Områdesprissäkring och den nordiska marknadsmodellen
Förord

I arbetet med att integrera de europeiska elmarknaderna tas det, på central nivå i den Europeiska unionen (EU) fram en målmodell och gemensamma regler, så kALLade nätkoder. Målmodellen är en övergripande beskrivning av hur en gemensam marknad ska fungera och nätkoderna har till syfte att skapa enhetliga funktionssätt i marknaderna och att möjliggöra fortsatt integration. Ett av de områden som har bearbetats intensivt de senaste åren är hur kapaciteten för överföring av energi mellan olika länder och mellan olika budområden ska hanteras på kort och längre sikt. I dagsläget är nätinfrastrukturen inte tillräcklig för att jämna ut priser mellan olika delmarknader både inom och mellan länderna i den EU.

En viktig dimension blir därför vilka instrument marknadens aktörer ska ha tillgång till för att hantera de finansiella risker som är förknippade med gränsöverskridande handel. I det korta tidperspektivet innebär målmodellen för den gemensamma marknaden att all ledig kapacitet i näten ska ges till spotmarknaden och den dagliga marknadskopplingsmekanismen, för att säkerställa samhällsekonomiskt optimala flöden från lågpris- till högprisområden. I den mer långsiktiga och framåtblickande handeln, den så kallade forwardmarknaden, används idag olika instrument för hantering av områdesrisker i olika delar av EU. I den ännu inte färdigställda nätkoden Forward Capacity Allocation (FCA) som handlar om framåtblickande kapacitetstilldelning kommer det att regleras vilka instrument som blir tillåtna för att hantera områdesprisrisker inom EU.

I regleringsbrevet för 2013 gav regeringen Energimarknadsinspektionen i uppdrag att genomföra en analys av de olika prissäkringsinstrumenten som huvudsakligen används för att hantera områdesrisker i EU. I rapporten beskrivs de olika instrumentens för och nackdelar i relation till den nordiska marknadsmönsten och vilken påverkan instrumenten har för övergripande konkurrens och konsumentnytta.

Inom ramen för utredningen har Energimarknadsinspektionen, i arbetet med rapporten och för att inhämta synpunkter, samarbetat med en referensgrupp bestående av företrädare från energibranschen och representanter från andra berörda organisationer.

Eskilstuna, september 2013

Anne Vadasz-Nilsson

Kaj Forsberg
Innehåll

Sammanfattning ........................................................................................................................ 6
1 Inledning .................................................................................................................................. 9
  1.1 Europaintegration som drivkraft för marknadsutveckling ........................................... 9
  1.2 Uppdraget ......................................................................................................................... 10
  1.3 Avgränsningar ................................................................................................................ 11
  1.4 Projektorganisation ........................................................................................................ 11
2 Beskrivning av olika prissäkringsinstrument .................................................................... 12
  2.1 Contracts for Differences (CfD) .................................................................................... 13
  2.2 Finansiella transmissionsrätter (FTR) .......................................................................... 16
    2.2.1 FTR-optioner .............................................................................................................. 16
    2.2.2 FTR-obligationer ........................................................................................................ 18
  2.3 Fysiska transmissionsrätter (PTR) .............................................................................. 20
  2.4 Transmissionsrätters ekonomiska effekter för marknadsaktörer ............................... 21
    2.4.1 Fundamental aktör ..................................................................................................... 22
    2.4.2 Handelsverksamhet och trading ............................................................................. 23
    2.4.3 Utställare av transmissionsrättigheter .................................................................... 24
3 Nordisk marknadsdesign och områdesprissäkring .............................................................. 26
  3.1 Marknadsdesign i Norden ............................................................................................... 26
    3.1.1 Implicit handel med kapacitet ................................................................................. 26
    3.1.2 Möjligheter till områdesprissäkring idag ............................................................... 26
  3.2 Vilka problem ser utomnordiska aktörer med nordisk marknadsdesign? .................. 27
4 Instrumentens funktion i förhållande till nordisk marknadsdesign .................................... 29
  4.1 Vad säger marknadsaktörerna? ....................................................................................... 29
  4.2 Analys av instrumentens för- och nackdelar ................................................................. 31
    4.2.1 Påverkan på aktörer .................................................................................................. 31
    4.2.2 Påverkan på TSO ...................................................................................................... 32
    4.2.3 Likviditet ................................................................................................................... 35
    4.2.4 Påverkan på transparens ......................................................................................... 38
    4.2.5 Påverkan på andrahandsmarknad ......................................................................... 39
    4.2.6 Påverkan på konkurrens ......................................................................................... 40
  4.3 Instrumenten i relation till konsumentnytta och den nordiska slutkundsmarknaden ........................................ 43
    4.3.1 Effekter på konsumentnytta .................................................................................. 44
    4.3.2 Effekterna på arbetet med nordisk slutkundsmarknad .......................................... 46
  4.4 Nordisk marknadsdesign, transmissionsrätter och den inre marknaden för el .......... 47
5 Sammanfattande analys, slutsatser och förslag ................................................................. 48
  5.1 Transmissionsrätter avviker från den etablerade nordiska marknadsmodellen .......... 48
  5.2 Behovet av ytterligare prissäkringsprodukter är begränsat tror marknadens aktörer 49
5.3 Transmissionsrätter innebär en mer komplex marknad med högst begränsad konsumentnytta ................................................................. 49
5.4 Olämpligt att införa transmissionsrätter i Sverige ........................................ 50

Referenslista ................................................................................................................................. 52
Sammanfattning


Nätkoderna styr medlemsstaternas valmöjligheter

I förslaget till den nätkod (NC FCA) som reglerar den långsiktiga och framåtblickande handeln med el, de s k forward-marknaderna, finns tre huvudsakliga kontraktstyper som syftar till att underlätta hanteringen av områdesprisrisker vid gränsöverskridande handel.


Den nordiska elmarknadsmodellen inbegriper inte explicit handel med kapacitet

Energimarknadsinspektionen kan konstatera att det förslag som finns om handel med transmissionsrätter avviker från den modell som sedan tidigare använts i Norden på åtminstone två sätt. För det första skulle det innebära införande av explicit handel med kapacitet mellan individuella elområden och förskjuta fokus i handeln från det gemensamma systemområdet till handel mellan enskilda elområden. För det andra skulle systemoperatören, ges en roll på marknaden som hittills inte varit gängse i Norden.

Introduktion av transmissionsrätter riskerar att försvaga den nordiska modellen


En fördel med införandet av ytterligare instrument för prissäkring är att detta kan ge marknadens aktörer tillgång till fler valmöjligheter i sin riskhantering. Samtidigt riskerar nya instrument som är av annat slag än Norden tidigare har haft att göra marknaden mer komplex än den redan är. Detta kan få att mindre aktörer väljer att träda ut från marknaden, vilket på sikt kan leda till en försämrad konkurrens Situation.

Genom att marknadens aktörer får tillgång till instrument som säkrar prisrisken mellan två budområden, finns potential för säljare och köpare att enklare ”röra sig över budområdesgränserna” och på så sätt konkurrera i fler budområdets forward-produkter. Detta skulle kunna ge minskade spreadar (differenser mellan bästa köp- och sälj bud på marknaden) i några av kontrakten på marknaden. Allt annat lika skulle detta kunna sänka priserna för slutkunderna, om än marginellt.

Sammantaget bedömer Energimarknadsinspektionen att införande av handel med transmissionsrätter har lite att tillföra Norden vad gäller ökad konsumentnytta. Att introducera systemoperatören som marknadsaktör kan också motverka potentiell ökad kundnytta om en ökad finansiell risk hos systemoperatören spiller över på elnätskunderna.

Olämpligt att införa transmissionsrätter i Sverige

Eftersom priser mellan olika elområden kan skilja sig är marknadens aktörer i behov av möjligheter till områdesprissäkring. I Norden tillgodoses dessa behov av handel med CfD-kontrakt. Energimarknadsinspektionens slutsats är att de potentiella fördelarna med introduktion av transmissionsrätter i Norden är för små för att kunna motivera att SvK ska åläggas att auktionera ut transmissionsrätter. De risker som pekas ut i rapporten, till exempel att handel med transmissionsrätter riskerar att undergräva systempriset som referenspris på marknaden, vilken är central för den nordiska marknadens framgång, är större än de potentiella fördelarna.

Genom att det svenska stamnätet förstärks ytterligare med byggnationen av bland annat Sydvästlänken förbättras förutsättningarna att ställa ut och handla CfD-
kontrakt i Sverige, varför marknaden kan förväntas fungera ännu bättre i framtiden. En stor majoritet av marknadens aktörer uttrycker också önskemål om att vidmakthålla och utveckla dagens marknadsfunktion snarare än att föra in nya instrument. Energimarknadsinspektionen ansluter sig till denna ståndpunkt.

Ur en nordisk kontext ser Energimarknadsinspektionen det som olämpligt att Sverige inför instrument i handeln som de nordiska länderna i övrigt inte har för avsikt att införa. Då förändringar i DA-marknaden får konsekvenser även i försäljningsledet, är det Energimarknadsinspektionens åsikt att arbetet med den nordiska slutkundsmarknaden också måste få vara vägledande i hur de nordiska reglermyndigheterna gemensamt arbetar för att utforma handel och tillgängliga instrument i den nordiska elmarknaden. För att detta ska vara möjligt är det centralt att de skrivningar som finns i den ännu inte färdigställda nätkoden Forward Capacity Allocation (FCA) om möjligheten att använda finansiella instrument så som CfD istället för att införa transmissionsrätter, fortsatt finns kvar när medlemsstaterna har förhandlat färdigt och lagstiftningen för områdesprissäkringsinstrument är på plats.
1 Inledning

1.1 Europaintegration som drivkraft för marknadsutveckling

Tanken på en integrerad marknad för el har funnits länge inom den europeiska gemenskapen. Redan i det första elmarknadsdirektivet (96/92/EG) lades grunden för gemensamma regler för den inre marknaden för el. Utvecklingen sedan dess har varit snabb och idag har flera länder, däribland Sverige, implementerat det tredje elmarknadsdirektivet (09/72/EG) i sina nationella lagstiftningar. I arbetet med att skapa en inre marknad för el behövs gemensamma regler och som grund för att ta fram dessa ligger det tredje elmarknadsdirektivet. I arbetet mot en inre marknad har vad som brukar kallas EU:s målmodell för den inre marknaden för el tagits fram. I målmodellen som utvecklas successivt, beskrivs översiktligt hur de europeiska elmarknaderna ska integreras för att nå effektivitetsvinsten, konkurrenskraftiga priser och ökad leveranssäkerhet i hela EU.


I Figur 1 nedan visas en tidslinje för målmodellen utifrån handel med el. Marknaden för handel med el delas in i fyra tidsperioder; handel lång tid förväg (forward-marknad), handel dagen innan fysisk leverans (Day Ahead-marknad), handel inom leveransdagen (intra-daghandel) och realtidsmarknaden (marknad för att hålla balansen i elnätet i driftstimmen).

Figur 1 Koordinerad kapacitetsberäkning.
EU:s målmodell är en beskrivning av marknadsdesignen för den inre marknaden för el uppdelat i olika tidsperioder men också en koordinering av hur kapacitetsallokering ska göras. Tre olika nätkoder är under framtagande för hur handel i de olika tidsperioderna ska fungera.

CACM-koden (Capacity Allocation and Congestion Management) reglerar de fysiska marknaderna, DA-marknad och intradag. Balancing-koden beskriver realtidsmarknaden medan forward-marknaderna regleras i FCA-koden (Forward Capacity Allocation) och gäller handeln i tidsperioderna före spotmarknaden (månader, kvartal och år), vilket också är den kod som är av särskilt intresse för denna studie. I koden utvecklas målmodellens beskrivning av att transmissionskapacitet i första hand ska allokeras via explicita auktioner av finansiella eller fysiska transmissionsrätter.1

Målet med en särskild kod för forward-marknaden är att skapa konkurrens i och göra handel långt i förväg över områdesgränser (Long Term cross zonal) möjlig. Detta ska göras genom att tillhandahålla marknadsaktörerna prissäkringsmöjligheter för att hantera risker för områdesprisskillnader vid överföringsbegränsningar.

I ENTSO-E:s utkast av förslag till nätkod om FCA från den 14 augusti 2013 regleras också hur nationella tillsynsmyndigheter har möjlighet att undanta överföringsförbindelser från kravet att utfärda transmissionsrätter genom att visa att marknadens behov av prissäkring över områdesgränser är täcka och att den befintliga forward-marknaden är väl utvecklad och har visat sig vara effektiv.2

Utifrån FG CACM och utkast till NC FCA finns tre alternativa produkter tillgängliga för medlemsländer att tillhandahålla marknaden för att hantera risker att det uppstår prisskillnader mellan budområden på grund av otillräcklig överföringskapacitet. Det är dessa produkter som beskrivs och vilkas för- och nackdelar analyseras i denna rapport.3

1.2 Uppdraget

I regleringsbrevet för år 2013 fick Energimarknadsinspektionen (Ei) följande uppdrag:

"I Sverige och övriga Norden används så kallade CfD-kontrakt (Contracts for Difference) för prissäkring i respektive elområde. CfD-kontrakten ställs vanligtvis ut av producenter i respektive område. I övriga Europa används till skillnad från i Norden fysiska eller finansiella transmissionsrättigheter. Regeringen ger Ei i uppdrag att jämföra de olika prissäkringsinstrumenten och lista de för- och nackdelar som finns med respektive instrument. Analysen ska särskilt belysa instrumentens förhållande till övergripande konkurrens och i slutändan

1 Det kan nämnas att FCA nätkoden initialt var en del av CACM men har lyfts ut och numera är en egen nätkod. Tidsperspektivet för beslutande av CACM är att nätkoden är inne i slutfasen och förväntas gå till kommitologi under 2014. FCA nätkoden ligger tidsmässigt efter CACM men förväntas också gå till kommitologi under 2014.


3 I sammanhanget är det viktigt att påpeka att ENTSO-E:s förslag enbart är ett förslag och att innehållet kan komma att justeras innan nätkoden har genomgått kommitologiprocessen och beslutats.
konsumentnytta. Analysen ska ställas i relation till den nordiska marknadsutformningen, arbetet med nordisk slutkundsmarknad samt de kommande nätkoderna med anledning av införandet av det tredje inremarknadspaketet för el och naturgas. Ei ska på lämpligt sätt tillvarata den kunskap och erfarenhet som finns inom Konkurrensverket på området vid genomförandet av uppdraget. Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast den 30 september 2013.”

1.3 Avgränsningar

Denna rapport avgränsas till att i första hand fokusera på fundamentala aktörers behov av områdesprissäkring. Analys av aktörer som endast eller primärt agerar i spekulationssyfte kommer att hållas kort.

Analysen i rapporten begränsas också till de instrument som nämns i uppdraget.

1.4 Projektorganisation

Projektledare har varit Kaj Forsberg. Utöver detta har Jens Lundgren deltagit i arbetet.

Energimarknadsinspektionen har i genomförandet av uppdraget tagit tillvara Konkurrensverkets erfarenheter. Kontakt med myndigheten har skett genom att Konkurrensverket deltagit i referensgruppen.

Genom referensgruppen har branschföreträdare och berörda intresseorganisationer getts möjlighets att följa arbetet och lämna synpunkter. Referensgruppen har haft följande sammansättning:

- Konkurrensverket
- Affärsverket svenska kraftnät
- Svensk Energi
- Vattenfall
- E.ON
- SCA
- Södra Skogsägarna
- Oberoende elhandlare
- Nordpool Spot
- Markedskraft
- Nasdaq OMX
2 Beskrivning av olika prissäkringsinstrument

I handel med el finns behov för marknadens aktörer att hantera risker att priser varierar såväl över tid som mellan olika geografiska områden. Det finns flera sätt att hantera och säkra priset för elleveranser. För den underliggande prisrisken, används i de flesta marknader olika former av forward- och future-kontrakt. Dessa kan omfatta olika tidsperioder (t ex veckor, månader och år) och även ha varierande profil (t ex topp- och baslast-kontrakt). För prissäkring av den specifika områdesprisrisken, används olika instrument i olika delar av EU. De vanligaste instrumenten i kontinentala Europa är finansiella och fysiska transmissionsrätter medan Norden använder finansiella kontrakt, s k Contracts for Differences (CfD). Handeln med transmissionsrätter sker idag via primära auktioner vid den gemensamma handelsplatsen Casc.eu, medan CfD-kontrakt handlas via Nasdaq OMX eller bilateralt mellan aktörer.

I FG CACM fastslås att det är finansiella eller fysiska transmissionsrätter som ska användas för områdesprisriskhantering. Riktlinjerna nämner också att om det finns finansiella instrument på likvida marknader på båda sidor av överföringsförbindelsen, får dessa användas för områdesprisriskhantering istället för transmissionsrätter. I utkast till NC FCA vidhålls att det är dessa tre instrument som är alternativen. Även om inte CfD nämns explicit, kan sägas att de tre instrument som föreslås är dem som nämns i Figur 2. Dessa är också de instrument som nämns i uppdragsbeskrivningen för denna rapport.

Figur 2 Prissäkringsinstrument enligt förslag till NC FCA

Källa: ENTSO-E

4 För utförlig beskrivning av vilka instrument som finns tillgängliga och mellan vilka områden, se www.casc.eu. På Cascs hemsida finns även möjlighet att söka information om volymer, antal aktörer etc för varje auktionstillfälle och produkt.


I detta kapitel redogörs för hur de olika instrumenten fungerar och vilka ekonomiska effekter instrumenten får för olika aktörer.

2.1 Contracts for Differences (CfD)


Det nordiska elnätet är i grunden väl utbyggt men överföringsbegränsningar innebär att det nordiska området från tid till annan delas upp i olika elområden. Det är i de lokala elområdena som den fysiska inmatningen från produktionskällan och den faktiska förbrukningen av el prissätts. Eftersom priser i elområdena kan skilja sig från systempriset finns behov för aktörer att säkra sig även mot denna områdesprisrisk.

I Figur 3 antas att systempriset för en given timme blir 80 EUR/MWh. Samma timme blir priset i elområde A 100 EUR/MWh på grund av överföringsbegränsningar mellan över- och underskottsområdena i elsystemet. I Figur 4 visas elhandlarens agerande i marknaden.

Källa: ENTSO-E

CfD är konstruerad som en obligation, vilket innebär att den som köper en CfD antingen kan få betalt från, eller får betala till utgivaren av CfD:n beroende på hur avräkningen mellan de båda referenspriserna faller ut under avräkningsperioden i förhållande till det avtalade priset på kontraktet. I exemplet i Figur 3 visas när prisskillnaden mellan systempriset och områdespriset är positiv och säljaren av CfD:n får ersätta köparen. Om prisskillnaden hade utfallit åt andra hållet hade köparen istället blivit skyldig att ersätta säljaren av CfD.

---

6 Med ordet ”obligation” avses ett åtagande som är bindande, jmf engelskans ”obligation”.

---
Att CfD är en rent finansiell produkt innebär att den uteslöjande volymen av CfD inte är direkt kopplad till överföringskapaciteten mellan olika elområden. Däremot är priset (eller värderingen) av CfD knuten till marknadsaktörernas bedömning av den framtidiga fysiska överföringskapaciteten mellan områdena, eftersom det är begränsningar i överföringskapaciteten som skapar de prisskillnader som aktörerna söker säker sig emot.

Även om ett CfD-kontrakt säkrar risken för avvikelser mellan ett elområdes pris gentemot systempriset, kan CfD-kontrakten också kombineras i par för att säkra prisdifferensen mellan två elområden eller fler. Detta illustreras i Figur 5 nedan.

**Figur 5 Funktion av CfD-kontrakt vid försäljning av producent i Elområde A till förbrukare i Elområde B.**

![Diagram](image)

*Källa: Energimarknadsinspektionen.*

För att säkra priset i A mot priset i B kan producenten använda två CfD-kontrakt. Genom att sälja CfD i område A och köpa i område B är såväl försäljningspriset i område A och inköpspriset i område B säkrat och producenten har därmed den säkerhet som behövs för att erbjuda en köpare i område B ett fast pris.

Det går även att visa effekterna av en sådant transaktion matematiskt.

\[ \text{CfD}_	ext{sälj}: \text{EOA-SYS} \]  
\[ \text{CfD}_	ext{köp}: \text{SYS-EOB} \]  

Genom att kombinerar ekvation (1) och (2) erhålls följande ekvation

\[ \text{CfD}_	ext{sälj} + \text{CfD}_	ext{köp} = (\text{EOA-SYS}) + (\text{SYS-EOB}) \]  

Genom förkortning av ekvation (3) fås följande ekvation

\[ \text{CfD}_	ext{sälj} + \text{CfD}_	ext{köp} = \text{EOA-EOB}. \]  

En kombination av att köpa CfD i ett elområde och sälja i ett intilliggande elområde resulterar således i att systempriset försviner ur ekvationen och istället
erhålls ett instrument som motsvarar en områdesprissäkring mellan två elområden.7

Till skillnad från övriga prissäkringsinstrument som diskuteras i rapporten involverar handel med CfD:er i normalfallet inte systemoperatörer (TSO:er) utan enbart marknadsaktörer. Ett CfD-kontrakt kan i princip handlas av vem som helst, men den naturlige säljare är en producent med basproduktionskapacitet i ett budområde8. Köpare kan exempelvis vara elhandlare som har försäljningsåtaganden i det aktuella budområdet eller en kund med förbrukning i detsamma. CfD används i huvudsak av fundamentala aktörer (med fysiska åtaganden/positioner i marknaden) för att hantera områdesprisrisk men instrumentet kan, precis som många andra finansiella kontrakt, också användas av handlare, så k tranders9 i spekulationssyfte. Att instrumentet i huvudsak används som en riskhanteringsprodukt och inte lika mycket som en tradingprodukt visar sig i att omsättningen är lägre än för t ex systemprisprodukter.

I sammanhanget bör nämnas att även om beskrivningen ovan utgår ifrån hur CfD-kontrakten används i den nordiska marknaden, är Norden inte ensamma i Europa om att använda CfD-instrument för riskhantering. Det finns idag fungerande CfD-marknader även i Spanien-Portugal och Nasdaq OMX har nyligen introducerat CfD mellan Tyskland och Nederländerna, Belgien, Frankrike samt Tjeckien.10

2.2 Finansiella transmissionsrätter (FTR)

Med en finansiell transmissionsrätt menas i enlighet med definitionen i utkast av NC FCA “en rättighet köpt i transmissionsrättsauktionen11 och som baseras på överföringskapaciteten mellan två budområden. Rättigheten ger ägaren rätt att erhålla eller betala (beroende på om det är en option eller obligation) en finansiell ersättning som baseras på utfallet i spotmarknaden för de två budområden som rättigheten härrör till. Rättigheten gäller för en specifik tidsperiod och i en viss riktning”. Definitionen är generell och kontraktstypen finansiella transmissionsrätter kan i sin tur delas in i FTR-optioner och FTR-obligationer

2.2.1 FTR-optioner


---

7 Som visas i kapitel 2.2.2 motsvarar detta en FTR-obligation.
8 Anledningen till att dessa anses vara naturliga säljare av CfD-kontrakt är att det är dessa som har den naturliga positionen/säkerheten för att ta på sig den risk som utställande av kontraktet (som avräknas timme för timme under kontraktstiden) medför. Med baskraft avses i detta sammanhang produktionsenheter som står i mer eller mindre kontinuerlig drift.
9 Med trader åsyftas här en handelsaktör som inte har några underliggande energiföden som hantera prisskifte för. En trader köper och säljer transmissionsrätter och andra finansiella instrument utifrån framtida prisprognoser och spekulation i prisrörelser i syfte att maximera vinsten från sin portfölj.
11 Forward Capacity Allocation.
För att kunna använda FTR krävs att det finns en fungerande spotmarknad där olika budområden sammanlänkas genom marknadskoppling. Finns en fungerande marknadskoppling garanteras att kapaciteten på förbindelserna mellan områdena allokeras på ett effektivt sätt i spotmarknaden, eftersom energiflödet alltid går åt från låg- till högprisområden för att utjämnna priserna mellan områdena så långt det är möjligt.

För att visa på effekterna av FTR-optioner ger vi nedan ett kort exempel. Vi antar att en producent i område A har ett åtagande om försäljning i område B och att överföringsförbindelsen ibland är begränsad. För att producenten ska uppfylla sina åtaganden måste denne agera på spotmarknaderna på båda sidor om överföringsförbindelsen, sälja i område A och köpa i område B.

**Figur 6 Värde av en FTR-option.**

Källa: ENTSO-E

I Figur 6 visas resultaten för en timmes handel där priserna i område A är 80 EUR/MWh och 100 EUR/MWh i område B. I Figur 7 visas att för producenten innebär det att denne säljer i område A för 80 EUR/MWh men måste köpa för 100 EUR/MWh i område B vilket innebär en förlust på 20 EUR/MWh. För att försäkra sig mot denna kostnadsskillnad kan producenten köpa FTR-optioner, vilka ger denne rätten till finansiell ersättning motsvarande områdesprisskillnaden, vilket i detta exempel skulle motsvara de 20 EUR/MWh som skiljer områdena åt. Genom att köpa FTR skapar sig producenten en säkerhet i att priset (med avräkningen av FTR-optionen) i område B är detsamma som denne får betalt för sin produktion i område A, FTR:n blir alltså en säker prissäkring mot prisskillnaderna mellan områdena.

\textbf{2.2.2 FTR-obligationer}

Till skillnad mot optionen är ägaren av en obligation inte enbart berättigad till ersättning i form av den timvisa prisskillnaden mellan två budområden för en specifik period i en viss riktning, utan även skyldig att betala ersättning om prisskillnaden går i andra riktningen. Detta innebär att en FTR-obligation kan ge innehavaren en ekonomisk ersättning, men även innehåra en kostnad som innehavaren inte hade haft om den inte köpt transmissionsrätten.

För att förklara skillnaden mot FTR-optionen fortsätter vi på det exempel som visades ovan. Utfallet för en FTR-obligation blir för producenten i område A detsamma som med optionen – förutsatt att prisskillnaden mellan område A och område B är som i det exemplet. Det är om prisskillnaden går i den andra riktningen som skillnaden mellan instrumenten uppträder. I exemplet som visas i Figur 8 vänder vi på områdepriserna, varför priset i område A nu blir 100 EUR/MWh och i område B 80 EUR/MWh.

\textsuperscript{12} ENTSO-E (2013).
Figur 8 Värde av en FTR-obligation.

Källa: ENTSO-E

Med en option som i det förra exemplet med riktning A till B, förfaller den och ingen utbetalning sker (förutom den ersättning köparen betalat vid köptillfället). I Figur 9 visas att för en producent i område A som har ett åtagande i område B och som köpt en obligation kommer denne att sälja energi i område A för 100 EUR/MWh och köpa energi i område B för 80 EUR/MWh. Affären ger därmed en vinst på 20 EUR/MWh. Om producenten i stället köpt en FTR-obligation, är producenten dock skyldig att betala den negativa prisskillnaden på 20 EUR/MWh till utställaren av obligationen, vilket oftast är TSO:n. Sammantaget innebär en FTR-obligation att producenten i A alltid (oväntat på riktning på prisdifferensen) vet vilken marginal denne får i en affär och får en perfekt prissäkring för sitt åtagande i område B.

Figur 9 Funktion av en FTR-obligation.

Källa: ENTSO-E

2.3 Fysiska transmissionsrätter (PTR)

En fysisk transmissionsrätt (PTR) kan beskrivas som rätten att överföra en viss mängd energi över en viss ledning i en viss riktning under en given tidsperiod. PTR i den form som diskuteras i Europa är utformad som optioner med tillägget "använd eller sälj" (UIOSI - Use-It-Or-Sell-It).

Transmissionsrätten kan användas för att föra över energi från en marknad till en annan, oavsett om energin är köpt på en etablerad elbörs eller utanför densamma, s k OTC-handel (Over the counter). En aktör med fysiska positioner på båda sidor av ledningen kan också använda transmissionsrätten för att optimera sin egen portfölj.


Användningen av PTR illustreras bäst genom två exempel. Anta att vi har en producent i område A som har ett åtagande om försäljning av energi i område B. Mellan områdena finns en överföringsförbindelse och områdena är marknadskopplade, men periodvis räcker förbindelsen inte till och områdena får således olika priser.

Med fysiska transmissionsrätter behöver producenten försäkra sig om att denne verkligen kan transportera energin till område B och därigenom möta sina åtaganden. Producenten kan försäkra sig om framtida överföringsrätter genom att i en auktion av PTR köpa det antal rättigheter denne behöver. I Figur 10 visas exemplet att producenten köper den fysiska rätten att transistera 100 MW från område A till område B. Producenten nominerar (anger till TSO att rättigheten ska användas) och överför därigenom 100 MW till område B och möter därmed sitt åtagande till köparen i område B utan att behöva engagera sig på spotmarknaden.
Alternativet för producenten i område A är att inte alls utnyttja sin fysiska transmissionsrätt utan i stället låta återsälja den till spotmarknaden som i Figur 11. Rättigheten övergår i detta fall från att vara en fysisk rättighet till att i stället fungera som en finansiell transmissionsrättsoption, där ägaren ersätts med ett belopp motsvarande prisskillnaden mellan områdena multiplicerat med den kontrakterade volymen.

Om producenten i område A agerar på detta sätt, måste denne i stället agera i spotmarknaden på ömse sidor om förbindelsen. Producenten måste agera som säljare i område A (förutsatt att denne väljer att producera alls) och som köpare i område B för att uppfylla sina åtaganden i område B.

2.4 Transmissionsrätters ekonomiska effekter för marknadsaktörer

Primärt är det så kallade ”fundamentala aktörer”, dvs aktörer med fysiska åtaganden eller resurser i marknaden (producenter eller säljare), samt renodlade handelsaktörer, s k traders, de marknadsaktörer som kan tänkas använda transmissionsrätter. Utöver dessa är även utställaren av transmissionsrätterna, normalt sett TSO:n, en aktör på marknaden.

De fundamentala aktörernas användning av transmissionsrätter är huvudsakligen till att hantera risker knutna till ingångna avtal (köp eller sälj) i två eller flera
budområden som kan ha skillnader i pris. En handelsaktör använder i första hand transmissionsrätter som en finansiell produkt i sin handelsportfölj som denne försöker att maximera avkastningen på.

Innan en analys av transmissionsrätter och CfD görs, behövs en diskussion om vilka ekonomiska effekter de berörda aktörerna möter vid användande av de olika instrumenten. Fokus i detta stycke är framför allt på finansiella transmissionsrätter. Fysiska transmissionsrätter som ej nomineras utan återsäljs till DA-marknaden får ekonomiskt utfall likställt FTR optioner vilket gör att PTR inte diskuteras explicit.

2.4.1 Fundamental aktör

För att beskriva effekterna för fundamentala aktörer visas i Figur 12 en producent i område A som har ett åtagande om försäljning i område B. Till vänster visas utfallet för optioner och till höger utfallet för obligationer.

Figur 12 Vinstfunktion för en producent med FTR-option respektive en FTR-obligation.

![Figur 12 Vinstfunktion för en producent med FTR-option respektive en FTR-obligation.](källa: ENTSO-E)

I Figur 12 visar den vertikala axeln företagets vinst och den horisontella axeln visar prisskillnaden mellan område A och område B. Den vänstra delen av Figur 12 visar effekterna när producenten köper en FTR-option från område A till område B för att säkra sig mot prisskillnader mellan områdena. Den nedåtlutande linjen visar producentens vinstfunktion utan FTR. I illustrationen kan ses att producentens vinst avtar när priset i område B närmar sig priset i område A. Om producenten inte köper en FTR visar den streckade linjen att vinsten kommer att gå över till att bli en förlust när priset i område B blir högre än i område A. För att försäkra sig mot denna förlust köper producenten en FTR-option som ger denne rättigheter till del av flaskhalsintäkten om priset i område B är högre än i område A. I Figur 12 visas detta genom att producentens vinstfunktion bryts och går över till en horisontell funktion när prisskillnaden mellan områdena är noll. Avståndet mellan denna horisontella linje och x-axeln illustrerar storleken av premien som producenten betalar för optionen. Producenten har i detta fall en prissäkring mot områdesprisskillnaden. Vad som också kan noteras är att om priset i område A är högre än i område B så kommer producenten att göra en större vinst eftersom FTR inte säkrar prisskillnaden åt det hållet.
I den högra delen av Figur 12 visas utfallet om producenten istället köpt en FTR-obligation. Här gäller samma förhållande som med en option om priset i område B är högre än område A, dvs producenten får en ersättning motsvarande sin del av flaskhalsintäkten på samma sätt som vid en FTR-option. Skillnaden med obligationsinstrumentet är att producenten även har åtagit sig att betala utställaren av obligationen motsvarande områdesprisskillnaderna om prisdifferensen går åt motsatt håll, dvs priset i område A är högre än i område B. Effekterna av denna position är för producenten att både förluster och vinst har begränsats och att producenten vet exakt vilken intäkt denne får oavsett områdesprisskillnader.

2.4.2 Handelsverksamhet och trading

Den andra typen av marknadsaktör som har intresse av att handla med transmissionsrätter är renodlade handelsföretag, traders. Traders har inte några underliggande energiflöden som de försöker hantera prisskifte för utan de köper och säljer transmissionsrätter och andra finansiella instrument utifrån framtida prisprognoser och spekulation i prisrörelser.

En typisk trader med intresse för transmissionsrätter analyserar och gör prognoser för prisskillnader mellan två områden. Om företagets analys visar att priset i genomsnitt kommer vara högre i ett område än ett annat, finns förutsättningar att köpa transmissionsrätter i syfte att spekulera i denna förväntade prisskillnad. Givet att den förväntade vinsten är större än kostnaden för transmissionsrätten innebär köpet av transmissionsrätten en förväntad vinst för företaget. En alternativ handelsstrategi är naturligtvis att handla på prisrörelserna, dvs köpa när de anser att marknaden i övrigt undervärderar instrumentet och sälja i ett senare skede när priset stigit.

Ordet spekulation används ibland med en något negativ innebörd, men i detta fall är effekten på marknadens funktion snarare tvärtom. Genom att traders deltar i marknaden ökar antalet aktörer vilket kan leda till ökad likviditet och högre trovärdighet i prisbildningen av transmissionsrätter och andra instrument.

Figur 13 Vinstfunktion för en trader med en FTR-option respektive en FTR-obligation.

![Diagram](image)

Källa: ENTSO-E

I Figur 13 visas de ekonomiska förutsättningar en trader som agerar i marknaden för transmissionsrätter utan några underliggande fysiska åtaganden moter. Den
vänstra delen av Figur 13 visar en option som ger handelsforetaget en positiv avkastning om priset i område B är högre än i område A. Den risk företaget tar är att förlora vad transmissionsrätten kostade i det fall deras prisprognos visar sig vara fel.


2.4.3 Utställare av transmissionsrättigheter

Den naturlige utställaren av transmissionsrätter är ägaren av överföringskapaciteten, vanligtvis TSO:n. I enlighet med FG CACM så är det också TSO som ska sköta auktionering och utbetalningar till innehavare av transmissionsrätterna.

Avräkningen av transmissionsrätterna får ekonomiska effekter även för TSO:n. För att visa dessa effekter utgår vi i ett exempel från en situation där TSO auktionerar ut FTR från område A till område B. Utfallet av auktionen innebär att TSO säljt av framtida rättigheter till flaskhalsintäkterna för denna överföringsförbindelse. För detta erhåller TSO:n intäkterna från auktionen vilket är antalet försällda transmissionsrätter multiplicerat med auktionspriset för rättigheterna (\(n \times \text{premium}\)).

Transmissionsrätterna räknas av i DA-marknaden vid den tidpunkt då de förfaller. TSO:n intäkter beror, efter försäljning av transmissionsrätter, av såväl områdespriser som mängden transmissionsrätter som har auktionerats ut. Om områdesprisskillnaden är noll behåller TSO intäkterna från auktionen men behöver inte betala innehavaren av transmissionsrätten någon ersättning. TSO:n har inte heller några flaskhalsintäkter då områdesprisskillnaden är noll. Om områdesprisskillnaden är positiv måste TSO betala till innehavaren den andel av flaskhalsintäkten som denne köpt rätten till. Om områdesprisskillnaden är negativ erhåller TSO:n flaskhalsintäkter men om inga transmissionsrätter sälts i den riktningen finns ingen motpart som ska ha betalt utan TSO:n behåller hela flaskhalsintäkten själv.

13 Flaskhalsintäkten baseras på områdesprisskillnader och beräknas som tillgänglig kapacitet till marknadskopplingen mellan område A och område B, multiplicerat med den absoluta prisskillnaden mellan områdena.
Figur 14 Vinstfunktion hos TSO:n vid auktionering av FTR.

![Diagram](image)

Källa: ENTSO-E

I Figur 14 visas TSO:ns vinstfunktion vid försäljning av transmissionsrätter som optioner för överföring från område A till område B. Vad som kan ses är att till höger, när priset i område B är högre än i område A är intäktsfunktionen flackare än för negativa områdesprisskillnader. Det beror på att TSO har sålt transmissionsrätter i den riktningen och därmed inte får behålla hela flaskhalsintäkten själv, vilket TSO:n får göra om prisskillnaden går åt andra hållet. Om TSO:n istället auktionerat obligationer hade de också haft ytterligare intäkter när områdesprisskillnaden varit den motsatta, att område A haft högre priser än område B.


---

14 Detta resonemang baseras på att TSO:ns motparter är kreditvärdiga och i alla lägen klarar av att möta de åtaganden man har mot TSO:n, alternativt att det finns clearing-hus som fungerar som motpart.
3 Nordisk marknadsdesign och områdesprissäkring

3.1 Marknadsdesign i Norden


3.1.1 Implicit handel med kapacitet

Denna implicita handel med kapacitet är ett av kännetecknen i den liberaliserade nordiska marknaden. Genom denna, används den tillgängliga transmissionskapaciteten till att integrera spothandeln i de olika budområdena i syfte att maximera den totala samhälleliga välfärden. I Norden tillställs alltså spotmarknaden hela den, enligt TSO:n beräknade, tillgängliga kapaciteten och det finns idag ingen separat handel med transmissionsrätter. Flödena på kablarna bestäms av buden från marknadsaktörerna i de olika områdena.

3.1.2 Möjligheter till områdesprissäkring idag
Den nordiska marknaden bygger på kombinationen av en likvid spotmarknad och en likvid finansiell forward-marknad som relaterar till systempriset. Systempriset är det timvisa spotpris som skulle beräknas gemensamt för hela Nord Pool-området om inga överföringsrestraktioner funnits. Genom att konstruera systempriset på detta sätt, uppnås en större och mer stabil marknad som fler aktörer kan relatera till i stället för en fragmenterad marknad uppdelad på fler
områden med färre aktörer vardera och därmed risk för sämre likviditet i varje enskilt område.

Det finns två huvudsakliga steg för en aktör att ta som vill täcka sin prisrisk i den nordiska marknaden.


3.2 **Vilka problem ser utomnordiska aktörer med nordisk marknadsdesign?**

Den nordiska marknadsdesignen har lyfts fram som lyckad i många sammanhang och har också, till stora delar, fått stå modell för den målmodell som tecknats för den inre marknaden. Det finns dock områden där det nordiska och det kontinentala synsättet inte stämmer överens. Ett av dessa områden är instrument för gränsöverskridande handel och metoder för områdesprissäkring. Den kritik som framförs mot den nordiska marknadsdesignen från andra håll i Europa är knuten till två frågor:

1. Ett generellt problem som framförs är att den nordiska och kontinentala handeln fungerar på olika sätt. Genom att transmissionsrätter (visserligen i olika utformning) är den vanligaste produkten för att hantera områdesprisrisken i Europa, upplevs, att de måste använda sig av andra produkter och ett annat sätt att hantera när de kommer till den nordiska gränsen som besvärligt. Några kontinentala aktörer har påpekat att de

---

15 Detta görs i den finansiella forward-marknaden, där NasdaqOMX Commodities är den dominerande handelsplatsen för systemprisforwards. För CfD-kontrakt dominerar fortfarande OTC-handel.
18 Hagman och Björndalen (2011).
upplever de olika sätt att handla som ett hinder för att konkurrera på den nordiska marknaden.

2. Utifrån kravet i FG CACM att det ska finnas instrument som kan handlas på likvida finansiella marknader på båda sidor om en gränsöverskridande förbindelse, har det diskuterats om så är fallet när man exempelvis kommer in i Sverige från söder. Här hänvisas således till att det inte räcker att det finns goda möjligheter att båda köpa och sälja systempriskontrakt med god likviditet, diskussionen har också gällt utbud av CfD-kontrakt i exempelvis elområde fyra (SE4). Avsaknaden av transmutationsrätter eller ett större utbud av CfD-kontrakt kan anses hindra konkurrens i forward-marknaden.

Kritiken betonar olika aspekter av den nordiska situationen, men hänger också till viss del samman med att det saknas erfarenhet och kunskap om hur den nordiska marknaden faktiskt fungerar.

Ur en kontinental europeisk kontext, där överföringsförbindelser mellan länder i många fall varit svaga, är inte heller konstruktionen med ett systempris och forwards som avräknas mot detta, vanligt förekommande. Traditionen att reservera fysisk kapacitet mellan hemmamarknaden och ”exportmarknaden” är stark. Likaledes har marknaden på kontinenten till stora delar präglats av bilaterala kontrakt, fysiskt avräknade avtal och en jämförelsevis begränsad finansiell handel.


På kontinenten har marknaderna mer påtagligt fortsatt att domineras av de större integrerade företagen, dvs företag som har såväl produktion som elhandel i sin verksamhet.
4 Instrumentens funktion i förhållande till nordisk marknadsdesign

En naturlig utgångspunkt i en analys av olika områdesprissäkringsinstrument är hur den nordiska marknaden fungerar idag och hur man skulle förvänta sig att den skulle utvecklas vid en förändring så som införande av handel med transmissionsrätter. För den här rapporten innebär det att utgångspunkten blir den befintliga nordiska marknadsmodellen som beskrevs i kapitel 3 där grunden är handel med systempris och områdesprissäkring med CfD.

Inledningsvis redovisas vad aktörerna i den nordiska marknaden har uttryckt angående funktionen av marknaden med dagens instrument kontra transmissionsrätter.

4.1 Vad säger marknadsaktörerna?

Flertalet av de aktörer i den nordiska marknaden, som har intervjuats i andra sammanhang de senaste åren19, har uttryckt tvåksamhet inför introduktion av transmissionsrätter i det nordiska systemet.


Flertalet av aktörerna med trading som huvudverksamhet var intresserade av FTR som en kompletterande produkt. Några av de fundamentala marknadsaktörerna gav uttryck för att FTR som komplement till CfD skulle kunna ge en bättre säkring för vertikalt integrerade företag med produktion i ett område och försäljning till kund i ett annat område. Samtidigt påtalades att huvuddelen av de nordiska aktörerna använder sig av bruttobudgivning där all försäljning och inköp av el görs separat från varandra via Nord Pool Spot, vilket innebär att deras handel inte sköts på detta sätt. Övriga aktörer var nöjda med att använda nuvarande system med systempriskontrakt kompletterade med CfD för säkring.

Flertalet av de intervjuade aktörerna i Hagman och Björndalen (2011) studier förutspådde att en introduktion av FTR skulle påverka systemoperatörens (TSO) beteende på kort sikt när det gäller planering av underhållsarbeten och hantering av störningar i nätet. Med FTR ökar incitamenten för TSO att minimera påverkan av problem på nätsidan på marknaden.

---

De nordiska reglermyndigheterna har genom sin samarbetsorganisation, NordREG, svarat ACER hur de nordiska aktörerna uppfattar att den långsiktiga prissäkringen fungerar i Norden. I en enkät fick aktörer i Norge, Danmark, Sverige och Finland möjligheter att svara på frågan om vad de tycker om transmissionsrätter. Svaren överensstämmer med de svar Hagman och Björndalen (2011) fick i sin intervjuserie, men i NordREG:s studie ingick även Danmark. De danska aktörerna har generellt en annan syn på transmissionsrätter än övriga Norden. I svaren skriver aktörerna att likviditeten i CfD-kontrakt är allt för låg i båda danska elområdena, och utan effektiva prissäkringsmöjligheter står danska aktörer kvar med områdesprisskrisen. Sammanfattningsvis var de danska aktörerna som svarade i undersökningen positiva till införande av transmissionsrätter i syfte att ge danska aktörer bra instrument för att hantera områdesprisskrisen.

Norska aktörer är i sina svar i princip helt eniga i att den nuvarande ordningen med CfD är vad de också i fortsättningen vill ha. De svenska aktörerna är också överens om att CfD är den produkt som bör användas för områdesprissäkring och att produkten inte bör ersättas. Några aktörer förde dock fram synpunkten att transmissionsrätter skulle kunna introduceras som ett komplement till CfD. Finska aktörer var, precis som de norska, av åsikten att CfD-kontrakt är den metod de behöver för att säkra sig mot områdesprisskillnader. De finska aktörerna förde också fram att likviditetens i CfD-kontrakten är viktig och att åtgärder för att förbättra likviditet ytterligare kan förbättra CfD-kontrakten funktion.


I en rapport om möjliga alternativ till områdesprissäkring på NorNed-kabeln mellan Norge och Nederländerna intervjuades norska och holländska aktörer. Femton aktörer intervjuades angående deras nuvarande strategier, deras preferenser och behov. Sammantaget finner rapporten att ingen av aktörerna ser behov av områdesprissäkring över NorNed. Två av producenterna såg däremot

---

20 NordREG (2012).
22 Redpoint (2013).
23 De intervjuade aktörerna var två TSO:er, en trader, tre börsar, fem producenter och fyra större industrier.
möjligheten att flytta sin position till en mer likvid finansiell marknad med hjälp av transmissionsrätter som en möjlighet.24

4.2 Analys av instrumentens för- och nackdelar

Tillgängligheten till överföringsskapacitet mellan de olika områdena påverkar värdet av produktionsresurser (intäkterna varierar med prismrådes-konstellationerna) och påverkar även de priser som förbrukarna i olika områden möter i DA-marknaden. Även genom den finansiella handeln i CfD-kontrakt tar marknadens aktörer idag positioner utifrån förväntad tillgänglighet i överföringskapacitet medan de själva inte har verktygen att påverka densamma.

4.2.1 Påverkan på aktörer

I Norden finns det, förutom i Danmark, ingen tradition på elmarknaden att handla med vare sig finansiella eller fysiska transmissionsrätter. Detta gör att det är svårt att med säkerhet uttala sig om vilka aktörer som själva kommer att handla med transmissionsrätter i Norden, om handel med sådana införs. Men oavsett om en aktör själv handlar med instrumenten eller inte, kan effekterna av dem komma att påverka denne genom föränderingar på marknaden gällande till exempel konkurrens, likviditet och transparens. Generella föränderingar i dessa diskuteras längre fram i texten.

Producenter

Utifrån sammanställningen av tidigare intervjuer med marknadens aktörer i Norden i kapitel 4.1, är det primärt vertikalt integrerade företag som även bedriver försäljning till slutförbrukare som kan ha intresse för transmissionsrätter. Det är också denna grupp av aktörer som tillsammans med tradingföretag som teoretiskt sett har störst användningsområde för instrumentet.

Ett vertikalt integrerat företag25 med kapacitet i område A och en kund i område B, säljer sin produktion i område A (finansiellt kan detta ske med CfD-kontrakt för område A) och köper sedan tillbaka motsvarande volym i område B (denna gång med köp av CfD – om man vill ha volymen prissäkrad). Om det istället fanns transmissionsrätter som företaget kunde köpa för att prissäkra överföringen mellan de båda områdena, skulle dessa kunna användas istället för CfD-kontrakt.

För ett vertikalt integrerat företag med produktion i ett område och en avsättningsmarknad i annat område, är det tydligt att transmissionsrätter skulle skapa ytterligare valmöjlighet för hur företaget genomför sina affärer. För rena produktionsföretag är fördelen med en ökad valmöjlighet inte lika uppenbar utan snarare tvårtom svår att se. Producenten säljer i det område denne befinner sig i. Att köpa transmissionsrättigheter för att sälja sin el i annat elområde torde som regel utgöra spekulation i felprissättning av rättigheten.

Elhandlare utan egen produktion

En elhandlare med egen produktion är ett vertikalt integrerat företag och effekterna för sådana företag diskuteras i avsnittet ovan. För en elhandlare utan egen produktion föreligger inte samma behov eller intresse av att använda

24 I rapporten kallar de denna användning av instrumentet för ”bridge to liquidity”.
25 Gäller företag som inte sköter sina affärer genom bruttobudgivning på NPS.
transmissionsrätter i sin prissäkring. Visserligen kan man säga att transmissionsrätter öppnar möjligheten för dessa att göra sina inköp i ett billigt område, ”föra över” energin till ett dyrare och där sälja det i stället för att göra inköp och försäljning i samma område. För att detta skulle vara lönsamt, skulle man dock behöva anta att marknaden inte fungerar effektivt och att dylika arbitragemöjligheter skulle vara tillgängliga på kontinuerlig basis. Annars kommer handelsstrategier av detta slag att vara av spekulativ natur och även kunna bringa betydande förluster. I en lågmarginalrörelse som elhandel, är det inte troligt att detta är en verksamhet som många skulle vilja engagera sig i.

Elförbrukare

Dessa scenarier torde dock vara både relativt ovanliga och dessutom uppträda med förhållandevis kort varsel och stor oregelbundenhet, varför det reguljära handelsinstresset från denna typ av aktörer är begränsat. Det bör dessutom noteras att en elförbrukare kan lösa problem av denna karaktär med de instrument som redan finns på marknaden. Effekten av en introduktion av transmissionsrätter i det fallet är därmed enbart att skapa ytterligare en valmöjlighet.

Sammanfattning påverkan på marknadens aktörer
Sammantaget förefaller det sannolikt att det, åtminstone initialt, är de aktörer som på koncernnivå omsätter de största volymerna som skulle se det största värdet av att få ytterligare ett instrument i portföljen. Där finns också de största resurserna att hantera och analysera ytterligare kontrakt samt, i vissa fall, även erfarenhet från andra marknader kring hur instrumenten fungerar och ger avkastning i den egna verksamheten.


4.2.2 Påverkan på TSO
Införande av transmissionsrätter kan påverka utställaren (TSO:n) på ett antal sätt. När TSO:n auktionerar ut framtidiga flaskhalsintäkter ger det en гаранterad intäkt i
form av premien. Utgifter till innehavaren av rättigheten blir flaskhalsintäkten för
den givna timmen. Så länge TSO:n inte har auktionerat ut större volym rättigheter
än det finns tillgänglig överföringskapacitet, har TSO:n ingen risk med auktionen.
Om volymen utställda rättigheter däremot är större än tillgänglig kapacitet, eller
om tillgänglig kapacitet av någon anledning reduceras till att understiga utställda
transmissionsrätter, kommer inte intäkterna från auktionen att täcka TSO:ns
kostnader. Detta brukar benämns firmness-risk.

Att utställaren av transmissionsrätter har en firmness-risk kan ses från två sidor.
För det första kan sägas att TSO:n genom att auktionera ut transmissionsrätter
utsätter sig för en finansiell risk. Om intäkterna från flaskhalsintäkterna och
auktionen tillsammans inte räcker för att kompensera köporna av
transmissionsrätterna, måste TSO:n som utställare av transmissionsrätterna ändå
täcka den kostnaden vilket kan betecknas som en finansiell risk. TSO har som
ägare till stamnäten intäkter från nätets användare. Om kostnaderna för att
kompensera ägarna av transmissionsrätter blir stora nog att påverka TSO:s
finansiella situation kan finnas behov att höja tarifferna för att kompensera
förlusterna. Alltså kan firmness-risken sägas vara en risk som slutligen backas upp
av alla nätkunder, dvs allmänheten.

Det går också att vända på resonemanget och säga att firmness-risken kan vara
något positivt ur effektivitshänseende för TSO:n och i förlängningen för
samhället. Även om TSO:erna idag arbetar i syfte att driva verksamheten så
effektivt som möjligt, skulle TSO:n genom försäljning av transmissionsrätter kunna
få ökade incitament att se till att maximal överföringskapacitet finns tillgänglig då
den värdesätts som mest. TSO:n är den aktör som har störst möjlighet att påverka
risken att överföringskapaciteten reduceras. Genom att auktionera ut
transmissionsrätter flyttas risken för överföringsbegränsningar till TSO:n, vars
kostnad kommer att överstiga intäkten om tillgänglig överföringskapacitet är lägre
än volymen försålda transmissionsrätter. TSO:n kan genom att t ex förlägga service
och reparationer av ledningar och nätstationer till tidpunkter när risken är lägst att
det påverkar marknaden, minska sin egen firmness-risk.27

Gällande firmness-risken finns ytterligare argumentation för hur den kommer att
påverka TSO:ns beteende, att ökade incitament för att tillhandahålla kapacitet inte
ger mer kapacitet utan istället får andra effekter. En möjlig åtgärd TSO:n skulle
kunna ta till istället är att minska den angivna maximala kapaciteten (NTC28) på
överföringsförbindelser för att minska s egen exponering. Om TSO:n agerar på
det viset får det till följd att den överföringskapacitet som tildelas marknaden
kommer att reduceras och de potentiella fördelar som skapats genom att flytta över
risk på TSO:n blir mindre. Detta gäller framförallt om krav ställs på att TSO:n ska
utfärda transmissionsrätter motsvarande en hög andel av överföringskapaciteten.
Om kraven är att endast en mindre andel av överföringskapaciteten ska
auktioneras är den potentiella risken mindre för TSO:n.

26 TSO:ns totala intäkter regleras av den nationella reglermyndigheten, i Sveriges fall Ei.
27 Firmness-problem kan även uppstå utanför TSO:s kontroll. Ett exempel från Sverige är om tillgänglig
kärnkraftkapacitet reduceras i SE3, vilket påverkar TSO:s möjlighet att tildela kapacitet mot SE4 pga att
det ej finns tillräckligt med reaktiv effekt för att upprätthålla överföringskapaciteten. Ett annat exempel
kan vara extern åverkan på överföringskaplar som minskar deras tillgänglighet. Det finns alltså även
risken som TSO ej kan påverka oavsett firmness-krav och incitament.
28 NTC är en förkortning av Net Transfer Capacity.
För att minimera ekonomisk påverkan för TSO:n, finns också en teoretisk möjlighet för dem att, vid tillfällen då risk finns för att flaskhalsintäkterna inte räcker till att kompensera innehavarna av transmissionsrätter, minska de marginaler som finns i regelverken gällande driften. På så vis ökas den tillgängliga kapaciteten till DA-marknaden men på bekostnad av nätets driftsäkerhet.

Ibland lyfts frågan om motpartsrisken vid auktioner av transmissionsrätter. Det finns en risk att köpare av transmissionsrätter går i konkurs och inte kan möta sina åtaganden. Att motparten inte kan möta sina åtaganden är dock inget unikt för transmissionsrätter, utan en risk som förekommer vid alla typer av affärsöverenskommelser. En sådan risk kan minimeras genom att introducera clearing-hus som motpart. Ett annat alternativ är genom att införa kreditkrav på köparen.


I sammanhanget kan också nämnas att det finns en diskussion kring huruvida auktioner av transmissionsrätter verkligen ger TSO:n avkastning i form av framtida förväntade flaskhalsintäkter eller om auktionen ger lägre intäkter. Hagman och Björndalen (2011) diskuterar hur krav på riskpremier hos handlare gör att auktioner av transmissionsrätter aldrig kommer att resultera i ett pris som motsvarar förväntade flaskhalsintäkter utan priset blir systematiskt lägre. I en teoretisk diskussion skulle kunna hävdas att om det endast fanns aktörer med spekulationsintresse och dålig konkurrens råder vid auktionstillfället, skulle resultatet bli ett lägre pris än förväntade flaskhalsintäkter. Om det däremot deltar ett större antal aktörer kommer troligtvis denna arbitragemöjlighet att handlas bort. Finns det dessutom fundamentala aktörer i auktionen (som är där för att prissäkra en områdesrisk) är det svårt att se att någon underprissättning kommer att bestå på lång sikt. Slutligen är svaret på den frågan empiriskt.

En av TSO:ns uppgifter idag är att tillhandahålla överföringskapacitet. Om man endast ser till de ekonomiska effekterna, är det idag inte entydigt att TSO:ernas intäkter alltid maximeras av att hålla en hög tillgänglighet. Detta eftersom flaskhalsintäkterna är en funktion av prisskillnaden mellan två områden multiplicerad med volymen som överför. I vissa situationer kan en lägre tillgänglighet alltså resultera i en högre intäkt. Det bör dock poängteras att det inte finns några starka skäl att förvänna att nordiska TSOer systematiskt skulle förhindra upprätthållande av en god tillgänglighet i överföringskapaciteten i syfte att få en större intäkt. För det första bidrar, som diskuterats ovan, flaskhalsintäkterna inte till TSO:ernas vinst då dess användning är reglerad. För
det andra är deras övergripande uppdrag ändå inte att generera vinst utan att maximera den samhällsekonomiska nytta av det gemensamt ägda stamnätet.


4.2.3 Likviditet

I diskussioner om väl fungerande finansiella marknader kommer inte allt för sällan begreppet likviditet på tal. Likviditet är ett mångfasetterat begrepp som kan rymma olika innebörder. En vanlig användning av ordet likställe r det i princip med ordet ”omsättning”, där en högre omsättning alltid medför en bättre likviditet. Det finns också en ytterligare aspekt på likviditet (som framför allt används i finansiella sammanhang), där antalet tillgängliga köpare och säljare av ett visst instrument i ett givet ögonblick också ingår i bedömningen. Om det alltid finns flera som är villiga att göra affärer i instrumentet är det lättare för en aktör att gå in i och ut ur en position och likviditeten anses då vara bättre än om det är en ”tunn” marknad man möter med bara ett fåtal tänkbara motparter. Generellt sett är spreadarnas storlek mindre i en marknad med god likviditet, där många aktörer med olika intresse i marknaden hela tiden förhandlar om priset. I denna rapport används begreppet likviditet med båda dessa innebörder.

Påverkan på volymer i DA-marknaden

kapaciteten används för flöde i rätt riktning, dvs från lågpris- till högprisområde. Detta sker genom marknadskopplingen i DA-marknaden.

**Påverkan på möjlig volym för områdesprissäkring**

Hur stor volym som kan tillhandahållas till marknaden varierar med de olika instrumenten och med hur emitterad volym skapar firmness-risk hos TSO:n.

För CfD-kontrakt är volymen teoretiskt obe格änsad, då antalet utställda CfD-kontrakt inte behöver vara kopplad till den fysiskt installerade kapaciteten på någon överföring i systemet. CfD-kontrakten är inte heller i grunden behäftade med någon typ av firmness-risk.

FTR-obligationer kan under vissa förutsättningar emitteras i båda riktningarna på en kabel. Detta ger möjlighet att netta de utestående åtagandena mot varandra, vilket också ger TSO:n möjlighet att emittera obligationer i volymer som inte nödvändigtvis är kopplade till installerad effekt på överföringsförbindelserna. För FTR-optioner och PTR (UIOSI) begränsas dock den emitterbara volymen av kapaciteten på förbindelserna mellan de berörda områdena.

**Påverkan på OTC-handel**


- **Kraven att ställa säkerheter för tagna positioner är mindre i och med att det inte finns något clearing-hus som kräver säkerheter för att cleara handeln (aktörerna har ofta uppställda handelslimiter mot varandra på bilateral basis), det kan dock finnas möjlighet att cleara kontrakten.**
- **De handlade kontrakten kan vara mer unikt utformade för de båda parterna jämfört med standardkontrakten som omsätts i stora volymer på börserna. På elmarknaden kan detta till exempel handla om olika typer av strukturerade produkter och kontrakt med avvikande profil (en varierande avräknad volym per tidsenhet).**
- **Volymer, priser m.m behöver inte visas fullt ut för den övriga marknaden, om företag inte önskat att de skall det. Dvs transparensen i OTC-handeln är lägre än vid börshandel.**

Den bilateralala handeln kan tillföra ett värde för marknadsaktörer främst genom att kontrakten kan skräddarsyas för att matcha mot exempelvis utestående positioner gentemot tredje part. Men för att uppnå en ökad transparens i marknaden, har det traditionellt ansetts väsentligt att andelen av bilateral/OTC-handel inte blir för stor, då det minskar tillförlitligheten i prisangivelser och ökar transaktionskostnaden för alla som söker ett pris i marknaden.29

---

29 Energimarknadsinspektionen (2010).
De olika typerna av transmissionsrätter används på olika sätt för bilateral handel. FTR avräknas finansiellt och innebär att aktörer i olika elområden som önskar handla med varandra måste göra det via börsen. Givet det finns inga skäl att förvänta att andelen bilateral handel skulle öka.

Om aktörerna istället använder fysiska transmissionsrätter kan kapacitet nomineras och bilateral handel kan göras utan att elbörser behöver involveras vilket gör det enklare att handla med bilaterala avtal. Då dessa volymer inte behöver budas in på DA-marknaden minskar transparensen i det ledet. Det skulle även kunna påverka deltagande i den finansiella marknaden, då det bilaterala kontrakten även kan innehålla inslag av långsiktig prissäkring. En minskad användning av börsen som handelsplats minskar, allt annat lika, tillförlitligheten i börspriserna och riskerar att starta en nedåtgående spiral i graden av öppenhet i handeln.

**Påverkan på CfD-marknaden**

I Sverige pågår sedan tidigare en diskussion om transmissionsrätters påverkan på CfD-handeln. En viktig fråga i den diskussionen är huruvida instrumenten är komplementära eller substitutiva i förhållande till varandra.30

Teoretiskt sett har handel med transmissionsrätter potential att ge ett ökat utbud av uteställare av CfD-kontrakt om instrumenten är komplementära. Detta skulle exempelvis kunna synas i områden där det råder ett underskott av fundamentala säljare i förhållande till antalet köpare. Logiken bakom detta är att möjligheten att köpa transmissionsrätter från ett angränsande överskottsområde till underskottsområdet, ger producenter även i överskottsområdena den säkerhet de behöver för att ställa ut CfD-kontrakt i ett område där de annars inte har en bakomliggande fysisk tillgång för prissäkring av den position de tar i CfD-marknaden. Många menar att detta är precis vad som skett i området DK1 (Jylland, Danmark), där det handlas PTR-kontrakt gentemot Tyskland. Förhållandena i områdena DK1 och DK2 (Själland, Danmark) är i många avseenden likartade. I båda regionerna finns det begränsade mängder baskraftproduktion, varför antalet naturliga säljare av CfD-kontrakt också är begränsat. Trots de likartade förutsättningarna i de båda danska regionerna, kan man dock se att handeln i CfD-kontrakt för DK1 generellt överstiger den i DK2. I några av de just nu aktuella terminskontrakten (t ex kvartalskontraktet Q4-13 och årskontraktet YR-14), är handelsintresset, mätt som Open Interest31, i produkter för DK1 30-100% högre än för DK2.32 Historiska värden för 2011 och 2012 visar också på en högre handelsaktivitet i kontrakten för DK1, även om hänsyn tas till att den underliggande förbrukningen i DK1 är större än i DK2.33

Det finns också invändningar mot att transmissionsrätter ger ett större utbud i CfD-marknaden. Hagman och Björndalen (2011) anför att förekomsten av FTR lika

---

30 Att två instrument är komplementära innebär att de kan användas tillsammans för att förstärka varandra medan varor som är substitutiva konkurrerar med varandra och träger ut varandra.
31 Open Interest utgör det sammanlagda antalet utesående kontrakt som inte har stängts av marknadens aktörer.
32 Marknadsdata hämtat från Montel 11 september 2013.
gärna kan föranleda aktörer i underskottsområdet att välja att prissäkra sig i överskottsområdet i stället. Skulle detta vara fallet, riskerar likviditeten att avta i de CfD-kontrakt som redan idag är svåra att omsätta.

Ytterligare ett argument mot att introducera nya instrument på marknaden är att det bland marknadens aktörer finns en begränsad mängd pengar att placera i finansiella instrument. Om antalet instrument att handla med blir fler, sprids kapitalet ut på detta större antal produkter och följaktligen minskar kapitalet i genomsnitt per produkt. Om så är fallet kommer det inte ha någon betydelse om instrumenten är komplementära eller substitutiva, likviditeten i varje instrument kommer ändå att minska.

Sammantaget beror frågan om effekterna för CfD vid en introduktion av transmissionsrätter till stor del på om dessa är substitutiva till varandra eller om de är komplementära. De praktiska erfarenheterna av att införa transmissionsrätter i en väl etablerad elmarknad som baseras på ett starkt systempris för områdessäkring, är mycket begränsade, varför det i princip inte är möjligt att ge ett entydigt svar på frågan om huruvida FTR- och CfD-kontrakt är komplementära eller varandras substitut. De erfarenheter som kan fås från PTR handeln på gränsen mellan västra Danmark (DK1) och Tyskland ger inga entydiga signaler åt något håll. De teoretiska argumenten visar inte heller något entydigt svar vilket gör det svårt att i dagsläget uttala sig om utfallet.

Påverkan på priser och prisbildning

Handel med transmissionsrätter torde inte i någon större utsträckning påverka den allmänna prisbilden i Norden på kort sikt. Så länge vi har en marknad och prisbildning som baseras på fundamentala marginalkostnadsnivåer för produktion av el med olika teknologier, är de förändringar som införande av transmissionsrätter kan medföra relativt marginella.

Detta behöver inte nödvändigtvis innebära att det inte går att tjäna eller förlora pengar på att handla med transmissionsrätter. Däremot är påverkan på elpriset, ur ett slutförbuckaperspektiv, troligtvis försumbar.

De kostnadsparametrar som kan komma att förändras är framför allt kostnader för handlare att införa nya komponenter i sina tradingsystem samt förändrade spreadar (till det bättre eller sämre, beroende på hur man bedömer att transmissionsrätter skulle påverka CfD-marknaden) i existerande CfD-produkter.

4.2.4 Påverkan på transparens

Transparens i en marknad gäller i första hand tillgång till information på lika villkor.

denna osäkerhet, ett i förväg okänt mönster av nomineringar under dygnets timmar och på olika förbindelser vägas in. Innehavare av transmissionsrätter (särskilt om innehavet består av större poster) får ur detta perspektiv ett potentiellt informationsövertag gentemot övriga aktörer. Totalt sett är risken att transparensen minskar i marknaden. Genom att rätten till delar av flaskhalsintäkten potentiellt finns hos aktörer med produktionsintressen, riskerar det att bli svårare för marknadens aktörer att analysera sina branschkollegors incitament och budstrategier i det korta perspektivet.

Trots att finansiella transmissionsrätter inte ger samma direkta effekt i DA-marknaden och tilldelade kapaciteter, kan man argumentera för att transparensen i DA-marknaden potentiellt försämras även med FTR:er. Tillgången till en del av flaskhalsintäkten ger då innehavarna av transmissionsrätter en delvis annan utgångspunkt i budgivningen än övriga aktörer. Idag finns det ingen aktör (annat än möjliga TSO:n) som tjänar på att det uppstår flaskhalsar i systemet. Med rätten till flaskhalsintäkter, kommer dock en del av marknadens handlande aktörer att hamna i situationen att de kan tjäna pengar även på flaskhalsar. Detta förhållande kan uppfattas som problematiska, inte minst i förhållande till positionen för dominerande aktörer med produktion på båda sidor av en förbindelse.

Effekten av detta ska inte överbodas, men om dessa ”blandade incitament” och minskad transparens skulle uppfattas som besvärande för övriga aktörer, är det tänkbart att dessa i framtiden skulle bli mindre intresserade av att ställa ut CfD-kontrakt. Utfallet av dessa kontrakt kommer då inte endast bero av TSO:n tilldelade kapaciteter och marknadens bud i DA-marknaden, utan även konkurrensers strategiska utnyttjande av möjligheter till nominering samt altererade strategier för att optimera värdet på den totala portföljen.

4.2.5 Påverkan på andrahandsmarknad


Påverkan av instrumenten gällande andrahandsmarknad handlar mer om skillnader mellan optioner och obligationer än om skillnader mellan PTR och FTR. En PTR (UIOSI) och FTR option fungerar likvärdigt gällande handel på en andrahandsmarknad medan likviditeten på andrahandsmarknader troligtvis kommer vara högre för FTR obligationer än för optioner. Orsaken är att det finns möjlighet för TSO att sälja fler FTR obligationer än optioner. Givet att det finns efterfrågan på obligationer i båda riktningarna har TSO:s möjligheten att netta FTR obligationer och därmed ställa ut fler rättigheter per MW ledning än för optioner.
För att en andrahandsmarknad ska fungera utan inblandning av TSO krävs för FTR obligationer att ett clearing-hus involveras. Utan denna funktion som kan hantera kreditrisker för TSO:n måste TSO godkänna varje köp på andrahandsmarknaden. Men oavsett vilket instrument det gäller måste TSO:n informeras om vem innehavaren är, utan den informationen kan inte TSO:n ersätta aktörer som ska ha ersättningskrav om instrumenten förfaller till användning, eller kräva ersättningskrav från FTR obligationsinnehavare om områdespriser visar att så är utfallet.

CfD-kontrakt å andra sidan handlas som tidigare beskrivits utan något primärt auktionsförfarande. Ur det perspektivet kan det inte sägas finnas någon första- eller andrahandsmarknad.

4.2.6 Påverkan på konkurrens
Huvudanledningen att införa transmissionsrätter är i enlighet med FG CACM att förbättra konkurrensen i forward-marknaden genom att tillhandahålla effektiva instrument för att hantera risker att priser skiljer sig mellan budsäkerhet. För att analysera instrumentens påverkan på övergripande konkurrens måste tre delar analyseras, konkurrens i det inledande auktionsförfarandet och effekter på konkurrensen i DA- respektive forward-marknaden.

Konkurrens i auktionsförfarandet
Vad gäller konkurrens i själva auktionsförfarandet finns det ett antal frågor som behöver redas ut.

1. Hur många aktörer är intresserade av att delta i auktionen?
2. Vilka typer av aktörer är med i auktionen?
3. Vilka aktörer är villiga att betala mest för transmissionsrätter?

Det är inte helt enkelt att i förväg veta hur många och vilka aktörer som skulle vara intresserade av att handla med transmissionsrätter. I Hagman och Björndalen (2011) analyseras vilka aktörer som är mest intresserade av att transmissionsrätter införs i den nordiska marknaden. Rapportens slutsats är att det främst är finansiella aktörer (traders), stora industrikunder med konsumtion i flera budområden samt vertikalt integrerade energiföretag med produktion och konsumtion i olika budområden som skulle vara intresserade av transmissionsrätter. Som slutsats kommer de också fram till att flertalet nordiska aktörer troligtvis kommer att hålla kvar vid den modell som används idag och inte använda transmissionsrätter, dvs antalet aktörer som handlar transmissionsrätter riskerar att bli få.

Denna slutsats får stöd av ENTSO-E som kommer fram till slutsatsen att det är möjligt att endast ett mindre antal aktörer är intresserade av att delta i auktion om transmissionsrätter.34 NordREG35 genomförde en publik konsultation i arbetet att svara frågor om transmissionsrätter till ACER, i vilken nordiska aktörer tillfrågades om sina åsikter kring transmissionsrätter. Förutom danska aktörer var

34 ENTSO-E (2012).
35 NordREG (2012).
de framhållna åsikterna att det nordiska systemet med CfD var det system man vill ha kvar. Sammantaget verkar de nordiska aktörerna, förutom ett mindre antal, inte vara intresserade av transmissionsrätter som ett komplement. Utifrån detta kan dock inte med säkerhet dra slutsatsen att endast ett fåtal aktörer kommer att vara delaktiga i auktioner av transmissionsrätter, då det är möjligt att aktörer väljer att använda instrumentet när det finns tillgängligt för handel. Det finns dock en potentiell risk för att endast ett fåtal aktörer deltar och om så skulle bli fallet kan det skapa potentiella konkurrenspåverkan i form av att det underlättar prissamarbeten.

I en jämförelse av auktionsförfarandet mellan PTR och FTR kan det konstateras att PTR som är en fysisk transmissionsrätt kräver ett nomineringsförfarande för användning. FTR är ur ett administrativt perspektiv mindre komplext vilket innebär att det har en fördel då det minskar inträdeshindren för aktörer att vara med och handla.

En fråga med anknytning till ovanstående är om auktioner av transmissionsrätter ger fördelar till specifika aktörer. I Sverige har tidigare diskuterats att det är de stora aktörerna som har visat intresse att köpa transmissionsrätter och att det i förlängningen leder till snedvidningar i konkurrensförutsättningarna på DA-marknaden med konsolidering som följd.36 Frågan är inte lätt att analysera då det, så långt vi känner till, inte finns några empiriska bevis i ämnet. I stället får analysen utgå ifrån teori och intervjuer med potentiella aktörer. I enlighet med vad Hagman och Björndalen (2011) kom fram till i sin utfårgning av aktörer är det aktörer med åtaganden i flera budområden som är intresserade av transmissionsrätter. Dessa aktörer är oftast relativt stora. Men att de är stora och intresserade av transmissionsrätter innebär inte med automatisk att det gynnar dem på mindre företags bekostnad.

I ett teoretiskt perspektiv visar ENTSO-E att aktörer med marknadsmakt på DA-marknaden kan köpa PTR/FTR och därigenom öka sin marknadsmakt. De visar också att ett sådant företag har högre betalningsvilja för transmissionsrätter än övriga aktörer och därmed kommer att vinna auktionerna på bekostnad av mindre aktörer.37

Booz&Co (2011) argumenterar istället för att när det gäller PTR så kommer inte monopolisten att ha högsta betalningsviljan. Istället är det traders som har högsta betalningsviljan och därmed kommer bjuda högst.38

Vilka aktörer som gynnas av olika instrument är med andra ord osäkert, om det gynnar stora företag finns självlklart en potentiell risk för konsolidering, ökad marknadskoncentration och potentiellt sämre konkurrens.39 Om ytterligare instrument läggs till de redan befintliga ökar också marknadens komplexitet vilket vanligen inte är till fördel för mindre företag med mer begränsade möjligheter att

36 Oberoende elhandlare (2011).
37 ENTSO-E (2012).
38 Booz&Co (2011) bygger sin argumentation på att producenten enbart kommer att erhålla den inhemiska marginalintäkten från att använda PTR:n medan tradingföretaget kommer att erhålla PTR:s fulla marknadspris vilket definitionsmässigt är högre än marginalintäkten.
39 Det bör poängteras att en konsolidering i sig inte ger sämre konkurrens i en marknad.
delta på många olika handelsplatser och att upprätthålla den kritiska massa av kunskap som krävs för att kunna konkurrera på marknaden.

CfD-kontrakt handlas, till skillnad från transmissionsrätterna i sin vanligaste form, kontinuerligt och av marknadsaktörerna själva, det vill säga det finns ingen inledande auktion av en begränsad mängd rättigheter som för FTR och PTR. Utifrån det finns inget att säga om konkurrens i auktionsförfarandet. Istället kan diskuteras hur CfD ställs ut och vilka villkor som påverkar konkurrensen i detta. CfD är ett finansiellt instrument vars pris precis som andra instrument bestäms av utbud och efterfrågan. Utbudet beror av antalet utställare och CfD ställs vanligen ut av producenter med baskraft i det område som CfD:n avser. Värdet på CfD baseras i sin tur på förväntade prisskillnader mellan systempriset och områdespriset. För att påverka värdet på CfD:n måste aktörerna påverka förväntad prisskillnad hos andra aktörer. Detta kan göras exempelvis genom att begränsa utbudet av CfD eller sätta högre pris på CfD. I ett område med ett fåtal utställare av CfD skulle de då potentiellt kunna påverka priset på CfD.

**Konkurrens i forward-marknaden**

Ett av syftena med att FG CACM föreskriver att TSO:er ska ställa ut transmissionsrätter på de förbindelser där det saknas likvida finansiella marknader på båda sidor om förbindelsen, är att de finansiella marknaderna ska kunna fungera bättre.

Genom att transmissionsrätterna ger möjlighet för en aktör på ena sidan om förbindelsen att handla även på den andra sidan, ökar den potentiella konkurrensen i forward-marknaden.

Applicerat på situationen i den nordiska marknaden, skulle konsekvensen inte primärt vara en förbättrad konkurrens i systemprisavräknade forwards – även om detta också är möjligt. Det är i första hand handeln i produkter för enskilda budområden som skulle kunna öka. Det skulle alltså möjliggöra en förstärkt CfD-handel med en utjämnande av antalet köpare och säljare i områden med regionala obalanser.

**Konkurrens i DA-marknaden**

Effekterna för konkurrensen på DA-marknaden beror på vilket instrument det gäller. Framförallt handlar det om skillnader mellan fysiska transmissionsrätter och finansiella dito.

Enligt flera förespråkare av transmissionsrätter, finns det en positiv effekt av att TSO:n måste sälja transmissionsrätter på överföringsförbindelser genom att det skapar incitament för TSO:n att hålla kapaciteten till marknadens förfogande.

Dagens modell att TSO erhåller flaskhalsintäkter när det blir begränsningar i överföringskapaciteten innebär i praktiken att TSO får en intäkt av något som kostar marknaden pengar. Genom att auktionera ut transmissionsrätter auktionerar TSO ut framtida flaskhalsintäkter vilka ska betalas med flaskhalsintäkterna från DA-marknaden. Om TSO gör underhåll och reparationer i systemet på höglasttimmar och därmed plockar bort kapacitet från marknaden riskerar TSO att kostnaderna att ersätta innehavaren av transmissionsrätten blir högre än intäkterna från flaskhalsen. Den risken bör TSO:n vara intresserad av att
minimera och därmed försöka tilldela marknaden så mycket kapacitet som möjligt – inte minst under de perioder då priset är högt och värdet av tillgängligheten är som störst. Det innebär att tillgänglig överföringskapacitet kan bli högre än i dagens situation, vilket kommer DA-marknaden till godo och är positivt för de övergripande konkurrensförutsättningarna.

Som motargument till detta kan anges att TSO:n, i syfte att minska sin firmnessrisk, kan vara intresserad av att tilldela en mindre del av överföringskapaciteten till auktionerna av transmissionsrätter eller, om andelen som ska auktioneras är harmoniserad i EU-regelverk, försöka hålla nere överföringsförbindelsens officiella kapacitet.


4.3 Instrumenten i relation till konsumentnytta och den nordiska slutkundsmarknaden

De som till sist kommer att använda den el som produceras och som kommer att betala för elen är slutkunderna. Därför är det viktigt att komma ihåg att oavsett vilka förändringar som diskuteras så kommer de att påverka kundernas nytta.
4.3.1 Effekter på konsumentnytta

När begreppet konsumentnytta diskuteras i rapporten, görs det utifrån att konsumenter generellt kan anses dra fördel av ökad konkurrens, valfrihet, lägre priser och marknadsförhållanden som bygger trovärdighet och tillförlitlighet. 

Således, om marknaden huvudsakligen skulle utvecklas i denna riktning, ökar konsumentnytta.

I kapitel 4.2 diskuterades effekterna för konkuransen i olika led vid introduktion av transmissionsrätter. Där nämndes inget om effekterna på slutkunderna förutom att konkurrenseffekter spiller över och påverkar kunderna. Sannolikheten för överspilningseffekter från DA-marknaden och forward-marknaderna är hög eftersom kunderna är de som till sist ska betala för elen och det är till priser som sätter på dessa marknader som de flesta kundavtal refererar. Om en introduktion av transmissionsrätter förbättrar konkurrensen är det till fördel för kunderna och tvärtom.

En introduktion av PTR i det nordiska systemet riskerar, som det beskrivs i kapitel 4.2.6, att påverka konkurrensen negativt i DA-marknaden. Detta då PTR som nomineras tar överföringskapacitet från DA-marknaden. Men även om innehavaren inte konsekvent nominerar PTR:n skapar instrumentet ökad osäkerhet för övriga aktörer gällande vilken överföringskapacitet som kommer att finnas till förfogande nästkommande dag. PTR kan också komma att bidra till ökad bilateral handel vilken försämrar transparens och likviditet på DA-marknaden. Försämrad transparens och lägre likviditet ökar inte konsumentnytta. Sammantaget är det svårt att hitta positiva effekter för konsumentnytta med introduktion av PTR som komplement till CfD på den nordiska elmarknaden. En möjlig positiv effekt skulle vara om PTR och CfD är komplementära produkter och introduktion av PTR ger fler aktörer möjlighet och incitament att erbjuda CfD-kontrakt i områden med underskott av baslastproduktion. Den potentiella effekten är dock inte unik för PTR utan generell för transmissionsrätter och diskuteras mer utförligt nedan när effekter av FTR tas upp.

Introduktion av FTR som komplement till CfD påverkar inte likviditeten på DA-marknaden på kort sikt då FTR är en finansiellt avräknad produkt som inte påverkar fysiska flöden. Som beskrivs i kapitel 2.2, är CfD och FTR olika i termerna att CfD vidmakthåller systempriskonstruktionen med tillhörande områdespriser medan FTR är baserat på och verk för handel mellan olika områden. Att det förhåller sig så gör att det finns en risk att introduktion av FTR skulle kunna leda till en glidning från dagens modell mot en modell baserad på handel elområde till elområde. En sådan utveckling riskerar att utarma likviditet i systemprishandeln och på sikt även i DA-marknaden. Försämrad likviditet kan påverka aktörernas förtroende för marknaden och få dem att handla mer bilateralt än i dagens system.

För en positiv inverkan på konsumentnytta behöver CfD och FTR vara komplementära produkter. Om så är fallet kan, som diskuterades i kapitel 4.2.3, antalet utställare av CfD i områden med produktionsunderskott öka. Detta genom att producenter i närliggande överskottsområden genom köp av FTR får den

---

40 För diskussion om konsumenters nytta av konkurrens, valfrihet etc. se t.ex Carlton och Perloff (1994).
områdesprissäkring de behöver för att kunna ställa ut CfD i underskottsområdet utan egen baslastproduktion som säkerhet i området. Blir detta resultatet av produktternas komplementäritet finns möjlighet att konkurrensen i forward-marknaden ökar i underskottsområdena. Ökad konkurrens har möjlighet att minska spreadarna i handeln med CfD och i förlängningen minska det pris som konsumenterna betalar för områdesprisrisken i underskottsområden.

I kapitel 4.1 diskuterades även vilka aktörer som potentiellt drar nytta av en introduktion av transmissionsrätter. Utifrån intervjuer och tidigare studier är det svårt att i förväg avgöra vem som har högst betalningsvilja för transmissionsrätterna. Det finns såväl erfarenheter från intervjuer samt teoretiska argument för att det är stora marknadssaktörer med potential att påverka marknadsutgången som har högst betalningsvilja. Samtidigt finns också argument åt andra hållet, att fundamentala aktörer aldrig kommer att ha högre betalningsvilja än traders. Om resultaten från de tidigare genomförda intervjuerna med marknadens aktörer i Norden stämmer och det primärt är större och mer kapitalstarka aktörer som kommer att vilja och därutöver ha möjlighet att professionellt och kontinuerligt handla framgångsrikt med transmissionsrätter, leder införande av dessa instrument sannolikt till en försämrad konkurrens. Detta genom att införandet av transmissionsrätter skapar en obalans mellan stora och små aktörer och höjer inträdesbarriärerna i delar av marknaden. På sikt torde detta leda till risk för sämre konkurrens och högre priser för slutkunder.

Även om CfD och transmissionsrätter är komplementära produkter och därigenom ökar konsumentnyttan i underskottsområden, finns risk för att nettot av en introduktion blir negativt för samhället. Effekterna av ökad konkurrens och bättre spreadar i underskottsområdena sker genom att systemoperatören går in på marknaden och tar en aktiv roll och en ändrad risk i förhållande till idag. Systemoperatörens så kallade firmness-risk kan potentiellt i perioder generera förluster för TSO:n, som denne ej kan täcka med flaskhalsintäkter. Om det är fallet finns en risk att systemoperatören behöver täcka sina förluster genom att höja nätatifferna för sina kunder, vilka är konsumenterna i hela landet. Detta innebär alltså att en potentiell vinst för några konsumenter måste sättas i förhållande till den transferering av kostnader till hela samhällskollektivet och den förmögenhetsöverföring som kan ske från samhället i form av systemoperatör och konsumenter till de aktörer som köpt transmissionsrätter.

Med utgångspunkt i den nordiska marknadsmodellen finns det vissa risker i att introducera ytterligare produkter. Ett av kännetecknen för den nordiska marknaden har varit en hög grad av transparens och högt förtroende för prisbildningen på både Nord Pool Spot och Nasdaq OMX. Att komplettera marknaden med ytterligare ett instrument är bra utifrån att marknadens aktörer får ytterligare valmöjligheter men negativt utifrån att marknaden blir mer komplex och svårare för aktörerna att förstå och genomlysas. Att marknaden blir svårare att förstå innebär att aktörerna funderar över hur, och i vilken marknad de ska agera. Om förtroendet för marknaden minskar finns risk att de istället går över till ökad bilateral handel vilket är en marknadsform med lägre transparens och högre

---

41 Hagman och Björndalen (2011).
42 ENTSO-E (2012).
43 Booz&Co (2012).
transaktionskostnader. Denna utveckling är negativ för den nordiska modellen men också för den övergripande konkurrensen, i och med att ökad bilateral handel minskar transparensen och ökar transaktionskostnaderna.


4.3.2 Effekterna på arbetet med nordisk slutkundsmarknad

Vad gäller effekterna av olika områdesprissäkringsinstrument för införandet av en gemensam nordisk slutkundsmarknad, bör dessa vara begränsade givet att de nordiska länderna agerar lika vad gäller införande av instrument. Med en fortsatt användning av enbart CfD, står vi i samma situation som vi gör idag där nordiska aktörer vet hur instrumenten fungerar.

Även om effekterna kan antas vara små, finns det en risk att införande av transmissionsrätter i Norden, som kompletterar CfD-kontrakten, påverkar nordisk slutkundsmarknad. Detta även om länderna introducerar instrumenten på lika sätt.

En introduktion av ytterligare ett instrument ger aktörerna ytterligare valmöjlighet men också en mer komplicerad marknad. En mer komplicerad marknad gynnar aktörer med finansiell styrka och kompetens, vanligtvis större aktörer. En mer komplicerad marknad riskerar att avskräcka aktörer (exempelvis ett antal av de större slutkunder som idag finns representerade som aktörer hos Nord Pool Spot och/eller NasdaqOMX) från att handla på börsen till att övergå till bilateral handel. Sammantaget finns därmed en risk att en introduktion av transmissionsrätter i Norden kan påverka företag så att det blir färre aktiva parter i handeln på den nordiska slutkundsmarknaden. Som beskrivs i kapitel 4.2 riskerar ökad bilateral handel också att försämra likviditet på de öppna handelsplatserna samt minska transparensen. Om så blir utfallet skulle det på sikt sannolikt minska möjligheterna för den nordiska slutkundsmarknaden att fungera så bra som den skulle kunna göra.

Om de nordiska länderna introducerar olika typer av instrument, kommer handeln mellan länderna att försvåras och därmed göra det mer besvärligt för aktörer som har avsikt att agera som elhandlare i flera nordiska länder.

I en jämförelse mellan introduktion av FTR och PTR som komplement till CfD innebär PTR en större risk för påverkan på nordisk slutkundsmarknad. Orsaken är, som diskuterats tidigare, att nominerade PTR tar bort kapacitet från DA-marknaden vilket påverkar DA-marknaden negativt i form av lägre likviditet och potentiellt sämre trovärdighet. I vilken omfattning som trovärdigheten påverkas, beror till viss del på hur stor andel av den totala volymen som handlas via DA-
marknaden och om den sjunker drastiskt vid introduktionen av PTR på grund av att fler aktörer väljer att handla bilateralt.

4.4 Nordisk marknadsdesign, transmissionsrätter och den inre marknaden för el

I FG CACM och i utkast till NC FCA nämns finansiella och fysiska transmissionsrätter som de instrument som i första hand ska användas för att hantera områdesprisrisken. I regelverken nämns också att finansiella instrument får användas. I FG CACM skrivas att förutsättningen är att det finns likvida finansiella marknader på båda sidor av överföringsförbindelsen. Ur ett svenskt och nordiskt perspektiv är den aktuella frågan om transmissionsrätter kommer att introduceras i Norden genom reglering i nätkoder eller om den nordiska modellen kommer att fortsätta få utvecklas utan reglerad introduktion av transmissionsrätter. De nordiska aktörerna har som beskrivs i kapitel 4.1 indikerat att den nordiska modellen med systempriskontrakt och finansiell områdesprissäkring med CfD fungerar väl för deras behov av områdesprissäkring. Generellt anser aktörerna att ytterligare instrument för att säkra områdesprisrisker inte är nödvändiga. De nordiska tillsynsmyndigheterna har inom ramen för NordREG i en skrivelse till ACER från år 2012 också konstaterat att den nordiska modellen fungerar väl och att det inte finns några behov att också införa transmissionsrätter i Norden.44


Som beskrivs ovan så är det svårt att förutså hur skrivningar i NC FCA kommer att utvecklas framåt i tiden. Innan nätkoden passerat ACER och genom kommitologiförarandet kvarstår många diskussioner och förhandlingar där förändringar kan ske. I nordisk kontext är det viktigt att poängtera att CfD fungerar väl och är ett effektivt instrument för fundamentala aktörer att hantera områdesprisskillnader inom Norden. CfD som finansiellt instrument inom Norden fungerar också som områdesriskhanteringsinstrument utifrån vad som föreskrivs i tredje paketet och målmodellen för en inre marknad för el.

Då den nordiska marknadsmodellen fungerar väl för aktörer med områdesprissäkringsbehov och inga övertygande bevis kan påvisas till transmissionsrätternas fördel är det centralt att Sverige och Norden arbetar för att bibehålla möjligheten att använda finansiella instrument för områdesprissäkring. Det är viktigt att det finns tydliga och transparenta kriterier för på vilka grunder områdesprissäkringsinstrument ska införas.

---

44 NordREG (2012).
5 Sammanfattande analys, slutsatser och förslag


I den nätkod som reglerar forward-marknaderna (NC FCA), föreslås att de europeiska systemoperatörerna åläggs en skyldighet att auktionera ut transmissionsrätter i syfte att underlätta för marknadens aktörer att hantera områdeprisrisken och att konkurrera i forward-marknaden genom gränsöverskridande handel.

Det slutgiltiga innehållet i nätkoderna är ännu inte beslutat, men nuvarande förslag innehåller tre huvudsakliga kontraktstyper som är avsedda att möjliggöra handel över marknadsgränser. Dessa är fysiska och finansiella transmissionsrätter samt finansiella kontrakt (i Norden används CfD, Contracts for Differences).

Det är uppenbart att det på många områden saknas tydliga teoretiska argument eller empiriska erfarenheter för att entydigt kunna bekräfta eller avfärda möjligheten till en framgångsrik och samhällsekonomiskt gynnsam användning av transmissionsrätter i Norden. Energimarknadsinspektionens slutsatser baseras därför på en helhetsbedömning av de indikationer som tidigare studier i ämnet har genererat samt den situation som den nordiska marknaden och implementeringen av det tredje marknadspaketet just nu befinner sig i.

Det är viktigt att poängtera att även om definitionen av transmissionsrätter är entydig så implementeras de på olika sätt i olika marknader. De kan ges olika utformning i olika marknader och metoderna för hur de tillhandahålls marknaden kan också variera. Sådana designval kan förväntas ge olika effekter på marknadens funktion, grad av transparens, konkurrens etc.

5.1 Transmissionsrätter avviker från den etablerade nordiska marknadsmodellen

Energimarknadsinspektionen kan inledningsvis konstatera att det förslag som finns om handel med transmissionsrätter avviker från den modell som sedan tidigare används i Norden på åtminstone två sätt. För det första skulle införande av transmissionsrätter innebära införande av explicit handel med kapacitet mellan individuella elområden medan den nordiska modellen har byggt på implicit handel av kapacitet baserat på energihandelsbuden i inom det gemensamma systemområdet. För det andra skulle systemoperatören (TSO) ges en roll i marknaden som hittills inte varit gångse i Norden.
Den nordiska marknadsmodellen är baserad på en integrerad DA-marknad med ett gemensamt systempris. Marknaden består av ett flertal mindre budområden, vars utbyte av energi optimeras per timme i den dagliga spotprisklareringen hos Nord Pool Spot. Normalt sett uppstår begränsade prismrådesdifferenser mellan budområdena. Konstruktionen av systempriset har varit avgörande för att få flera mindre delmarknader att bilda en trovärdig och stabil gemensam marknad, som har kunnat ligga till grund för den fysiska och finansiella handeln. All tillgänglig kapacitet i näten, så som de beräknas av TSO:erna, står till spotmarknadens förfogande och möjliggör att största möjliga samhällesekonomiska nytta nås i de dagliga energiflödena. Ett system med transmissionsrätter skulle i högre grad formas kring handel mellan enskilda budområden och på så vis försvaga systempriskonstruktionen.

Det gemensamma systempriset har stort förtroende bland marknadens aktörer, vilket exempelvis illustreras av att omsättningen på den finansiella marknaden uppgår till 5-6 gånger den underliggande fysiska marknaden. För att finansiellt säkra prismrådesavvikelser, används i Norden CfD-kontrakt. Dessa har handlats kontinuerligt sedan 2001 och är en etablerad produkt för prissäkring, även om den inte används alls lika frekvent i tradingsyfte som systempriskontrakten.

### 5.2 Behovet av ytterligare prissäkringsprodukter är begränsat tror marknadens aktörer

Den nordiska marknadens aktörer uttrycker inget behov av ytterligare prissäkringsprodukter. Tvärtom värnar man dagens struktur med ett väl etablerat systempris och en likvid och väl fungerande finansiell marknad som man hellre utvecklar än förändrar. Ett förslag som har förts fram i flera sammanhang är att låta nordiska TSO:er sälja CfD-kontrakt för att öka likviditeten i dessa. Ett ytterligare syfte med förslaget är att ge TSO:n en roll i marknaden och ta ansvar för att aktörer från fler områden kan delta i konkurrenserna i forward-marknaden.


### 5.3 Transmissionsrätter innebär en mer komplex marknad med högst begränsad konsumentnytta

En introduktion av ytterligare instrument ger marknadens aktörer tillgång till fler valmöjligheter i sin riskhantering. Detta är i sig positivt. Samtidigt riskerar nya instrument av ett helt annat slag än Norden tidigare haft att göra marknaden mer komplex än den redan är. Detta kan påverka framför allt mindre aktörer.
negativt, såväl elhandelsföretag som elanvändare ser sina möjligheter att fortsätta sin verksamhet med framgång minska och därmed medföra att de väljer att förhålla sig mer passiva gentemot marknaden. Detta vore också olyckligt, då den nordiska marknaden traditionellt har lyckats attrahera en mångfald av aktörer att vara aktiv, som befinner sig utanför den traditionella och mer snävt definierade energibranschen.


Det kan finnas funktioner i marknaden som kan stödjas av handel med transmissionsrätter. Hit hör primärt att vissa av marknadens aktörer får ytterligare valmöjligheter i sin riskhantering, vilket kan ge utökad konkurrens över områdesgränsar i forward-marknaden. Denna utveckling skulle framför allt vara av godo i områden där det råder obalans mellan förbrukning och produktion eller där bristande överföringskapacitet gör att prisavvikelser mellan områdena är ofta förekommande.

5.4 Olämpligt att införa transmissionsrätter i Sverige

Det kan inte säkerställas att transmissionsrätter skulle förbättra funktionen i den nordiska marknaden. Det är därmed inte heller befogat att föregripa eventuella krav på införande av transmissionsrätter i den nordiska elmarknaden, som skulle kunna bli resultatet av nätkoden FCA. Det undantag som ger möjlighet att använda fungerande finansiella marknader för områdesprissäkring istället för att introducera transmissionsrätter, som funnits i FG CACM, bör bevaras i de kommande nätkoderna. Därmed blir det funktionen i respektive europeisk delmarknad som avgör om handel med transmissionsrätter ska tillämpas eller ej.

Det finns risker förknippade med att införa transmissionsrätter i den etablerade nordiska marknadssystemen. Dessa är främst förknippade med att marknaden blir mer komplex och mindre transparent samt att stabiliteten i systempriskonstruktionen urholkas. Detta riskerar att göra elmarknaden i stort fungerar sämre, vilket drabbar alla aktörer och i slutändan slutkunderna.

För Sveriges vidkommande kommer problemet med bristande kapacitet att föra energi från norra till södra Sverige, att minska ytterligare redan inom några år då Sydvästlänken är färdig att tas i bruk. Denna kommer att förstärka kapaciteten mellan SE3 och SE4 med drygt 1200 MW och göra prisskillnaderna mellan landets
norra och södra del mer ovanliga och generellt mindre. Genom att det svenska stamnätet förstärks förbättras även förutsättningarna att ställa ut och handla CfD-kontrakt, varför marknaden kan förväntas fungera ännu bättre i framtiden. En stor majoritet av marknadens aktörer uttrycker också önskemål om att vidmakthålla och utveckla dagens marknadsfunktion snarare än att föra in nya instrument och Energimarknadinspektionen ansluter sig till den ståndpunkten.

Ur en nordisk kontext är det olämpligt att Sverige ensamt inför instrument i handeln med el som övriga nordiska länder (bortsett från Danmark) inte har valt att införa. Då förändringar i DA-marknaden får konsekvenser även i försäljningsledet, måste arbetet med den nordiska slutkundsmarknaden få vara vägledande i hur de nordiska reglermyndigheterna gemensamt arbetar för att utforma handel och tillgängliga instrument i den nordiska elmarknaden. För att detta ska vara möjligt är det centralt att de skrivningar som finns i FG CACM om möjligheten att använda finansiella instrument så som CfD istället för att inrätta transmissionsrätter fortsatt finns kvar när medlemsstaterna har förhandlat färdigt och lagstiftningen för områdespremsäkringsinstrument är på plats.
Referenslista

Artiklar och rapporter


Hagman, B och J Björndalen (2011), FTRs in the Nordic electricity market –Pros and cons compared to the present system with CfDs, Elforsk rapport 11:16.


Redpoint (2013), Long-term cross-border hedging between Norway and Netherlands, Redpoint Energy Ltd.


THEMA (2012), Efficiency of cross-border forward products and the role of TSOs, THEMA report 2013-01.

Direktiv och förordningar
Europaparlamentet och rådets direktiv 1996/92/EG, om gemensamma regler för den inre marknaden för el.

Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/39/EG, om marknader för finansiella instrument.
Europaparlamentet och rådets direktiv 2009/72/EG, om gemensamma regler för den inre marknaden för el.

Europaparlamentet och rådets förordning (EG) nr 714/2009, om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel.

Elektroniska källor
Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity,

Oberoende elhandlare (2011),


Hemsidor
www.casc.eu

www.nasdaqomx.com