som 15 basispunkter. Kostnadsforskjellen utgjør derfor om lag 90 basispunkter, eller nær ett prosentpoeng.

En kan spørre seg hvorfor det er en så stor kostnadsforskjell mellom bankgarantier og sikkerhetsstillelse gjennom lånte penger. De to alternativene er ikke veldig ulike i økonomisk forstand, og man kunne derfor vente at de i et velfungerende finansmarked er priset forholdsvis likt. Man kan også spørre seg om ikke et forbud mot bankgarantier vil føre til tilpasninger hos finansinstitusjonene, slik at disse kan tilby aktørene i kraftmarkedet kredittlinjer eller lån av andre aktiva for sikkerhetsstillelse til en pris som ligger nærmere dagens pris på bankgarantier. Videre kan en se for seg at nye kapitalkrav til bankene vil påvirke prisingen, slik at forskjellen mellom de to alternativene ikke vil være like stor i fremtiden.

TABELL 2 Medlemsstruktur i de store europeiske CCP-er.

	DIREKTE MEDLEMMER	INDIREKTE MEDLEMMER	INDIREKTE MEDLEMMER / DIREKTE MEDLEMMER
Euro CCP	25	>550	>22
LCH EquityClear LSE	37	>530	>14
Eurex	58	235	4,1
LCH SwapClear	22	80	3,6
LCH RepoClear	42	80	1,9
Nasdaq Clearing (Nordic and German power)	287	22	0,1

Kilde: Selskapenes hjemmesider og Galbiati og Soromäki (2013).

ALTERNATIVE LØSNINGER

Det er vanskelig å si noe sikkert om fremtidige produkter og hvilke tilpasninger vi vil se dersom dagens praksis med bankgarantier forsvinner. Et sentralt element for hvilke alternative produkter bankene vil kunne tilby, er hvilket handlingsrom bankene selv gis av bankreguleringer (for eksempel kapitaldekningsdirektivet CRD IV). På samme måte vil børsenes adgang til å tilpasse produktene være begrenset av reguleringer. Vi vil forsøke å si noe om sannsynlige tilpasninger ved å se til andre derivatmarkeder, hvor EMIR-regelverket har vært gjeldende siden 2012. Videre vil vi se på hva som er aktørenes alternativer til bankgarantier per i dag.

I europeiske derivatmarkeder utenom kraft og gass er ikke sikkerhetstillegg gjennom bankgarantier tillatt. Disse markedene har en ganske annen struktur for hvordan handler gjøres opp i den sentrale motparten. De sentrale motpartene i disse markedene har noen ganske få *direkte medlemmer*. Andre markedsaktører får *indirekte* adgang til den sentrale motparten via de direkte medlemmene. Tabell 2 viser at indirekte medlemskap er den vanlige strukturen hos andre store europeiske sentrale motparter, og at den direkte medlemskapsstrukturen i det nordiske kraftmarkedet er et unntak.

Det er ikke åpenbart hvordan ulike medlemskapsstrukturer påvirker den systemiske risikoen knyttet til sentrale motparter. Spesielt avhenger effekten av om det direkte medlemmet har anledning til å avregne eksponeringen til de indirekte medlemmene før marginer innbetales til den sentrale motparten. I en av de få akademiske studiene som er gjort på systemisk risiko ved ulike medlemskapsstrukturer,

finner Galbiati og Soromäki (2013) at den sentrale motparten i en indirekte struktur med avregning har større eksponering mot det gjennomsnittlige medlemmet (høyere konsentrasjonsrisiko) og større sannsynlighet for ekstreme eksponeringer mot individuelle medlemmer. Dette resultatet avhenger av forutsetningen om avregning hos de sentrale motpartene, og det er behov for mer forskning for å forstå bedre andre mulige fordeler og ulemper ved de ulike oppgjørstrukturene.

Det er likevel vanskelig å tenke seg at en indirekte struktur løser hovedutfordringen. Hvis bankene blir direkte medlemmer, må de stille kontopenger eller trygge verdipapirer som sikkerhet for kundenes derivathandel. Bankene må på sin side sørge for tilstrekkelig sikkerhet hos de indirekte medlemmene. Det er vanskelig å se at det å gjøre direkte medlemmer til indirekte medlemmer i seg selv skal gjøre det billigere å stille kontopenger som sikkerhet for ikke-finansielle aktører, med mindre banken selv får anledning til å avregne de indirekte medlemmenes eksponering. Men en slik avregning gjør banken til en «under-CCP», og alt man har oppnådd, er å flytte problemet et hakk ned. En annen svakhet ved den indirekte strukturen er at den introduserer potensielle informasjonsasymmetrier, ved at det direkte medlemmet får tilgang til informasjon om andre aktørers posisjoner. Fra valutamarkeder vet vi at store banker som er involvert i oppgjør og handel, har et betydelig informasjonsovertak på andre markedsaktører fordi de kan overvåke ordrestømmene i markedet. Dette overtaket gjør det vanskelig for mindre aktører å konkurrere, noe som igjen medfører mindre konkurranse (Bjønnes mfl. 2015, Bjønnes og Rime 2005).

Den indirekte strukturen kan imidlertid også noen ha fordeler. For eksempel kan denne strukturen være bedre egnet til å håndtere bankkundes handel i flere markeder samtidig.

En mellomløsning mellom EMIR-kravene og dagens praksis vil være om bankgarantier tillates som sikkerhet for opprinnelig margin, men at daglige oppgjør innføres. Med en slik endring ville de ulike risikofaktorene forbundet med dagens ordning reduseres kraftig. Samtidig ville det vært en begrenset økning i kostnadene hos de ikke-finansielle aktørene. De ikke-finansielle aktørene ville kunne lånefinansiere tap og investere gevinster slik at kontantstrømmene blir tilnærmet identiske som for en DS Futures. En tilsvarende løsning er brukt ved amerikanske derivatbørser. Likevel er det langt fra sikkert at en slik løsning vil aksepteres av europeiske reguleringsmyndigheter.

En annen nærliggende tilnærming for å vurdere markedsaktørenes sannsynlige tilpasninger til endrede reguleringer, er å se på hvilke alternativer aktørene har i dag. Et alternativ er selvsagt å redusere bruken av kraftderivater i sikringsøyemed. En vil normalt forvente at når prisen går opp, så avtar etterspørselen. Et konkret eksempel i denne sammenhengen er forskning som viser at flyselskapers bruk av sikringsderivater faller når kostnaden for sikkerhetstillegg går opp (Rampini, Sufi og Viswanathan 2014).

Kraftprodusenter og store kraftkjøpere kan imidlertid også inngå bilaterale kontrakter enten direkte eller via en bank som megler, som et alternativ til å handle derivater over børsen. Slike kontrakter vil ikke nødvendigvis være omfattet av krav til bruk av sentral motpart og andre EMIR-reguleringer. Også i dag eksisterer det et marked for slike langsiktige salgsvtaler for elektrisitet, på siden av det etablerte børsmarkedet. Blant annet bidrar den offentlige støtteordningen for kraftkrevende industri, etablert av regjeringen i 2009 i den hensikt å fremme langsiktige kraftavtaler i industrien, til opprettholdelsen av et slikt gråmarked.

Vil vi hevde at utviklingen av et bilateralt gråmarked er uheldig med tanke på systemisk risiko. Ugjennomsiktige derivatmarkeder er i seg selv en alvorlig systemisk risikofaktor, noe som illustreres tydelig av hvordan finansuroen i 2007 spredte seg gjennom det ugjennomsiktige og bilaterale CDS-markedet (Brunnermeier 2008).

KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER

Vi har sett at den sentrale motparten påtar seg både kredittrisiko og konsentrasjonsrisiko når den aksepterer bankgarantier som sikkerhet. Vi har også sett at de sentrale motpartenes kritiske rolle i det finansielle systemet gir gode argumenter for å regulere dem strammere enn den risikostyringen de selv ville valgt i et uregulert marked. I de fleste derivatmarkeder er det finansinstitusjoner som står for den store majoriteten av handelsaktiviteten. Finansinstitusjoner har anledning til å stille porteføljer av statspapirer og andre trygge og likvide aktiva som sikkerhet for sine derivatposisjoner. Dette er vektige argumenter for å kreve at sentrale motparter i de fleste derivatmarkeder kun skal godta et snevert sett av høyverdige aktiva som marginbetalinger.

I markedet for kraftderivater er derimot situasjonen noe annerledes enn i de fleste andre derivatmarkeder. Mange av aktørene i det nordiske markedet er ikke-finansielle bedrifter, som vil få betydelig økte kostnader ved derivathandel dersom de ikke kan stille bankgarantier som sikkerhet. Det er derfor sannsynlig at vi vil se andre tilpasninger i markedet.

Vi har drøftet mulige tilpasninger – overgang til en indirekte markedsstruktur, innføring av daglig avregning av tap og gevinst for DS Futures, og økt bruk av bilaterale (ikke-børshandlede) kontrakter. Bilaterale derivatkontrakter er etter vår vurdering entydig uheldig for systemisk risiko, mens systemrisikoen i indirekte kontra direkte markedsstrukturer er mer usikker. Vi tenker at den beste løsningen vil være å innføre daglige oppgjør for DS Futures. Det ville redusert den systemiske risikoen, men samtidig ikke bidratt til økte kostnader av betydning for ikke-finansielle aktører. Om dette er et reelt alternativ, er likevel langt fra sikkert. Det er selvfølgelig også mulig at det vokser frem helt nye bankprodukter eller derivatprodukter. Finansielle aktører har historisk vist en svært god evne til innovasjon i møte med reguleringer. En kan derfor håpe på at problemet i beste fall løser seg selv gjennom tilpasninger hos markedsaktørene. Dessverre har det også vist seg at finansiell innovasjon ikke alltid er av det gode for finanssystemet som helhet, for eksempel illustrert av de strukturerte gjeldsproduktene og kredittforsikringsinstrumentene som ble svært populære i USA på midten av 2000-tallet.

Paradoksalt nok kan derfor en regulatorisk endring ment for å gjøre det finansielle systemet tryggere, skape en økt systemisk risiko fra kraftmarkedet. Vi ser her en viktig forskjell mellom tradisjonelle risikofaktorer som markeds- eller kredittrisiko, og systemisk risiko. En hjørnestein i det regulatoriske arbeidet for å håndtere systemisk risiko har vært introduksjonen av obligatorisk clearing av derivater i sentrale motparter. Sentrale motparter gir oversiktlige markeder og muligheten for organisert avvikling av en aktørs derivatposisjoner. Regulering av sentrale motparter må derfor sikte på å maksimere de

systemiske fordelene ved sentral clearing, og minimere ulempene. M

Takk til Nasdaq OMX Commodities for data, og spesielt Georg Aasen og Anne-Marit Rudby for gode kommentarer og innspill. Videre takk til anonym bidragsyter hos en norsk kraftleverandør, til anonyme kilder i banker, og til en anonym fagfelle for nyttige kommentarer. Forfatterne ønsker også å opplyse om at de tidligere har skrevet en rapport om denne problemstillingen på oppdrag fra en internasjonal arbeidsgruppe bestående av markedsaktører, interesseorganisasjoner og offentlige myndigheter.

KILDER

- Amundsen, E.S. og L. Bergman (2006). Why has the Nordic Electricity Market Worked So Well? *Utilities Policy*, 14(3): 148–157.
- Bank of International Settlements Seminannual OTC derivatives statistics. 2013.
- Bergman, L. (2003). *European Electricity Market Integration: The Nordic Experiences*. Research Symposium European Electricity Markets.
- Bjønnes, G.H., C. Osler og D. Rime (2015). *Sources of Information Advantage in the Foreign Exchange Market*. Arbeidsdokument.
- Bjønnes, G.H. og D. Rime (2005). Dealer Behavior and Trading Systems in Foreign Exchange Markets. *Journal of Financial Economics*, 75(3): 571–605.
- Bouchouev, I. (2012). Inconvenience Yield, or the Theory of Normal Contango. *Quantitative Finance*, 12(12): 1773–1777.
- Brunnermeier, M.K. (2008). *Deciphering the Liquidity and Credit Crunch 2007–08*. No. w14612. National Bureau of Economic Research.
- Carmona, R. og M. Coulon (2014). A Survey of Commodity Markets and Structural Models for Electricity Prices. *Quantitative Energy Finance*, s. 41–83. New York: Springer.
- De nordiske finanstillsynene (2012). *The Nordic FSAs Request Use of Bank Guarantees as Collateral for Non-Financial Clearing Members in Line with Current Commodity Market Practice*. 21. september 2012.
- Galbiati, M. og K. Soramäki (2013). *Central Counterparties and the Topology of Clearing Networks*. Bank of England Arbeidsnotat no. 480.
- Geman, H. (2002). *Towards a European Market of Electricity: Spot And Derivatives Trading*. Universität Paris IX Dauphine, Paris.
- Hicks, J.R. (1939). *Value and Capital: An Inquiry into Some Fundamental Principles of Economic Theory*. Oxford: Clarendon Press.
- Hope, E. (2006). Kraftmarkedet – fungerer det? *Magma*, 5: 49–56.
- Keynes, J.M. (1930). *A Treatise on Money, Vol II*. London: Macmillan.
- Milne, A. (2012). OTC Central Counterparty Clearing: Myths and Reality. *Journal of Risk Management in Financial Institutions*, 5(3): 335–346.
- Mork, E. (2001). Emergence of Financial Markets for Electricity: A European Perspective. *Energy Policy*, 29(1): 7–15.
- Nowak, B. (2010). Energy Market of the European Union: Common or Segmented? *The Electricity Journal*, 23(10): 27–37.
- Rampini, A.A., A. Sufiog og S. Viswanathan (2014). Dynamic Risk Management. *Journal of Financial Economics, Elsevier*, 111(2): 271–296.
- Wendt, Froukelien (2015). *Central Counterparties: Addressing their Too Important to Fail Nature*. IMF Arbeidsnotat.
- World Federation of Exchanges (WFE) / IOMA Derivatives Market Survey 2013.