

Prisområden på elmarknaden (POMPE)

Gemensam rapport från Energimarknadsinspektionen,
Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv

EMIR 2007:02

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens publikationsservice.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: publikationsservice@energimyndigheten.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 500 ex

EMIR 2007:02

ISSN 1653-8056

Förord

Det är mer än tio år sedan elmarknadsreformen genomfördes i Sverige. Det som från början var en nationell marknad har utvecklats till en nordisk marknad som alltmer integreras med övriga EU. En integrerad och väl fungerande elmarknad med hög leveranssäkerhet och konkurrenskraftiga priser är viktiga mål för elkonsumenterna inom EU. Sett över den gångna tioårsperioden har reformen medfört fördelar för stora kundgrupper, men mycket återstår.

Våra gemensamma erfarenheter visar att den integrerade nordiska elmarknaden utgör en förebild för andra elmarknader runt om i Europa. Det är Energimarknadsinspektionens, Svenska Kraftnäts, Svensk Energis och Svenskt Näringslivs gemensamma förhoppning att föreliggande rapport ytterligare främjar konkurrensen och integrationen på den nordiska elmarknaden.

Diskussionerna kring hur överföringsbegränsningar ska hanteras har under många år präglats av olika synsätt på lämpliga metoder. Rapportens syfte är att presentera långsiktiga och hållbara lösningar för hanteringen av överföringsbegränsningar i det nordiska elsystemet. Vi välkomnar att elmarknadens aktörer och intressenter nu enats om en gemensam väg för den fortsatta utvecklingen av elmarknaden.

En referensgrupp bestående av representanter från Dalakraft, Eka Chemicals, Elverket Vallentuna, E.ON, Handelshögskolan vid Göteborgs universitet, Konkurrensverket, LO, Stora Enso, Telge Kraft och Vattenfall har bidragit med synpunkter till styrgruppen. Konsulten Björn Hagman, Hagman Energy AB, har anlitats som projektledare.

Styrgruppen för studien om prisområden på elmarknaden (POMPE)
Stockholm i maj 2007

Håkan Heden
Chef för Energimarknadsinspektionen

Bo Källstrand
Verkställande direktör Svensk Energi

Sture Larsson
Tf Generaldirektör Svenska Kraftnät

Birgitta Resvik
Energiexpert Svenskt Näringsliv

Innehåll

1	Slutsatser och värdering av möjliga åtgärder	7
2	Bakgrund	13
2.1	Uppdraget	13
2.2	Arbetets bedrivande	13
2.3	Tidigare studier	14
3	Överföringsbegränsningar i det svenska och det nordiska elsystemet	19
3.1	Beskrivning av elsystemet	19
3.2	Överföringsproblematik	23
3.3	Nuvarande hantering av överföringsbegränsningar	29
3.4	Aktuella förstärkningar av nätet	39
4	Regelverk inom EU och hantering inom andra europeiska länder	41
4.1	Krav i rådande regelverk på hanteringen av överföringsbegränsningar	41
4.2	EUs kompensationsystem för transitkostnader	44
4.3	Övergripande hantering av överföringsbegränsningar inom några europeiska länder	45
5	Kundernas krav på elmarknaden och på hanteringen av överföringsbegränsningar	49
5.1	Trygg el	49
5.2	Konkurrenskraftiga elpriser och nättariffer	50
5.3	Effektiv resursanvändning	52
5.4	Integrerad marknad	53
5.5	Konkurrens på kraftmarknaden	54
5.6	Konkurrensen på elhandelsmarknaden	59
6	Effekter av olika förändringar	64
6.1	Huvudmetoder	64
6.2	Effekter på omfattningen av överföringsbegränsningar och kundernas kostnader	67
6.3	Effekter på resurseffektivitet	71
6.4	Effekter på den nordiska och europeiska marknadens integration	73
6.5	Effekter på konkurrensen inom kraftmarknaden	75
6.6	Effekter på konkurrensen på elhandelsmarknaden	80
	Förkortningar och använda begrepp	83
	Källor	86

1 Slutsatser och värdering av möjliga åtgärder

Våra utgångspunkter och vårt arbete

Metoderna för hantering av överföringsbegränsningar har diskuterats mycket i Norden under de senaste åren. Den största skillnaden i synsätt har gällt frågan om prisområdesindelning. Det ena synsättet betonar prissignalens betydelse för ett effektivt resursutnyttjande och långsiktiga incitament för utbyggnad av produktion och konsumtion och ser det som en fördel om den nordiska marknaden är indelad i många olika potentiella prisområden. Det andra synsättet betonar betydelsen av konkurrens och marknadsintegrering för en effektiv marknad och ser det som en fördel om den nordiska marknaden är indelad i få potentiella prisområden.

Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv beslutade den 29 maj 2006 att genomföra en gemensam studie av för- och nackdelar med olika sätt att hantera överföringsbegränsningar på den svenska, nordiska och nordeuropeiska elmarknaden. Den gemensamma studien gavs namnet Prisområden på elmarknaden (POMPE). Till studien knöts en referensgrupp med tio deltagare från företag, högskolor och myndigheter.

Den 3 maj 2007 arrangerades ett nordiskt seminarium om hantering av överföringsbegränsningar. Seminariet var samordnat med Nordels seminarium kring scenarier för nordiska kraftsystemets utveckling och marknadskoppling mellan olika elbörser. På seminariet presenterades problematiken utifrån industrins och elhandlarnas perspektiv. Konsekvenser av olika förändringar genomgicks och möjliga åtgärder presenterades. Seminariet avslutades med en bred diskussion.

Vi i de fyra organisationerna har konstaterat att för kunderna är det avgörande att det förutom ett effektivt resursutnyttjande också är en effektiv konkurrens på såväl kraftmarknaden som elhandelsmarknaden. Vår slutsats är därför att **en effektiv marknad bör kännetecknas av såväl effektivt resursutnyttjande som effektiv konkurrens och så långtgående marknadsintegrering som möjligt. Ambitionen bör vara så få och stora prisområden som möjligt samt att utveckling och drift av det nordiska stamnätet baseras på ett nordiskt perspektiv i stället för nationella perspektiv.**

Det nordiska perspektivet måste också innefatta det europeiska. Den handlingsplan som beslutades vid Europeiska rådets möte i Bryssel mars 2007 betonar bl.a. behovet av bättre regional gränsöverskridande handel och av att påskynda utvecklingen av det regionala energisamarbetet samtidigt som man underlättar regionala marknadens integration i EUs inre marknad och dess ytterligare utveckling, särskilt genom sammankoppling. Regionen norra Europa

innefattar Norden, Tyskland och Polen. Valet av metoder för att hantera överföringsbegränsningar måste ske mot bakgrund av EUs regelverk. Restriktioner för i vilken utsträckning begränsning av handelskapaciteter får användas för att lösa överbelastning inom ett område anges i bilagan till EUs förordning om gränsöverskridande handel.

Marknadsintegrering genom nätförstärkningar

Det viktigaste steget mot en långtgående marknadsintegrering är att alla nätförstärkningar som är samhällsekonomiskt lönsamma i ett nordiskt perspektiv genomförs även om de inte är lönsamma i isolerade nationella perspektiv.

Nordel redovisade 2004 ett paket innefattande fem utbyggnadsprojekt. Projekten var valda som de fem viktigaste nätutbyggnaderna för att bidra till en mer integrerad nordisk elmarknad. Nyttovärderingen härvid gjordes utifrån ett gemensamt nordiskt perspektiv. De analyser som vi tagit del av visar att när de fem projekten är genomförda om några år kommer de att ge en kraftig minskning av överföringsbegränsningarna inom Sverige, särskilt i snitt 4. Vi ser det därför som **angeläget att det paket om fem nya överföringsförbindelser som Nordel kommit överens om genomförs så snart som möjligt.**

Nordel har startat ett nytt scenarieprojekt för att identifiera ytterligare utbyggnadsprojekt som är lönsamma i ett nordiskt perspektiv. Vi ser det som **angeläget att de systemansvariga i Norden genomför de ytterligare utbyggnader som identifieras vara samhällsekonomiskt lönsamma i ett nordiskt perspektiv.**

Det är inte ekonomiskt rimligt att bygga ut överföringsförbindelserna i en sådan omfattning att överföringsbegränsningarna helt försvinner inom Norden. Även om problematiken kan minska kraftigt genom samhällsekonomiskt lönsamma nätförstärkningar finns det ett behov av metoder för hantering av de överföringsbegränsningar som även fortsättningsvis kan uppkomma och för hantering av de tillfälliga överföringsbegränsningar som gäller tills dess nätförstärkningarna är genomförda.

Marknadsintegrering genom mothandel

En långtgående marknadsintegrering kan uppnås genom mothandel av de överföringsbegränsningar som inte är samhällsekonomiskt lönsamma att bygga bort. En förutsättning för långtgående marknadsintegrering genom mothandel är att någon part betalar de kostnader som uppkommer för nedreglering i överskottsområdet och för uppreglning i underskottsområdet.

Den avgörande frågeställningen härvid är om de som har nyttan av en viss mothandel är beredda att betala kostnaden. Vi ser det som **nödvärdigt för den nordiska marknads funktion att Nordel så snart som möjligt etablerar principer för mothandel av olika överföringsbegränsningar som tar sin**

utgångspunkt i att de som har nytta av mothandeln också finansierar mothandeln. Innan en överenskommelse träffats inom Nordel om utformning och finansiering av gemensam mothandel kan bilaterala överenskommelser bidra till en förbättring av den nuvarande hanteringen av överföringsbegränsningar.

En bilateral överenskommelse kan gälla utformning och finansiering av mothandel av tillgängliga resurser i Sverige söder om snitt 4 när sådan mothandel resurseffektivt kan bidra till ett lägre spotpris på Själland. **Vi ser det som angeläget att Energinet.dk och Svenska Kraftnät gemensamt definierar en lämplig ordning för mothandel i dessa situationer.** En sådan ordning kan införas mycket snabbt.

En alternativ lösning för att minska problematiken på den själländska elmarknaden är att bilda ett **gemensamt elspotområde för Sverige och Själland.** En förutsättning för ett gemensamt elspotområde är att Energinet.dk och Svenska Kraftnät kommer överens om gemensamma principer för finansiering av mothandel och tilldelning av handelskapaciteter.

Ett gemensamt elspotområde kan också utvidgas till att omfatta **Finland** genom en överenskommelse med den systemansvarige i Finland, Fingrid. Fördelen med ett större elspotområde är att en större integrerad marknad erhålls.

Vi vill framhålla att det är angeläget med transparens beträffande omfattningen av systemoperatörernas mothandel. **Nordel bör så snart som möjligt komma överens om en ordning för publicering av uppgifter beträffande omfattningen av, kostnader för samt orsaker till utförd mothandel.**

Prisområdesindelning

I det följande diskuteras förutsättningarna för och konsekvenserna av en prisområdesindelning för att hantera de för närvarande viktigaste svenska överföringsbegränsningarna, nämligen Västkustsnittet, snitt 4 och snitt 2.

Västkustsnittet är begränsande i situationer med stor export till södra Norge och stor import från Danmark och Tyskland. Då kan kraftflödet norrut längs Västkusten bli så stort att stabiliteten hotas och det är risk för storstörning om inte handelskapaciteterna begränsas. Sådana situationer inträffar främst under torrår men kan också inträffa nattetid och helger vid andra tillfällen. Det är **inte möjligt att konstruera ett särskilt prisområde som löser Västkustsnittet.** Problemet är inte att den totala kapaciteten norrut genom södra Sverige är för liten utan att för stor del av kraftflödet väljer Västkustkorridoren för sin väg till Norge.

Kraftflödet söderut genom **snitt 4** (söder om Ringhals och Oskarshamn) blir för högt om inte kraftflödet begränsas i vissa situationer med ett högre elpris i Tyskland och Själland och ibland också i Polen. Sådana situationer inträffar särskilt dagtid i samband med våtår. När Barsebäck togs ur drift minskade produktionskapaciteten i sydligaste Sverige och snitt 4 blev oftare en flaskhals för

exporten till Tyskland och Själland. När det nuvarande paketet med fem nordiska nätutbyggnader är genomfört kommer snitt 4 i mycket mindre utsträckning än nu att vara en överföringsbegränsning för kraftflödet genom Sverige. En viktig förbättring dessförinnan erhålls vid årsskiftet 2008/2009 när 440 MW tillkommer i elproduktionskapacitet i ett nytt kraftvärmeverk i Malmö.

En prisområdesindelning i snitt 4 skulle innebära att den nödvändiga begränsningen av kraftflödet söderut hanteras genom marknadsmekanismen i Elspot. Vid otillräcklig överföringskapacitet i snitt 4 kommer i stället det sydligaste Sverige att få ett högre pris (ofta samma pris som i Tyskland och/eller Själland). I detta område med endast tio procent av den installerade svenska produktionskapaciteten är Karlshamnsverket den enda betydelsefulla flexibiliteten. Det blir därför normalt ingen förändring av produktionen i södra Sverige och därigenom ingen exportökning från Sverige såvida priset inte blir så högt att det är lönsamt att starta Karlshamnsverket.

Till följd av den höga marknadskoncentrationen på Själland, i sydligaste Sverige och även i Tyskland kommer en prisområdesgräns i snitt 4 alltid att ge en hög marknadskoncentration i sydligaste Sverige när skilda priser uppstår. Detta gäller oavsett om sydligaste Sverige blir ett eget prisområde, om sydligaste Sverige bildar ett gemensamt prisområde med Själland eller om det blir ett gemensamt pris mellan sydligaste Sverige, Själland och Tyskland. Vid varje tillfälle när det blir prisskillnad i snitt 4 riskerar det att bli allvarlig försämring av konkurrensen på kraftmarknaden i sydligaste Sverige.

En sådan försämring av konkurrensen på kraftmarknaden får extra allvarliga konsekvenser för fristående elhandelsföretags möjligheter att konkurrera på lika villkor i elförsäljningen i sydligaste Sverige. Eftersom endast 19 procent av den svenska förbrukningen är söder om snitt 4 är det betydande risk för att många fristående elhandlare kommer att välja att avstå från elförsäljning söder om snitt 4 om det blir en prisområdesindelning i detta snitt.

Vi finner sammantaget att **en prisområdesindelning i snitt 4 inte bör komma i fråga med hänsyn till att för kunderna i sydligaste Sverige resulterar en sådan förändring i markant sämre konkurrensförutsättningar på såväl kraftmarknaden som elhandelsmarknaden.**

En prisområdesgräns i **snitt 2** (norr om Dalälven) ger däremot ingen allvarlig försämring i konkurrensen på kraftmarknaden för det södra området eftersom detta område – även när det är otillräcklig överföringskapacitet i snitt 2 – i stort sett alltid kommer att bilda gemensamt prisområde med minst ett annat område. Marknadskoncentrationen blir till och med lägre än för Norden som helhet när det södra området hänger ihop med Sydnorge, Finland och Danmark. För området norr om snitt 2 kan det visserligen bli en försämring i konkurrensen när det är otillräcklig överföringskapacitet i snitt 2 men kunderna får å andra sidan ett lägre elpris. Sådana situationer kan uppstå främst dagtid i våårssituationer.

En prisområdesindelning i snitt 2 kan i vissa situationer ge ett effektivare resursutnyttjande. Söder om snitt 2 finns det viss flexibilitet eftersom 58 procent av den installerade svenska produktionskapaciteten och merparten av den elintensiva industrin finns söder om snittet. Till detta kommer att små förändringar i kraftpriset kan ge stora förändringar i kraftflödet till grannländerna, särskilt till/från Norge.

Så länge som elhandelsmarknaden fortfarande är nationell kommer dock varje prisområdesindelning av Sverige – även en indelning i snitt 2 – att ge sämre förutsättningar för konkurrensen på elhandelsmarknaden. En prisområdesgräns i Sverige ger en fristående elhandlare ökade risker beträffande spotpris och reglerkraftspriser vid försäljning i det södra området och risk för försämrade konkurrensförmåga gentemot integrerade koncerner. Eftersom 81 procent av den svenska förbrukningen är söder om snitt 2 bör det dock vara en begränsad risk för att många fristående elhandlare kommer att välja att avstå från elförsäljning söder om snittet om det blir en prisområdesindelning i snitt 2.

Vi finner mot denna bakgrund skäl att närmare överväga en prisområdesindelning i snitt 2.

Övergångstiden för elhandelsföretagen inför en eventuell prisområdesindelning av Sverige behöver enligt vår mening vara tre år med hänsyn till behovet av systemförändringar hos elhandelsföretagen och omfattningen av existerande treårsavtal. Avgörande för ett ställningstagande till en prisområdesindelning bör med hänsyn härtill vara hur mycket av flaskhalsproblematiken som kommer att finnas kvar när de fem nordiska utbyggnadsprojekten är genomförda. De analyser som vi har tagit del av visar att när det nuvarande paketet med fem nordiska nätutbyggnader är genomfört kommer överföringsproblematiken att minska även i snitt 2, dock inte lika mycket som i snitt 4. **Efter genomförandet av de fem nordiska utbyggnadsprojekten är det enligt vår mening osäkert om överföringsproblematiken i snitt 2 i ett svenskt perspektiv kommer att vara så stor att den motiverar genomförandet av en så genomgripande förändring som en prisområdesindelning av Sverige.**

I ett nordiskt perspektiv kan dock slutsatsen vara annorlunda. Den nordiska vattenkraftproduktionen kan variera med upp till 80 TWh mellan ett torrt och ett vått tillrinningsår. Till denna variation kommer ökande kortsiktiga variationer i kraftflödet mellan Norden och kontinenten till följd av att vattenkraften är lättreglerad. Sammantaget innebär detta att vattenkraftproduktionen uppvisar stora variationer under dygnet, under veckan, under året och mellan åren. Variationerna är totalt så stora att vi i ett nordiskt perspektiv inte ser det som rimligt med en fullständig mothandel mellan vattenkraftsområdet och värmekraftsområdet. Detta innebär att vi inte längre ser visionen om Norden som ett enda prisområde som realistisk.

Ambitionen att Norden så långt som möjligt bör vara ett gemensamt prisområde kan därför enligt vår mening behöva modifieras på så sätt att det

accepteras att det i vissa situationer är en strukturell prisområdesskillnad mellan den del som huvudsakligen har vattenkraftproduktion och den del som huvudsakligen har värmekraftproduktion. I Sverige går denna gräns genom snitt 2. I Finland går denna gräns genom snitt P1 (söder om Ule älv). Om nordligaste Finland hör till vattenkraftsområdet bortfaller behovet för Fingrid av att tilldela lägre handelskapacitet mellan norra Finland och norra Sverige vid överföringsbegränsningar i snitt P1.

Hela Norge hör egentligen till vattenkraftsområdet men sydöstra Norge hör strukturellt mer samman med Syd- och Mellansverige än med övriga Norge. Både sydöstra Norge och Sverige söder om snitt 2 är underskottsområden som behöver tillföras kraft för att klara elförsörjningen. När det är kallt och hög förbrukning finns det ingen verklig överföringsbegränsning mellan södra Norge och Sverige. Trots detta kan den systemansvarige i Norge, Statnett, sätta ned exportkapaciteten mellan södra Norge och södra Sverige till 0 MW när det är riktigt kallt för att hantera den verkliga överföringsbegränsningen som är väster om Oslofjordsområdet. En arbetsgrupp inom Nordel konstaterade i en rapport 2002 att det är motiverat att införa en prisområdesgräns väster om Oslo. En prisområdesgräns väster om Oslofjordsområdet skulle i flera avseenden ge en mer välfungerande nordisk elmarknad än en prisområdesgräns längs landgränsen mellan södra Norge och södra Sverige.

Vi föreslår att Nordiska ministerrådet, Nordel eller NordREG tar initiativ till en prövning av en prisområdesgräns mellan de nordiska vatten- och värmekraftsområdena som går genom snitt 2 i Sverige och exempelvis genom norra Finland och sydöstra Norge. Prövningen bör avse om en sådan prisområdesgräns ger en effektiv marknad som kännetecknas av effektivt resursutnyttjande, effektiv konkurrens och långtgående marknadsintegrering.

2 Bakgrund

2.1 Uppdraget

Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv beslutade den 29 maj 2006 att genomföra en gemensam studie av för- och nackdelar med olika sätt att hantera överföringsbegränsningar på den svenska, nordiska och nordeuropeiska elmarknaden. Den gemensamma studien gavs namnet Prisområden på elmarknaden (POMPE).

I uppdragsbeskrivningen konstaterades att för svensk del har den hittillsvarande ordningen, som infördes vid avregleringen 1996, fungerat väl. Det konstaterades också att diskussionen i Nordel och i andra fora gäller om prisområdena ska bli färre och större eller om de ska bli fler. Det angavs vidare att studien bör vara färdig senast våren 2007 och att ett nordiskt seminarium om flaskhalshantering bör arrangeras i slutskedet av arbetet.

2.2 Arbetets bedrivande

Utredningsarbetet har bedrivits som ett samarbete mellan Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv. Projektets styrgrupp har utgjorts av:

- Håkan Heden, chef för Energimarknadsinspektionen
- Bo Källstrand, verkställande direktör Svensk Energi
- Sture Larsson, tillförordnad generaldirektör Svenska Kraftnät fr.o.m. 2007-04-01
- Jan Magnusson, generaldirektör Svenska Kraftnät t.o.m. 2007-03-31
- Birgitta Resvik, energiexpert Svenskt Näringsliv

Till styrgruppen har knutits en referensgrupp med följande tio deltagare från företag, högskolor och myndigheter.

- Jonas Abrahamsson, E.ON
- Nils Andersson, Vattenfall
- Susanna Hammarberg, Elverket Vallentuna
- Mikael Hannus, Stora Enso
- Lennart Hjalmarsson, Handelshögskolan vid Göteborgs universitet
- Jan-Erik Ljusberg, Konkurrensverket
- Per Möller, Dalakraft
- Sven Nyberg, LO
- Per Widmark, Eka Chemicals
- Peter Wigert, Telge Kraft

Referensgruppen har haft tre möten med styrgruppen för att diskutera analysuppläggning, analysresultat och rapportutformning. Referensgruppen har dessutom i slutfasen givit synpunkter på den slutliga utformningen av rapporten.

Studien har genomförts av personer från respektive organisation och en samordnande projektledare. Arbetsgruppen har haft följande sammansättning:

- Björn Hagman, Hagman Energy (projektledare)
- Henrik Gåverud, Energimarknadsinspektionen (projektkoordinator)
- Margareta Bergström, Energimarknadsinspektionen
- Per-Ivar Sigelfeldt, Svenska Kraftnät
- Niklas Kallin, Svenska Kraftnät
- Magnus Thorstensson, Svensk Energi
- Folke Sjöbohm, Svensk Energi
- Göran Gustafson, Svenskt Näringsliv

I syfte att ta del av industrins synpunkter har arbetsgruppen vid två arbetsgruppsmöten bjudit in företrädare för svensk basindustri; Fredrik Kopp (Linde Gas) och Anders Heldemar (Stora Enso).

Den 3 maj 2007 arrangerades ett nordiskt seminarium om hantering av överföringsbegränsningar. Seminariet var samordnat med Nordels seminarium kring scenarier för nordiska kraftsystemets utveckling och marknadskoppling mellan olika elbörser. På seminariet presenterades problematiken utifrån industrins och elhandlarnas perspektiv. Konsekvenser av olika förändringar genomgicks och möjliga åtgärder presenterades. Seminariet avslutades med en bred diskussion.

2.3 Tidigare studier

Hantering av begränsningar i överföringsnätet är en central fråga vid utformningen av en väl fungerande elmarknad. Följaktligen har området belysts i ett flertal studier. I detta avsnitt redovisas några tidigare studier beträffande problematiken som omgärdar begränsningar i överföringsnätet och hanteringen av desamma.

2.3.1 Nordel¹ – Översyn av elspotindelningen och förutsättningarna för mothandel på den nordiska marknaden

Nordel redovisade 2002 i rapporten en möjlig lösning för hanteringen av överföringsbegränsningar i Norden. Utgångspunkten för utredningen var Nordels tidigare fastslagna strävan att hantera strukturella överföringsbegränsningar med elspotområdesindelning och temporära begränsningar med mothandel. Med denna

¹ Nordel är de nordiska systemoperatörernas samarbetsorganisation. De nordiska systemoperatörerna är Svenska Kraftnät (Sverige), Fingrid (Finland), Energinet.dk (Danmark), Statnett (Norge) och Landsnet (Island).

utgångspunkt redovisade Nordel en möjlig förändring av elspotområdesindelningen av Norden. Norge indelades i fyra områden (bland annat ett område omfattande sydöstra Norge) och Sverige indelades i tre områden (delning både i snitt 2 och snitt 4). Beträffande Jylland, Själland och Finland föreslogs inga förändringar utan de skulle fortsatt utgöra ett område vardera.

Mothandel föreslogs för hantering av vissa överföringsbegränsningar upp till en viss kostnadsnivå. Prisområdesindelning skulle då tillämpas först när det ekonomiska taket för att mothandla begränsningen överskrider denna fastlagda nivå. De områden mellan vilka detta föreslogs gälla mothandel upp till en viss kostnadsnivå var begränsningar mellan de (tre) svenska elspotområdena, mellan Sverige och Finland, mellan Sverige och Själland samt mellan sydöstra Norge och övriga Sydnorge.

Utredningen redovisade tre fördelar med denna lösning. För det första skulle det bli ett mera optimalt utnyttjande av ledig nät- och produktionskapacitet. För det andra skulle diskrimineringen av import och export till förmån för inhemsk förbrukning upphöra. Slutligen skulle bättre prissignaler med hänsyn till tillgänglig överföringskapacitet distribueras till marknadens aktörer. Rapporten redovisade 100 Mkr som ett lämpligt årligt tak för mothandelskostnaderna och konstaterade att det behövs regler för hur mothandelskostnaderna ska fördelas men föreslog inga sådana regler.

Nordel sände sommaren 2002 ut rapporten på remiss till marknadsaktörer och myndigheter. Alla som yttrade sig var eniga om målet att utforma gemensamma och entydiga regler för flaskhalshantering i syfte att vidareutveckla den nordiska marknaden. Det var dock olika uppfattningar om hur målet bör genomföras.

Beträffande förslaget till områdesindelning föreslog norska aktörer att andra indelningar borde analyseras. Finska aktörer stödde förslaget med hänvisning till att det i praktiken skulle innebära större och färre prisområden. Svenska aktörer avvisade bestämt förslag som innebär att Sverige delas in i olika områden. Danska aktörer betonade speciellt att elspotgränserna bör placeras på de fysiska strukturella flaskhalsarna.

Beträffande förslaget om ökad mothandel var norska, finska och svenska aktörer generellt positiva till tanken om att öka mothandeln i Norden för att minska risken för prisområdesuppdelning. Danska aktörer var kritiska till ökad mothandel.

2.3.2 Nordel – Regler for håndtering av flaskehalsar i Nordel – Vurdering av tilgjengelighet på kapasitet og muligheter for økt mothandel

Nordel redovisade i denna rapport år 2004 möjligheterna för en utökad mothandel. Rapporten framför att den viktigaste positiva effekten av en utökad mothandel är att handelskapaciteten skulle vara möjlig att öka. Därmed skulle förutsägbarheten för aktörerna öka och aktörernas riskkostnad för hantering av

prisområdesskillnader i allmänhet komma att sjunka. Detta skulle, enligt Nordel, kunna generera en högre tilltro till att den nordiska elmarknaden fungerar som den gemensamma marknad den är tänkt att vara. Å andra sidan konstaterar rapporten att mothandel inte ger de rätta ekonomiska signalerna till marknaden gällande knappheten på överföringskapacitet och produktion. Nordel genomförde även simuleringar över effekterna av utökad mothandel mellan olika existerande elspotområden. Simuleringarna visar att det är möjligt att öka antalet timmar med ett gemensamt nordiskt pris genom att tillämpa mothandel. Nordels slutsats var att det är möjligt att genomföra en begränsad ökning av mothandel för temporära flaskhalsar i planfasen för att reducera områdespriserisken för marknadsaktörerna. Mothandel i Elspot sågs som det enda realistiska alternativet för ökad mothandel. Det framfördes att fördelningen av mothandelskostnaderna bör ske med utgångspunkt i nyttan för aktörerna i de olika delområdena men någon detaljerad modell för kostnadsfördelningen föreslogs inte.

2.3.3 Energimarknadsinspektionen – Hantering av begränsningar i det svenska överföringssystemet för el – ett nordiskt perspektiv

Den svenska tillsynsmyndigheten, Energimarknadsinspektionen, redovisade i denna rapport år 2005 slutsatsen att ”en fortsatt positiv utveckling av den nordiska elmarknaden där länder och aktörer får nytta av fördelarna med en gemensam marknad förutsätter en ytterligare integrering av de nordiska näten”. För att uppnå detta bedömde inspektionen att det är viktigt att minska neddragningarna av handelskapaciteter mellan de nordiska länderna.

Energimarknadsinspektionen såg två huvudvägar för att minska reduktionen av handelskapaciteter: (1) införandet av mothandel i planeringsfasen eller (2) införandet av ytterligare elspotområden. Oavsett vilken av dessa huvudalternativ som används betonade inspektionen vikten av att metoden utformas på ett sätt som leder till samhällsekonomisk effektivitet och att marknadsaktörerna har förtroende för de systemansvarigas intentioner och förmåga att hantera överföringsbegränsningarna. I syfte att uppnå samhällsekonomisk effektivitet bör kostnader belasta dem som orsakar kostnadernas uppkomst. Mothandelskostnader i det svenska stamnätet bör således fördelas bland de nordiska aktörer som orsakar behovet av mothandel.

Energimarknadsinspektionen gjorde vidare bedömningen att införandet av elspotområden i Sverige ”kan ge förutsättningar för att uppnå större sammanhängande prisområden än i nuvarande indelning”.

2.3.4 Energimarknadsinspektionen – Prisbildning och konkurrens på elmarknaden

Energimarknadsinspektionen konstaterade 2006 i denna rapport att den nuvarande nordiska ordningen med begränsningar av handelskapaciteter medför att de nordiska områdena inte är så integrerade som de skulle kunna vara med hänsyn till kapaciteten på överföringsförbindelserna.

Vad gäller alternativet med införande av elspotområden i Sverige konstaterade Energimarknadsinspektionen att den nordiska marknaden som helhet skulle bli mer integrerad vid en elspotindelning av Sverige i snitt 2. En sådan elspotindelning skulle heller inte innebära någon försämring av konkurrenssituationen jämfört med dagens situation där Sverige utgör ett enda område. Vidare skulle en elspotindelning i snitt 2 öka möjligheterna att bedriva en effektiv marknadsövervakning (eftersom buden då måste lämnas separat för de svenska elspotområdena). Slutligen skulle metoden ge lokaliseringssignaler om var under- respektive överskottsområden är belägna. Detta bör på lång sikt bland annat leda till etablering av ny produktion i underskottsområden och därmed bidra till att främja försörjningssäkerheten.

För de svenska elhandelsbolagen skulle en elspotindelning kräva nya arbetsätt och rutiner avseende exempelvis prissäkring, prissättning, marknadsföring, avräkning och fakturering. Övergångsproblemen är beroende av hur lång tid övergångsperioden är innan en områdesindelning genomförs. Energimarknadsinspektionen konstaterade att det blir en försämring av elhandelsmarknadens funktion om några elhandelsbolag väljer att bara vara verksamma i ett enda område och inte i hela Sverige.

Bedömningen beträffande en områdesindelning i snitt 4 var att detta inte bör komma ifråga med hänvisning till att en sådan elspotindelning skulle leda till ”synnerligen allvarliga konkurrensförutsättningar för det södra området när det är flaskhals i snitt 4”.

2.3.5 Bjørndal m.fl. – Flaskehalsbehandling i Norden – Del B: Samfunnsøkonomiske vurderinger

Bjørndal, M., m.fl. bedriver på uppdrag av den norska tillsynsmyndigheten, NVE (Norges Vassdrags- och Energidirektorat), ett projekt om hanteringen av överföringsbegränsningar i det nordiska elsystemet. I den andra delen (del B) av denna utredning analyseras de samhällsekonomiska konsekvenserna av hur överföringsbegränsningar hanteras. Huvudslutsatsen i studien är att de samhällsekonomiska kostnaderna för hanteringen av överföringsbegränsningar i Norden skulle kunna sänkas genom att fler elspotområden införs. Det poängteras också att det är viktigt att elspotindelningen sker med hänsyn till reella kapacitetsbegränsningar och oberoende av nationsgränserna. Utredningen är i princip slutförd men var i maj 2007 ännu inte publicerad.

2.3.6 Copenhagen Economics – The economic consequences of capacity limitations on the Øresund connection

Copenhagen Economics redovisade i december 2006, på uppdrag av den danska systemoperatören Engerginet.dk, en ekonomisk skattning avseende effekterna av genomförda begränsningar av handelskapaciteten till Själland. Enligt de redovisade beräkningarna har de danska konsumenterna under perioden oktober 2000 till juni 2006 fått betala 725 MDKK extra till följd av exportbegränsningar från Sverige jämfört med om det inte varit några exportbegränsningar.

Enligt rapporten borde Svenska Kraftnät ha mothandlat för en uppskattad kostnad om 350-400 MDKK under perioden i stället för att genomföra begränsningar av exportkapaciteten. Rapporten konstaterade att merparten av mothandeln skulle ha behövt genomföras med producenter på Själland till en uppskattad genomsnittlig kostnad om 320 DKK/MWh.

I sina kommentarer till rapporten påpekade Svenska Kraftnät att det är uppenbart oskäligt att Svenska Kraftnät skulle vara skyldigt att betala för mothandel på Själland för att möjliggöra en högre export till ett lägre svenskt pris. Svenska Kraftnät framförde att en sådan skyldighet skulle motverka en effektiv elmarknad eftersom den skulle reducera incitamenten för importerande länder att förbättra sina elmarknader och minska de exporterande ländernas incitament att bygga nya förbindelser.

2.3.7 Ea Energy Analyses and COWI – Steps for improved congestion management and cost allocation for power exchange and transit

Det danska konsultteamet Ea Energy Analyses och COWI har, på uppdrag av Nordiska ministerrådets elmarknadsgrupp, analyserat frågor kring transitkompensation och flaskhalshantering. Rapporten, som presenterades våren 2007, innehåller en nulägesbeskrivning av elhandel, transit och flaskhalshantering i de nordiska länderna. Konsultteamet har också simulerat situationen 2015 med hjälp av Balmorel-modellen. I rapporten föreslås åtta steg framåt för förbättrad flaskhalshantering och kostnadsfördelning på den nordiska marknaden. Som det första steget föreslås att det görs en ny prisområdesindelning utan några särskilda hänsyn till nationsgränserna. Övriga steg behandlar bl.a. definitionen av strukturella flaskhalsar, undvikande av marknadsmakt, gemensam finansiering av mothandel, transparens och behovet av förbättrad transitkompensation som ger rätta stimulansen till nya investeringar. Som det åttonde steget föreslås en gemensam nordisk och kontinental studie avseende potentiella nya ledningar till kontinenten.

3 Överföringsbegränsningar i det svenska och det nordiska elsystemet

Det här kapitlet syftar till att ge en översikt över elsystemet och hur otillräckliga överföringskapaciteter hanteras.

3.1 Beskrivning av elsystemet

Utbyggnaden av vattenkraft startade i stor skala under 1940-talet. Vattenkraften var lokaliserad i norra Sverige och kraft skulle transporteras söderut över mycket långa avstånd. Sverige är till ytan ett av de största länderna i Europa och 90 procent av befolkningen bor i den södra halvan.

Mot den bakgrunden har det svenska kraftnätet byggts ut och kärnkraft och fossileldad kraft har byggts där förbrukningen finns för att minimera utbyggnaden av kraftnätet.

Samkörningsförbindelser byggdes till Sveriges grannländer för att kunna optimera utnyttjandet av vattenkraften och värmekraften. Detta förbättrade även driftsäkerheten genom möjligheten att utbyta reserver.

Ett antal kraftavtal har genom åren träffats mellan Sverige och de övriga nordiska länderna, exempelvis:

- Utbyggnad av kraftverk skedde tidigt i Norge med svenskt kapital. Återbetalningen skedde genom kraftleveranser under många år.
- Norge hade avtal med svenska producenter för att tillförsäkra sig energi i händelse av torrår.
- Danmark hade avtal med den svenska energikoncernen Sydkraft om leveranser från Barsebäck för att sedan återleverera när man byggt ut sin egen kraftproduktion. Det var stora anläggningar och ekonomiskt fördelaktigt att bygga ut en anläggning i taget allt eftersom efterfrågan ökade.

3.1.1 Produktion

Det nordiska elsystemet består i huvudsak av två produktionstyper, vattenkraft och värmekraft. De har i grunden helt olika karaktär avseende produktionskostnad och reglerbarhet, vilket leder till ett samspel mellan dem. De vattenkraftbaserade anläggningarna är huvudsakligen lokaliserade i Norge och norra Sverige vid de stora älvarna, medan de värmekraftbaserade huvudsakligen återfinns i närheten av förbrukningen för att minimera nätbelastning och långa transmissionssträckor. Det medför i praktiken placering i södra och mellersta Sverige, samt Själland, Jylland

och södra Finland. Vidare sker ett omfattande utbyte av kraft med Tyskland, Polen och Ryssland, där produktionen huvudsakligen är baserad på värmekraft.

Utöver värme- och vattenkraft finns vindkraft, vilket utgör en betydande del av produktionen i Danmark och norra Tyskland. I Sverige står vindkraft bara för en knapp procent av den totala produktionen, men planer finns på omfattande utbyggnad. Var vindkraften placeras beror till stor del på var det blåser mycket, vilket medför att anläggningarna oftast återfinns högt belägna (relativt sin omgivning) och till havs.

Kostnaderna förknippade med vindkraft är till allra största del förknippade med byggandet, det vill säga fasta kostnader. De rörliga kostnaderna är mycket låga. Eftersom den genererade effekten hos vindkraftverk helt beror på vindstyrkan måste variationerna regleras med förändringar i reglerbar kraftproduktion.

Värmekraften är till stor del trögreglerad, vilket innebär att man bara delvis i vissa anläggningar kan göra dygnsreglering utifrån förbrukningens dagliga variationer. För kraftvärmeverk är produktionen även kopplad till fjärrvärmeproduktionen. Den rörliga produktionskostnaden för värmekraft är till största delen styrd av bränslepriser och olika avgifter/skatter.

Vattenkraft är i motsats till värmekraften i allmänhet lättreglerad, undantaget kraftverk som saknar reglermagasin varför vattenflödet inte kan påverkas. De långa svenska älvarna medför också en viss komplikation i de fall då det saknas mellanliggande magasin. De norska kraftverken är till största del mycket lättreglerade. Detta syns exempelvis i kraftutbytet med södra Norge, där flödet ibland ändras sig upp till 2 000 MW under ett par morgontimmar.

Kombinationen av olika produktionssystem ger det nordiska systemet en speciell karaktär. Det faktum att vattenkraften till stor del produceras långt från förbrukningscentra har lett till ett överföringssystem i Sverige med kraftiga förbindelser från norr till söder.

För vattenkraften är den rörliga produktionskostnaden mycket låg men tillgången till vatten är mer eller mindre begränsad och detta ger vattnet ett värde, som tillsammans med tillgängliga och möjliga magasinsvolymer och stationernas maximala effekt blir styrande för planeringen av vattenkraftsproduktionen. Vid begränsad tillgång på vatten förläggs vattenkraftproduktionen främst till tider när priset är högt, det vill säga under höglåstid.

Det finns stora ekonomiska fördelar av att byta kraft mellan de olika produktionssystemen och mellan länder med olika produktionsmixar. Detta är tillsammans med dygns- och säsonsberoende förbrukningsvariationer orsaken till den kraftiga dynamiken i kraftflödet mellan länderna.

3.1.2 Överföringssystemet och kapacitetsbegrepp

Beskrivning av fysiska nätet

Det nordiska systemet är med undantag av västra Danmark sammankopplat synkront, det vill säga med växelströmsförbindelser. Detta medför att hela det synkrona systemet har samma frekvens och att alla variationer i förbrukning eller produktion momentant förs vidare i systemet, så länge det är sammankopplat. Spänningen på ledningarna i de nordiska stamnäten ligger i de flesta fall på 220 och 400 kV, samt 300 kV i Norge.

I stamnäten är systemet maskat, det vill säga flera ledningar och/eller transformatorer arbetar parallellt. Det som primärt bestämmer hur flöden fördelas i ett maskat system beror på spänningar och impedanser, båda i stort sett statiska parametrar, och kan därför inte påverkas i driftskedet. Likaså påverkas flödena av var produktion och förbrukning uppträder.

Jylland är via växelströmsförbindelser synkront sammankopplat med Tyskland och den kontinentala samarbetsorganisationen UCTE's² område. Vidare är det sammankopplat till Norden med likströmsförbindelser till Norge och Sverige, där överföringen är direkt kopplad till ett aktivt reglersystem som i grunden har ett från driftcentral beordrat grundvärde.

Förutom förbindelserna till de övriga nordiska länderna har det svenska nätet likströmsförbindelser till Tyskland (Baltic Cable) och Polen (SwePol link).

Systemdrift

Elsystemen i de nordiska länderna är historiskt planerade och ursprungligen dimensionerade för nationella förhållanden och självförsörjning. Efterhand har de nordiska systemen knutits närmare varandra med gemensamma kriterier för dimensionering och drift. Kriterier för driftssäkerhet definieras i det nordiska systemdriftsavtalet som är träffat mellan parterna Energinet.dk, Fingrid, Statnett och Svenska Kraftnät inom ramen för Nordel-samarbetet.

Samkörningen mellan elsystemen i Sverige och Finland startade redan 1959 då den första större elledningen mellan norra Finland och norra Sverige togs i drift. Två ytterligare samköringsförbindelser togs därefter i drift mellan Sverige och Norge 1964. År 1965 togs likströmsförbindelsen mellan Jylland och Sverige i drift. Långt tidigare fanns redan förbindelser mellan Sverige och Själland. Principerna för utbyte av tillfällig kraft syftade till att minimera de rörliga produktionskostnaderna genom att exempelvis vattenkraft kunde ersätta fossileldad värmekraft.

² Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

Kapacitetsdefinitioner

Det finns olika begrepp och definitioner som beskriver överföringskapacitet. De viktigaste och de som används i Norden är enligt Nordels systemdriftsavtal nedanstående.

- **TTC** (*Total Transfer Capacity*) är den totala överföringskapaciteten, historiskt inom Norden kallat **fysisk kapacitet**. Det är den maximala kapaciteten som kan överföras mellan två områden när hänsyn tagits till driftssäkerhetskriterierna vid rådande driftläge, produktion och förbrukning. Denna gräns får inte överskridas. En uppdaterad TTC beräknas i samband med planering av kommande dag och uppdateras i vissa fall ytterligare utifrån nya värden baserat på realtidsdata i driftfasen eller efter inträffade driftstörningar.
- **TRM** (*Transmission Reliability Margin*) är den driftsäkerhetsmarginal gentemot planering som reserveras för att hantera normala avvikelser mellan planer och verklighet. Dessa avvikelser beror på faktorer såsom:
 - Lastens avvikelse från prognoser
 - Produktionens avvikelser från prognoser
 - Placering av produktion med primärreglering
 - Avvikelser inom timmen, gäller speciellt 06-09 på morgonen
 - Avvikelser från förväntad fördelning inom snittenTRM bestäms av varje systemansvarig för att möjliggöra säker drift av kraftsystemet.
- **NTC** (*Net Transfer Capacity*) är den kapacitet som återstår när den totala överföringskapaciteten TTC minskats med driftsäkerhetsmarginalen TRM, historiskt inom Norden kallat **handelskapacitet**. Det är den maximala överföringskapacitet som utgör grunden för den planerade handeln med el och som de systemansvariga tilldelar Nord Pool Spot.

När TTC fastställs bygger den i praktiken på ett antal antaganden. Parametrar som ofta påverkar en gräns är omkringliggande produktionsanläggningar, temperaturer och så vidare. Vissa gränser förutsätter nätvärn i drift. Därför varierar ofta kapaciteter som är kopplade till stabilitet eller temperatur.

3.1.3 Elsystemet ur kommersiellt perspektiv

Nord Pool-området består sedan november 2006 av åtta anmälningsområden, så kallade elspotområden. Norge består av tre elspotområden (nord, mitt och syd), Danmark av två (öst och väst), medan Sverige och Finland utgör ett område vardera. Det finns också ett nordtyskt anmälningsområde, Kontek³. Dagens elspotområdesindelning följer alltså till stor del landsgränserna.

³ Område Kontek kommer dock att upphöra preliminärt från och med slutet av 2007 då Nord Pool och den tyska elbörsen EEX istället kommer att inleda ett samarbete som innebär handel mellan börsområdena, så kallad marknadskoppling (market coupling).

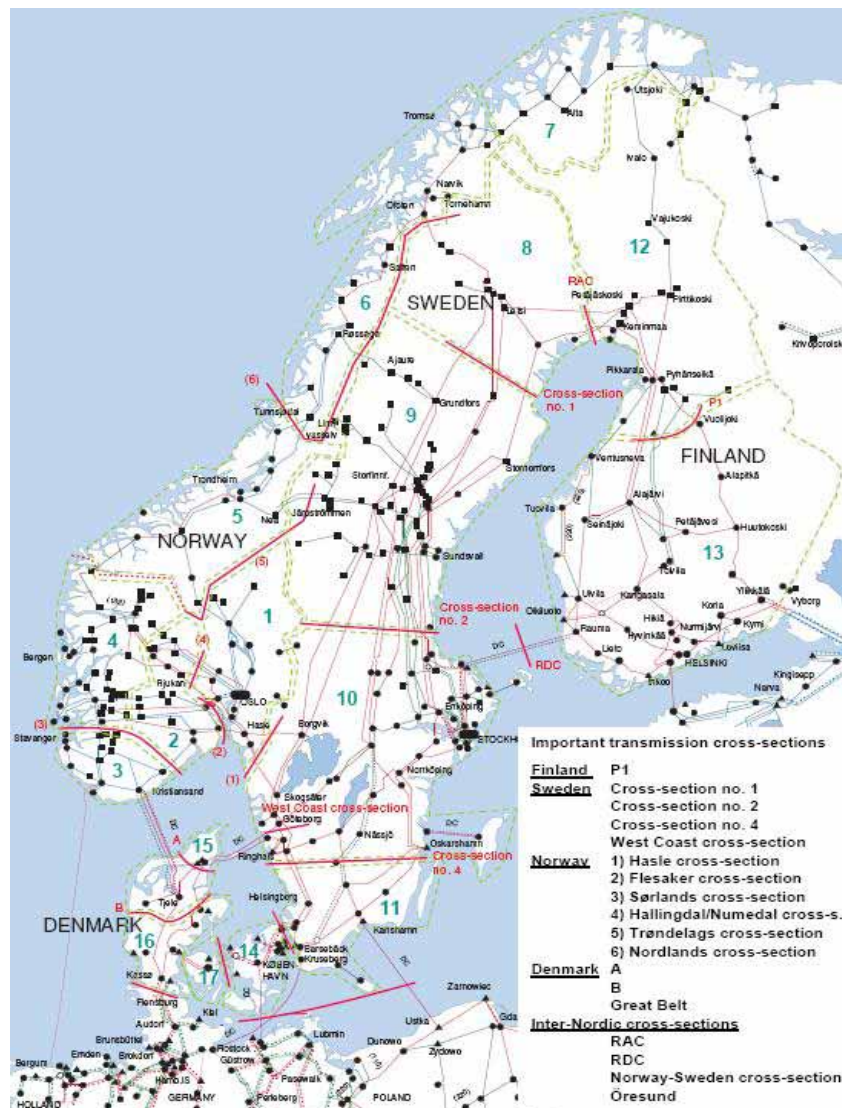
Ur ett kommersiellt perspektiv ses elsystemet som en marknadsplats som ska tillåta maximal flexibilitet för handel med olika produkter. På spotmarknaden lämnas bud i ett visst område, exempelvis område Sverige, men det specificeras inte vilket kraftverk eller vilken förbrukare som avses.

Avvikelse mellan överenskommen handel och faktiskt utfall kallas balanskraft och hanteras enligt regelverk som finns i respektive systemansvarigs balansavtal med de balansansvariga aktörerna.

3.2 Överföringsproblematik

3.2.1 Flaskhalsar i nätet

Figur 1 visar trånga sektorer, så kallade snitt, i det nordiska elsystemet.



Figur 1 Viktiga snitt i Norden (markerade med rött)

Källa: Nordel

Som framgår av figuren finns i Sverige normalt fyra interna snitt som indirekt kan påverka handeln:

- Snitt 1 är det nordligaste snittet och består av fyra 400 kV ledningar. Det ligger söder om Lule älv och norr om Skellefte älv och begränsar överföringen i sydlig riktning. Typisk gräns 2 500-3 200 MW. Norr om snitt 1 finns 17 procent av den installerade produktionskapaciteten i Sverige.
- Snitt 2 går norr om Dalälven genom Hälsingland och norra Dalarna. Det består av åtta 400 kV ledningar och fyra 220 kV ledningar och begränsar överföringen i sydlig riktning. Typisk gräns 6 200-7 200 MW. Söder om snitt 2 finns 81 procent av den svenska förbrukningen och 58 procent av den installerade produktionskapaciteten.
- Snitt 4 är det sydligaste snittet och består av fem 400 kV ledningar och en 200 kV ledning. Det ligger i en linje söder om Oskarshamn och Ringhals och begränsar överföringen i sydlig riktning. Typisk gräns 3 500-4 000 MW. Söder om snitt 4 finns 19 procent av den svenska förbrukningen och 10 procent av den installerade produktionskapaciteten.
- Västkustsnittet består av ledningarna Horred-Kilanda och Strömma-Stenkullen och begränsar överföringen i nordlig riktning. Typisk gräns cirka 2 500 MW.

Det finns också interna snitt i de övriga länderna:

- Finland: Snitt P1 delar landet i en nordlig och en sydlig del och kan begränsa överföringen i båda riktningarna beroende på aktuell vattenkraftproduktion i norra Finland.
- Danmark: Snitt B på Jylland, har dock i huvudsak byggts bort.
- Norge: Innehåller ett flertal trånga sektorer, bland annat mellan norra och södra delarna av landet, samt mot Oslofjordsområdet.

I tabell 1 visas de svenska utlandsförbindelserna, samt deras olika kapaciteter.

Tabell 1 Svenska utlandsförbindelser

	TTC		TRM	NTC	
	Import	Export		Import	Export
Själland, Öresund	1750	1350	50	1700	1300 ⁴
Jylland, Kontiskan ⁵	740	680	0	740	680
Finland, Norr	1200	1600	100	1100	1500
Finland, Fenno-Skan ⁵	550	550	0	550	550
Norge, Hasle	2200	2200	150	2050	2050
Norra och mellersta Norge	1300	1100	0	1300	1100
Polen, SwePol Link ⁵	600	600	0	600	600
Tyskland, Baltic Cable ⁵	600	610	0	600	610

Källa: Systemdriftavtal 2006, samt Svenska Kraftnät.

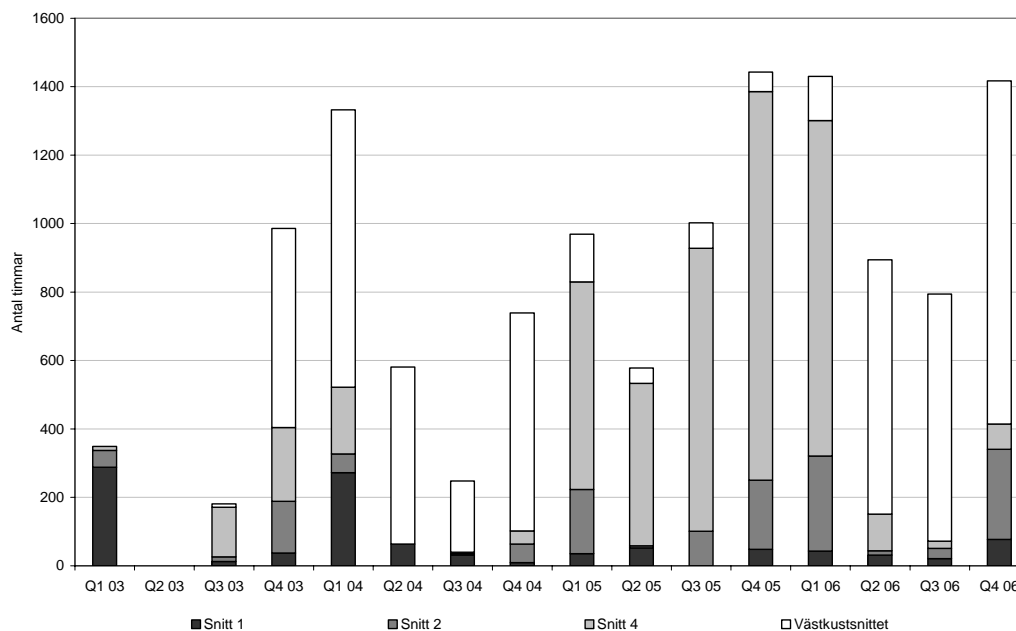
⁴ Lägre kapacitet vid export jämfört med import beror på interna begränsningar på Själland.

⁵ Likströmsförbindelse.

Många av kapaciteterna i tabellen ovan förutsätter att nätvärn är i drift. Nätvärn är ett samlingsnamn för lösningar som bygger på att vissa fel i systemet aktiverar momentan bortkoppling av produktion eller ändring av effekt på likströmsförbindelser. Med dessa system i drift kan man höja tillåten överföring genom att en ögonblicklig minskning av kraftflödet erhålls om ett fel inträffar. Funktionskraven är dock mycket höga. Därför är nätvärn ingen standardlösning för alla flaskhalsar, men i många fall ett bra komplement. I det nordiska överföringssystemet finns ett antal nätvärn som möjliggör ökade överföringskapaciteter. Höjda kapaciteter till följd av nätvärn i form av produktionsfrånkoppling förutsätter att vissa produktionsanläggningar i andra länder är i drift.

Överföringsproblematiken i Sverige

Som tidigare nämnts har det svenska stamnätet fyra trånga sektorer, så kallade snitt. Figur 2 syftar till att belysa den tidsmässiga omfattningen då respektive snitt har varit begränsande för tilldelningen av exportkapacitet. Staplarna anger det antal timmar för respektive kvartal under perioden 2003-06 som Svenska Kraftnäts prognoser har indikerat att förväntade flöden skulle innebära risk för att överföringsbegränsning skulle uppstå i de interna svenska snitten om de inte hanteras genom att reducera handelskapaciteter på utlandsförbindelserna. En handelsbegränsning behöver dock inte nödvändigtvis leda till att det uppstår en prisområdesskillnad.

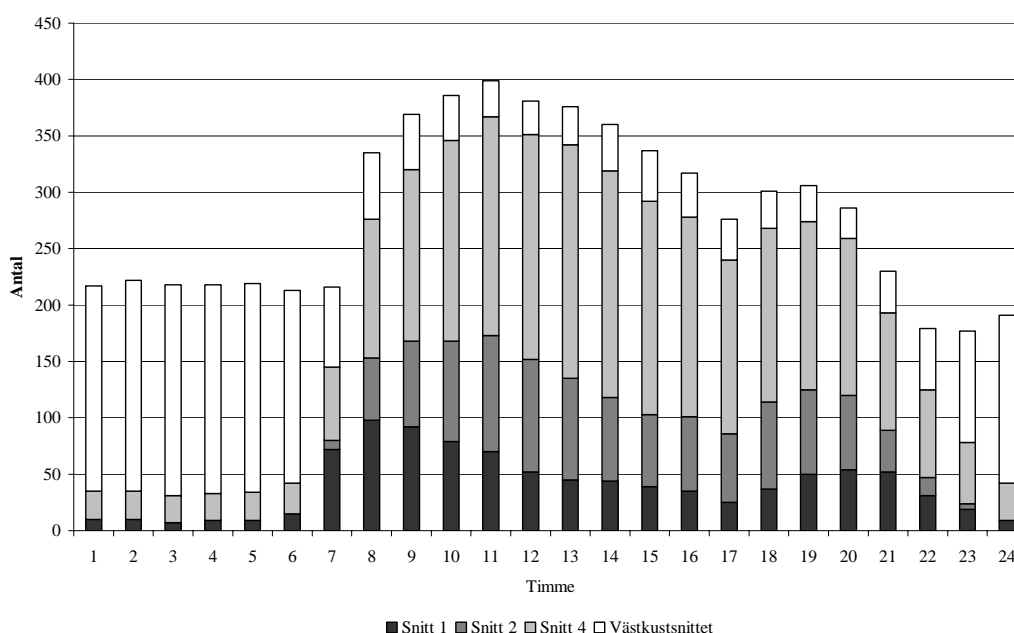


Figur 2 Antal indikerade begränsningsbehov i de svenska snitten åren 2003-07

Källa: Svenska Kraftnät

Figuren belyser överföringsproblematikens variationer såväl mellan år som mellan de olika säsongerna. Snitten 1, 2 och 4 indikerar främst begränsningar under vinterhalvåret (kvartal ett och fyra), det vill säga då förbrukning och produktion, och därmed också belastningen på stamnätet, är som högst. Särskilt problematisk är situationen vid våtår, då produktionen i norra Sverige är högre än under år med normal tillgång på vatten. Detta leder till att efterfrågan på överföring genom snitten 1, 2 och 4 blir större och därmed ökar omfattningen på begränsningsbehovet, såväl i antalet timmar som i antalet MWh.

Vad gäller västkustsnittet finns inget tydligt säsongsmässigt mönster då snittet är begränsande såväl under vinter- som under sommarhalvåret. Variationen för västkustsnittet är istället mellan höglast- och låglasttimmar; snittet begränsar mer under låglasttimmarna på helger och nätter. Detta illustreras i figur 3.



Figur 3 Antal indikerade begränsningsbehov i de svenska snitten per timme⁶

Källa: Svenska Kraftnät

Anledningen till att västkustsnittet mestadels är begränsande under låglasttid är att kraftflödet då generellt går norrut som en följd av att de danska kol- och gaskraftverken har högre start- och stoppkostnader än vad svenska och norska vattenkraftsproducenter har. Följaktligen är det inte lika lönsamt för de danska aktörerna att anpassa produktionen efter kortsiktiga efterfrågevariationer i samma utsträckning som det är för vattenkraftsproducenterna. Därmed blir Danmark ofta exportland under låglasttimmar. Också under torrår går flödet norrut från Danmark i högre utsträckning än normalt. Därmed är problematiken i västkustsnittet större under torrår jämfört med normalår respektive våtår.

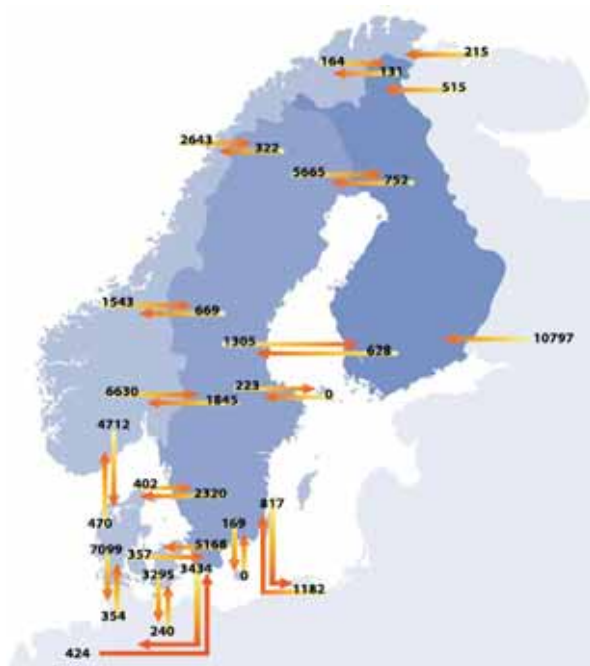
⁶ Sammanställningen omfattar perioden november 2000 till början av juli 2004.

3.2.2 Ökad transitering har orsakat ökade kraftflöden och ökade överföringsbegränsningar

Det svenska nätet, liksom övriga nordiska länders stamnät, byggdes och dimensionerades ursprungligen för att tillgodose lokala eller regionala intressen. Allt eftersom omsättningen av kraft ökade byggdes också nätet ut för att klara ökade flöden. Det svenska nätet är därför i första hand dimensionerat för att kunna hantera det nationella behovet.

När Öresundsförbindelsen dimensionerades var Barsebäcks kärnkraftverk en planeringsförutsättning, men inte heller då hade man alltid möjlighet att överföra förbindelsens maximala kapacitet. Sedan avvecklingen av Barsebäck⁷ har det svenska nätet förstärkts, men ännu inte tillräckligt för att Svenska Kraftnät alltid ska kunna medge full export på samtliga förbindelser.

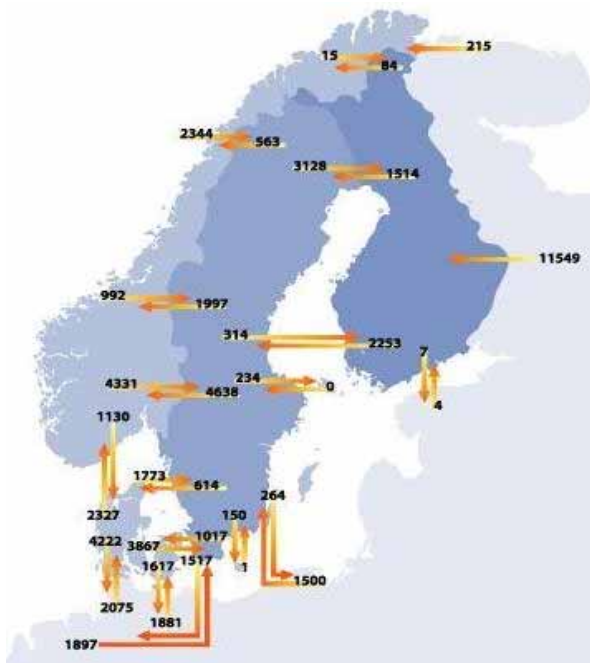
I figur 4 och figur 5 nedan visas import- och exportflöden för de nordiska länderna 2005 respektive 2006. Figurerna visar på variationerna i kraftflöden mellan olika år.



Figur 4 Import- och exportflöden för de nordiska länderna 2005.

Källa: Nordel

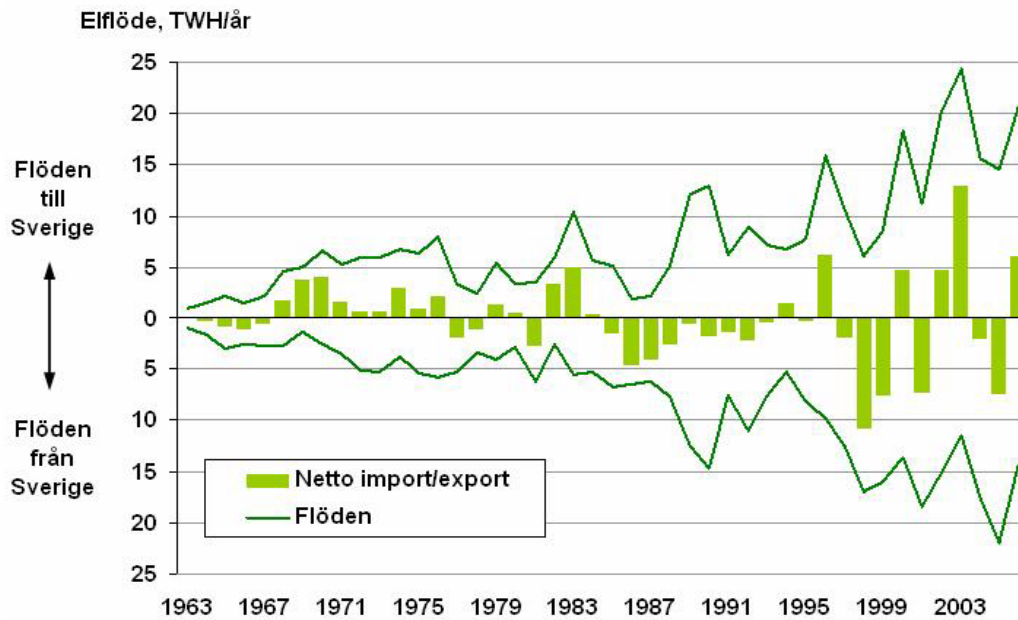
⁷ Barsebäck 1 lades ned 1999 och Barsebäck 2 2005.



Figur 5 Import- och exportflöden för de nordiska länderna 2006.

Källa: Nordel

Figur 6 nedan visar hur kraftflödet till och från Sverige har ökat.



Figur 6 Kraftflöden till och från Sverige 1963-2006

Källa: Svensk Energi

Efter elmarknadsreformen transiteras allt mer kraft genom det svenska systemet som en följd av prisskillnader inom Norden samt mellan Norden och kontinenten. Kraftproducenterna optimerar inte längre sin produktion utifrån den egna försäljningen utan utifrån priserna på Nord Pool och EEX⁸. Flödena mellan olika områden kan på timbasis vara mycket stora samtidigt som de på dygnsbasis kan ta ut varandra. Det svenska nätet klarar normalt av att föra över kraft för södra Sveriges behov och även för export söderut. Beroende på den aktuella nätsituationen, samt på produktion och förbrukning i Sverige och dess grannländer, räcker kapaciteten emellertid inte alltid till för den önskade timvisa exporten.

3.3 Nuvarande hantering av överföringsbegränsningar

När överföringskapaciteten inte är tillräcklig för marknadens önskemål om handel måste situationen hanteras på något sätt. I detta avsnitt redovisas hur överföringsbegränsningar hanteras idag.

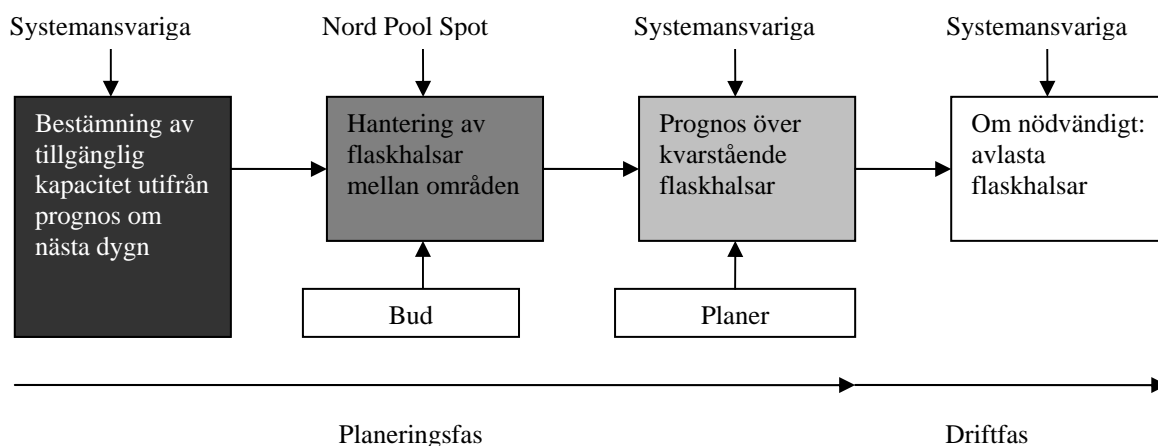
3.3.1 Övergripande om hanteringen

I praktiken hanteras överföringsbegränsningar på den nordiska marknaden med en kombination av marknadsdelning genom prisområdesindelning, mothandel och begränsning av import/export. Ingen av metoderna innebär att mer kraft kan föras genom den trånga sektionen utan de innebär alla att kraftbalansen måste förstärkas på underskottssidan genom ökad produktion eller minskad förbrukning och att kraftbalansen måste försvagas på överskottssidan genom minskad produktion eller ökad förbrukning. Metoderna för att åstadkomma detta är däremot olika och de ger olika effekter för marknadens aktörer.

Hanteringen av överföringsbegränsningar kan delas in i en planeringsfas och en driftfas. Planeringsfasen är dygnet före driftdygnet. Huvuddelen av elhandeln i det nordiska området sker fram till dess spotmarknaden stänger. För den systemansvariga fortsätter emellertid planeringen fram till driftfasens början. Driftfasen omfattar den aktuella drifttimmen då de systemansvariga reglerar produktionen efter förbrukningen för att säkerställa säker drift av kraftsystemet.

Hantering av flaskhalsar kan principiellt delas in i fyra steg, se figur 7.

⁸ European Energy Exchange, den tyska elbörsen.



Figur 7 Faser i flaskhalshanteringen

I det första steget fastställer de systemansvariga hur mycket kraft som ledningarna har kapacitet att överföra, det vill säga den kapacitet som kan göras tillgänglig för handel. I Norden bestäms storleken på den tillgängliga kapaciteten, handelskapaciteten, morgonen innan driftdygnet bilateralt mellan berörda systemansvariga.

Tilldelningen av tillgänglig överföringskapacitet sker sedan via spotmarknadens implicita auktion. Resultatet av den kan bli att det uppstår olika prisområden i de fall då överföringskapaciteten är lägre än vad marknaden efterfrågar. Kraftflödena till följd av spothandeln begränsas till den tillgängliga överföringskapaciteten genom ett lägre spotpris i överskottsområdet och ett högre spotpris i underskottsområdet. Ett lägre pris minskar utbudet och ökar efterfrågan medan ett högre pris ökar utbudet och minskar efterfrågan.

De balansansvariga lämnar därefter, baserat på utfallet av spothandeln samt eventuell bilateral handel, produktions- och förbrukningsplaner per snittområde för nästkommande dygn till de systemansvariga. Systemansvariga gör återigen prognoser av förväntade flöden och eventuella flaskhalsar. I detta stadium planeras för hantering av de flaskhalsar som kvarstår. Om den systemansvarige bedömer att förväntade flöden hotar driftssäkerheten vidtas åtgärder som avlastar nätet. De systemansvariga garanterar redan genomförd handel genom mothandel vid minskad överföringskapacitet efter planeringsfasens slut. Mothandeln innebär beställning av ökad produktion på den sida av flaskhalsen som har underskott och minskad produktion på den sida av flaskhalsen som har överskott.

3.3.2 Bestämning av handelskapacitet

Nuvarande metod för att hantera begränsade överföringskapaciteter beskrivs i systemdriftavtalet mellan de systemansvariga i Norden. I avtalet regleras hanteringen av överföringskapacitet på överföringsförbindelserna mellan delsystemen Norge, Jylland, Själland, Sverige och Finland. Grundprincipen vid

eventuella begränsningar är *pro rata*-fördelning⁹. Den tillgängliga handelskapaciteten tilldelas Nord Pool¹⁰. Tillgängliga handelskapaciteter för förbindelserna mellan Sverige och Tyskland (Baltic Cable) och mellan Sverige och Polen (Swe Pol Link) tilldelas kabelföretagen.

Överföringskapaciteten mellan delsystemen fastställs löpande bilateralt mellan de systemansvariga. Besluten baseras på gemensamma driftsäkerhetskriterier angivna i bilaga 2 till Systemdriftavtalet och på tekniska och driftmässiga omständigheter som har betydelse för överföringskapaciteten. Driftsäkerhetskriterierna baseras på n-1 kriteriet. Det innebär att ett kraftsystem förutsätts vara intakt vid bortfall av en enskild huvudkomponent till exempel en produktionsenhet, ledning, transformator, samlingsskena eller förbrukning. Det fel som ger störst konsekvens för kraftsystemet benämns *dimensionerande fel*.

Varje systemansvarig svarar för bedömningen av dessa omständigheter inom eget delsystem och beslutar om nödvändiga åtgärder. Det är respektive systemansvarigs ansvar att hantera flaskhalsar inom ett elspotområde genom att använda mothandel eller genom att variera handelskapaciteten mot angränsade elspotområden.

Kraftflödena mellan olika snittområden kan vara svår att uppskatta för den systemansvarige i ett planeringsskede. Detta medför att ett maskat nät inte alltid erhåller en optimal fördelning mellan maskorna, speciellt vid avvikande driftläggning eller extrema situationer. Verklig kapacitet är därför vanligtvis mindre än summan av kapaciteten för de ingående förbindelserna eller snitten.

Systemansvariga gör var sin beräkning av hur mycket överföringskapacitet som, utifrån sitt eget driftsystem, kan ställas till marknadens förfogande. Följden blir att det för varje förbindelse mellan områden i Norden finns två prognoser i vardera riktningen, med undantag för de interna områdesgränserna i Norge, vilka Statnett enskilt beslutar om. Den bedömning som resulterar i den lägsta kapaciteten i vardera riktningen lämnas som handelskapacitet till Nord Pool Spot. I tabell 2 redovisas lägst, genomsnittligt respektive högst tilldelad handelskapacitet till de olika förbindelser som ingår i Elspotberäkningen.

⁹ Proportionell fördelning utifrån termisk kapacitet.

¹⁰ Tillgänglig handelskapacitet publiceras på Nord Pools hemsida, www.nordpool.com.

Tabell 2 Tilldelade kapaciteter från systemoperatörerna till Elspot ¹¹

	Minimum, MW	Medel, MW	Maximum, MW	Medel/max, %
SEA-SE	5000	5000	5000	100
KT-DK2	0	520	550	95
DK2-SEA	0	1568	1700	92
NO1-SEA	200	1852	2050	90
SE-FI	375	1804	2095	86
SEA-DK2	0	1099	1300	85
NO2-SE	0	1090	1300	84
SEA-NO1	0	1649	2050	80
DK2-KT	0	436	550	79
SE-NO2	350	855	1100	78
DK1-DK1A	50	1108	1440	77
FI-SE	0	1364	1785	76
NO1-DK1A	0	738	1000	74
DK1A-NO1	-631	688	950	72
SEA-DK1A	-120	425	620	69
DK1A-SEA	-460	422	620	68
KT-DK1	0	420	1257	33
DK1A-DK1	300	466	1460	32
SE-SEA	0	2918	10031	29
DK1-KT	0	338	1550	22
NO1-NO2	-400	31	500	6
NO2-NO1	-500	-31	400	-8

Källa: Ea Energy Analyses and COWI (2007)

Tabellen visar att för i stort sett samtliga förbindelser mellan de nordiska elspotområdena gäller betydande minskningar i tilldelad handelskapacitet. Hur de nordiska systemansvariga genomför sin beräkning av den tillgängliga handelskapaciteten beskrivs i det följande.

Svenska Kraftnät

Svenska Kraftnäts tilldelning av kapacitet på utlandsförbindelserna ska vara effektiv, icke diskriminerande och fördelas proportionellt mellan berörda förbindelser. I Sverige är stamnätet inte dimensionerat för att vid varje tidpunkt klara full import/export på samtliga utlandsförbindelser samtidigt. Svenska

¹¹ Data i tabellen avser perioden mellan 15 mars 2004 och 19 november 2006.

Områdesförkortningarna är som följer: DK1 – västra Danmark, DK1A – danskt optimeringsområde avseende total handel med Jylland, DK2 – östra Danmark, FI – Finland, KT – Kontek (Tyskland), NO1 – södra Norge, NO2 – norra Norge, SE – Sverige och SEA – svenskt optimeringsområde avseende export på förbindelser söder om snitt 2.

Kraftnät har valt att hantera detta genom att reducera tillgänglig handelskapacitet för import/export när stamnätets kapacitet inte är tillräcklig.

Svenska Kraftnät använder en beräkningsmodell för att prognostisera morgondagens situation i det svenska nätet och på utlandsförbindelserna. Syftet med beräkningsmodellen är att underlätta planeringen av kraftflödet genom det svenska systemet för kommande dygn. Bestämningen av handelskapaciteten för nästa dygn baseras på ett antal faktorer. Utgångspunkten är ett referensdygn som på bästa sätt ska karaktärisera driften av och flödet i såväl det svenska nätet som förbindelserna till grannländerna. Detta dygn ska spegla lastsituation och fördelningen av produktion per snittområde i Sverige, temperaturer och utbyten med grannländerna.

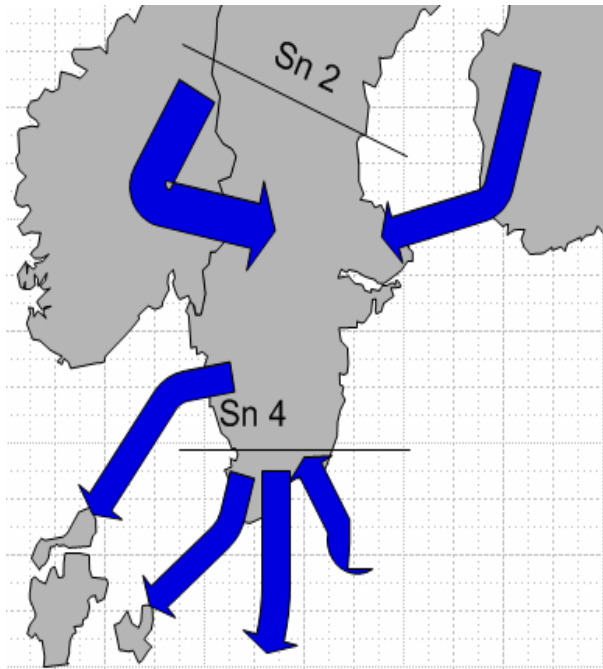
Svenska Kraftnät justerar referensdygnets indatavärden. Justering sker till följd av förväntad temperatur i olika delar av Sverige. Detsamma gäller flödet på utlandsförbindelserna. Dessutom läggs förväntade överföringsgränser in i beräkningsmodellen för snitt 1, snitt 2 och snitt 4 samt västkustsnittet.

I huvudsak medför detta att export söder om respektive snitt 1, 2 och 4 reduceras när kapaciteten i snittet inte beräknas klara av den förväntade överföringen. I vissa situationer kan även begränsningar av importkapacitet norr om respektive snitt göras i den mån detta avlastar snitten.

Efter beräkningen av hur stor kapacitet som kan överföras i de svenska snitten fördelas denna ut på respektive förbindelse som tilldelning av tillgänglig handelskapacitet.

För utlandsförbindelserna söder om snitt 1,2 och 4 tillämpas en proportionell reduktion av handelskapaciteten i förhållande till varje förbindelses maximala kapacitet.

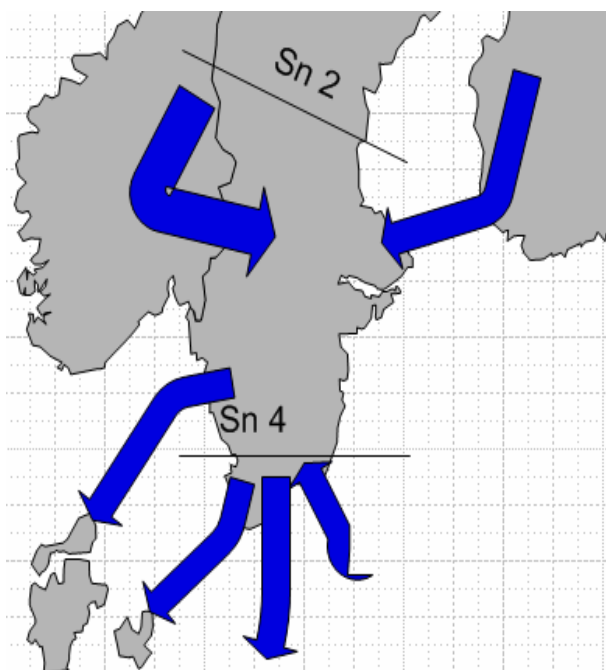
Fördelning av exportkapaciteten söder om snitt 2: De kapaciteter som tilldelas förbindelserna med södra Norge, Jylland och Själland pro rata lämnas till Nord Pool Spot som en totalsumma som sedan ingår i snitt 2-optimeringen på spotmarknaden. Detta medför förbättrade möjligheter för kraften att flyta dit den prismässigt bör flyta. Handelskapaciteter till Finland, Tyskland och Polen tilldelas pro rata till respektive förbindelse.



Figur 8 Förbindelser i snitt 2-optimeringen

Flaskhalsens kapacitet
+ Prognos för produktion söder om flaskhalsen
+ Import söder om flaskhalsen
- Prognos för förbrukningen söder om flaskhalsen
= Exportkapacitet

Fördelning av exportkapaciteten söder om snitt 4: Tillgänglig exportkapacitet fördelas pro rata till Själland (Öresund), Tyskland (Baltic Cable) och Polen (Swe Pol Link). Fördelning sker i förhållande till förbindelsernas fysikaliska termiska kapacitet. När exporten på en förbindelse beräknas understiga tilldelad kapacitet eller en förbindelse beräknas importera kraft tas hänsyn till detta genom att den tillkommande kapaciteten fördelas till övriga förbindelser.



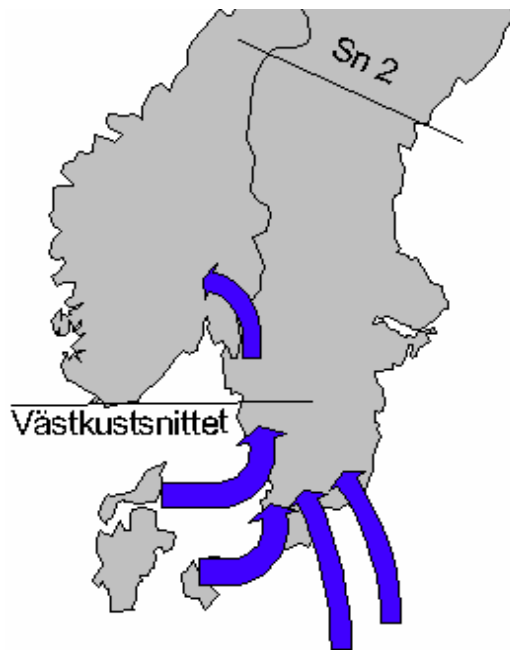
Figur 9 Förbindelser norr respektive söder om snitt 4

Exempel

Förbindelse	Termisk kapacitet (MW)
Själland	1960
Tyskland	690
Polen	720
<hr/>	
Beräknad fysisk kapacitet Snitt 4	3200
Beräknad produktion söder Snitt 4	+ 400
Beräknad förbrukning söder Snitt 4	- 2800
Beräknad import Polen	+ 400
<hr/>	
Tillgänglig exportkapacitet	= 1200

Flaskhalshantering i västkustsnittet: Västkustsnittet är den kollektiva benämningen för två begränsande snitt i det svenska stamnätet, som vart och ett skär igenom två 400 kV ledningar i Västsverige nära Göteborg. Av hänsyn till elsystemets driftsäkerhet (dynamisk stabilitet eller termisk kapacitet) kan överföringen i västkustsnittet behöva begränsas i nordlig riktning, när det är import från Polen, Tyskland och Danmark, export till Norge och låg förbrukning i Göteborgsområdet. Sådana förhållanden uppträder mest nattetid och på helger.

Figur 10 visar vilka utlandsförbindelser som påverkar överföringen genom västkustsnittet:

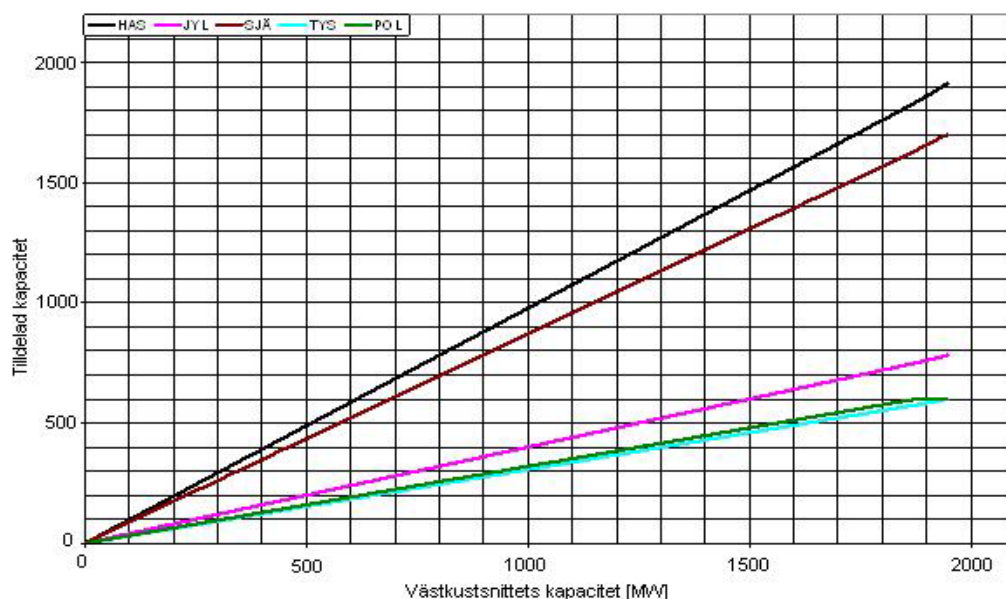


Figur 10 Förbindelser som påverkar flaskhalshanteringen i västkustsnittet

Beräkning av exportkapacitet dagen före driftdygnet

Flaskhalsens kapacitet
+ Prognos för produktion som påverkar flaskhalsen
+ Import/export som påverkar flaskhalsen
- Prognos för förbrukning som påverkar flaskhalsen
= Exportkapacitet

Kapaciteten i västkustsnittet fördelas pro rata mellan de ingående export- och importförbindelserna, se figur 11.



Figur 11 Kapacitet per utlandsförbindelse som funktion av den totala kapaciteten för utlandshandel genom Västkustsnittet

Övriga systemansvariga

Den danska systemoperatören, Energinet.dk, har beräkningsmetoder som innebär att den mängd kraft som transiteras inte får överstiga vissa värden för att säkerställa systemets reglerbarhet. Handelskapaciteten beräknas mot bakgrund av förväntningar gällande produktion och förbrukning och den interna situationen på Jylland. Stora variationer i vindkraftproduktionen på Jylland kräver stora reglerresurser vilka tidvis måste anskaffas genom kortsiktig handel med Norge och Sverige. Utrymme för detta skapas genom reduktion av tillgänglig handelskapacitet för marknaden på överföringsförbindelserna mellan Jylland – Norge och Jylland - Sverige.

En särskild fysisk restriktion som påverkar handelskapaciteten på spotmarknaden är de så kallade ramping-bestämmelserna. Dessa bestämmelser tillåter högst 600 MW förändring från timme till timme av det planerade handelsflödet mellan Jylland och Norge/Sverige och leder därmed till att enskilda timmar får områdesprisskillnader i Elspot även om den totala överföringskapaciteten är tillräcklig.

Kapaciteten till och från Själland reduceras kraftigt om någon ledning är ur drift. Energinet.dk definierar maxkapaciteten för import till 1 350 MW p.g.a. interna problem med dynamisk stabilitet. Termisk kapacitet är 1 960 MW. Vid ansträngd effektbalans på Själland kan även exportkapaciteten till Tyskland via Kontek reduceras.

Finland har ett snitt, P1, i norra delen av landet. Det förekommer situationer då detta snitt hanteras med reduktion av handelskapaciteten vid gränsen mot

Sverige. Systemoperatören Fingrid tar hänsyn till förbrukning, produktion och handel vid kapacitetssättning, studerar flödena föregående dag och vad de förväntas bli nästkommande dag. I beräkningen av kapaciteten utgår Fingrid från grundscenarier för sommar och vinter. Grundscenarierna uppdateras utifrån produktion, last, överföringskapacitet och avbrott. I riktning från Finland till Sverige är spänningsstabilitet begränsande och i riktning från Sverige till Finland är vinkelstabilitet begränsande.

Norge tillämpar reduktion av handelskapaciteten i Hasle-snittet bland annat vid höglast i Oslo-området. Detta får negativa konsekvenser på svensk försörjningssäkerhet kalla vinterdagar. Den norska systemoperatören Statnett begränsar i huvudsak export från Norge.

Överföringskapaciteten från Norge reduceras utifrån tabell 3 vid hög Oslolast:

Tabell 3 Reducering av kapacitet från Norge till Sverige vid hög Oslolast

Oslolast (MW)	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800	3900	4000	4100
Kapacitet (MW)	2200	2175	2090	2000	1900	1785	1700	1600	1450	1250
Oslolast (MW)	4200	4300	4400	4500	4600	4700	4800	4900	5000	
Kapacitet (MW)	1050	850	650	500	350	200	100	50	0	

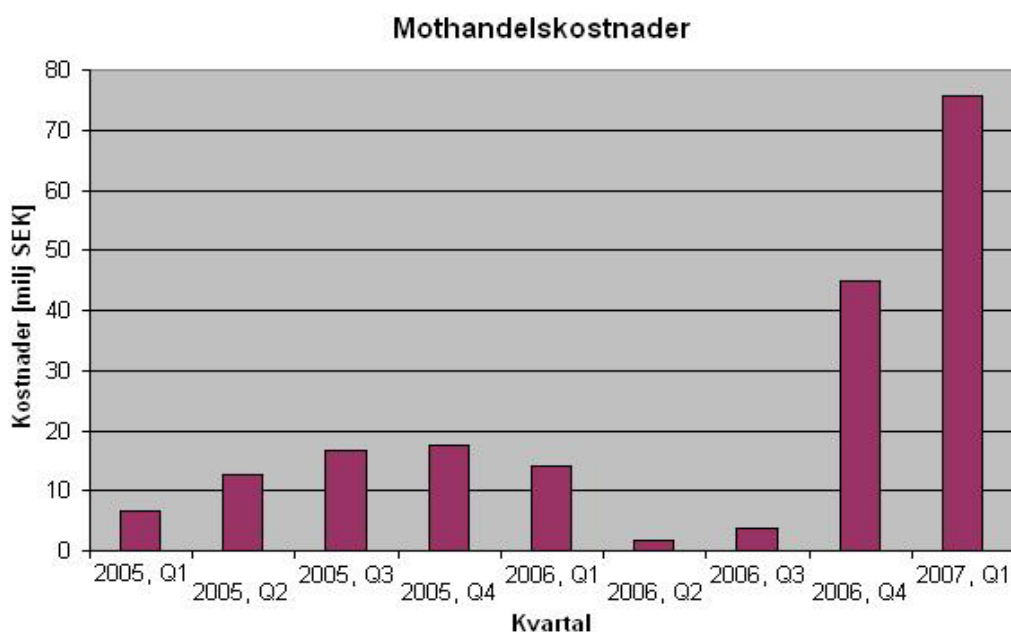
Källa: Systemdriftavtalet 2006, bilaga 7.1

3.3.3 Mothandel

Svenska Kraftnät hanterar i driftfasen Sverige som ett område och löser uppkomna flaskhalsar med mothandel. Det vill säga om förutsättningarna förändras på sådant sätt att något snitt eller någon ledning överbelastas, köper den systemansvarige kraft i underskottsområdet och minskar på så sätt belastningen på elnätet. Det billigaste budet (eller buden) som är lokaliserat i rätt område får tillslag. Mothandeln finansieras via nättariffen.

Systemansvariga i Norden garanterar att uppgjord handel mellan elspotområden ligger fast, även om kapaciteten på gränsförbindelser förändras under driftfasen. Systemansvariga hanterar detta med mothandel. Systemansvarig på bägge sidor om förbindelsen delar kostnaden, genom att var och en tar kostnaden för regleringar som krävs inom eget delsystem.

Kostnaderna för mothandel kan variera kraftigt beroende på större produktions- och transmissionsbortfall samt olika oförutsedda händelser. I figur 12 presenteras de svenska mothandelskostnaderna per kvartal sedan 2005. Normalt ligger kostnaderna i närheten av 40 miljoner SEK per år. De höga kostnaderna den senaste vintern (2006/2007) beror till stor del på bortfall av produktion vid Forsmarks kärnkraftverk.



Figur 12 De svenska mothandelskostnaderna per kvartal från 2005

Källa: Svenska Kraftnät

3.4 Aktuella förstärkningar av nätet

Marknadens krav på ökad handelsförmåga har de senaste åren varit i fokus. Svenska Kraftnät arbetar kontinuerligt tillsammans med de övriga nordiska stamnätsföretagen med att bedöma vilka överföringsbehov som finns och vilka åtgärder som är lämpliga för att tillgodose dessa behov. Små förändringar i gällande förutsättningar kan ge stora transportmässiga förändringar i överföringsnäten och ställa nya krav på förbindelserna mellan länderna. De långsiktiga förstärkningsbehoven på utlandsförbindelserna måste därför ses strategiskt och de lösningar som väljs måste göra nytta i nätet för flera olika utvecklingsscenarioer.

Efter att under en tioårsperiod, från början av 1990-talet, varit i en fas av förvaltning och låga investeringsnivåer har det svenska stamnätet nu övergått till en fas av ombyggnad och utbyggnad. Det kommer att innebära en väsentligt ökad investeringsvolym under de kommande åren.

"Pakken"

En stor del av den ökade investeringsvolymen avser de tre stora ledningsprojekt som berör Sverige i det paket av fem strategiska projekt, den så kallade "Pakken", som Nordel föreslagit för att öka kapaciteten och robustheten i det nordiska kraftsystemet.

Följande fem projekt i det nordiska kraftnätet ingår i "Pakken"

1. Fenno-Skan 2 mellan Sverige och Finland
2. Nea – Järpströmmen mellan Norge och Sverige
3. Skagerrak 4 mellan Norge och Jylland
4. Stora Bält-förbindelsen mellan västra och östra Danmark
5. Sydlänken mellan centrala och södra Sverige (Hallsberg-Hörby)

Ny 400 kV ledning Stenkullen – Lindome

För att säkra en tillförlitlig elförsörjning av Göteborgsområdet byggs en ny 400 kV ledning Stenkullen–Lindome. Ledningen är planerad att till största delen dras fram i den ledningsgata som tidigare utnyttjats för likströmsledningen till Kontiskan 1. Ledningsgatan friställdes under år 2006 då strömriktarstationen flyttades från Stenkullen till Lindome. Projektet har fördröjts p.g.a. en utdragen tillståndsprocess och beräknas nu tidigast vara klart år 2009. Ledningen förbättrar Västkustsnittet genom att Kontiskan 1 kommer in norr om Västkustsnittet.

NorNed

NorNed är den förbindelsen som snart är färdigställd mellan södra Norge och Nederländerna. Kommersiell drift planeras fjärde kvartalet 2007. En marknadskoppling är planerad mellan Nord Pool och elbörserna i Nederländerna, Belgien och Frankrike. Totalt kommer kabeln att bli 580 km lång och ha en kapacitet på ca 700 MW. Värdet av kabeln är från Norges sida en förbättrad torrårssäkerhet och ett förbättrat ekonomiskt utbyte av reglerbarheten i vattenkraften.

Nya kabelprojekt: Baltic Wind Link och SwedLit

Det pågår för närvarande utredningar i olika faser rörande etablering av nya kablar till våra grannländer. Den utredning som kommit längst är Baltic Wind Link, en likströmskabel som planeras gå mellan Sverige och Tyskland. Parallellt utreds om den planerade vindkraftparken på Kriegers flak ska anslutas till kabeln så att man får en kombinerad transmissions- och vindkraftkabel. Ännu är projektets genomförande osäkert.

SwedLit är namnet på det projekt som syftar till att utreda nyttovärdena med en likströmskabel mellan Sverige och Litauen. Projektet är i en förstudiefas som avslutas tidigast under andra halvåret 2007.

4 Regelverk inom EU och hantering inom andra europeiska länder

Hantering av överföringsbegränsningar regleras av lagstiftningen inom EU. Det här kapitlet syftar till att ge en inblick i EU:s regelverk gällande överföringsbegränsningar i stamnäten samt den kompensationsmekanism som EU arbetat fram för transit genom andra länder. Kapitlet avslutas med en genomgång över hur överföringsbegränsningar hanteras inom några av EU:s medlemsstater.

4.1 Krav i rådande regelverk på hanteringen av överföringsbegränsningar

I den svenska ellagstiftningen finns det inte några uttryckliga bestämmelser som reglerar hur Svenska Kraftnät ska hantera de flaskhalsar som uppkommer i elnätet, vare sig de uppkommer på grund av gränsöverskridande överföring av el eller på grund av den överföring av el som sker inom Sverige. Detta innebär t.ex. att det inte är reglerat om Sverige ska utgöra ett eller flera prisområden. Ellagen innehåller däremot vissa generella bestämmelser om hur Svenska Kraftnät ska utöva sitt systemansvar. Dessa bestämmelser är också tillämpliga på den överföring av el som är gränsöverskridande.

I EUs regelverk finns det däremot bestämmelser om gränsöverskridande elhandel och om villkoren för tillträde till nät för sådan handel. Europaparlamentets och rådets **förordning (EG) nr 1228/2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel** innehåller bl.a. regler om en kompensationsmekanism mellan systemansvariga för gränsöverskridande elhandel och riktlinjer för tilldelning av tillgänglig kapacitet på sammanlänkingsförbindelser. En EG-förordning är bindande i sin helhet och direkt tillämplig i varje medlemsstat.

Artikel 6 i förordningen innehåller allmänna principer om hantering av överbelastning. Enligt artikel 6.1 gäller att *Problem med överbelastning i näten skall åtgärdas med icke diskriminerande, marknadsbaserade lösningar som ger effektiva ekonomiska signaler till de berörda marknadsdeltagarna och de systemansvariga. Problem med överbelastning i näten skall företrädesvis lösas med metoder som inte bygger på transaktioner, dvs metoder som inte innefattar ett val mellan de enskilda marknadsaktörernas kontrakt.* Enligt 6.2 gäller att *Förfaranden för att begränsa handel skall endast tillämpas i nödfall när den systemansvarige för överföringsnäten tvingas vidta omedelbara åtgärder och omdirigering eller motköp inte är möjliga. Alla sådana förfaranden skall tillämpas på ett icke diskriminerande sätt. Utom vid force majeure skall marknadsdeltagare som fått sig tilldelad kapacitet kompenseras om denna skulle begränsas.* Enligt 6.3 gäller att *Den maximala kapaciteten hos*

sammanlänkningarna och/eller de överföringsnät som påverkar gränsöverskridande flöden skall ställas till marknadsdeltagarnas förfogande och uppfylla säkerhetsnormerna för säker nätdrift.

Den 9 november 2006 beslutade Kommissionen (2006/770/EG) en ny utformning av bilagan till förordningen. Bilagan är också bindande i sin helhet och direkt tillämplig i varje medlemsstat. Den nya bilagan (**Congestion Management Guidelines**) trädde i kraft den 1 december 2006.

Avsnitt 1.4 i bilagan anger Om strukturell överbelastning uppträder skall de systemansvariga omedelbart tillämpa i förväg fastställda och överenskomna lämpliga regler och arrangemang för hantering av överbelastning. Metoderna för hantering av överbelastning skall säkerställa att de fysiska kraftflöden som är förbundna med all tilldelad överföringskapacitet är förenliga med nätsäkerhetsstandarderna. Enligt 1.5 gäller att De metoder som är fastställda för hantering av överbelastning skall ge effektiva ekonomiska signaler till marknadsaktörer och systemansvariga, främja konkurrensen och vara lämpade för regional tillämpning och tillämpning i hela gemenskapen.

Avsnitt 1.7 i bilagan anger Vid fastställande av lämpliga nätområden i och mellan vilka hantering av överbelastning skall gälla, skall de systemansvariga vägledas av principerna om kostnadseffektivitet och minimering av negativ inverkan på den inre elmarknaden. De systemansvariga får inte begränsa sammanlänkningskapaciteten för att lösa överbelastning inom sitt eget kontrollområde, förutom av ovannämnda skäl och skäl som har med driftssäkerhet att göra. Om en sådan situation inträffar skall de systemansvariga beskriva och på ett öppet sätt presentera den för alla användare. En sådan situation får bara godtas till dess att en långsiktig lösning hittas. De systemansvariga skall för alla användare beskriva och på ett öppet sätt presentera den metod och de projekt som skall möjliggöra en långsiktig lösning.

Avsnitt 2 till bilagan behandlar metoder för hantering av överbelastning. 2.1 anger För att underlätta en effektiv gränsöverskridande handel skall metoderna för hantering av överbelastning vara marknadsbaserade. I detta syfte skall kapaciteten endast tilldelas genom explicita (kapacitet) eller implicita (kapacitet och energi) auktioner. Båda metoderna kan samexistera för samma sammanlänkning. För intradaglig handel kan kontinuerlig handel användas. 2.2 anger Beroende på konkurrensvillkoren kan det vara nödvändigt att mekanismerna för hantering av överbelastning tillåter tilldelning av överföringskapacitet både på lång och kort sikt. Enligt 2.8 gäller att I regioner där de finansiella terminselektricitetsmarknaderna är välutvecklade och har visat sig vara effektiva, kan all sammanlänkningskapacitet tilldelas genom implicita auktioner.

Avsnitt 3 till bilagan innehåller föreskrifter om samordning. 3.1 föreskriver att Kapacitetstilldelningen vid en sammanlänkning skall samordnas och genomföras genom att de berörda systemansvariga använder gemensamma

tilldelningsförfaranden. Om de kommersiella utbytena mellan två länder (systemansvariga) avsevärt förväntas påverka villkoren för de fysiska kraftflödena i ett tredje land (systemansvarig), skall metoderna för hantering av överbelastningar samordnas genom ett gemensamt förfarande för hantering av överbelastningar mellan alla berörda systemansvariga. De nationella tillsynsmyndigheterna och de systemansvariga skall säkerställa att det inte sker någon ensidig utformning av förfaranden för hantering av överbelastningar som avsevärt påverkar de fysiska kraftflödena i något av de andra näten.

Avsnitt 5 i bilagan innehåller omfattande föreskrifter om transparens syftande till att säkerställa att alla marknadsaktörer får samtidig tillgång till uppgifter som kan påverka marknaden. De systemansvariga ges ansvar för att publicering sker.

Elmarknadsdirektivet 2003/54/EG och direktivet 2005/89/EG om åtgärder för att trygga elförsörjning och infrastrukturinvesteringar (elförsörjningsdirektivet) innehåller också bestämmelser som hänför sig till gränsöverskridande elhandel och om villkoren för tillträde till nät för sådan handel.

Den nordiska elmarknaden uppfyller redan idag i stort de bestämmelser i regelverket som reglerar hanteringen och tilldelningen av tillgänglig överföringskapacitet mellan nationella elsystem.

Hanteringen av överbelastningar i elnätet sker för att upprätthålla driftsäkerheten. I Svenska Kraftnäts systemansvar ligger enligt ellagen det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el. Ellagen ger Svenska Kraftnät rätt att, i den utsträckning det behövs för att kunna utöva systemansvaret, beordra elproducenter att, mot marknadsmässig ersättning, öka eller minska produktionen av el. Om systemansvaret inte kan utövas genom dessa åtgärder får Svenska Kraftnät, i den utsträckning det behövs för att kunna utöva systemansvaret, beordra innehavare av nätkoncession att begränsa eller avbryta överföringen av el till elanvändare. Några uttryckliga regler om hur begränsningar i överföringsnät ska hanteras finns inte i den svenska ellagstiftningen. För att få bort överbelastning i stamnätet tillämpar Svenska Kraftnät mothandel vilket innebär att man betalar producenter på ömse sidor om en begränsning för att dessa ska öka respektive minska sin elproduktion. Kostnaderna för detta finansieras genom stamnätstariffen. Vid begränsningar i överföringen till andra länder tillämpas där så är möjligt marknadsdelning genom prisområdesindelning på Nord Pool. Detta system är ett effektivt och öppet sätt att hantera problemet med begränsad överföringskapacitet.

Sverige utgör ett elspotområde i Nord Pool och Svenska Kraftnät har i första hand hanterat begränsningar i överföringskapaciteten i stamnätet genom tilldelning av minskade handelskapaciteter till utlandsförbindelserna på grund av dels driftsäkerhetsskäl, dels att nättarifferna för stamnätet inte skulle innefatta mothandelskostnader för utlandsförbindelserna.

EUs regelverk är i många avseenden oklart. Det har också ifrågasatts om det är förenligt med EUs numera gällande regelverk att behålla den nuvarande svenska ordningen, som innebär att man regelmässigt hanterar överföringsbegränsningar i det svenska nätet genom att tilldela minskade handelskapaciteter till utlandsförbindelserna. Införandet av elspotområden i Sverige kan vara ett sätt att lösa denna fråga. Det måste dock beaktas att de systemansvariga, i enlighet med 1.7 i Congestion Management Guidelines, vid fastställande av lämpliga nätområden för hantering av överbelastning ska vägledas av principerna om kostnadseffektivitet och minimering av negativ inverkan på den inre elmarknaden. En förutsättning för att detta ska vara uppfyllt för svenskt vidkommande är naturligtvis att tillämpningen av regelverken är enhetlig åtminstone i Norden och närområdena. Om så inte är fallet kan det bli det svårt att hävda att principen om kostnadseffektivitet uppfylls genom att Sverige inför prisområden.

Rättsutvecklingen inom området bestäms ytterst genom beslut och ställningstaganden inom EUs institutioner.

4.2 EUs kompensationssystem för transitkostnader

Systemet för inter-TSO kompensation (ITC) introducerades 2002 och har stegvis modifierats från år till år. Systemet är hittills baserat på en frivillig överenskommelse. I förordning (EG) 1228/2003 om gränsöverskridande handel med el inom EU föreskrivs dock i artikel 3.1 att *De systemansvariga för överföringsnäten skall få kompensation för kostnader som uppstår till följd av att de överför gränsöverskridande flöden av el via sina nät*. Artikel 8 i förordningen anger att förordningen ska kompletteras med riktlinjer om hur denna kompensation ska gå till.

På grund av svårigheter att finna en kompensationsmekanism som kan nå bred acceptans, finns dock ännu inga sådana riktlinjer antagna. Kompensationssystemet kommer därför att baseras på frivilliga överenskommelser fram till dess bindande riktlinjer antas av EU-kommissionen. EU-kommissionens plan har varit att presentera ett förslag till sådana riktlinjer under våren 2007, men detta har ännu inte skett. I arbetet med att ta fram riktlinjer har de europeiska samarbetsorganen för såväl tillsynsmyndigheter som systemansvariga engagerats.

ITC-överenskommelsen och förordningen är ett viktigt steg mot en gemensam europeisk marknad för el. Ett syfte har varit att avskaffa individuella avgifter för transit som adderas i lager på lager (pancaking) om det är fråga om elhandel över flera gränser.

Tanken med modellen är att de systemansvariga ska få kompensation för de kostnader som orsakas av transitflöden i överföringsnätet. Kostnaderna utgörs dels av nätförluster orsakade av transit, dels av del i kostnaderna för nättillgångar och underhåll. Kostnaderna ska betalas av de systemansvariga som har ”orsakat” transitflödena. ITC-kompensationen omfattar ännu inte en tredje kostnadspost som hör samman med transit, nämligen mothandelskostnader. Rimligen bör också

denna kostnadspost kompenseras eftersom det inte är någon principiell skillnad mellan denna kostnadspost och de två övriga.

Transit definieras i den hittillsvarande modellen som det timvisa minimivärdet av import och export för varje ITC part. Import och export beräknas som summorna av fysiska flöden (mätta värden) på alla exporterande och importerande linjer. Värdena ackumuleras och rapporteras månadsvis.

Det nuvarande systemet baseras när det gäller tillgångar i nätet på så kallade regulated costs, dvs. av tillsynsmyndigheterna godkända bokförda kostnader. Förlustkostnaderna baseras på ett så kallat horisontellt nät för varje systemansvarig, multiplicerat med en enkel "transitnyckel". Den diskussion som har förts inom såväl ETSO (de systemansvarigas europeiska samarbetsorganisation) som ERGEG (de europeiska tillsynsmyndigheternas samarbetsorganisation) och EU-kommissionen handlar dels om kostnadsbasen, dels om hur man ska beräkna förlusterna. När det gäller kostnadsbasen är huvudfrågan om man ska utgå från regulated costs eller någon form av standardkostnader. När det gäller förlustberäkningen är huvudfrågan hur noga flödena i näten ska modelleras. Eftersom varje modell har sina vinnare och förlorare har det varit svårt att enas om en ny modell.

Transitflödet genom det svenska stamnätet är omfattande. Trots detta är Svenska Kraftnät med nuvarande modell nettobetalarare. En huvudorsak är att den svenska stamnätstariffen är mycket låg i en europeisk jämförelse, bl.a. beroende på att anläggningsskapitalet i det svenska stamnätet är lågt värderat jämfört med många andra länders stamnät där anläggningsskapitalet har skrivits upp.

De norska industri- och konsumentorganisationerna kritiserade i mars 2007 i ett positionspapper ITC för att motverka sitt syfte och riskera incitamenten till nya investeringar och effektiv nätdrift. Enligt positionspapperet kan den planerade nya ledningen mellan Norge och Danmark, Skagerak 4, komma att öka Norges ITC-betalningar i en sådan omfattning att projektet blir oönskat från ett norskt perspektiv.

4.3 Övergripande hantering av överföringsbegränsningar inom några europeiska länder

Italien, Danmark och Norge är de enda europeiska länder som tillämpar en prisområdesindelning inom landet för att hantera överföringsbegränsningar.

Italien är indelat i sju prisområden på den italienska elbörsen Gestore del Mercato Elettrico (GME). Genomsnittspriset under 2006 för de sju prisområdena varierade mellan 74 och 81 euro/MWh. Detta var en kraftig ökning jämfört med 2005 då de olika prisområdenas genomsnittliga spotpris varierade mellan 58 och 63

euro/MWh. Båda åren var GME den europeiska elbörs som hade det högsta genomsnittliga spotpriset.

Danmark är indelat i de två prisområdena Västdanmark (Jylland och Fyn) och Östdanmark (Själland). Indelningen i två prisområden är nödvändig eftersom det trots att frågan varit aktuell under många år ännu inte finns någon förbindelse mellan de två danska näten. En integrerad dansk marknad uppnås för närvarande endast om transfereringar genom Sverige eller Tyskland möjliggör gemensamt pris i de två danska områdena. Byggandet av en förbindelse över Stora Bält ingår i det paket om fem nordiska utbyggnader som Nordel presenterade 2004.

Norge är för närvarande indelat i tre prisområden. Trots denna indelning får dock inte prissignalen bestämma flödet mellan södra och mellersta Norge. I stället fastställer den norska systemoperatören Statnett innan Elspot för varje timme kraftflödets exakta riktning och storlek mellan de två områdena. Prisberäkningens syfte blir därefter att fastställa priser för de två områdena som ger exakt det kraftflöde Statnett fastställt. Detta innebär att det inte är ovanligt att kraftflödet mellan de norska områdena går mot prissignalen från ett högprisområde till ett lågprisområde. En integrerad norsk marknad uppnås endast om transiteringar genom Sverige möjliggör gemensamt pris i de norska områdena.

Kommissionen betonar överföringsförbindelsernas betydelse för marknadernas integrering och redovisade i januari 2007 i sektorsundersökningen av el- och gasmarknaderna olika länders importkapacitet i procent av ländernas produktionskapacitet. Storbritannien (2 procent), Italien, Spanien och Irland (samtliga 6 procent) samt Portugal (9 procent) konstateras ha en importkapacitet som är lägre än det mål om 10 procent som EU beslutade 2002. Den svenska importkapaciteten anges till 29 procent av produktionskapaciteten.

Kommissionen konstaterar vidare i sektorsundersökningen att de tillgängliga handelskapaciteterna kan vara påverkade av det sätt som systemansvariga hanterar överföringsbegränsningar inom sina områden men att någon sådan utvärdering inte gjorts på detta stadium. Vidare diskuteras om systemoperatörerna söker maximera de tillgängliga handelskapaciteterna. Variationer i tillgänglig handelskapacitet ses som positivt för marknaden eftersom det indikerar en sådan strävan medan en oföränderlig handelskapacitet ses som en indikator på att systemoperatören inte kontinuerligt strävar efter att maximera tillgänglig handelskapacitet.

I den europeiska diskussionen framhålls ibland Tyskland som ett land som normalt tilldelar lägre handelskapaciteter än de verkliga fysiska överföringskapaciteterna. Härigenom har de tyska systemoperatörerna normalt undvikit behovet av att tillfälligt sänka handelskapaciteterna för att hantera interna överföringsbegränsningar. Under senare tid har det dock förekommit begränsningar i importkapaciteten från Jylland när hög vindkraftproduktion förväntats i norra Tyskland.

I samband med den europeiska storstörningen den 4 november 2006 splittrades det kontinentala elnätet i tre separata nät (se nedanstående figur).

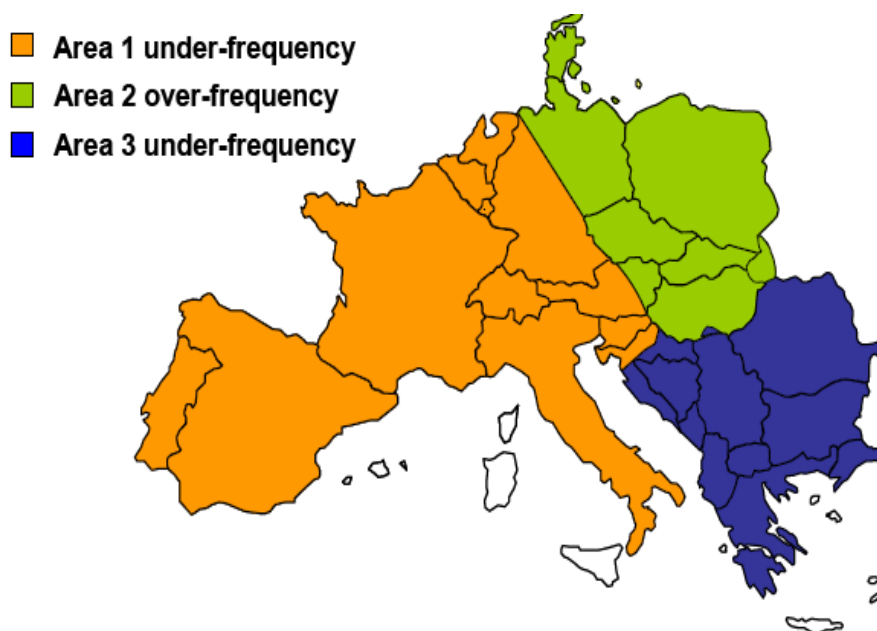


Figure 4: Schematic map of UCTE area split into three areas

Figur 13 Det kontinentala elnätets uppdelning efter störningen den 4 november 2006

Källa: UCTE (2007)

När storstörningen inträffade kl. 22:10 på lördagskvällen var det i Europa ett mycket stort kraftflöde från norr och öster till söder och väster. Flödet från område 2 till område 1 i figur 13 var 9 260 MW. Produktionen i område 2 var 62 300 MW, varav 8 600 MW vindkraft. Nätsepareringen medförde en mycket stor brist inom område 1 och mer än 15 miljoner hushåll kopplades bort genom automatisk och manuell lastfrånkoppling inom de olika länderna inom område 1.

Gränsen mellan område 2 och område 1 i samband med nätsepareringen gick genom Tyskland. Denna gräns är en återkommande överföringsbegränsning, särskilt i situationer med mycket vind i norra Tyskland. Problematiken förväntas öka inom Tyskland eftersom merparten av pågående och planerade kraftverksutbyggnader (vindkraft och kolkondens baserat på importerat kol) är belägna i norra Tyskland. Frågan om en prisområdesindelning i Tyskland har förts fram i debatten men den allmänna inriktningen tycks vara att flaskhalsproblematiken ska lösas med andra åtgärder.

I Polen finns det betydande överföringsbegränsningar till västra och norra Polen från överskottsområdet i södra Polen. Den helt dominerande exporten sker därför från södra Polen via Tjeckien till södra Tyskland. Under den senaste vintern har exportkapaciteten från Polen till Sverige normalt varit halverad till 300 MW på grund av interna begränsningar inom Polen.

På ett liknande sätt minskas också handelskapaciteter mellan de nordiska länderna för att hantera interna överföringsbegränsningar och driftsäkerhetsproblem.

5 Kundernas krav på elmarknaden och på hanteringen av överföringsbegränsningar

Det yttersta syftet för alla marknader är att ge kundnytta. Detta gäller givetvis också elmarknaden. Det är därför angeläget att elmarknaden – inklusive hanteringen av överföringsbegränsningar – utformas i syfte att maximera kundnyttan. Vilken utformning som ger störst kundnytta är beroende av kundernas krav och värderingar.

I det följande sammanfattas framför allt den svenska energiintensiva industrins krav och önskemål på elmarknaden. De energiintensiva branscherna (skogsindustrin, kemiindustrin, gruvindustrin och stålindustrin) står för drygt sjuttio procent av den svenska industrins totala elanvändning. I det mesta bör dessa krav och önskemål också vara representativa för andra kundgrupper som hushållskunder och mindre företag. Ett viktigt tillägg är dock att de mindre kunderna är inte bara beroende av en effektiv kraftmarknad (grossistmarknad för el). De är också helt beroende av en effektiv elhandelsmarknad (detaljmarknad för försäljning av el till kunder).

5.1 Trygg el

För energiintensiv industri är en säker och stabil elförsörjning till konkurrenskraftiga priser en avgörande förutsättning för verksamheten. Industrin anser att dagens leveranssäkerhet i stamnätet är acceptabel och bör bibehållas. Däremot finns det lokala problem i distributionsnäten som är viktiga att åtgärda.

En konsekvens av denna syn är att industrin inte ser att den extra nyttan av omfattande investeringar i stamnätet för att ytterligare stärka leveranssäkerheten kan motivera de höjningar av stamnätstariffen som skulle bli den nödvändiga konsekvensen.

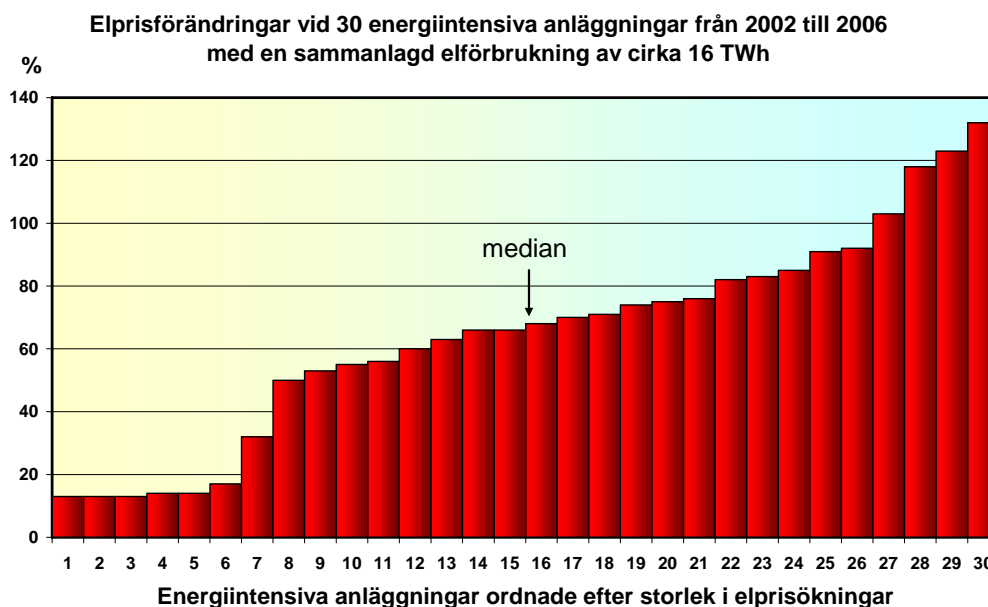
En annan konsekvens är att åtgärder som sänker leveranssäkerheten i stamnätet inte bör få vidtas. Exempelvis är industrin oroad över de krav som framförts från grannländerna på Svenska Kraftnät att alltid vidmakthålla de maximala handelskapaciteterna till och från grannländerna. Det är inte acceptabelt om Sverige tvingas till en lägre driftsäkerhet för att alltid upprätthålla maximala handelskapaciteter. Svenska Kraftnät måste även fortsättningsvis ha rätt och skyldighet att löpande vidta åtgärder för att säkra kraftsystemets förmåga att hantera störningar och bortfall utan att driftsäkerheten och stabiliteten hotas.

5.2 Konkurrenskraftiga elpriser och nättariffer

5.2.1 Konkurrenskraftiga elpriser

För energiintensiv industri är el en råvara i processerna. Totalkostnaden från svensk industriproduktion måste kunna matcha totalkostnaden från andra länders produktion. Konkurrenskraftiga elpriser har historiskt kunnat kompensera den elintensiva industrin för långa och dyra transporter till avsättningsmarknaderna och därmed bidragit till att vidareförädlingen skett i Sverige.

Under de senaste åren har de ökande priserna för el emellertid inneburit stora kostnadsökningar för basindustrin. En enkätundersökning som genomfördes vintern 2007 visar att för 30 elintensiva industrier var elpriset, på medianen, 63 procent högre år 2006 jämfört med 2002 (se figur 14).



Figur 14 Elprisförändring för trettio energiintensiva anläggningar 2002-06

Källa: Ungernet (2007)

För en långsiktigt god konkurrenskraft för basindustrin krävs tillväxt och nyinvesteringar i Sverige. Det förändrade kostnadsläget kan innebära att det blir mindre fördelaktigt att satsa på energiintensiv verksamhet i Sverige jämfört med i andra regioner i världen. Vid en nyinvestering kan elkostnaden på marginalen vara det som avgör om t.ex. elintensiv pappers- och massa-, cement-, baskemisk- eller metallurgisk industri allokeras till Sverige överhuvudtaget. När investeringar skjuts upp eller i stället genomförs i utlandet ökar risken för att verksamheten senare läggs ned eller flyttas ur landet.

Konkurrenskraftiga elpriser är därför en avgörande framtidsfråga som har såväl en europeisk som en global dimension. I den europeiska dimensionen är det

nödvändigt att svenska företags högre transportkostnader kan kompenseras med lägre produktionskostnader för att konkurrenskraften ska kunna bibehållas gentemot anläggningar som ligger närmare förbrukningscentra. Elprishöjningar till följd av exempelvis utsläppshandelssystemet innebär i och för sig inte en försämrad europeisk konkurrenskraft såvida inte några av de europeiska konkurrenterna har specialavtal och undantas från utsläppshandelns konsekvenser på elpriset.

I den globala konkurrensen får däremot såväl svensk som annan europeisk basindustri sämre konkurrensförutsättningar om EU tillämpar regler för utsläppshandel som ger högre elpriser för europeiska företag än för konkurrenter i övriga världen. Eftersom merparten av svensk basindustri möter en global konkurrens innebär den nuvarande modellen för utsläppshandeln ett mycket starkt krav på att utformningen av elmarknaden i övrigt fokuseras på åtgärder som sänker elkundernas kostnader.

5.2.2 Konkurrenskraftiga nättariffer

En betydande del av industrins elkostnad är nättarifferna. Den nuvarande utformningen av utsläppshandeln innebär som tidigare nämnts att fokus måste vara på åtgärder som sänker nättarifferna. Åtgärder som höjer nättarifferna försämrar ytterligare industrins konkurrenskraft och bör undvikas. I stället är det angeläget att den svenska stamnätstariffen kan fortsätta att vara en av Europas lägsta.

Investeringar för ökad leveranssäkerhet och ökade överföringskapaciteter innebär kostnader för nätföretagen som kommer att föras vidare till elanvändarna. Nuvarande högspänningstariffer medför i sig tillräckliga intäkter för att vidmakthålla den existerande och accepterade leveranssäkerheten. Eftersom kostnaden för energi och dess transmission är helt avgörande för den energiintensiva industrins konkurrenskraft är det viktigt att leveranskvaliteten möter elanvändarnas behov på mest kostnadseffektiva sätt. Från industrins sida uppfattas det i dagsläget inte som att det föreligger sådana brister i leveranssäkerheten, för de spänningsnivåer som är aktuella för stora industrikunder, som skulle kunna motivera stora investeringar med höjda tariffer som följd. Utifrån industrins perspektiv är det också angeläget att endast sådana nätutbyggnader som är samhällsekonomiskt lönsamma kommer till utförande.

En annan problematik som måste uppmärksammas är att de förväntade kostnaderna för mothandel direkt påverkar stamnätstariffens nivå. Detta innebär två kundkrav på mothandel som metod för hantering av överföringsbegränsningar.

För det första bör mothandeln genomföras så kostnadseffektivt som möjligt. Producenternas möjligheter att utöva marknadsmakt i samband med mothandel och att därigenom driva upp kostnaderna för mothandel måste kunna begränsas.

För det andra bör kostnaderna för mothandel betalas av dem som har nytta av mothandeln. Detta innebär att sådan mothandel som genomförs för att ge nytta åt producenter normalt inte bör finansieras via stamnätstariffen eftersom producenterna endast betalar en fjärdedel av den svenska stamnätstariffen medan kunderna betalar tre fjärdedelar. Det innebär också att sådan mothandel som genomförs för att ge nytta åt kunder i andra länder bör finansieras på annat sätt än genom den svenska stamnätstariffen.

5.3 Effektiv resursanvändning

5.3.1 Kort sikt

Konkurrenskraftiga elpriser förutsätter att den existerande produktionsapparaten kan utnyttjas så optimalt som möjligt. Det är därför ett kundintresse att handelskapaciteter begränsas i så liten omfattning som möjligt.

Det är också ett kundintresse att prissignalen och marknadslösningar utnyttjas så mycket som möjligt för att balansera produktionen och konsumtionen av el. Omfattande mothandel är i detta perspektiv problematisk. Utifrån industrins perspektiv bör vidare en centralt upphandlad och finansierad effektreserv ersättas av en marknadslösning.

För en effektiv resursanvändning på kort sikt är det också viktigt med en fungerande konkurrens och att möjligheterna att utnyttja marknadsmakt begränsas. Det är problematiskt att det i vissa situationer kan vara lönsamt för större producenter att minska produktionen och att inte söka upprätthålla en så hög tillgänglighet i produktionsanläggningarna som möjligt.

Aktiva kunder som låter sin flexibilitet i efterfrågan påverka prisbildningen är viktig för den kortsiktiga resurseffektiviteten och kan verka som motvikt till en hög koncentration på kraftproduktionssidan. Detta förutsätter att det inte är alltför komplicerat eller kostnadskrävande att vara aktiv.

Energiintensiv industri är mycket positiv till Nordels förslag att balansavräkningen ska harmoniseras på så sätt att förbrukningsobalanser avräknas i enlighet med den s.k. enprismodellen. Enprisavräkning av kundernas obalanser innebär att alla förbrukningsobalanser prissätts med det aktuella reglerkraftpriset. Detta kommer att skapa helt nya incitament och förutsättningar för industrin att aktivt utveckla system och rutiner för förbrukningsminskningar och att reagera på kortsiktiga obalanser på stamnätetsnivå. Härigenom reduceras sannolikheten för extrema reglerkraftpriser och förbrukningsanpassningen krediteras till den verkliga systemnytta den momentant åstadkommer.

5.3.2 Lång sikt

En effektiv elmarknad på lång sikt förutsätter att aktörerna har stora friheter på såväl tillförsel- och efterfrågesidan och att det är låga inträdeshinder för nya aktörer. Möjligheten att uppföra nya kostnadseffektiva produktionsanläggningar

utan långa ledtider är helt avgörande för långsiktigt konkurrenskraftiga elpriser. Industrin och Konkurrensverket har i olika sammanhang pekat på det grundläggande hot mot en långsiktigt effektiv marknad som de nuvarande restriktionerna för nya produktionsanläggningar innebär.

Normalt ingår också i begreppet långsiktig effektivitet att prissignalen ska ge incitament till lämplig lokalisering. Det stora problemet idag i Sverige är dock inte att välja lokalisering utan att över huvud taget kunna få tillstånd till en kostnadseffektiv produktionsutbyggnad.

För industrins del är det viktigt att betona behovet av nya produktionsinvesteringar. En dynamik som innebär att flaskhalsar endast åtgärdas med nätförstärkningar – som i sin tur skapar nya flaskhalsar som måste åtgärdas med nya nätförstärkningar – är en farlig dynamik för industrins del. Endast nya produktionsinvesteringar kan varaktigt ge en förstärkning av elbalansen och förskjuta utbudskurvan nedåt och därigenom möjliggöra konkurrenskraftiga priser. Om nätinvesteringar prioriteras framför produktionsutbyggnader uppnås ingen långsiktig förbättring utan endast en allt högre stamnätstariff.

5.4 Integrerad marknad

Från kundens perspektiv är en integrerad marknad normalt alltid att föredra framför en fragmenterad. På en integrerad marknad finns det större förutsättningar för effektiv konkurrens och utveckling av tjänster som ger kundnytta. Vid skapandet av den avreglerade elmarknaden var det ett starkt kundintresse att Sverige skulle vara en enda elmarknad och att elmarknaden på sikt skulle utvecklas till att bli en integrerad nordisk elmarknad.

Denna syn på värdet av en integrerad marknad i stället för uppdelade marknader har inte bara varit en svensk syn utan den har varit förhärskande i Europa. Inom Europa är det endast Norge, Danmark och Italien som har delat upp elmarknaden inom det egna landet i olika priszoner.

En integrerad marknad är dock inget självändamål utifrån kundperspektivet utan den är i stället ett medel för att erhålla effektivare konkurrens och ett effektivare resursutnyttjande. Verklig marknadsintegrering förutsätter att marknadsvillkoren är likartade på de olika delmarknaderna. Det är också angeläget att den lägre marknadskoncentration som kan uppnås genom marknadsintegrering inte motverkas genom nya förvärv och fusioner. Utifrån de svenska kundernas perspektiv är det bekymmersamt att marknadskoncentrationen har ökat genom förvärv och fusioner under senare år på inte bara den svenska utan också på den nordiska och den nordeuropeiska elmarknaden.

En marknadsintegrering kan till och med bli kontraproduktiv om investeringar i överföringsledningarna för stor utsträckning ersätter produktionsinvesteringar. LO framför i 2007 års energipolitiska program följande:

”Det finns skäl för Sverige att betona varje medlemslands ansvar för att i normalfallet klara sin egen elförsörjning. Investeringar i överföringskablar måste balanseras av investeringar i ny produktion. Import bör ses som en väg att klara oförutsedda bristsituationer, inte att klara normal förbrukning.”

Det är angeläget att alla länder tar ansvar för utvecklingen av den egna elförsörjningen och är beredda att ta konsekvenserna när den är otillräcklig. Lissabonprocessens mål om Europa som den mest dynamiska tillväxtregionen blir i annat fall än mer svåruppnåeligt. Den europeiska visionen om en gemensam integrerad elmarknad kan behöva förtydligas på denna punkt.

5.5 Konkurrens på kraftmarknaden

En effektiv konkurrens på kraftmarknaden och på elhandelsmarknaden är avgörande förutsättningar för en effektiv elmarknad och för konkurrenskraftiga elpriser. En låg marknadskoncentration ses som en viktig förutsättning för en långsiktigt effektiv konkurrens.

Enligt Konkurrensverket är en fundamental förutsättning för att elbörsen ska vara en effektivt fungerande marknadsplats att det finns en rimlig och utmanande grad av osäkerhet hos producenterna beträffande såväl utbuds- som efterfrågesituationen i samband med budgivningen.¹²

Herfindahl-Hirschman Indexet (HHI) är ett mått på koncentration som tar hänsyn till hela marknadens struktur genom att summera de kvadrerade marknadsandelarna för respektive marknadsaktör. Det högsta värde indexet kan uppgå till är 10 000 och motsvarar en monopolsituation.

Den amerikanska handelskommissionen stipulerar i *Horizontal Merger Guidelines* (1992) att ett HHI under 1 000 motsvarar en marknad med låg koncentration, ett HHI mellan 1 000 och 1 800 motsvarar en marknad med måttlig koncentration, medan ett HHI över 1 800 motsvarar en marknad med hög koncentration. I förvärvssammanhang tillåter handelskommissionen endast små öknings av HHI om koncentrationen på marknaden är över 1 000 uttryckt i HHI.

Kraftmarknaden har dock specifika förutsättningar jämfört med marknader som HHI vanligen tillämpas på. Det gäller bland annat svårigheten att lagra el, relativt låg flexibilitet på efterfrågesidan och karaktären av ”repeated game” som minskar osäkerheten kring andra aktörers beteende. Detta talar för att gränserna för måttlig koncentration respektive hög koncentration bör sättas lägre för elmarknader än för andra marknader. Enligt Konkurrensverket är riskerna för att produktionsneddragningar får effekter på elpriset förhållandevis stora på grund av ett antal specifika förhållanden på elmarknaden.¹³

¹² Konkurrensverket (2007a).

¹³ Konkurrensverket (2007a).

Ett alternativt koncentrationsmått är *Residual Supply Index* (RSI). RSI anger hur mycket produktionskapacitet som återstår på marknaden efter att ett givet företags kapacitet har räknats bort. Ett RSI större än hundra procent signalerar att övriga producenter innehar tillräckligt med kapacitet för att möta marknads efterfrågan oavsett om det studerade företaget bjuder in på marknaden eller ej. Det studerade företaget bedöms därmed ha en betydligt mindre möjlighet att påverka marknadspriset än om det företags produktionskapacitet är nödvändig för att möta efterfrågan.

5.5.1 Konkurrens på den nordiska kraftmarknaden

Produktion av el i Sverige domineras av ett fåtal företag. Tre företag stod år 2006 för cirka 85 procent av produktionen¹⁴. Situationen i de andra nordiska länderna gällande koncentrationen är liknande den i Sverige. Därmed blir den samlade nordiska marknaden också dominerad av ett fåtal stora företag. Nordens fem största producenter står för cirka 60 procent av elproduktionen.

Enligt beräkningar av Energimarknadsinspektionen uppgår HHI för hela den gemensamma nordiska kraftmarknaden till 880, dvs. under det generella gränsvärdet för en måttligt koncentrerad marknad. Eftersom överföringsbegränsningar mellan elspotområden hanteras med indelning i prisområden är detta HHI dock inte gällande för samtliga elspotområden under hela tiden. Under 2005 och 2006 har Norden haft ett gemensamt pris under cirka en tredjedel av tiden. I tabell 4 presenteras de vanligaste områdeskonstellationerna avseende priser som uppkom under 2006 års samtliga timmar. I kolumnen längst till höger anges även HHI för den områdeskonstellation som Sverige tillhört.

¹⁴ Vattenfall 45 procent, E.ON 21 procent och Fortum 19 procent.

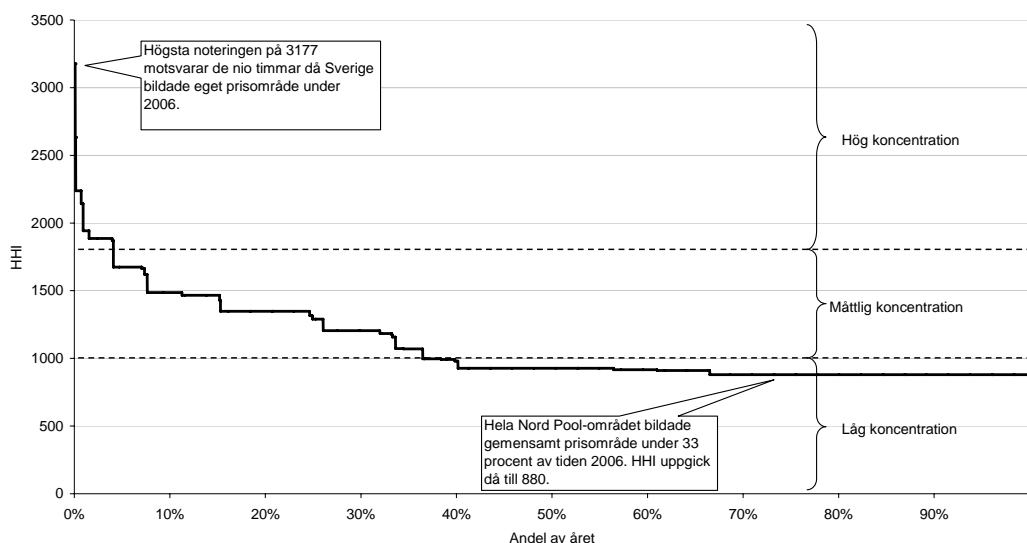
Tabell 4 De vanligast förekommande områdeskonstellationerna avseende priser i Norden 2006

Områdeskonstellation	Andel av årets timmar	HHI för Sveriges områdeskonstellation
Norden ett gemensamt pris	33 %	880
Gemensamt pris för Norden exkl. Jylland	16 %	927
Sverige, Finland, Själland och Nordnorge ett gemensamt pris samt Jylland och Sydnorge olika priser	8 %	1349
Norden exkl. Sydnorge	6 %	1205
Norden exkl. Nordnorge	5 %	917
Nordnorge ett pris, Sydnorge ett pris och övriga områden ett gemensamt pris	4 %	1467
Jylland ett pris, Själland ett pris och övriga områden ett gemensamt pris	3 %	992
Sverige, Själland och Finland ett gemensamt pris, övriga områden olika priser	3 %	1674
Norden exkl. Själland	2 %	910
Norden exkl. Finland	2 %	1070
Jylland ett pris, Nordnorge ett pris och övriga områden ett gemensamt pris	2 %	996
Sverige, Nordnorge och Finland ett gemensamt pris, övriga områden olika priser	2 %	1487
Sydnorge och Jylland ett gemensamt pris och övriga områden ett gemensamt pris	2 %	1349

Källa: Energimarknadsinspektionen och Nord Pool

Som tidigare nämnts hade Norden ett gemensamt spotpris under en tredjedel av 2006 års timmar. Den näst vanligaste konstellationen var att Jylland hade ett eget pris och övriga nordiska områden ett gemensamt pris. HHI för Norden exklusive Jylland uppgår till 927. En annan relativt vanlig konstellation var att Sverige, Finland, Nordnorge och Själland hade gemensamt pris. HHI för denna konstellation är 1 349.

Figur 15 illustrerar koncentrationen i alla de områdeskonstellationer som Sverige tillhörde under 2006. Timmar med högst HHI ligger längst till vänster (Sverige eget prisområde under nio timmar) medan timmarna med lägst HHI ligger längst till höger (Norden gemensamt pris under 33 procent av årets timmar).



Figur 15 HHI för den svenska kraftmarknaden 2006¹⁵

Källa: Energimarknadsinspektionen

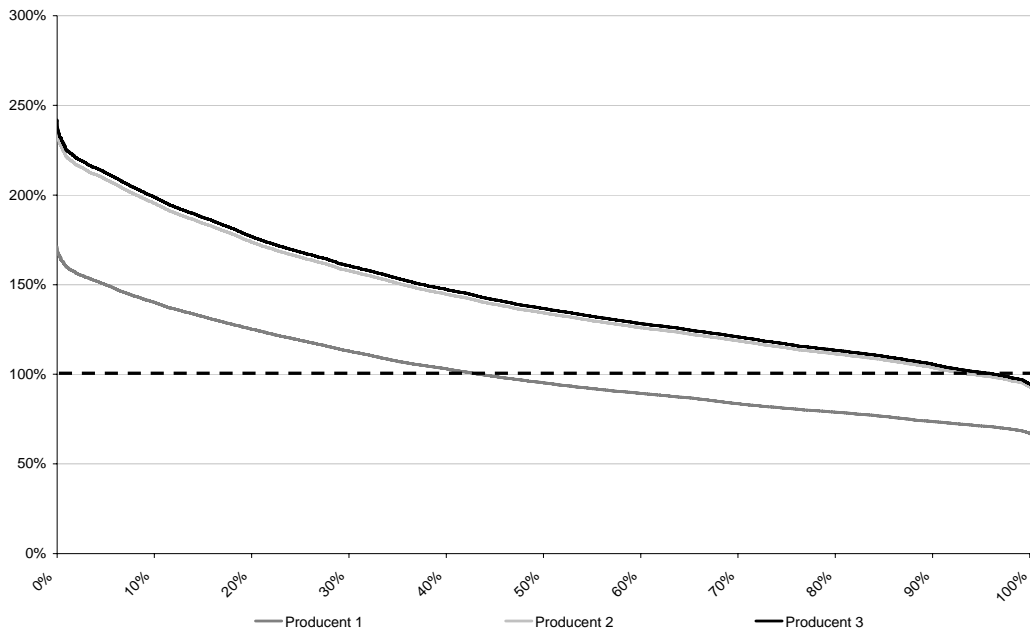
Som ett genomsnitt för årets alla timmar uppgick HHI för Sverige till 1 094 under 2006, dvs. något över den generella gränsen för en måttligt koncentrerad marknad. Det kan i sammanhanget påpekas att även vid de tillfällen när Norden har ett enda gemensamt pris har den nordiska marknaden ett HHI som ligger förhållandevis nära den generella gränsen för en måttlig marknadskoncentration. Om hänsyn tas till de speciella förutsättningar som råder på kraftmarknaden är det möjligt att strukturomvandlingen på den nordiska marknaden har medfört att marknadskoncentrationen på kraftmarknaden är problematisk även vid de tillfällen när Norden är ett enda prisområde.

Från ett kundperspektiv innebär detta att stor vikt ska läggas vid skillnader i effekter på konkurrensen på kraftmarknaden när olika alternativ för hantering av överföringsbegränsningar värderas.

I figur 16 illustreras ett förenklat RSI¹⁶ för den svenska kraftmarknaden 2006.

¹⁵ Figuren baseras på uppgifter som inkluderar hela vindkraftskapaciteten på Jylland och Själland. HHI-värdena när Sverige bildar gemensamt prisområde med Jylland och/eller Själland är därför underskattade under timmar när full vindkraftsproduktion inte varit möjlig.

¹⁶ En RSI-beräkning kräver data som justerar såväl det studerade företags som hela marknadens produktionskapacitet timme för timme. Dessutom krävs uppgift om hur stor del av respektive producents kapacitet som redan är kontrakterad och därmed inte anses kunna utgöra underlag för marknadsmakt. Den typen av material har Energimarknadsinspektionen inte haft tillgång till varför beräkningen i figur 16 grundar sig på den installerade produktionskapaciteten för respektive företag samt för marknaden som helhet.



Figur 16 Beräknat RSI för Sveriges tre största producenter under 2006

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkningar utifrån uppgifter från Nord Pool samt de aktuella företagens årsredovisningar

I figuren framgår att det största företags produktionskapacitet på den svenska kraftmarknaden var nödvändig under mer än 55 procent av timmarna under 2006 för att priskryss över huvud taget skulle kunna erhållas i Sverige. Enligt denna figur var den svenska marknaden således starkt koncentrerad under 2006.

5.5.2 Konkurrens på den europeiska kraftmarknaden

EUs sektorsstudie av el- och gasmarknaderna¹⁷ konstaterade bl.a. att marknadskoncentrationen är betydande på många marknader och att stora energikunder tvivlar på att priserna på kraftmarknaden är ett resultat av effektiv konkurrens.

Den 20 april 2007 offentliggjorde kommissionen en studie av London Economics¹⁸ beträffande marknadskoncentrationen och prisbildningen på sex olika marknader, nämligen Belgien, Tyskland, Spanien, Frankrike, Nederländerna och Storbritannien (exkl. Nordirland). Studien grundar sig på en analys av data avseende varje timme under 2003, 2004 och 2005.

Marknadskoncentrationen på varje marknad beräknades för varje timme. Det genomsnittliga HHI-värdet under perioden var 8 592 för Frankrike, 8 307 för Belgien, 2 790 för Spanien, 2 332 för Nederländerna, 1 914 för Tyskland och 1 068 för Storbritannien exkl. Nordirland. Detta innebär att

¹⁷ EU-kommissionen (2007).

¹⁸ London Economics (2007).

marknadskoncentrationen översteg gränsen för hög koncentration på samtliga marknader utom Storbritannien.

Även RSI-mått avseende 2003-2005 beräknades för de största företagen. För såväl Frankrike och Belgien gällde att det största företaget var nödvändigt under 100 procent av tiden för att efterfrågan skulle kunna täckas. I Tyskland var de två största företagen nödvändiga under 77 procent respektive 48 procent av tiden. I Spanien var de två största företagen nödvändiga under 49 procent respektive 41 procent av tiden medan de två största företagen i Nederländerna var nödvändiga under 45 procent respektive 33 procent av tiden. I Storbritannien var de två största företagen nödvändiga under cirka 2 procent av tiden vardera.

Beträffande den tyska marknaden kan konstateras att den är av ungefär samma storleksordning som den nordiska men att marknadskoncentrationen uttryckt som HHI är mer än dubbelt så hög som i Norden. Detta förhållande i kombination med att två av de fyra stora producenterna i Norden också är två av de fyra stora producenterna i Tyskland innebär att en integrering av den nordiska och den tyska marknaden kommer att leda till en högre marknadskoncentration i Norden i stället för att leda till en lägre marknadskoncentration.

5.6 Konkurrensen på elhandelsmarknaden

Hushållskunder och mindre företag kan inte själva delta i kraftmarknaden utan de måste köpa sin el från ett elhandelsföretag. För att det ska vara en effektiv konkurrens mellan elhandelsföretagen krävs såväl att kunden kan välja mellan många elhandelsföretag som att elhandelsföretagen kan anskaffa kraft på lika villkor på kraftmarknaden. De mindre kunderna är därför helt beroende av att såväl konkurrensen på elhandelsmarknaden som konkurrensen på kraftmarknaden fungerar. En viktig skillnad mellan elhandelsmarknaden och kraftmarknaden är att de nordiska elhandelsmarknaderna fortfarande är helt nationella även om det pågår ett nordiskt arbete för att möjliggöra en gemensam nordisk elhandelsmarknad.

5.6.1 Elkundernas situation

Sedan elmarknadsreformen 1996 har antalet elhandelsföretag som säljer el till slutkunder halverats. Minskningen av antalet företag beror bland annat på att kommunala bolag har sålts eller på annat sätt knutits till någon av de stora koncernerna. De svenska konsumenterna kan idag välja mellan cirka 130 elhandelsföretag, som med ett fåtal undantag är aktiva i hela landet. Undantagen är huvudsakligen kommunalt ägda bolag som enbart verkar inom den egna kommunen, alternativt erbjuder lägre priser till invånarna i den egna kommunen jämfört med kunder i övriga landet.

Om en elkund inte gör ett aktivt val av leverantör eller avtalsform kommer nätägaren i kundens område att anvisa en leverantör och kunden får då ett tillsvidareavtal med det företaget. Konsumenterna kan även välja bland ett antal

olika avtalsformer, antingen med ett rörligt pris eller med ett fast pris över en förutbestämd tidsperiod (vanligtvis ett, två eller tre år). Enligt statistik från SCB hade i mars år 2007 cirka 46 procent avtal om bundet pris, 44 procent hade tillsviareavtal medan 10 procent av kunderna hade avtal om rörligt elpris.

Elkonsumenter med en stor förbrukning (industrikunder, kommuner, landsting m.fl.) kan välja mellan att köpa sin el direkt på Nord Pool eller att teckna ett så kallat portföljavtal med ett (relativt stort) elhandelsföretag. Som större förbrukare kan dessa således i varierande utsträckning påverka sitt elpris, men även riskkostnaderna genom aktiv förvaltning. Kostnaderna förknippade med balansansvaret kan de absolut största företagen också påverka genom att ta eget balansansvar, antingen direkt gentemot Svenska Kraftnät eller genom utformningen av kontraktet med elhandelsföretaget.

Situationen är mest komplex för förbrukare med verksamhet i olika elspotområden då dessa måste hantera olika områdespriser samt olika regler för balansavräkningen.

I dagsläget är kundernas förtroende för marknaden och dess aktörer svagt. Detta återspeglas inte minst genom de årliga mätningar som görs av Svenskt Kvalitetsindex (SKI). Enligt mätningen i december 2006 är kunderna fortsatt mindre nöjda med sin elleverantör än med flertalet andra produkter och tjänster som studeras inom SKI. Gapet mellan förväntningar och upplevd kvalitet är större för elbolagen än flertalet andra branscher som ingår i SKI. Inte heller ses någon tendens till minskning av detta avstånd. Den största skillnaden mellan elbranschen och övriga sektorer i SKI märks vid jämförelsen för lojaliteten, där bindningen till den nuvarande leverantören är mycket låg.

Noterbart är att de tre stora företagen ligger klart under branschgenomsnittet, medan gruppen "alla andra bolag" har avsevärt högre image. Ur detta perspektiv är det därför av yttersta vikt att bibehålla en stor mångfald på elhandelsmarknaden.

5.6.2 Elhandelsföretagens situation

Elhandelsföretag knutna till de tre stora energikoncernerna har en stark ställning också på elhandelsmarknaden. Som synes i tabell 5 är dock inte Vattenfalls, E.ONs och Fortums totala marknadsandel lika stor på elhandelsmarknaden som den är på kraftmarknaden (se avsnitt 5.5).

Tabell 5 Marknadsandelar baserat på antal kunder

Företag	Antal kunder	Marknadsandel
E.ON	838 000	16,4 %
Fortum	689 000	13,5 %
Vattenfall	656 000	12,8 %
Plusenergi ¹⁹	400 000	7,8 %
Östkraft	215 000	4,1 %
Öresundskraft	200 000	3,9 %
Telge Energi	170 000	3,3 %
Energibolaget i Sverige AB	150 000	2,9 %
Lunds Energi	150 000	2,9 %
Mälarenergi	145 000	2,8 %
Skellefteå Kraft	120 000	2,3 %
Dalakraft	100 000	1,9 %
Övriga	1 227 000	24,0 %
Summa	5 110 000	100 %

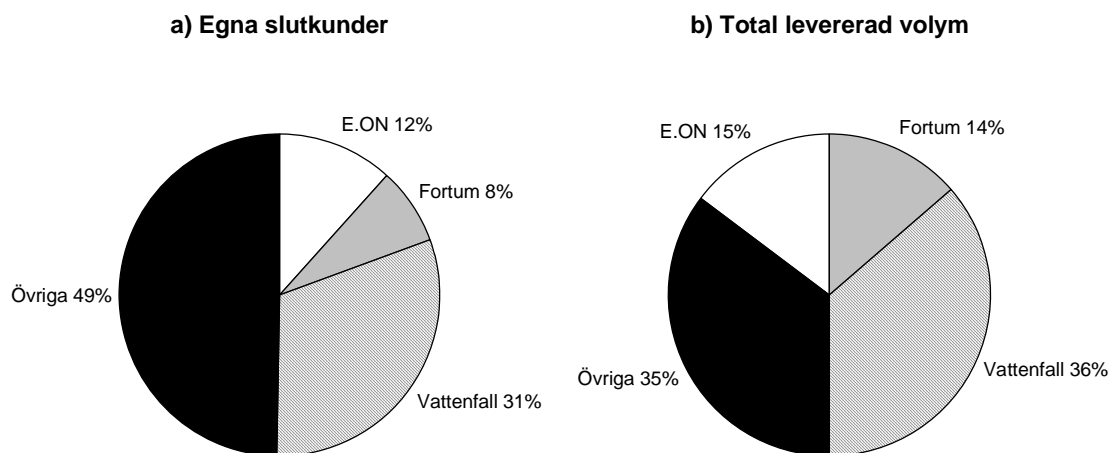
Källa: Energimarknadsinspektionen (2006) samt vissa företag (årsredovisningar, hemsidor m.m.)

Som framgår av tabellen har Vattenfall, E.ON och Fortum en total marknadsandel om cirka 43 procent²⁰. Elhandelsmarknaden är, vid en första anblick, således inte lika starkt koncentrerad som kraftmarknaden. Många av de mindre företagen är emellertid på ett eller annat sätt knutna till de stora koncernerna. Exempelvis är Plusenergi (50 procent) och Luleå Energi (30 procent) intressebolag i Vattenfallkoncernen och Fyrfasen Energi ägs delvis av Fortum (46 procent). Totalt är det endast ett tjugotal av elhandelsföretagen som är helt fristående från de tre stora koncernerna.

Det har dessutom varit svårt för de mindre elhandelsföretagen att konkurrera om de stora elkunderna. I figur 17 illustreras Vattenfalls, E.ONs och Fortums marknadsandelar baserat på mängden levererad el till egna kunder (figur a) samt inklusive kunder tillhörande koncernernas intressebolag och återförsäljare (figur b).

¹⁹ Plusenergi ägs till lika delar av Vattenfall och Göteborg Energi.

²⁰ 47 procent om 50 procent av Plusenergis kunder inkluderas i Vattenfalls marknadsandel.



Figur 17 Marknadsandelar på elhandelsmarknaden 2006 baserat på levererad volym el (preliminära uppgifter)

Källa: Konkurrensverket (2007b)

Notera att Vattenfall, som alltså har färre kunder än både E.ON och Fortum, är klart störst vad gäller kvantiteten levererad el. Marknadsandelen är 31 eller 36 procent beroende på om man inkluderar kunder tillhörande koncernens intressebolag och återförsäljare eller inte. Vattenfall har följaktligen en relativt hög andel stora förbrukare bland sina elkunder. Totalt svarar Vattenfall, E.ON och Fortum för 65 procent av den levererade elen om försäljning via intressebolag och återförsäljare inräknas.

Anledningen till att stora energikoncerner, med egen produktion, generellt sett har större förbrukare bland sina kunder är att integrerade företag har en naturlig prissäkring mot spotpris- och reglerkraftprisvariationer genom den egna produktionen. För företag utan tillgång till egen produktion kan det vara riskfyllt att ha en storförbrukare som kund. En annan aspekt som försvårar för mindre elhandelsföretag att teckna avtal med stora förbrukare är att det bland de stora förbrukarna har funnits en tradition av att köpa sin el från företag med egen produktion²¹.

Huvuddelen av elhandelsföretagets kostnader är direkt relaterade till köp och försäljning av varan el, såsom kraftanskaffning och obalanskostnader. Elföretagets risker härvid är profilrisk, prisområdesrisk och volymrisk. Dessa kostnader varierar och är till stor del beroende på vilka avtal som kunden erbjuds, samt av den valda strategin för att hantera riskerna. Andra kostnader är förknippade med kundrelationen i sig, exempelvis marknadsföring, kundhantering, fakturering och kreditrisk. Det pris som kunderna möter kan i princip sägas utgå ifrån en täckning av elhandelsföretagets kostnader för kraftanskaffning med en marginal för övriga kostnader inklusive avkastning på kapital.

²¹ Energimarknadsinspektionen (2006).

Elhandelsföretagen kan hantera sina riskkostnader antingen bilateralt eller genom att handla med finansiella kontrakt på Nord Pool. I elhandelsföretagets kostnader ingår kostnader förknippade med hanteringen av balansansvaret. Enligt ellagen ska det finnas en balansansvarig för varje uttagspunkt. Balansansvaret innebär att det balansansvariga företaget åtar sig ett ekonomiskt ansvar att förse det nationella elsystemet med lika mycket el som de elanvändare förbrukar som denne är balansansvarig för. Kravet på balansansvar innebär att alla företag som matar in eller tar ut kraft från elnätet måste hantera risken att hamna i obalans under drifttimmen. Som all riskhantering är detta förknippat med kostnader som i slutändan förs vidare till elkunden.

Grundläggande hanteras variationer i elpriset genom terminskontrakt. Dessa avräknas dock mot systempriset, det vill säga det pris som skulle ha gällt om hela Norden varit ett enda prisområde. Terminskontrakten innefattar således inte en säkring mot risken för att områdespriset avviker mot systempriset. Prisområdesrisken kan elhandelsföretaget i stället säkra sig mot på Nord Pool med s.k. Contracts for Differences (CfDs) eller genom bilaterala avtal. Ytterligare en metod att hantera risker är genom eget ägande av produktionskapacitet. På så sätt har företaget en naturlig prissäkring genom den egna produktionen.

Ett elhandelsföretag kan välja mellan att åta sig balansansvaret själv eller anlita ett företag som i sin tur har avtal om balansansvar med Svenska Kraftnät. Också vad gäller balansansvar har koncerner med egen produktion en fördel gentemot företag utan egen produktion.

Sedan liberaliseringen av elmarknaden har den svenska elhandelsmarknaden utgjort ett prisområde, vilket har inneburit att de elhandelsföretag som varit aktiva på den svenska marknaden endast har behövt hantera en kraftbalans samt endast behövt hantera prisområdesrisken för ett område. Som en följd av detta har man kunnat erbjuda samma pris till de svenska konsumenterna oavsett var i landet kunden finns.

Konkurrensen på elhandelsmarknaden är beroende av att det också finns många elhandelsföretag som är fristående från större producenter. Om konkurrensen på kraftmarknaden fungerar möter de fristående elhandelsföretagen samma spotpriser och terminspriser som elhandelsföretag som ingår i integrerade koncerner. För att ett fristående elhandelsföretag härutöver ska kunna konkurrera på lika villkor krävs att det kan hantera prisområdesrisker, volymrisker och profiltrisker lika kostnadseffektivt som ett företag som ingår i en integrerad koncern.

Från ett kundperspektiv innebär detta att stor vikt också ska läggas vid skillnader i effekter på konkurrensen på elhandelsmarknaden när olika alternativ för hantering av överföringsbegränsningar värderas. Viktiga aspekter härvid är om olika metoder leder till olika prisområdesrisker, volymrisker och profiltrisker samt olika vilja från elhandelsföretagen att sälja till elkunder i hela Sverige.

6 Effekter av olika förändringar

I tidigare kapitel har beskrivits nuvarande överföringsbegränsningar, regelverket och kundernas krav. I det här kapitlet ska effekter av olika möjliga förändringar i Sverige belysas.

6.1 Huvudmetoder

Omfattningen och hanteringen av olika överföringsbegränsningar kan förändras genom:

- Nätförstärkningar
- Förändrad mothandel
- Förändrad elspotindelning

De tre huvudmetoderna bör kombineras i olika konstellationer.

Stamnäten i de nordiska länderna är i princip utbyggda och anpassade efter nationella förhållanden. I takt med ökad integrering såväl inom Norden som med de kontinentala kraftsystemen har efterfrågan på handel över nationsgränserna ökat, vilket lett till ökad efterfrågan på överföringskapacitet och därmed ökade krav på **nätförstärkningar**.

Nordel redovisade 2004 ett paket, ”Pakken”, innefattande fem utbyggnadsprojekt. Projekten var valda som de fem viktigaste nätutbyggnaderna för att bidra till en mer integrerad nordisk elmarknad. Nyttovärderingen härvid gjordes utifrån ett gemensamt nordiskt perspektiv.

Nordel har startat ett nytt scenarieprojekt för att identifiera ytterligare utbyggnadsprojekt som är lönsamma i ett nordiskt perspektiv. Det är angeläget att de systemansvariga i Norden genomför de ytterligare utbyggnader som identifieras vara samhällsekonomiskt lönsamma i ett nordiskt perspektiv.

Det är dock inte ekonomiskt rimligt att bygga ut överföringsförbindelserna i en sådan omfattning att överföringsbegränsningarna helt försvinner inom Norden. Även om problematiken kan minska kraftigt genom samhällsekonomiskt lönsamma nätförstärkningar finns det ett behov av metoder för hantering av de överföringsbegränsningar som även fortsättningsvis kan uppkomma och för hantering av de tillfälliga överföringsbegränsningar som gäller tills dess nätförstärkningarna är genomförda.

Huvudsyftet med **utökad mothandel** i planeringsfasen är att hantera överföringsbegränsningar på ett sätt som åstadkommer en ökad

marknadsintegration. Prisområdesskillnaderna reduceras och för aktörerna ökar förutsägbarheten och minskar kostnaderna för riskhantering.

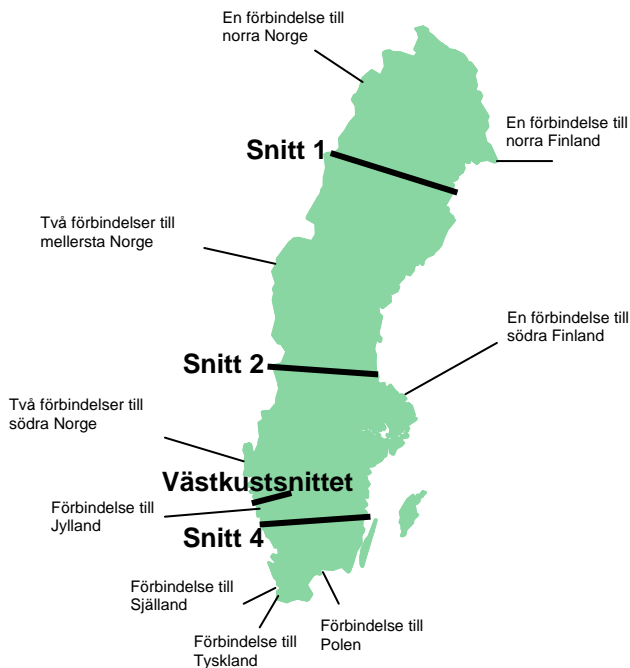
Utökad mothandel förväntas leda till reducerade prisområdesskillnader, ökad handelsvolym över gränserna samt ökad tid med ett gemensamt pris i Norden. Garanterad handelskapacitet medför även stabilare villkor och lägre riskkostnader, vilket innebär att även mindre aktörer utan större tillgångar kan agera på marknaden, vilket stärker konkurrensen.

En utökad mothandel ställer krav på den metod som används för genomförande av mothandeln. Nordel jämförde i en rapport 2004 olika alternativ som mothandel i Elspot, i Elbas, i reglerkraftmarknaden samt som bilateral handel mellan systemansvarig och den som innehar anläggning som kan mothandlas. Mothandel i elspot bedömdes som lämpligast för mer omfattande mothandel.

En förutsättning för långtgående marknadsintegrering genom mothandel är att någon part betalar de kostnader som uppkommer för nedreglering i överskottsområdet och för uppreglering i underskottsområdet. Den avgörande frågeställningen härvid är om en överenskommelse kan nås som innebär att de som har nytta av en viss mothandel är beredda att betala kostnaden.

Om fullständig mothandel genomförs mellan två områden är det möjligt för områdena att alltid ha gemensamt pris. Ett gemensamt elspotområde omfattande Sverige och Själland förutsätter att de två systemoperatörerna Energinet.dk och Svenska Kraftnät överenskommer om gemensamma principer för finansiering av mothandel och tilldelning av handelskapaciteter. Ett sådant gemensamt elspotområde kan också utvidgas till att omfatta Finland om en överenskommelse härom träffas med den systemansvarige i Finland, Fingrid. Fördelen med större elspotområden är att en mer integrerad marknad erhålls.

En **förändrad elspotindelning** är en förutsättning för att med prisområdesindelning kunna hantera överföringsbegränsningar inom Sverige eller överföringsbegränsningar inom något annat av de elspotområden som finns idag inom Norden. Det finns ett elspotområde i Finland, två i Danmark och tre i Norge. Dagens elspotområdesindelning följer alltså till stor del landsgränserna. Det är endast Norge som löser interna överföringsbegränsningar med elspotområdesindelning. Danmark består visserligen också av två elspotområden, men dessa blir fysiskt sammankopplade med varandra först 2010. De för närvarande viktigaste överföringsbegränsningarna inom Sverige är västkustsnittet, snitt 2 och snitt 4. I figur 18 illustreras de svenska snitten samt utlandsförbindelserna till/från Sverige.



Figur 18 De svenska snitten samt utlandsförbindelserna till/från Sverige

Västkuistsnittet är begränsande i situationer med stor export till södra Norge och stor import från Danmark och Tyskland. Då kan kraftflödet norrut längs Västkusten bli så stort att stabiliteten hotas och det är risk för störning om inte handelskapaciteterna begränsas. Sådana situationer inträffar främst under torrår men kan också inträffa nattetid och helger vid andra tillfällen. Det är inte möjligt att konstruera ett särskilt elspotområde som löser västkustsnittet. Problemet är inte att den totala kapaciteten norrut genom södra Sverige är för liten utan att för stor del av kraftflödet väljer västkustkorridoren för sin väg till Norge.

Snitt 2 (norr om Dalälven) utgör en strukturell gräns mellan Sveriges vatten- och värmekraftsproduktion. 42 procent av den svenska produktionskapaciteten, men endast 19 procent av förbrukningen, äger rum norr om snitt 2. Begränsning i snitt 2 är därmed normalt förknippad med relativt stor svensk vattenkraftsproduktion norr om snittet och/eller stor import från norra Norge och norra Finland.

Snitt 4 (söder om kärnkraftverken i Ringhals och Oskarshamn) utgör inte den produktionsmässigt strukturella gräns som snitt 2 gör. Den huvudsakliga elproduktionen utgörs av värmekraft såväl mellan snitt 2 och snitt 4 som söder om snitt 4. Den ökade problematiken i snittet är en följd av stängningen av de båda kärnkraftsreaktorerna i Barsebäck som tillsammans utgjorde den största produktionsanläggningen söder om snitt 4. Efter stängningen av Barsebäck finns endast 10 procent av den svenska produktionskapaciteten men 19 procent av den svenska förbrukningen söder om snitt 4.

6.2 Effekter på omfattningen av överföringsbegränsningar och kundernas kostnader

6.2.1 Beräkningar av Svenska Kraftnät avseende överföringsbegränsningar 2010 och 2015

Svenska Kraftnät har inom ramen för den här utredningen genomfört simuleringar avseende antalet timmar med otillräcklig överföringskapacitet (flaskhalstimmar) och mängden ej överförd energi på grund av flaskhals i något av de svenska snitten. Simuleringarna har gjorts för åren 2010 och 2015, såväl med som utan den så kallade "Pakken" (dvs. de fem planerade utbyggnaderna av det nordiska stamnätet som presenterades av Nordel 2004)²². Varje simulering av framtiden förutsätter ett antal antaganden beträffande bl.a. utvecklingen av förbrukning och produktionsanläggningars kapacitet. Olika kraftföretag och analysinstitut använder olika antaganden. Data gällande produktion och förbrukning åren 2010 och 2015 i de simuleringar Svenska Kraftnät genomfört för denna studie grundar sig på Nordels beskrivning av "Stadium 2010" respektive scenariot "Business as usual" inom ramen för Nordels pågående scenarieprojekt. Projektet presenterades vid ett Nordelseminarium den 2 maj 2007 och avses slutrapporteras i slutet av 2007.

Simuleringarna har gjorts i den så kallade Samkörningsmodellen. I modellen är Norden uppdelat i 17 områden, varav Sverige utgörs av fyra områden. De svenska områdena är norr om snitt 1, mellan snitt 1 och 2, mellan snitt 2 och 4 samt söder om snitt 4. Tyskland, Polen och Nederländerna utgör också varsitt område i modellen medan importen från Ryssland och Estland förutsätts vara opåverkad av prisvariationer. Samtliga befintliga likströmsförbindelser med kontinenten samt den nya förbindelsen mellan södra Norge och Nederländerna är inkluderade i modellberäkningarna.

Med hänsyn till vatten- och vindkraftens variationer baseras analysen på 51 års statistik för vattenkraftens tillrinning och 10 års statistik gällande vindkraftsproduktion. Kraftbalanser och kraftflöden har beräknats för tre olika vattenår. Beräkningarna avser dels ett normalår vilket definierats som den genomsnittliga tillrinningen under samtliga 51 år, dels ett extremt våtår vilket definierats att motsvara året 1989 då Norden hade den högsta tillrinningen under de 51 åren samt dels ett extremt torrår vilket definierats att motsvara 1969 då Norden hade den lägsta tillrinningen.

I tabell 6 och 7 presenteras beräkningarna av antalet flaskhalstimmar samt mängden ej överförd energi för år 2010.

²² "Pakken" innefattar Sydlänken (Hallsberg-Hörby), Stora Bält-förbindelsen (Östdanmark-Västdanmark), Fennoskan II (Sverige-Finland), Skagerak IV (Norge-Västdanmark) samt förbindelsen Nea-Järpströmmen (Sverige-Norge).

Tabell 6 Antal flaskhalstimmar i svenska snitt år 2010

		Snitt 1	Snitt 2	Snitt 4
Normal tillrinning	Med Pakken	0	10	100
	Utan Pakken	10	20	2000
Extremt våtår	Med Pakken	0	200	500
	Utan Pakken	0	300	4 000
Extremt torrår	Med Pakken	0	0	0
	Utan Pakken	0	0	500

Källa: Svenska Kraftnät. Beräkningarna baseras på "Stadium 2010" inom Nordels pågående scenarieprojekt

Beräkningarna i tabell 6 visar vilken stor betydelse som genomförandet av de fem utbyggnadsprojekten i "Pakken" har för att minska antalet flaskhalstimmar, särskilt i snitt 4.

Tabell 7 Mängden ej överförd energi på grund av flaskhalsar i svenska snitt år 2010, GWh

		Snitt 1	Snitt 2	Snitt 4
Normal tillrinning	Med Pakken	0	11	11
	Utan Pakken	0	13	1 041
Extremt våtår	Med Pakken	0	125	70
	Utan Pakken	0	144	2 016
Extremt torrår	Med Pakken	0	0	0
	Utan Pakken	0	0	347

Källa: Svenska Kraftnät. Beräkningarna baseras på "Stadium 2010" inom Nordels pågående scenarieprojekt

Tabell 7 visar att även när det gäller den mängd energi som inte kan överföras på grund av överföringsbegränsningar i snitt 4 har de fem utbyggnadsprojekten i "Pakken" en mycket stor betydelse.

Motsvarande resultat för 2015 presenteras i tabellerna 8 och 9. Situationen 2015 skiljer sig från 2010 genom att nya produktionsanläggningar tillkommit och efterfrågan förändrats, vilket leder till förändrade flöden.

Tabell 8 Antal flaskhalstimmar i svenska snitt år 2015

		Snitt 1	Snitt 2	Snitt 4
Normal tillrinning	Med Pakken	10	100	100
	Utan Pakken	200	200	700
Extremt våtår	Med Pakken	400	1 500	600
	Utan Pakken	400	2 100	2 400
Extremt torrår	Med Pakken	0	0	0
	Utan Pakken	500	0	20

Källa: Svenska Kraftnät. Beräkningarna baseras på scenariot "Business as usual" inom Nordels pågående scenarieprojekt

Även för 2015 kommer de fem nätutbyggnader som ingår i "Pakken" att kraftigt minska antalet timmar med flaskhals i snitt 4. Antalet timmar med flaskhals i snitt 2 minskar också om än inte i lika stor utsträckning. Antalet timmar med flaskhals blir endast 100 i såväl snitt 2 som snitt 4 om det är normal tillrinning. Om det är ett extremt våtår blir det 1 500 flaskhalstimmar i snitt 2 (mer än dubbelt så många som i snitt 4).

Tabell 9 Mängden ej överförd energi på grund av flaskhalsar i svenska snitt år 2015, GWh

		Snitt 1	Snitt 2	Snitt 4
Normal tillrinning	Med Pakken	4	164	3
	Utan Pakken	109	201	18
Extremt våtår	Med Pakken	124	2 214	19
	Utan Pakken	121	2 561	72
Extremt torrår	Med Pakken	0	0	0
	Utan Pakken	458	0	1

Källa: Svenska Kraftnät. Beräkningarna baseras på scenariot "Business as usual" inom Nordels pågående scenarieprojekt

När det gäller den mängd energi som inte kan överföras 2015 på grund av överföringsbegränsningar är skillnaden mellan snitt 2 och snitt 4 mycket kraftig, särskilt när hänsyn tas till de fem utbyggnadsprojekten i "Pakken". Den mängd energi som inte kan överföras genom snitt 2 på grund av överföringsbegränsningar är 164 GWh under ett år med normal tillrinning medan den ökar till 2,2 TWh under ett extremt våtår.

6.2.2 Simuleringar av Ea Energy Analyses och COWI avseende områdespriser 2015

På uppdrag av Nordiska ministerrådets elmarknadsgrupp har ett konsultteam bestående av Ea Energy Analyses och COWI under 2006/2007 genomfört en studie avseende transitkompensation och överföringsbegränsningar²³.

Rapporten innehåller bl.a. simuleringar av kraftbalanser och områdespriser under 2005 och 2015. I simuleringarna delades Nord Pool-området upp i totalt tio områden. Sverige delades in i tre områden; norra Sverige (norr om snitt 2), mellersta Sverige (mellan snitt 2 och 4) och sydligaste Sverige (söder om snitt 4). Norge delades in i fyra områden motsvarande de tre nuvarande elspotområdena med det tillägget att sydöstra Norge behandlades som ett särskilt område (NO O). Danmark delades in i två områden (väst och öst) medan Finland var ett enda område. I tabell 10 presenteras resultatet från simuleringarna.

Tabell 10 Simulerade områdespriser i Norden 2005 och 2015, €/MWh

	DK E	DK W	FI	NO N	NO M
2005	36.3	36.2	35.9	34.9	34.9
2015 - normalår	44.1	44.1	43.9	44.0	44.0
2015 - våttår	39.9	40.0	39.3	39.3	39.3
2015 - torrår	56.3	55.6	57.7	58.6	58.6
	NO S	NO O	SE N	SE M	SE S
2005	36.2	36.2	35.9	36.1	36.3
2015 - normalår	44.7	44.8	43.9	44.4	44.4
2015 - våttår	40.0	40.1	39.3	40.0	40.0
2015 - torrår	59.7	59.8	58.3	58.3	58.3

Källa: Ea Energy Analyses och COWI (2007)

Simuleringen avseende 2005 visar på en prisdifferens om 0,2 euro/MWh mellan norra Sverige och mellersta Sverige och också en prisdifferens om 0,2 euro/MWh mellan mellersta Sverige och sydligaste Sverige, dvs. en total prisdifferens mellan norra Sverige och sydligaste Sverige om 0,4 euro/MWh. Detta innebär att snitt 2 och snitt 4 hade lika stor priseffekt (0,2 euro/MWh) enligt simuleringen för 2005.

För 2015 visar simuleringen att snitt 4 inte ger någon priseffekt. Det är samma pris i mellersta Sverige och sydligaste Sverige under såväl normalår, våttår som torrår. Däremot ökar priseffekten av snitt 2. Skillnaden mellan norra Sverige och mellersta Sverige är 0,5 euro/MWh under ett normalår och 0,7 euro/MWh medan det inte är någon skillnad under ett torrår.

Detta innebär att simuleringarna av Ea Energy Analyses och COWI bekräftar den bild som ges av Svenska Kraftnäts beräkningar. Problematiken i snitt 4 minskar

²³ Ea Energy Analyses and COWI (2007).

kraftigt och överföringsbegränsningarna i snitt 2 blir mer omfattande än överföringsbegränsningarna i snitt 4.

6.2.3 Effekter på kundernas kostnader av nätförstärkningar och mothandel

Kostnader för nätförstärkningar och mothandel betalas av den systemansvarige och täcks via stamnätstariffen om annan finansiering inte är överenskommen. Merparten av stamnätstariffens intäkter kommer från avgifter på uttag från stamnätet och betalas därigenom slutligen av elkunderna via deras lokala nättariffer. För elkunderna är det därför angeläget att stamnätstariffen inte blir onödigt hög genom att samhällsekonomiskt olönsamma nätförstärkningar genomförs eller genom att mothandel som inte ger kundnytta genomförs.

Nytan av nätförstärkningar och mothandel är också hänförlig till andra länder och inte enbart till det egna landet. ERGEG (samarbetsorganet för de europeiska energitillsynsmyndigheterna) publicerade under våren 2007 rapporten ”Cross border framework for transmission network infrastructure”²⁴. Rapporten analyserar problematiken kring investeringar som ger nytta för gränsöverskridande handel och frågeställningar kring regional kostnadsfördelning och finansiering. Rapporten konstaterar att ett syfte med förordningen 1228/2003 om gränsöverskridande handel var att ge en rättslig grund för kompensationsmekanismer mellan olika systemansvariga. Rapporten konstaterar dock att det finns tvivel om den nuvarande kompensationsmekanismen (se avsnitt 4.2) och de modeller som nu diskuteras ger tillräckliga lösningar. Rapporten rekommenderar att tillsynsmyndigheternas kompetens också inkluderar lämpliga kostnadsfördelningsmekanismer för att ge ett effektivare ramverk för gränsöverskridande kapaciteter och investeringar.

Kravet på samarbete mellan olika systemoperatörer är också inskrivet i *Congestion Management Guidelines* (dvs. den nya bilagan till förordningen om gränsöverskridande handel). De skyldigheter som föreskrivs gäller ”de systemansvariga” eller ”de berörda systemansvariga” – inte ”den systemansvarige”.

6.3 Effekter på resurseffektivitet

Den nuvarande ordningen inom Norden där handelskapaciteter reduceras på förbindelserna mellan olika elspotområden för att hantera överföringsbegränsningar inom elspotområdena påverkar resurseffektiviteten. Samtidigt som priset i underskottsområdet drivs uppåt när kapaciteten begränsas minskar priset i överskottsområdet. Priserna avspeglar därmed inte relevanta marginalkostnader för att tillföra ytterligare kraft, vilket riskerar att leda till att produktionsresurserna inte utnyttjas på ett helt resurseffektivt sätt.

²⁴ ERGEG (2007).

På längre sikt ger därför prissignalen inte heller korrekta lokaliseringssignaler²⁵ gällande produktion och förbrukning. Det råder emellertid osäkerhet kring den reella betydelsen av lokaliseringssignaler på lång sikt. Vissa kraftslag, exempelvis vattenkraft, vindkraft och kraftvärme, är beroende av att anläggas där produktionsförutsättningarna i form av vatten- eller vindtillgång eller värmeunderlag är goda. Ytterligare en aspekt är att rådande regelverk innebär stora restriktioner för uppförande av nya anläggningar för elproduktion. Det finns således en risk att de lokaliseringssignaler som prissignalen kan ge inte får den avsedda effekten om möjliga investeringsprojekt inte får miljötillstånd. Således grundar sig investeringsbeslut på en mängd faktorer där det förväntade elpriset är en av flera viktiga faktorer.

En förändrad elspotindelning kan resultera i korrektare prissignaler. Helt korrekta kortsiktiga prissignaler förutsätter dock en nodprissättning, dvs. att det kan vara olika elpriser i varje punkt (nod) i nätet. Varje elspotindelning förutsätter förenklingar i beskrivningen av nätstrukturen som innebär att helt korrekta prissignaler inte kan uppnås.

Korrekta långsiktiga prissignaler för investeringar förutsätter finansiella marknader som möjliggör riskavlyft för de aktörer som planerar produktions- eller konsumtionsinvesteringar. Den nordiska marknaden har hittills varit världens mest framgångsrika finansiella elmarknad. En avgörande framgångsfaktor har varit att likviditeten kunnat hållas samman inom ramen för ett begränsat antal produkter. Många elspotområden riskerar att resultera i en försämrad likviditet. I extremfallet med nodprissättning riskerar det att bli en så fragmenterad elmarknad att den ”nordiska modellen” där kunder kan köpa fysiskt till spotpriser och samtidigt säkra sin långsiktiga elkostnad genom finansiella kontrakt ersätts av långa bilaterala avtal mellan kunder och producenter. Det är således viktigt att en förändrad elspotindelning inte bara utvärderas utifrån dess effekter på den kortsiktiga resurseffektiviteten utan också utifrån dess effekter på den finansiella marknaden och på elhandelsmarknaden.

Givet en perfekt utformad mothandel ges på kort sikt samma fysiska resursanvändning som en effektiv prisområdesindelning. Eftersom mothandel ger samma pris inom ett helt elspotområde oavsett eventuella överföringsbegränsningar inom elspotområdet ges marknaden dock inte de kortsiktiga prissignaler som en förändrad prisområdesindelning kan ge. Priset avspeglar följaktligen inte överallt den reella kortsiktiga resursknappheten. Mothandeln möjliggör däremot en mer integrerad marknad och en mer likvid finansiell marknad och därmed en bättre fungerande elhandelsmarknad.

Mothandel leder till intäkter för de aktörer som blir mothandlade och kostnader för de aktörer som via stamnätstariffen slutligen betalar kostnaden. Jämfört med

²⁵ Till viss del ges långsiktiga lokaliseringssignaler i Sverige med hjälp av stamnätstariffens utformning. Detta då tariffen för uttag är lägre i norr än i söder och tariffen för inmatning är i sin tur högre i norr än i söder.

prisområdesindelning innebär mothandel dessutom principiellt att såväl konsumenter som producenter i lågprisområdet möter ett pris som överstiger marginalkostnaden för ökad produktion inom detta område, medan det omvända gäller i högprisområdet. Den totala förmögenhetsomfördelningen mellan olika grupper av aktörer beror således på flera olika faktorer.

6.4 Effekter på den nordiska och europeiska marknadens integration

Frågan om de olika huvudmetodernas effekter på marknadens integration innefattar europeiska, nordiska och nationella perspektiv.

Ett huvudmål för EUs energipolitik har sedan länge varit att förverkliga en integrerad inre marknad för energi. Den sektorsundersökning av el- och gasmarknaderna som EU-kommissionen redovisade januari 2007 konstaterar att det ännu inte finns någon välfungerande inre marknad för energi med konkurrenskraftiga priser och verkliga valmöjligheter för kunderna. I stället har Europas gas- och elmarknader förblivit separerade vid nationella gränser och de olika marknaderna domineras av ett eller en handfull företag. De huvudproblem som identifieras är marknadskoncentration, avsaknad av konkurrens över nationsgränserna och vertikalt integrerade företag.

Sektorsundersökningen konstaterade att i tre länder är den geografiska marknaden troligen mindre än den nationella, nämligen Italien, Danmark och Norge. I Italien urskiljs fyra olika geografiska marknader. Också inom Nord Pool-området visar kommissionens analys på fyra olika geografiska marknader, nämligen Västdanmark, Östdanmark, Sydnorge och övriga Norden (Sverige, Finland och Nordnorge). Kommissionen anser dock att det behövs en djupgående analys innan det kan konkluderas att Sverige, Finland och Nordnorge utgör en gemensam geografisk marknad. I övrigt diskuterar kommissionen om Tyskland, Schweiz och Österrike är en gemensam marknad men anför argument mot att länderna ska kunna ses som delar av samma relevanta marknad.

Den handlingsplan som beslutades vid Europeiska rådets möte i Bryssel 8-9 mars 2007 betonar bl.a. behovet av ägarmässig separering av nätverksamhet från försäljning och produktion, nya investeringar, effektivare gemensam reglering och effektivare samarbete mellan de systemansvariga. Europeiska rådet bekräftade behovet av bättre regional gränsöverskridande handel och av att påskynda utvecklingen av det regionala energisamarbetet samtidigt som man underlättar regionala marknaders integration i EUs inre marknad.

Den nordiska regionen har av EU angetts vara ett bra exempel på en existerande regional elmarknad även om det finns utrymme för ytterligare integration. Det finns även i Norden hinder för en välfungerande marknad i form av marknadskoncentration, brister i konkurrensen över nationsgränserna och vertikalt integrerade företag.

Så länge som marknaderna för försäljning till mindre och medelstora kunder är nationella är det också viktigt att värdera effekterna på elhandelsmarknadens nationella integration. Om den nationella elhandelsmarknaden inte är integrerad blir konsekvensen fragmenterade elhandelsmarknader. Nordiska ministerrådet har initierat ett arbete syftande till att skapa en gemensam nordisk elhandelsmarknad.

Investeringar i nätutbyggnader som ökar marknadens integration bör vara ett självklart förstahandsalternativ så länge som de är samhällsekonomiskt lönsamma. Det är viktigt med ett samarbete mellan de systemansvariga som innebär att nyttovärderingen inte begränsas till ett nationellt perspektiv utan innefattar ett gemensamt perspektiv.

Mothandel av en överföringsbegränsning ökar kraftmarknadens integration. Mothandeln möjliggör att prisbildningen på spotmarknaden kan avse ett större område och att möjligheterna till bruk av marknadsmakt i spotmarknaden minskar. Däremot kan det finnas möjligheter för ett företag att bruka marknadsmakt i mothandeln men detta påverkar inte prisbildningen på spotmarknaden såvida buden till spotmarknaden inte anpassas för att öka företagets vinster av mothandel.

Kostnaderna för mothandel betalas direkt av de systemansvariga och indirekt via stamnätstarifferna av nätanvändarna. Det är viktigt med ett samarbete mellan de systemansvariga som innebär att nyttovärderingen av en mothandelslösning inte begränsas till ett nationellt perspektiv utan innefattar ett gemensamt perspektiv och att mothandeln finansieras av dem som erhåller nyttan. En mothandelsordning bör inte vara mer omfattande än att de som erhåller nyttan är beredda att finansiera kostnaderna.

En prisområdesindelning innebär vid överföringsbegränsningar att prisbildningen i spotmarknaden normalt avser ett mindre område och att det kan bli en fragmentering av kraftmarknaden. I vissa situationer kan dock en prisområdesindelning leda till en marknadsförstoring om de nya elspotområdena får gemensamt pris med andra elspotområden.

Varje prisområdesindelning inom ett land leder till en uppdelning av elhandelsmarknaderna så länge som dessa fortfarande är nationella. En sådan uppdelning riskerar att minska möjligheterna för fristående elhandlare att konkurrera på lika villkor med vertikalt integrerade elföretag. Beroende på delmarknadernas storlek och företagens bedömning av förväntade risker finns det en risk för att ett antal fristående elhandlare inte längre finner det lönsamt att fortsätta med försäljning i det ena och/eller det andra området.

Minskning av handelskapaciteter för export och/eller import minskar marknadens integration. Ju större handelskapaciteter som finns mellan olika områden, desto bättre blir marknadens integration. Bilagan till EUs förordning om gränsöverskridande handel innehåller tvingande restriktioner för i vilken

utsträckning handelskapaciteter får begränsas för att lösa överbelastning inom ett område (se avsnitt 4.1).

6.5 Effekter på konkurrensen inom kraftmarknaden

En förändrad hantering av överföringsbegränsningar får effekter på konkurrensen på kraftmarknaden.

Begränsning av handelskapaciteter ger, allt annat lika, en ökad koncentration inom den relevanta marknaden för ett givet elspotområde. Detta eftersom den minskade handelskapaciteten till ett angränsande elspotområde ökar risken för att kapaciteten på förbindelsen inte är tillräcklig för att områdena ska kunna få ett gemensamt spotpris. På motsvarande sätt ger nätförstärkningar, allt annat lika, en minskad koncentration inom den relevanta marknaden för ett givet elspotområde.

Nedan beskrivs ur ett konkurrensperspektiv effekterna av en förändrad elspotområdesindelning och en utökad mothandel.

6.5.1 Effekter på konkurrensen av förändrad elspotindelning

På vilket sätt elspotområdena är avgränsade påverkar koncentrationen och förutsättningarna för konkurrens på spotmarknaden. Relevant är koncentrationen inom det definierade elspotområdet, möjligheten att det givna elspotområdet ska kunna bilda gemensamt prisområde med ett eller flera andra elspotområden samt koncentrationen inom detta potentiella prisområde.

Ett system med många, och relativt små, elspotområden riskerar att öka koncentrationen som en följd av att marknaden vid överföringsbegränsningar i elsystemet kommer att delas upp i flera mindre marknader. Relativt många elspotområden reducerar emellertid risken för interna överföringsbegränsningar (dvs. flaskhalsar inom ett elspotområde) och därmed också sannolikheten för att den systemansvarige kommer att begränsa handelskapaciteter till respektive från angränsande elspotområden.

Sannolikheten för att ett visst elspotområde ska kunna bilda gemensamt prisområde med åtminstone något av de angränsande elspotområdena ökar också ofta i och med fler elspotområden (givet att handelskapaciteter inte begränsas).

Koncentrationen i de isolerade områdena

Som ett led i att värdera förändringarna av konkurrensförutsättningarna har marknadskoncentrationen beräknats, dels för nuvarande elspotområden, dels för de svenska elspotområden som en indelning i snitt 2 respektive snitt 4 skulle innebära. För att tydligt belysa konsekvenserna för koncentrationen av en elspotindelning beräknas för varje elspotområde den marknadskoncentration som gäller om området är ett isolerat område. Det är dock viktigt att komma ihåg att den relevanta marknaden oftast kommer att bli större än det enskilda elspotområdet (dvs. elspotområdet får oftast gemensamt pris med ytterligare ett eller flera andra elspotområden). Dessa marknadsförstörande effekter diskuteras

vidare i de två efterföljande avsnitten (*Områdeskonstellationer vid elspotindelning i snitt 2* och *Områdeskonstellationer vid elspotindelning i snitt 4*).

I tabell 11 redovisas beräknad koncentration för befintliga elspotområden i Norden, samt de svenska områden som skapas vid en eventuell delning i snitt 2 och snitt 4. Notera att dessa värden endast är relevanta då elspotområdet bildar ett isolerat prisområde, det vill säga ej har samma pris som något av de angränsande elspotområdena. Det kan konstateras att samtliga områden är att betrakta som måttligt eller starkt koncentrerade (när de bildar ett eget prisområde) enligt de gränsvärden för HHI som normalt tillämpas (se avsnitt 5.5) vid bedömning av en marknadskoncentrations eventuella påverkan på konkurrensen.

Tabell 11 Koncentration i befintliga elspotområden i Norden och inom eventuella elspotområden i Sverige

Område	HHI
Sverige	3 177
Jylland, full vind ²⁶	1 493
Jylland, ingen vind	2 713
Själland, full vind	6 044
Själland, ingen vind	7 674
Finland	1 637
Södra Norge ²⁷	1 496
Norra Norge	2 707
Sverige norr om snitt 2	3 632
Sverige söder om snitt 2	2 974
Sverige norr om snitt 4	3 591
Sverige söder om snitt 4	3 194

Källa: Energimarknadsinspektionen

Koncentrationen norr om snitt 2 är högre än för Sverige som helhet. Söder om snitt 2 är dock koncentrationen något lägre än för Sverige som helhet. Vid en elspotindelning i snitt 4 ökar koncentrationen både norr och söder om snittet. Nedan följer en genomgång av koncentrationen i de områdeskonstellationer som skulle kunna bildas vid en elspotindelning i snitt 2 respektive snitt 4.

Områdeskonstellationer vid elspotindelning i snitt 2

Vid en elspotindelning i snitt 2 är det sannolikt att inget av de båda svenska områdena skulle bilda eget prisområde under ett större antal timmar än vad

²⁶ Beräkningarna baseras på uppgifter som omfattar endast 54 procent av den installerade kapaciteten. HHI-värdet kan därmed antas vara något underskattat.

²⁷ I Statkrafts marknadsandel har dotterbolaget Skagerak Kraft inkluderats. Statkrafts minoritetsäganden i Agder Energi (45,53 procent) och BKK (49,9 procent) har emellertid inte inkluderats i Statkraftkoncernen. Om man antar att Statkraft kontrollerar produktionen också i Agder Energi och BKK, och följaktligen inkluderar dessa företag i Statkraftkoncernen, blir HHI för södra Norge 2 698.

Sverige gör idag, dvs. endast under ett fåtal timmar per år. Istället skulle elspotområdena nästan alltid bilda gemensamt prisområde med åtminstone något annat område inom Norden. Poängteras bör också att det är sannolikt att de båda svenska elspotområdena skulle bilda gemensamt prisområde under en mycket stor andel av tiden. Det är endast vid mycket höga kraftflöden från norr till söder som kapaciteten i snitt 2 inte skulle vara tillräcklig för att ett gemensamt svenskt prisområde skulle kunna bildas.

Sverige norr om snitt 2 gränsar förutom till det södra svenska området till två andra elspotområden, Finland och norra Norge. Det södra elspotområdet gränsar förutom till norra Sverige också till fyra andra elspotområden; södra Norge, Finland, Själland och Jylland. I de fall de två nya elspotområdena inte har gemensamt pris men hänger ihop med ett eller flera andra områden blir det en minskning av koncentrationen jämfört med om de skulle bilda ett eget prisområde. I tabell 12 presenteras koncentrationen, i form av HHI, för områdeskonstellationerna för norra Sverige när norra och södra Sverige inte kan bilda gemensamt prisområde som en följd av flaskhals i snitt 2. Under den tid då norra och södra Sverige bildar gemensamt prisområde (nästan alltid dessutom tillsammans med ytterligare elspotområden) förändras inte konkurrenssituationen jämfört med idag.

Tabell 12 Koncentration i områdeskonstellationer för norra Sverige vid elspotindelning och överföringsbegränsning i snitt 2

Områdeskonstellationer för norra Sverige	HHI
N. Sverige	3632
N. Sverige och Finland	1519
N. Sverige och norra Norge	1944
N. Sverige, Finland och norra Norge	1106

Källa: Energimarknadsinspektionen

Då kapaciteten i snitt 2 inte är tillräcklig, och Sverige delas in i två prisområden, kommer HHI-värdet i norra Sverige följaktligen att vara mellan 1 106 och 3 632. Som tidigare nämnts är det dock osannolikt att anta att norra Sverige skulle bilda eget prisområde under annat än några få timmar per år. I realiteten skulle alltså HHI för norra Sverige, vid flaskhals i snitt 2, vara i intervallet 1 106-1 944. I genomsnitt skulle emellertid HHI-värdet för norra Sverige vara betydligt lägre. Detta eftersom ovanstående konstellationer endast gäller när det är flaskhals i snitt 2, vilket endast gäller under en begränsad andel av årets timmar.

I tabell 13 sammanställs HHI för olika områdeskonstellationer som inkluderar det södra svenska elspotområdet vid en elspotindelning och flaskhals i snitt 2.

Tabell 13 Koncentration i södra Sverige samt i områdeskonstellationer för södra Sverige vid elspotindelning och överföringsbegränsning i snitt 2

Områdeskonstellationer för södra Sverige	HHI
S. Sverige	2974
S. Sverige och Själland (ingen vind)	2432
S. Sverige och Jylland (ingen vind)	2350
S. Sverige och Själland	2311
S. Sverige och Jylland	2041
S. Sverige, Jylland och Själland	1807
S. Sverige och Finland	1599
S. Sverige och södra Norge	1089
S. Sverige, Jylland, Själland och södra Norge	931
S. Sverige, Finland och södra Norge	843
S. Sverige, Själland, Finland och södra Norge	781
S. Sverige, Jylland, Själland, Finland och södra Norge	740

Källa: Energimarknadsinspektionen

Not: För de konstellationer där Jylland och Själland ingår inkluderar beräkningarna full tillgänglighet i vindkraft om ej annat anges.

Eftersom södra Sverige har fler förbindelser med andra elspotområden än vad norra Sverige har så finns en betydligt större andel möjliga områdeskonstellationer för det södra än för det norra området. När södra Sverige, vid flaskhals i snitt 2, bildar prisområde med ett annat elspotområde kommer dock HHI att uppgå till maximalt 2 432. Detta sker när Sydsverige och Själland har gemensamt pris och det inte är någon vind. Motsvarande värde är 2 311 när det är full vindkraftsproduktion på Själland. I de fall Sydsverige bildar gemensamt prisområde med något annat elspotområde än Själland alternativt med mer än ett annat elspotområde så kommer koncentrationen att vara lägre. När exempelvis Sydsverige, Sydnorge, Finland, Jylland och Själland har samma pris, uppgår HHI i prisområdet till 740. Detta är till och med ett lägre HHI än vad som är fallet då hela Norden har samma pris (880).

Områdeskonstellationer vid elspotindelning i snitt 4

Vid en elspotindelning i snitt 4 kommer det sydsvenska elspotområdet att gränsa till två andra elspotområden; Sverige norr om snitt 4 och Själland. Vid överföringsbegränsning i snitt 4 kommer Sydsverige nästan alltid att ha samma pris som Själland. Kapaciteten på förbindelsen mellan Skåne och Själland är nämligen tillräcklig för att flaskhals inte ska uppstå annat än i extremsituationer. Följaktligen skulle södra Sverige inte bilda ett eget prisområde annat än under ett fåtal timmar per år. Marknadskoncentrationen i prisområdet Sydsverige-Själland är dock hög. HHI varierar mellan 2 774 och 3 124 beroende på tillgängligheten i vindkraften på Själland. Om Sverige söder om snitt 4 bildar ett eget prisområde är HHI än högre, 3 194.

Tabell 14 Koncentration i sydligaste Sverige samt i områdeskonstellationer för sydligaste Sverige vid elspotindelning och överföringsbegränsning i snitt 4

Områdeskonstellationer för södra Sverige	HHI
S. Sverige	3194
S. Sverige och Själland (ingen vind)	3124
S. Sverige och Själland (full vind)	2774

Källa: Energimarknadsinspektionen

Det pågår nu ett arbete för att få till stånd en marknadskoppling mellan Nord Pool och den tyska elbörsen EEX. När en sådan marknadskoppling är införd finns också alternativet att sydligaste Sverige, Själland och Tyskland ibland har gemensamt pris. Marknadskoncentrationen i ett sådant gemensamt område blir i allt väsentligt en avspeglning av marknadskoncentrationen i Tyskland eftersom produktionskapaciteten i Tyskland är mer än tio gånger större än den sammanlagda produktionskapaciteten i sydligaste Sverige och Själland. Koncentrationen blir något lägre än för Tyskland även om två av de fyra största producenterna i Tyskland också är två av de tre största producenterna i området sydligaste Sverige plus Själland. London Economics har på kommissionens uppdrag beräknat att genomsnittligt HHI under 2003-2005 var 1 914 i Tyskland. Detta innebär att även när det är gemensamt pris med Tyskland kommer det att vara en hög marknadskoncentration i det område som sydligaste Sverige ingår i om det är elspotindelning och överföringsbegränsning i snitt 4.

För det isolerade elspotområdet Sverige norr om snitt 4 är koncentrationen också högre än för Sverige som helhet, HHI för området är 3 591. För det området skulle dock möjligheterna att bilda gemensamt prisområde med något av de norska elspotområdena, Finland och/eller Jylland göra att koncentrationen inte skulle bli mer problematisk än vad som är fallet idag utan en uppdelning av Sverige i elspotområden.

Sammanfattande bedömning

En elspotindelning i snitt 2 bedöms inte leda till någon försämring av konkurrensen jämfört med idag. Däremot riskerar en elspotindelning i snitt 4 att leda till en markant försämring av konkurrensen på kraftmarknaden söder om snittet.

6.5.2 Effekter på konkurrensen av utökad mothandel

Genom en utökad mothandel skulle olika områdespriser bli mindre vanligt förekommande än vad som är fallet idag. Därmed skulle den relevanta marknaden för de flesta elspotområden expandera geografiskt

Även om koncentrationen i den relevanta spotmarknaden sannolikt minskar i och med utökad mothandel så föreligger dock en risk för utnyttjande av marknadsmakt i mothandeln och även för ändrade bud till spotmarknaden. Den senare risken är särskilt påtaglig i samband med mothandel av vattenkraft på

grund av vattenkraftens reglerbarhet. Rent konkret består risken i att producenter i ett överskottsområde, exempelvis Sverige norr om snitt 2, delvis bjuder in vattenkraftproduktion till ett pris understigande marginalvärdet när de förväntar sig en flaskhals i snittet. Anledningen till detta agerande är att producenterna då förväntar sig att behovet av mothandel ökar. På så sätt får producenten ut skillnaden mellan spotpriset och nedregleringspriset för den nedreglerade kvantiteten, och detta utan att behöva producera. I exemplet med vattenkraft har producenten sedan kvar det outnyttjade vattnet och kan återigen bjuda in samma vatten i spotmarknaden nästföljande dag. Förväntas också då en flaskhals kan samma spekulativa procedur komma att upprepas. På så sätt kan en producent få betalt för samma vatten ett antal gånger.

Även i ett underskottsområde kan producenter spekulera på motsvarande sätt när de förväntar sig en flaskhals. Där görs detta genom att producenter bjuder in kraften till ett pris överstigande marginalkostnaden (istället för understigande marginalkostnaden som är fallet i överskottsområdet). På så sätt får producenten i spotmarknaden tillslag på mindre kraft än vad denne önskar producera och behovet av mothandel ökar. När sedan flaskhalsen måste mothandlas, betalas den ytterligare kraften med ett pris överstigande spotpriset.

6.6 Effekter på konkurrensen på elhandelsmarknaden

Sedan elmarknadsreformen har Sverige varit ett elspotområde. Detta har inneburit att elhandelsföretagen på den svenska marknaden endast har behövt hantera en kraftbalans samt endast behövt hantera prisområdesrisken för ett område. Därigenom har man kunnat erbjuda samma pris till samtliga svenska konsumenter oavsett var i landet de befinner sig.

Nätförstärkningar och ökad mothandel ökar marknadsintegreringen och är positivt för konkurrensen på elhandelsmarknaden. En indelning av Sverige i flera elspotområden medför att kostnaderna för elhandelsföretagen kommer att variera beroende på var i landet som kunderna finns.

En praktisk fråga av stor betydelse är hur ett införande av elspotområden i Sverige ska anpassas till marknaden och de befintliga avtal som parterna ingått. En av de vanligaste kontraktsformerna på marknaden i dag löper över tre år, flera elhandelsföretag erbjuder kontrakt över fem år och det finns enstaka företag som erbjuder tio års kontrakt. Utifrån SCB:s statistik för mars år 2007 hade 20 procent av de svenska kunderna avtal med en avtalslängd om 3 år eller längre.

6.6.1 Ökade administrativa kostnader

Ett införande av flera elspotområden i Sverige kommer att medföra betydande behov av förändringar och kompletteringar i befintliga administrativa system för elhandelsföretag som vill verka i hela landet. Den ökade komplexiteten ställer krav på nya rutiner och system för att hantera prissättning, debitering, prissäkring och avräkning i flera områden. Vidare krävs det ökad kompetens och eventuellt även ökade personella resurser för att hantera olika elspotområden. Det krävs

också en implementeringsperiod för att säkerställa att de nya systemen fungerar. Det är inte rimligt att detta kan vara fallet för alla elhandelsföretagen inom två års tid.

Dessa förändringar kommer att innebära ökade kostnader för elhandelsföretagen, kostnader som i slutändan kommer att få bäras av konsumenterna. Samtidigt är det stor skillnad mellan att kunna fördela kostnaden för en investering orsakad av systemförändringar på 3 000 kunder jämfört med 30 000 eller 300 000 kunder. Det finns risk för att mindre elhandelsbolag inte ser lönsamhet i en sådan investering.

6.6.2 Riskhantering och finansiella kostnader

Elhandelsföretagen möter idag många risker som måste hanteras (se avsnitt 5.6.2). Ett införande av elspotområden i Sverige innebär att ökade risker och också nya risker måste hanteras av elhandelsföretagen.

Rent principiellt innebär riskhanteringen att elhandelsföretaget på olika sätt försäkrar sig mot olika utfall i syfte att begränsa förlusterna. Kostnaderna varierar med sannolikheten och värdet för olika utfall. I likhet med normala försäkringar uppstår det dock alltid kostnader oavsett frekvensen av olika utfall, t.ex. oavsett om skilda områdespriser uppstår eller inte.

För elhandelsföretagen är marginalen mot slutkunden mycket låg och uppkomsten av skilda områdespriser i leverans kan ge stora effekter på resultatet. Framförallt gäller detta mindre elhandelsföretag samt elhandelsföretag utan egen produktion. Utifrån beslutade riskpolicies hanterar elhandelsföretagen idag prisområdesrisken genom att exempelvis på Nord Pool köpa s.k. CfD-kontrakt för hela eller delar av sin volym. Trots att Sverige är ett enda område är det dock en brist på säljare av CfD-kontrakt i det svenska elspotområdet varför likviditeten i dessa kontrakt är dålig.

Vid en uppdelning av Sverige i två prisområden vid snitt 2 kommer det södra området kommer att vara ett underskottsområde dominerat av kärnkraft. Underskottet innebär att likviditeten i CfD-kontrakten i södra Sverige kommer att bli lägre än i dagens svenska elspotområde.

Flera faktorer pekar också på att skillnaden mellan systempriset och ett områdespris i södra Sverige sannolikt skulle bli större än skillnaden mellan systempriset och dagens svenska områdespris. Till exempel kommer priset under situationer med hög last att slå igenom hårdare i detta mindre prisområde jämfört med dagens större prisområde och dominansen av ett kraftslag medför större prisgenomslag vid exempelvis säkerhetsproblem i kärnkraften. Detta innebär större osäkerhet och därmed en högre "försäkringspremie" och ett högre pris på CfD-produkterna.

Som tidigare nämnts har en stor del av de svenska konsumenterna avtal om bundet elpris för tre år eller längre. Till grund för dessa ligger elhandelsföretagens befintliga finansiella kontrakt för prissäkring för bland annat områdesprisrisk. En förutsättning för ett införande av flera prisområden i Sverige är att aktörerna inte utsätts för onödiga risker och kostnader, varför ett genomförande kräver en framförhållning på minst tre år.

Ett alternativ för ett elhandelsföretag att hantera ökade risker för områdespriser skulle vara en utveckling där kunderna endast erbjuds avtal om rörligt pris. Det ska dock påpekas att det endast är en minoritet av de svenska kunderna som idag har avtal om rörligt pris. Det är därför tveksamt om en sådan strategi kan vara framgångsrik för elhandelsföretaget. I vilket fall som helst skulle strategin innebära en minskad konkurrens på elhandelsmarknaden för de kunder som önskar avtal om fast pris.

I Norge har det hittills varit möjligt att kombinera god konkurrens på elhandelsmarknaden med en indelning i flera elspotområden. En huvudorsak är att endast en sjättedel av de norska hushållen väljer fastprisavtal²⁸. Områdesprisrisken är därför mycket mindre för norska elhandelsföretag. En annan huvudorsak är att det tidigare inte har varit någon systematisk skillnad mellan olika områden i förväntade långsiktiga spotpriser. Det nya norska området omfattande mellersta Norge är härvid något nytt eftersom marknaden inte förväntar sig att detta område kan få lägre pris än omgivande områden utan endast samma pris eller högre pris. Införandet av det nya området har därför kritiserats av olika norska kunder och elhandelsföretag på ett sätt som inte tidigare förekommit i Norge.

Idag finns det i Sverige endast drygt 30 balansansvariga företag medan det i Norge finns drygt 130 balansansvariga företag²⁹. Nord REGs vision är att det ska vara attraktivt även för små elhandelsföretag och några kunder att vara balansansvariga. Då arbetet och riskerna med att upprätthålla ett balansansvar för ett mindre elhandelsföretag är betydande kommer en ökning av antalet prisområden sannolikt att motverka en önskad ökning av antalet balansansvariga företag.

Elhandelsföretag utan egen produktion har ingen naturlig prissäkring mot spotpris- och reglerkraftprisvariationer genom den egna produktionen. En områdesindelning som leder till ökade spotpris- och reglerkraftprisvariationer gör dessa företag sårbarare. Sannolikt kommer ett införande av elspotområden i Sverige att leda till att vissa elhandelsföretag upphör med sin verksamhet eller enbart kommer att erbjuda avtal till lokala och regionala kunder inom ett enda elspotområde. Denna risk är särskilt stor om det blir en elspotindelning i snitt 4.

²⁸ NVE (2007).

²⁹ NordREG (2006).

Förkortningar och använda begrepp

Balansansvarig: Företag som ingår avtal om balansansvar med Svenska Kraftnät. De balansansvariga företagen har skyldighet att planera balans mellan tillförsel och uttag av el och att betala för eventuella obalanser. Leveranser av el till en punkt i nätet får inte ske utan att det finns någon balansansvarig för leveranspunkten.

Contracts for Differences (CfDs): Terminskontrakt på Nord Pool avseende prisskillnader mellan områdespris och systempris.

Elbas: Nord Pools intradagliga marknad (intra day market) för handel med el. Elbas öppnar när spotmarknaden, Elspot, stänger. Syftet med Elbas är att aktörerna ska kunna hantera sin balans närmare drifttimmen än vad som är möjligt i Elspot. Elbas är öppet för handel i Sverige, Finland, Danmark och Tyskland. Från och med början av 2008 blir handel i Elbas möjlig också i Norge.

Elspot: Nord Pools spotmarknad för handel med el. Elspot är en s.k. day ahead-marknad där priser sätts timme för timme. Bud ska lämnas senast kl. 12 dygnet före drifttimmen och priser, omsättning m.m. publiceras på Nord Pools hemsida (www.nordpool.com) ungefär fr.o.m. kl. 13.

Elspotområde: Anmälningssområde för handel på Nord Pool. Vid otillräcklig överföringskapacitet mellan elspotområden blir det olika pris i dessa områden. Norge består av tre elspotområden (norr, söder och mitt), Danmark av två (väst och öst) medan Sverige och Finland består av ett område vardera.

European Energy Exchange (EEX): Den tyska börsen för handel med el.

Flaskhals/Överföringsbegränsning: Trång sektor i stamnätet eller på utlandsförbindelserna där möjligheten att överföra el är mindre än behovet.

Herfindahl Hirschman Index (HHI): Mått som återger koncentrationen på en marknad. HHI beräknas genom att summera de kvadrerade marknadsandelarna. Det högsta värdet indexet kan uppgå till är 10 000 och motsvarar en monopolsituation ($100^2=10\ 000$).

Kilowatt (kW): Effektenhet, en kW är tusen watt. Vidare är en megawatt (MW) tusen kW, en gigawatt (GW) är tusen MW och en terawatt (TW) är tusen GW.

Kilowattimme (kWh): Energhetenhet, en kWh är tusen wattimmar. Vidare är en megawattimme (MWh) tusen kWh, en gigawattimme (GWh) är tusen MWh och en terawattimme (TWh) är tusen GWh.

Mothandel: Köp/försäljning av el som görs av systemansvarig i syfte att minska överföringen av el i ett snitt i nätet där överföringskapaciteten är begränsad (dvs. en flaskhals).

Nordel: Samarbetsorganisation för de nordiska ländernas systemansvariga.

Nord Pool: Börs för handel med el i Sverige, Norge, Danmark och Finland. På Nord Pool finns både en fysisk marknad (spotmarknad) och en finansiell marknad (terminsmarknad).

NordREG: Samarbetsorganisation för de nordiska ländernas tillsynsmyndigheter inom energiområdet. Den svenska tillsynsmyndigheten är Energimarknadsinspektionen.

Nätvärn: Nätvärn är ett samlingsnamn för tekniska installationer som bygger på att vissa fel i systemet aktiverar momentan bortkoppling av produktion eller ändring av överföring på likströmsförbindelser. Med dessa system i drift kan man höja tillåten överföring genom att en ögonblicklig minskning av kraftflödet erhålls om ett fel inträffar.

Prisområde: Elspotområden med gemensamt elpris (spotpris). När det inte finns några flaskhalsar i det nordiska elsystemet utgör hela Nord Pool-området ett prisområde.

Residual Supply Index (RSI): Mått som liksom HHI återger koncentrationen på en marknad. RSI anger hur mycket produktionskapacitet som återstår på marknaden efter att ett givet företags kapacitet har räknats bort. Om RSI är större än hundra procent signaleras att övriga producenter innehar tillräckligt med kapacitet för att möta marknadens efterfrågan oavsett om det studerade företaget bjuder in på marknaden eller ej. Ett RSI under hundra procent indikerar å andra sidan att det studerade företags medverkan är nödvändig för att kunna möta marknadens efterfrågan.

Snitt: Sektion av elnätet där de ingående ledningarnas kapacitet kan ge en trång sektor eller flaskhals.

Stamnät: Kraftledning med hög spänning. Det svenska stamnätet förvaltas och drivs av Svenska Kraftnät och består av 220 kV- och 400 kV-ledningar. Förutom stamnät består det svenska kraftledningssystemet också av regionnät (40-130 kV) och lokalnät (0,4-20 kV). Regionnät och lokalnät ägs och drivs av privata, kommunala och statliga aktörer (nätföretag).

Systemansvarig/ Systemoperatör: Ansvarig för driften av stamnätet i ett land eller i en region. I Sverige är Svenska Kraftnät systemansvarig. Systemansvarig/Systemoperatör förkortas ofta TSO (*Transmission System Operator*).

Systempris: Det spotpris som beräknas av Nord Pool under förutsättningen att det finns oändlig överföringskapacitet mellan de nordiska elspotområdena. Systempriset utgör referenspris för finansiella kontrakt på Nord Pool.

Källor

Bergman, L.(2005), *Addressing Market Power and Industry Restructuring*. SESSA, Bryssel, 9 september 2005.

Bjørndal, M., Jörnsten, K. och Nonås, L. M. (2007), *Prosjekt om flaskehalshåndtering i Norden. DelB: Samfunnsøkonomiske vurderinger*.

Consentec och Frontier Economics Limited (2004), *Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market*.

Copenhagen Economics (2006), *The economic consequences of capacity limitations on the Oresund connection*.

Ea Energy Analyses and COWI (2007), *Transit and power exchange in the Nordic Power Market. Steps for improved congestion management and cost allocation for power exchange and transit*.

Energimarknadsinspektionen (2006), *Prisbildning och konkurrens på elmarknaden*, ER 2006:13

Energimarknadsinspektionen (2005), *Hantering av begränsningar i det svenska överföringssystemet för el – Ett nordiskt perspektiv*, ER 2005:11

ERGEG (2007), *Cross Border Framework for Electricity Transmission Network Infrastructure – An ERGEG Conclusions Paper*.

EU-kommissionen (2007), *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*.

Konkurrensverket (2007a), *Konkurrensen på elmarknaden*, skrivelse till Näringsdepartementet.

Konkurrensverket (2007b), *Marknadsandelar och elhandelsmarginaler för E.ON, Fortum och Vattenfall*, bakgrunds-PM.

London Economics (2007), *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005*.

Nordel (2002), *Översyn av elspotindelningen och förutsättningarna för mothandel på den nordiska kraftmarknaden*.

Nordel (2004), *Regler för handtering av flaskehalser – Vurdering av tilgjengelighet på kapasitet og muligheter for ökt mothandel*.

Nordel (2005), *Enhancing Efficient Functioning of the Nordic Electricity Market.*

Nordel (2006), *Status of Nordel's work on Enhancing Efficient Functioning of the Nordic Electricity Market.*

NordREG (2006), *Development of a common Nordic balance settlement.*

NVE (2007), *Leverandørskifteundersøkinga 1. kvartal 2007.*

UCTE (2007), *Interim Report. System Disturbance on November 4 2006.*

Ungernet (2006), *Enkät svar från energiintensiva industrier februari 2006.*

US Department of Justice and the Federal Trade Commission (1992), *Horizontal Merger Guidelines.*