

Hantering av begränsningar i det svenska överföringssystemet för el

Ett nordiskt perspektiv

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

© Statens energimyndighet
Upplaga: [konsultera förlaget] ex

Förord

Det är angeläget att det kan skapas utrymme för fortsatt utveckling av och harmonisering av regelverket på den nordiska elmarknaden. En sådan framtida utveckling kan bland annat komma att beröra områden som de systemansvarigas uppdrag, flaskhalshantering, effektreserv, gemensam balanstjänst och en gemensam investeringsplan. De förändringar som genomförs bör ta som utgångspunkt att den nordiska elmarknaden skall kunna fortsätta utvecklas på ett positivt sätt för aktörerna.

I alla elnät finns det oundvikligen fysiska begränsningar, så kallade flaskhalsar, där ledningarnas tekniska kapacitet vid vissa tidpunkter understiger marknadens önskemål om överföring av el. Metoderna för att tekniskt och ekonomiskt hantera flaskhalsar skiljer sig åt mellan de nordiska länderna på grund av skillnader i lagstiftning, regelverk och praxis. För en vidare utveckling av den nordiska elmarknaden finns behov av att identifiera och analysera dessa skillnader och deras effekt.

Syftet med denna utredning är att kartlägga effekterna av nuvarande metoder för hantering av överföringsbegränsningar såväl på den svenska som på den nordiska elmarknaden. Vidare ska möjliga förändringar av denna hantering belysas och utvärderas.

Arbetet har följts av en referensgrupp med representanter för Affärsverket svenska kraftnät, Konkurrensverket, Svensk Energi, Svenskt Näringsliv, Nord Pool Spot AB, Kungliga Tekniska Högskolan samt Oberoende elhandlare

Kontakter har även tagits med representanter för de nordiska tillsynsmyndigheterna och de nordiska systemansvariga.

Med denna rapport redovisar Energimyndigheten sitt regeringsuppdrag att i samråd med Affärsverket Svenska kraftnät och Konkurrensverket belysa konsekvenserna av olika metoder för att hantera överföringsbegränsningar i det svenska överföringssystemet för el.

Figurer

Figur 1 Viktiga snitt i Norden.....	26
Figur 2 Faser i flaskhalshanteringen.....	30
Figur 3 Antal indikerade begränsningsbehov i de svenska snitten, november 2000 till juni 2004.....	43
Figur 4 Antalet indikerade begränsningsbehov i de svenska snitten per timme, november 2000 till början av juli 2004.....	44
Figur 5 Begränsningar i flödesriktning från Sverige, GWh.....	47
Figur 6 Begränsningar i flödesriktning till Sverige, GWh.....	48
Figur 7 Begränsningar i riktning från Sverige.....	49
Figur 8 Begränsningar i riktning till Sverige.....	50
Figur 9 Prisdifferenser i flödesriktning Jylland till Sverige, uppdelat per begränsande systemansvarig 2001 -2004-06.....	53
Figur 10 Prisdifferenser i flödesriktning Sverige till Jylland, uppdelat per begränsande systemansvarig, 2001 - 2004-06.....	54
Figur 11 Prisdifferenser i flödesriktning Själland till Sverige, uppdelat per begränsande systemansvarig 2001 -2004-06.....	55
Figur 12 Prisdifferenser i flödesriktning Sverige till Själland, uppdelat per begränsande systemansvarig, 2001 - 2004-06.....	56
Figur 13 Prisdifferenser i flödesriktning i flödesriktning Norge (NO1) till Sverige, per begränsande systemansvarig, 2001 - 2004-05.....	57
Figur 14 Prisdifferenser i flödesriktning Sverige till Norge (NO1), per begränsande systemansvarig 2001-2004-05.....	58
Figur 15 Prisdifferenser i flödesriktning Finland till Sverige, per begränsande systemansvarig, 2001-07 - 2004-06.....	59
Figur 16 Prisdifferenser i flödesriktning Sverige till Finland, uppdelat per begränsande systemansvarig, 2001-07 - 2004-06.....	60
Figur 17 Flaskhalsintäkter i Norden.....	61
Figur 18 Lika pris i två områden.....	70
Figur 19 Mothandel.....	71
Figur 20 Osäker information.....	75
Figur 21 Basindustrins lokalisering.....	92
Figur 22 Delningsalternativens områdesstorlekar jämfört med angränsande områden och uttryckt i årvis produktion och förbrukning.....	96

Tabeller

Tabell 1 Svenska utlandsförbindelser	28
Tabell 2 Reducering av kapacitet från Norge till Sverige vid hög Oslolast	35
Tabell 3 Mothandelskostnader, Mkr, konvertering till SEK från NOK årsmedelvärde	62
Tabell 4 Mothandelskostnad för interna snitt, miljoner kr	62
Tabell 5 Kraftverk.....	72
Tabell 6 Total välfärd i kr och fördelning mellan aktörer	73
Tabell 7 Andel av produktionskapacitet som är samägd	87
Tabell 8 Mått på koncentration.....	88
Tabell 9 Andel av produktionskapacitet inom områden.....	89
Tabell 10 Produktionskapacitet uttryckt i MW och (antal)	90
Tabell 11 Elasticitet i efterfrågan på elektricitet.....	90
Tabell 12 Andel av elförbrukningen inom områden 2001	91
Tabell 13 Procentuell del av tiden som respektive områdespris sammanföll med systempriset respektive annat område 2003	93
Tabell 14 Andel av Sveriges produktionskapacitet och elförbrukning.....	93
Tabell 15 Prisområdesformationer.....	94
Tabell 16 Argument för och emot elspotindelning med avseende på marknadsmakt.....	98
Tabell 17 Argument för och emot delning i visst snitt	99
Tabell 18 Procentuell del av tiden som ett område är isolerat från alla övriga områden	106
Tabell 19 Stockholmspriset i förhållande till systempriset 2000 – juni 2004, (SEK/MWh).....	113
Tabell 20 Översiktlig summering av konsekvenser för elmarknadsaktörer	118

Innehåll

Sammanfattning	8
1 Inledning	17
1.1 Bakgrund.....	17
1.2 Syfte	18
1.3 Arbetets bedrivande	18
1.4 Rapportens disposition.....	19
2 Det nordiska elsystemet	21
2.1 Produktion.....	21
2.2 Överföringssystemet	22
3 Nuvarande principer för hantering av överföringsbegränsningar	29
3.1 Bestämning av handelskapacitet	31
3.2 Hantering av överföringsbegränsningar mellan områden.....	37
3.3 Planer för driften kommande dygn	37
3.4 Avlastning flaskhalsar.....	38
4 Nuvarande hantering av överföringsbegränsningar, empirisk genomlysning	39
4.1 Flaskhalsproblematiken i Sverige	39
4.2 Bestämning av tillgänglig handelskapacitet	42
4.3 Konsekvenser av hantering av överföringsbegränsningar	52
4.4 Avlastning av flaskhalsar.....	61
4.5 Diskussion och bedömning.....	63
5 Regelverk inom EG rörande hantering av överföringsbegränsningar	65
5.1 Ett regelverk växer fram	65
5.2 Principer i förordningen.....	66
5.3 Kompletterande regler i Riktlinjen	67
5.4 Försörjningstrygghet och ny överföringskapacitet	68
5.5 Diskussion och sammanfattande bedömning.....	68
6 Metoder för hantering av överföringsbegränsningar	69
6.1 Metoder för hantering av överföringsbegränsningar	69
6.2 Samhällsekonomisk effektivitet – en jämförelse mellan metoder	71
6.3 Studier av Nordel om flaskhalshantering.....	77
6.4 Investering i överföringskapacitet	78
7 Alternativa metoder	80
7.1 Områden knyts samman genom ökad mothandel	81
7.2 Fler elspotområden införs	82

8 Alternativens påverkan på konkurrensen på elmarknaden	84
8.1 Områden i Norden knyts samman genom ökad mothandel i planeringsfasen	84
8.2 Indelning i fler elspotområden – en jämförelse mellan två alternativ	86
9 Utvärdering av metoderna	100
9.1 Utvärderingskriterier	100
9.2 Utvärdering mot bakgrund av kriterierna	102
9.3 Konsekvenser av förändrad hantering av överföringsbegränsningar.....	112
9.4 Genomförandefrågor	118
10 Slutsatser	119
Bilaga 1	123
Bilaga 2	128
Referenser	132

Sammanfattning

Energimyndigheten har regeringens uppdrag att i samråd med Svenska Kraftnät och Konkurrensverket belysa konsekvenserna av olika metoder för att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el. Uppdraget redovisas i denna rapport.

För en fortsatt positiv utveckling av den nordiska elmarknaden där länder och aktörer får nytta av fördelarna av en gemensam marknad bör eftersträvas en ytterligare integrering av de nordiska näten.

Det svenska stamnätet är väl utbyggt för svenska behov. Det har därför ansetts vara rimligt att hålla samman Sverige som ett prisområde på den nordiska elmarknaden. Sveriges utlandsförbindelser har också stor kapacitet. Genom den stora kapaciteten på utlandsförbindelserna, och framför allt genom tillkomsten av en öppen nordisk och sedermera nordeuropeisk elmarknad, har trycket på det svenska stamnätet ökat väsentligt. Detta svarar nu också för överföring av el från till exempel norsk vattenkraft och finsk värmekraft till konsumtion i Danmark och i Tyskland/Polen, och i motsatt riktning vid torrår, så kallad transit. Det finns starka krav från nordiska aktörer att stamnätet i denna situation helt och hållet ska utnyttjas som en gemensam nytta för Sverige och intilliggande länder. Ett sådant utnyttjande förutsätter dock väl fungerande metoder för kompensation för så kallade transitflöden. Av grundläggande betydelse är att kostnader för hantering av överföringsbegränsningar, till exempel genom mothandel, fördelas på ett sådant sätt att den som orsakar kostnaderna också betalar för dessa. En sådan väl fungerande kompensationsmekanism, som ger skälig ersättning för transitflöden, har inte kunnat skapas inom ETSO eller Nordel.

Det svenska stamnätet är inte dimensionerat för att vid varje tidpunkt klara full import/export på samtliga utlandsförbindelser samtidigt. Svenska Kraftnät har valt att hantera situationer då stamnätets kapacitet inte är tillräcklig för att möta efterfrågan genom att reducera tillgänglig handelskapacitet för import/export och göra mothandel för att klara överföringsbehovet i Sverige. För att förhindra att kapacitetsgränser i det interna överföringsnätet överskrids hanteras dessa situationer alltså genom att kapaciteten för handel över landsgränserna begränsas.

På den nordiska marknaden förekommer flaskhalsar främst i samband med stora flöden, såsom söderut under våtår och norrut under torrår. Flöden i öst-västlig riktning och omvänt har dock blivit allt viktigare. Genom att elmarknaden har öppnats alltmer för handel har aktörerna successivt ändrat strategi i syfte att optimera utnyttjandet av sina produktionsanläggningar och/eller sin kraftanskaffning. Härigenom har flödena i det nordiska systemet ofta kommit att styras av små prisdifferenser mellan olika områden. Detta gör att flödena kan växla från timme till timme och skapa stort ”tryck” på överföringssystemet. Till

det kommer att flaskhalsar kan uppstå till följd av haverier och nödvändigt underhållsarbete på såväl överföringsnät som viktigare produktionsanläggningar.

På den nordiska elmarknaden hanteras överföringsbegränsningar i princip genom två metoder, marknadsdelning (indelning i separata prisområden) och mothandel. De systemansvariga Svenska Kraftnät, Statnett, Fingrid, Eltra och Elkraft har gett Nord Pool Spot uppgiften att i planeringsfasen hantera handeln med el och kapacitet genom att vid behov dela upp den nordiska Elspotmarknaden (spotmarknaden) i separata prisområden.

Utgångspunkten för denna flaskhalshantering är de systemansvarigas bedömningar av vilka flöden som kan tillåtas med hänsyn till förväntade överföringsbehov kommande dag. Detta görs i planeringsfasen inför spothandeln varje morgon före driftdygnet med utgångspunkt från gemensamma driftsäkerhetskriterier.

Förväntade flaskhalsar kan hanteras genom planering för mothandel eller genom reduktion av de handelskapaciteter som lämnas till spotmarknaden. Tillgängliga handelskapaciteter offentliggörs av Nord Pool Spot inför aktörernas budgivning. De systemansvariga garanterar sedan den handel som har genomförts på spotmarknaden. Det betyder att flaskhalsar som uppstår i driftfasen hanteras med mothandel.

Denna utredning berör de åtgärder som kan genomföras i Sverige av Svenska Kraftnät. Om sådana åtgärder ska bli meningsfulla i ett nordiskt perspektiv krävs också åtgärder av de systemansvariga i de andra nordiska länderna. Åtgärder hos andra systemansvariga ligger dock utanför Energimyndighetens uppdrag.

Ett väl fungerande samarbete är sedan länge etablerat mellan de nordiska systemansvariga, bland annat inom samarbetsorganet Nordel. I det nordiska systemdriftsavtalet finns ett regelsystem etablerat för hur de systemansvariga ska samverka när det gäller hanteringen av överföringsförbindelser och tilldelning av handelskapaciteter inom den nordiska marknaden.

Ett antal frågor kring hanteringen av flaskhalsar är dock föremål för diskussion inom Norden. Det gäller indelningen i prisområden, omfattningen av mothandel och sättet att hantera interna flaskhalsar inom prisområden.

En annan strävan i det nordiska samarbetet är att nå fram till en gemensam plan för investeringar i överföringskapacitet och för finansieringen av investeringar. Även om de tämligen betydande investeringar som nyligen har föreslagits genomförs fullt ut innebär det inte att alla tänkbara överföringsbegränsningar försvinner. Det är antagligen inte samhällsekonomiskt lönsamt att helt bygga bort alla tänkbara överföringsbegränsningar. Flaskhalsar kommer därför alltid att finnas i systemet i någon utsträckning.

En viktig utgångspunkt i Sverige för hantering av flaskhalsar har varit att de nordiska prisområdena bör vara så stora som möjligt, bland annat för att underlätta för elhandlare. Eftersom det svenska stamnätet är starkt, det vill säga har hög överföringsförmåga, har det av tradition ansetts ekonomiskt motiverat att mothandla till 100 procent inom Sverige för svenska behov. I Norge där stamnätet är svagare, har man istället valt att dela upp elmarknaden i prisområden när det uppstår fysiska begränsningar.

Vid mothandel uppstår kostnader för de systemansvariga. Vid prisdifferenser på marknaden uppstår motsvarande intäkter för de systemansvariga. Flaskhalsintäkterna i Norden har historiskt sett varit betydligt större än de sammanlagda mothandelskostnaderna

Mot denna bakgrund har Energimyndigheten inom ramen för sitt uppdrag genomfört ett antal undersökningar:

- kartläggning av hur ofta överföringskapaciteten i interna svenska snitt har varit begränsande för den handelskapacitet som Svenska Kraftnät har ansett det varit möjligt att lämna till Nord Pool,
- kartläggning av vilken av de nordiska systemansvariga som har ställt krav på den mest omfattande begränsningen en viss timme mellan områden,
- kartläggning av hur ofta begränsningar i handelskapaciteten har sammanfallit med prisdifferenser mellan områden, fördelat på begränsande systemansvarig.

Undersökningarna visar att interna svenska snitt har indikerat behov av att begränsa handelskapaciteten i 22 procent av tiden under perioden november 2000 – juni 2004. Under våtår har främst de nord-sydliga snitten varit begränsande. De begränsningar som har orsakats av snitt 4 minskade kraftigt när ledningen Alvesta-Hemsjö togs i drift. Sedan slutet av 2003 har västkustsnittet varit den dominerande begränsningsorsaken i Sverige. Detta snitt är begränsande vid stor nordgående transitering främst mellan Danmark och Sydnorge till följd av prisdifferenser mellan värmekraftssystem och vattenkraftsbaserade system.

Kartläggningen visar vidare att samtliga nordiska systemansvariga har genomfört begränsningar av handelskapaciteten på grund av kapacitets- eller stabilitetsproblem i de egna näten. En intressant iakttagelse är emellertid att huvuddelen av de timmar då den handelskapacitet som lämnats till spotmarknaden har varit begränsad, har det inte varit prisdifferenser mellan områden.

Det kan konstateras att merparten av uppkomna prisdifferenser sammanfaller med att handelskapaciteter reducerats som en konsekvens av förväntningar om problem i interna snitt inom ett område. Begränsningsbehov i interna snitt uppkommer främst i samband med förväntade transitflöden som överföringssystemen inte är byggda för. Den mest begränsande har varit snitt B på Jylland. Detta snitt har lett till begränsningar av såväl exporten till Sydnorge och

Sverige som importen från dessa områden. Under 2004 har en ny ledning tagits i drift som avsevärt ökar transiteringsförmågan genom Jylland. Finland har tidigare varit ett importland inom Norden. Sedan importen från Ryssland har ökat, har det skapats förutsättningar för en omfattande export från Finland till Sverige och vidare till Norge. Under 2003 ledde omfattande exportflöden, enligt Fingrid, till risk för stabilitetsproblem i systemet. Fingrid valde därför att begränsa handelskapaciteten från Finland till Sverige. Förstärkningsarbeten har successivt lett till att de tillåtna flödena har kunnat ökas.

Situationen på gränsen mellan Sverige och Sydnorge i Hasle är komplex. Här finns flera saker som kan påverka handelskapaciteten. Den så kallade Hasle-trappan bestämmer hur stor överföring till Sverige som är möjlig vid stor förbrukning i Oslo-området. Hasle-trappan begränsar flödet i riktning mot Sverige vid sträng kyla. Vidare är överföringsförmågan på förbindelsen beroende av att så kallade nätvärn fungerar. I riktning från Sverige till Norge begränsas Hasle av såväl snitt 2 som västkustsnittet.

För Danmark, Tyskland och Polen gäller att begränsning av importen till Sverige kan ske i viss utsträckning vid problem orsakade av västkustsnittet. Vidare gäller att exporten till dessa länder begränsas vid problem i de nord-sydliga snitten. Problem i snitt 2 kan även leda till begränsning av exporten till Finland via Fennoskan.

Energimyndigheten har utifrån EU: s nuvarande regelverk, och diskussioner rörande kommande regelverk sökt bedöma hur den nordiska flaskhalshanteringen överensstämmer med dessa. Slutsatsen är att nuvarande hantering inte strider mot EU: s regelverk.

Något krav på att samma metod för flaskhalshantering måste tillämpas av en medlemsstat i förhållande till angränsande EU-medlemsstater, kan inte utläsas av förordningen eller elmarknadsdirektivet. Om ett sådant krav fanns skulle det, över tiden, innebära att endast en enda metod skulle vara accepterad inom EU. Olika metoder kan således existera och användas, så att säga sida vid sida. Intentionerna bakom skapandet av den inre marknaden för el utgår också från att regionala lösningar ska kunna utvecklas. Förhållandet till angränsande EU-länder blir dock en viktig faktor i det fortsatta arbetet.

De krav som ställs upp är, framförallt, att metoderna för flaskhalshantering är transparenta och icke-diskriminerande. En annan viktig utgångspunkt är att en metod inte skall tillämpas unilateralt om den har konsekvenser för en angränsande medlemsstat. Om en medlemsstat använder en viss metod mot en angränsande stat torde det dock ligga nära till hands att samma metod också skall kunna väljas och användas i förhållande till en annan angränsande medlemsstat om det är tekniskt möjligt, säkert och ekonomiskt effektivt. Olika områden och regioner har dock olika förutsättningar. Det gäller till exempel för vilka flaskhalsmetoder som idag kan användas mellan nordiska stater och till exempel mellan Sverige och

Tyskland eller Polen. Det är av intresse, vad gäller denna fråga, att följa utvecklingen i de regionala så kallade mini-fora som skall sammankallas. I dessa kommer Kommissionen, CEER och andra intressenter att föra diskussioner med avsikt att underlätta gränsöverskridande handel inom en region. En ytterligare analys av i vilken mån olika metoder kan användas visavi olika angränsande medlemsstater är också motiverad.

Det finns två principiellt olika alternativ till nuvarande ordning för hantering av överföringsbegränsningar i planeringsfasen på den nordiska elmarknaden:

- områden i Norden knyts samman ytterligare genom ökad mothandel i planeringsfasen, i syfte att skapa större sammanhängande prisområden för aktörerna,
- fler elspotområden införs, i syfte att ersätta neddragningarna av handelskapaciteten mellan områden och att genom effektiv prissättning säkerställa att kraften flödar i den riktning den prismässigt bör flöda.

Det finns två ”huvudargument” som har framförts för att behålla Sverige som ett prisområde. För det första kan det underlätta för svenska elhandlare att agera över ett större geografiskt område. För det andra har det framförts att ett sammanhållet Sverige i ett prisområde minskar förutsättningarna för producenter att utöva marknadsmakt. Det bör dock noteras, att det är förekomsten av flaskhalsar i sig som skapar förutsättningar för utövande av marknadsmakt.

I mothandelsalternativet kommer marknadsmakt att kunna utövas på den eller de marknadsplatser som utnyttjas för mothandel. Beroende på vilken marknadsplats som väljs och hur den utformas och övervakas kan förutsättningarna för att utöva marknadsmakt påverkas. Med nuvarande omfattning av mothandel är marknadsmakt troligen ett relativt begränsat problem. Huvuddelen av mothandeln sker i driftfasen med utnyttjande av den gemensamma nordiska budstegen i kombination med bilaterala avropsavtal. Om mothandel ska utnyttjas i större omfattning än idag och för att hantera mer förutsägbara flaskhalsproblem uppstår emellertid en annan situation.

Om flaskhalsar kan förutses ger detta incitament till strategisk budgivning. Producenter i överskottsområdet kan bjuda in kraft till priser under kortsiktig marginalkostnad för att få sälja så mycket kraft som möjligt i vetskap om att denna kraft i ett senare skede kommer att regleras ner. Resultatet blir att producenten får en intäkt utan att behöva köra kraftverket.

Producenter i underskottsområdet med produktionsanläggningar på marginalen kan tryggt bjuda in dessa över marginalkostnad. Om kraften inte får tillslag kommer anläggningen att bli aktuell på mothandelsmarknaden. Resultatet blir att priset drivs upp, att producenterna ökar sina intäkter och att de systemansvarigas kostnader ökar.

Vid indelning av Sverige i elspotområden har två alternativ diskuterats – delning i snitt 4, som har förordats av såväl Elkraft som Fingrid, och snitt 2. Snitt 4 skulle leda till att Själland och södra Sverige hölls samman i större utsträckning än som redan sker. Snitt 4 ligger vidare söder om Fennoskan, vilket är en fördel för Fingrid. Snitt 2 ger däremot en för Sverige mer naturlig delning, eftersom det kan ses som gränsen mellan det vattenkraftbaserade och det värmekraftbaserade systemet i Norden. Dessutom blir de två delarna volymmässigt, både i utbud och efterfrågan, mer balanserade än om delning sker i snitt 4.

En undersökning har gjorts av hur marknadskoncentrationen i Sverige påverkas av de två alternativen till delning. Det bör noteras, att Sverige endast någon procent av tiden har varit helt isolerat från övriga elspotområden. Om Sverige delas upp i två områden kommer dessa ha förutsättning att i än högre grad än idag att hänga samman med något annat område. Det följande bör ses mot den bakgrunden.

Energimyndigheten bedömer inte att den ökade koncentration som kan uppstå vid delning av landet allvarligt skulle öka risken för utövande av marknadsmakt. En indelning i elspotområden ger förutsättningar för respektive del av Sverige att bilda prisområde med andra elspotområden. I valet av delning bedömer Energimyndigheten att snitt 2 är mest lämpat.

Ett grundkrav för varje metod för flaskhalshantering i Norden är att den är förenlig med EG:s regelsystem. Vidare har två utvärderingskriterier använts. En bra flaskhalshantering skall främja försörjningssäkerheten och bidra till en väl fungerande marknad.

Till försörjningssäkerheten hör dels frågan om effekt, och kortsiktiga energibrister, dels frågan om investeringar i produktionsanläggningar. Vid de tillfällen då Sverige skulle delas upp i två prisområden ger detta signaler om att mer produktion behövs i södra Sverige, samt att förbrukningen bör dämpas i detta område. Motsvarande signaler ges i mothandelsalternativet till de producenter som är aktiva på mothandelsmarknaden, samt till de systemansvariga att bygga bort flaskhalsar.

Varken mothandels- eller prisområdesalternativet torde kunna eliminera problemen på västkusten. Detta snitt bedöms även fortsättningsvis till en del behöva hanteras med export/importbegränsningar. Pågående och planerade utbyggnader av såväl nät som produktionsanläggningar väntas däremot minska problematiken i snittet.

Kriteriet väl fungerande marknad kan tolkas på olika sätt. En faktor denna utredning valt att studera är en effektiv prisbildning som i sin tur ger effektiva flöden där kraften går från överskottsområde till underskottsområde. Här är prisområden den bättre metoden eftersom den ger samma signaler till alla aktörer

på marknaden. (I mothandelsalternativet är det endast de producenter som deltar i mothandelsmarknaden som märker av de relevanta priserna.)

I en väl fungerande marknad ligger även effektiv konkurrens. Utredningen finner att marknadsdelning inte skulle påverka konkurrensen negativt. Transparens är en annan viktig förutsättning för en väl fungerande marknad där alla aktörer har tillgång till samma information. Förutsättningarna för transparens är större om handeln till stor del sker på en öppen marknadsplats. EU:s nya riktlinjer ställer också krav på informationsflödet från de systemansvariga, vilket innebär att en ökad öppenhet och insyn i flaskhalshantering i Norden blir nödvändig.

En del i marknadens effektivitet är att kostnader bärs av den/de som orsakar dem, sålunda skall också kostnaden för att hantera en flaskhals belasta den som orsakat den. Detta uppnås automatiskt då prisområden används, under förutsättning att gränserna sammanfaller med de fysiska flaskhalsarna. I mothandelsalternativet belastar kostnaderna i nuvarande ordning primärt de systemansvariga i respektive område. En viktig uppgift för att effektivisera flaskhalshantering är att finna metoder för att fördela kostnaderna för flaskhalsar mellan olika aktörer och systemansvariga.

Med ett och samma pris inom ett område minskar osäkerheterna på marknaden. Detta kan underlätta för elhandlare och mindre aktörer att vara aktiva på marknaden. Ett större sammanhängande prisområde kan öka konkurrensen i handelsledet och också öka intresset för kunder att vara aktiva på marknaden. Genom mothandel bärs således en del av riskerna på marknaden av de systemansvariga och belastar därmed alla nätkunder, istället för att belasta marknadens aktörer i förhållande till utnyttjandet av överföringsförbindelserna. Ett av valen är således mellan att stimulera ökad konkurrens i elhandelsledet, och att ge marknadens aktörer riktiga signaler om knapphet.

Mothandelsalternativet skulle dels innebära att mothandel användes för att hantera de interna snittproblemen, dels att mothandel användes för att hålla samman Sverige med Själland och/eller Finland.

Mothandelsalternativet innebär att kostnaderna ökar för de systemansvariga medan flaskhalsintäkterna minskar. Att lösa finansieringen och kostnadsfördelningen för detta alternativ på ett effektivt sätt är av avgörande betydelse om ökad mothandel ska kunna realiseras. Det bör noteras att hur stora kostnaderna för ökad mothandel kan komma att bli inte har utretts. Bedömningen är dock att de kan bli betydande om målet är att hålla samman Sverige, Finland och Själland som ett prisområde.

I praktiken torde båda alternativen till förändrad flaskhalshantering ta minst några år att genomföra.

Sammanfattningsvis kan konstateras 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. Ett viktigt steg är att minska neddragningar av handelskapaciteterna mellan de nordiska länderna.

Oavsett vilken eller vilka metoder som används för att hantera knapp överföringskapacitet kommer flaskhalsar fortsatt att uppstå. Det är därför nödvändigt för elmarknaden att metoderna att hantera dessa är effektiva ur samhällsekonomisk synpunkt, leder till en optimal användning av den befintliga infrastrukturen, samt att de nordiska marknadsaktörerna har förtroende för de nordiska systemansvarigas intentioner och förmåga att hantera flaskhalsar. För att uppnå samhällsekonomisk effektivitet ur ett nordiskt perspektiv bör kostnader belasta den som orsakar dem. Mothandelskostnader i det svenska stamnätet bör således fördelas bland de nordiska aktörer som orsakar behovet av mothandel. Detta skulle också öka det marknadsbaserade inslaget i nuvarande hantering samt bidra till att systemet blir mer transparent för aktörerna genom att kostnaderna synliggörs.

Energimyndigheten bedömer att en indelning av Sverige i elspotområden kan ge förutsättningar för att uppnå större sammanhängande prisområden än i nuvarande indelning. En sådan förändring kan vara till gagn för såväl svenska aktörer som aktörer på den nordiska marknaden. En förutsättning för en sådan förändring är att övriga systemansvariga vidtar åtgärder för att upprätthålla en hög handelskapacitet så att den förändrade hanteringen inom Sverige får avsedd verkan på den nordiska elmarknaden. En fråga är också i vilken utsträckning det behövs ökad mothandel för att effekterna av en elspotindelning av Sverige ska bli de avsedda.

Energimyndigheten har konstaterat att ellagen eller annan lagstiftning inte hindrar en förändring av den nuvarande metoden för hantering av överföringsbegränsningar inom Sverige eller vid landsgränsen. Energimyndigheten anser att valet av flaskhalshanteringsmetod är en fråga för den systemansvariga (Svenska Kraftnät) och tillsynsmyndigheten (Energimyndigheten).

Energimyndigheten avser att med Svenska Kraftnät ta upp frågan om förutsättningarna för en förändrad hantering av överföringsbegränsningarna i det svenska överföringssystemet. En etablering av elspotområden i Sverige innebär stora förändringar för många aktörer på elmarknaden. Frågan om det ska vara ett eller flera elpris (i producentledet) i Sverige kan ha betydelse för uppfattningen om och tilltron till den öppna elmarknaden. Innan några steg i denna riktning tas bör därför frågan bli föremål för överläggningar med bland annat näringslivs- och konsumentorganisationer.

Förhållandet till EU länder utanför Norden är också en viktig faktor i det fortsatta arbetet att utveckla hanteringen av överföringsbegränsningar inom Norden.

Förändringar i den svenska hanteringen av överföringsbegränsningar förutsätter också förändringar i de nordiska grannländerna. Överläggningar bör föras mellan de systemansvariga i Norden, där målet bör vara:

- att vidta åtgärder för att minska reduceringen av handelskapaciteten,
- ett gemensamt nordiskt regelverk som stipulerar de tekniska förhållanden som kan motivera en begränsning av handelskapaciteten på spotmarknaden,
- ett fördelningssystem för kostnader för överföringsbegränsningar som kommer av transitflöden.

Energimyndigheten avser vidare att inom ramen för samarbetet med de övriga nordiska tillsynsmyndigheterna:

- verka för utvecklingen av ett gemensamt nordiskt regelverk och praxis att hantera överföringsbegränsningar i de nationella näten. En viktig fråga i det sammanhanget är att regler och praxis blir förenliga med målet att skapa en väl fungerande inre marknad för el inom EU.

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Energimyndigheten har regeringens uppdrag att belysa konsekvenserna av olika metoder för att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el, se bilaga 1.

Sverige, med sitt centrala geografiska läge, utgör en del av den välintegrerade nordiska elmarknaden med ett flertal förbindelser till de nordiska grannländerna. Detta geografiska läge innebär att det svenska nätets kapacitet och hur denna hanteras har påverkan på såväl inhemska som aktörer i omkringliggande länder. Vidare har Sverige överföringsförbindelser med Polen och Tyskland.

Vid handel med el är tillgången på överföringskapacitet av central betydelse. Dock finns det oundvikligen fysiska begränsningar i alla överföringsnät vilket gör att den fysiska kapaciteten inte i alla tillfällen är tillräcklig för att uppfylla marknadens önskan om handel mellan områden.

På den nordiska elmarknaden hanteras sådana begränsningar i princip genom två metoder, marknadsdelning (prisområden) och mothandel. De systemansvariga Affärsverket svenska kraftnät (Svenska Kraftnät), Statnett, Fingrid, Eltra och Elkraft har gett Nord Pool Spot uppgiften att i planeringsfasen hantera handeln med el och kapacitet genom att vid behov dela upp Elspotmarknaden (spotmarknaden) i separata prisområden (det vill säga marknadsdelning).

Enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr. 1228/2003 av den 26 juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel, som trädde i kraft den 1 juli 2004, ska flaskhalsar hanteras med icke-diskriminerande och marknadsbaserade lösningar. De på den nordiska elmarknaden använda metoderna marknadsdelning och mothandel förordas i förordningen som metoder för flaskhalshantering.

En viktig utgångspunkt i Sverige för hantering av flaskhalsar har varit att de nordiska prisområdena bör vara så stora som möjligt, bland annat för att underlätta för elhandlare. Eftersom det svenska stamnätet är starkt, det vill säga har hög överföringsförmåga, har det ansetts ekonomiskt motiverat att mothandla till 100 procent inom Sverige för svenska behov vilket innebär att Sverige utgör ett sammanhållet elspotområde med ett pris i Sverige.

Flaskhalsar i det svenska överföringsnätet för el kan uppstå i situationer med stor transitering av kraft genom landet. Stamnätet är inte dimensionerat för att vid varje tidpunkt klara full import/export på samtliga utlandsförbindelser samtidigt. Svenska Kraftnät har valt att hantera situationer då stamnätets kapacitet inte är

tillräckligt för att möta efterfrågan genom att reducera tillgänglig handelskapacitet för import/export och göra mothandel för att klara överföringsbehovet i Sverige. För att förhindra att kapacitetsgränser i det interna överföringsnätet överskrids hanteras dessa situationer alltså genom att kapaciteten för handel över landsgränserna begränsas.

De nordiska systemansvarigas samarbetsorgan Nordel har konstaterat att metoderna för att beräkna kapacitet i Norden i huvudsak är väl harmoniserade. Däremot pågår arbete för att ytterligare harmonisera metoderna för hantering av överföringsbegränsningar. På ett område finns enligt Nordel en klar skillnad i praxis och uppfattningar. Det gäller flyttning av interna kapacitetsbegränsningar till landgränsen.¹

Det är angeläget att det kan skapas utrymme för fortsatt utveckling och harmonisering av regelverket på den nordiska elmarknaden. En sådan framtida utveckling kan komma att beröra områden som de systemansvarigas uppdrag, flaskhalshantering, effektreserv, balanstjänst och gemensam investeringsplan. De förändringar som genomförs bör ta som utgångspunkt att den nordiska elmarknaden ska kunna fortsätta utvecklas på ett positivt sätt.

I Energimyndighetens uppdrag ingår att belysa konsekvenserna av olika metoder för att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el. Dessa ska vara förenliga med EU:s regelverk, främja försörjningssäkerheten på kort och lång sikt, samt bidra till en väl fungerande nordisk marknad.

Uppdraget innebär att nuvarande hantering utvärderas i förhållande till andra metoder/tillämpningar. Energimyndigheten bör enligt uppdraget analysera effekten på konkurrensen och för elmarknaden i Sverige och Norden av nuvarande och alternativa metoder för flaskhalshantering.

Uppdraget omfattar också att presentera eventuella åtgärder och förändringar som skulle krävas vid en förändrad hantering av överföringsbegränsningar.

1.2 Syfte

Syftet med denna utredning är att kartlägga effekterna av nuvarande metoder för hantering av överföringsbegränsningar såväl på den svenska som på den nordiska elmarknaden. Vidare ska möjliga förändringar av denna hantering belysas och utvärderas.

1.3 Arbetets bedrivande

Arbetet har bedrivits i nära samarbete med Svenska Kraftnät och Konkurrensverket. En workshop med representanter för de nordiska tillsynsmyndigheterna har hållits. Inriktningen var att identifiera problem med

¹ Nordel (2004) Regler för handtering av flaskehalser

såväl den svenska som de övriga ländernas hantering av flaskhalsar. Flaskhalshanteringen har dessutom vid två tillfällen diskuterats inom de nordiska tillsynsmyndigheternas samarbetsorgan, FNER. För att samla in synpunkter från berörda myndigheter och intresseorganisationer har följande referensgrupp bildats:

Cecilia Hellner	Svenska Kraftnät
Mikael Engvall	Svenska Kraftnät
Jan-Erik Ljusberg	Konkurrensverket
Urban Hammarstedt	Nord Pool Spot
Göran Gustafson	Outokumpu
Lennart Söder	KTH
Per-Olof Granström	Svensk Energi
Geir Wangen	Bergen Energi
Håkan Heden	Energimyndigheten
Mats Nilsson	Energimyndigheten
Peter Fritz	Energimyndighetens konsult (EME Analys)
Björn Hagman	Energimyndighetens konsult (Hagman Energy)

Energimyndigheten har besökt systemansvariga i Danmark, Finland och Norge för att ta del av deras synpunkter och deras sätt att hantera begränsningar i överföringssystemet. Dessa möten har genomförts tillsammans med respektive lands tillsynsmyndighet i de fall det varit möjligt.

Projektgruppen har haft följande sammansättning:

Margareta Bergström	Energimyndigheten
Tobias Johansson	Energimyndigheten
Kristian Gustafsson	Energimyndigheten
Johan Björnarås Roupe	Energimyndigheten

1.4 Rapportens disposition

Föreliggande rapport är indelad i tio kapitel. Det andra kapitlet behandlar elsystemet och olika begrepp kring överföringskapacitet på elmarknaden. Kapitel tre utgörs av beskrivningen av hanteringen av överföringsbegränsningar i Sverige och Norden. I kapitlet presenteras olika faser i arbetet med överföringsbegränsningar, från planering till drift av kraftsystemet. I kapitel fyra presenteras den empiriska genomlysningen av nuvarande metoder. I kapitel fem görs genomgången av de regelverk som har betydelse för hanteringen av överföringsbegränsningar. I kapitel sex sker en genomgång av metoder för hanteringen av överföringsbegränsningar, vidare beskrivs översiktligt investeringar i ny överföringskapacitet. I kapitel sju presenteras alternativa metoder till nuvarande ordning för hantering av överföringsbegränsningar. I kapitel åtta sker en genomgång av alternativa metoders påverkan på konkurrensen

på elmarknaden. Kapitel nio utgörs av utvärderingen av alternativa metoder till nuvarande ordning för att hantera överföringsbegränsningar. Rapporten avslutas med slutsatser i kapitel tio.

2 Det nordiska elsystemet

Elsystemen i de nordiska länderna är historiskt planerade och 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 Elkraft System, Eltra, Fingrid, Statnett och Svenska Kraftnät inom ramen för Nordel-samarbetet.

2.1 Produktion

Det nordiska elsystemet består i huvudsak av två produktionssystem, vattenkraft och värmekraft, med i grunden helt olika karaktär avseende produktionskostnad och reglerbarhet, vilket leder till ett samspel mellan dem. Det vattenkraftbaserade systemet är huvudsakligen lokaliserat till Norge och norra Sverige medan det värmekraftbaserade systemet huvudsakligen är lokaliserat i närheten av förbrukningen för att minimera långa transporter på ledningar. Detta medför i praktiken placering i södra och mellersta Sverige, Själland, Jylland och södra Finland. Det sker vidare ett omfattande utbyte av kraft med Tyskland, Polen och Ryssland där produktionen huvudsakligen är baserad på värmekraft.

Den rörliga produktionskostnaden för värmekraft är till största delen styrd av bränslepriser och olika avgifter/skatter. Värmekraften kan utifrån bränsle delas upp i:

- kärnkraft med ett lågt rörligt pris som till allra största delen fungerar som basproduktion,
- kol, torv och naturgas i ett mellanprisskikt som oftast är marginalproduktion i de nordeuropeiska systemen - på kontinenten handlar det ofta om kondenskraft, då underlaget för fjärrvärme är dåligt,
- olja med ett högt pris som till största delen utnyttjas för kortvarig toppproduktion.

Detta medför även att det är något av ovanstående produktionsslag och i de flesta fall kol, torv eller naturgas som sätter priset på marginalen. Värmekraften är till stor del trögreglerad, vilket innebär att man bara delvis i vissa anläggningar kan göra dygnsreglering utifrån förbrukningens dagliga variationer. Här blir det mer eller mindre medelpriset över dygnet som styr, med resultat att produktion nattetid kan ske till direkta förlustpriser. För kraftvärmeverk är produktionen även kopplad till fjärrvärmeproduktionen.

Vattenkraft är i motsats till värmekraften i allmänhet lättreglerad. Undantag är "strömreglerade" kraftverk, det vill säga 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 också exempelvis i utbytet mot södra Norge, där flödet kan ändra sig upp till 2000 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 fysiska rörliga produktionskostnaden mycket låg och vattnet man utnyttjar saknar företagsekonomiska kostnader, men tillgången till vatten är mer eller mindre begränsad och detta ger vattnet ett skuggpris, som tillsammans med tillgängliga och möjliga magasinsvolymer och stationernas maximala effekt blir styrande för planeringen av vattenkraftens produktion.

Vid begränsad tillgång på vatten förläggs vattenkraftproduktionen främst till tider när priset är högt, det vill säga höglåstid. Härtill kommer även en ökande andel vindkraft som medför ökade behov av snabbreglerade reserver, då vinden är nyckfull. Sverige och Norge utgör idag, till stor del, en buffert för den danska vindkraften.

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 på främst stamnäten.

2.2 Överföringssystemet

2.2.1 Beskrivning av fysiska systemet

Det nordiska systemet är med undantag av Västdanmark sammankopplat synkront, det vill säga med växelströmsförbindelser. Detta medför att hela det synkrona systemet har samma frekvens (varvtal) och att alla variationer i förbrukning eller produktion momentant förs vidare i systemet, så länge det är sammankopplat.

I stamnäten och delvis även i regionnäten (130 och 70 kV) är systemet maskat, det vill säga flera ledningar och/eller transformatorer arbetar parallellt. Det som primärt bestämmer hur effekter fördelas i ett maskat system beror på spänningar och impedanser, båda i stort sett statiska parametrar som är fasta och kan därför inte påverkas i driftskedet. Likaså påverkas fördelningen av var produktion och förbrukning uppträder. Produktionens geografiska fördelning kan vara svår att uppskatta 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 kan därför i en del fall bli mindre än summan av kapaciteten för de ingående förbindelserna eller snitten. Uppstår fel på

en förbindelse, flyttas dess överföring före fel till de övriga kvarvarande parallella förbindelserna.

I de radiella näten (främst nät upp till 40 kV, delar av 70- och 130-näten samt enstaka delar av stamnätet) blir utbytet kort och gott summan av produktion, förbrukning och nätförluster ”bakom” den radiella ledningen. Vid fel på förbindelsen saknas alternativ väg för strömmen och det blir i allmänhet ”svart”.

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

Vidare finns ytterligare några likströmsförbindelser som presenteras 2.2.4 Utlandsförbindelser och interna snitt.

2.2.2 Kapacitetsdefinitioner

Det finns olika begrepp och definitioner som beskriver överföringskapacitet. ETSO² har presenterat sådana definitioner.³ De viktigaste och de som används i Norden är enligt Nordels regler för flaskhalshantering:⁴

- Total överföringskapacitet, förkortas **TTC** (*Total Transfer Capacity*), 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 TTC beräknas i samband med planering av kommande dag, men uppdateras i vissa fall utifrån nya värden baserat på realtidsdata i driftfasen eller efter inträffade driftstörningar.
- En avvikelse mellan planer och verklighet är oundvikligt. Avvikelsen 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 snittenFör att hantera denna typ av normala avvikelser reserveras en driftsäkerhetsmarginal gentemot planering, som benämns **TRM** (*Transmission Reliability Margin*). TRM bestäms av varje systemansvarig för att denne ska kunna garantera säker drift av kraftsystemet i deras område.

² Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, Final Report April 2001

³ ETSO är de europeiska systemansvarigas samarbetsorgan och är förkortningen på European Transmission System Operators

⁴ Nordel (2004) Regler för hantering av flaskehalser

- Den kapacitet som återstår när den totala överföringskapaciteten TTC minskats med driftsäkerhetsmarginalen TRM benämns **NTC** (*Net Transfer Capacity*), 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 en TTC fastställs bygger den i praktiken på ett antal antaganden, och är därför inte glasklar. Parametrar som ofta påverkar en gräns är omkringliggande produktionsanläggningar, temperaturer och så vidare. Vissa gränser förutsätter nätvärn i drift.⁵ Därför varierar ofta gränser kopplade till stabilitet eller temperatur något från en tid till en annan.

Kapacitetsgränser fastställs för olika långa perioder. Överföringskapaciteten mellan länder i Europa publiceras säsongvis på www.etso-net.org.

2.2.3 Fysisk och kommersiell dimension

Ett växelströmssystem kan betraktas ur två perspektiv eller dimensioner, det fysiska och det kommersiella.⁶ Den fysiska dimensionen är ur de systemansvarigas perspektiv och den kommersiella ur elhandlarens perspektiv.

En central uppgift för de systemansvariga är att hålla balans mellan produktion och förbrukning för det sammankopplade kraftsystemet utan att den fysiska kapaciteten överskrids i något snitt. De systemansvariga räknar som nämnts fram förväntade handelsgränser till Nord Pool för kommande dygn. Därefter kan förutsättningarna ändras, vilket de systemansvariga måste hantera.

I den kommersiella dimensionen ses systemet som en marknadsplats som ska tillåta maximal flexibilitet för handel med olika produkter. Standardprodukten är en MW produktion eller förbrukning under en given timme utan specifikation om dess ursprung eller destination. På spotmarknaden lämnas bud i ett visst område, till exempel område Sverige, men det specificeras inte vilket kraftverk eller vilken förbrukare som avses. Den slutliga avräkningen av handeln i driften ger en översättning till verklig produktion, förbrukning och överföring.

Avvikelse mellan överenskommen handel och utfall hanteras som en särskild typ av kraft (Effektkraft eller Balanskraft), som har sina egna handelsplatser och regelverk. Effektkraft är ett kraftutbyte utöver regler- balans- eller kvarkraft som avtalas mellan Svenska Kraftnät och balansansvariga eller annan systemansvarig.

⁵ Nätvärn eller EPC (Emergency Power Control) är samlingsnamn för lösningar som bygger på att vissa fel i systemet aktiverar momentan bortkoppling av produktion eller ändring av effekt på HVDC-förbindelser. Med dessa system kan man tänja på gränserna genom att man kan erhålla en ögonblicklig avlastning om ett svårt 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 är kapacitetshöjande

⁶ Presentation av det fysiska och finansiella perspektivet baseras på ETSO (2004) Cross-border electricity exchanges on meshed AC power systems

Kvarkraft är det som regleras vid slutlig schablonavräkning. Det regelverk som används i Sverige ger dock incitament att planera så väl som möjligt, varför avvikelserna vid normal drift är måttliga.

Anta att handeln har nyttjat hela handelskapaciteten i ett visst snitt en viss timme. Strax före eller i drifttimmen uppstår ett fel, som medför att fysiska kapaciteten sänks kraftigt. Den systemansvariga gör då ett motköp med hjälp av de bud som finns för reglermarknaden på båda sidor om snittet. På ena sidan regleras produktionen upp, på andra sidan regleras produktionen ned. Detta medför att den fysiska överföringen reduceras. Spothandeln påverkas dock inte av detta. Här råder fortfarande samma kapacitet som tidigare och överenskommen handel fortsätter.

2.2.4 Utlandsförbindelser och interna snitt

I figur ett kan trånga sektorer, snitt, i det nordiska elsystemet studeras.



Figur 1 Viktiga snitt i Norden

Källa: Nordel, Nordisk regelsamling 2004

I Sverige finns 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 effekt i sydlig riktning. Typisk gräns 2500-3200 MW.
- Snitt 2 går genom Hälsingland och norra Dalarna. Det består av åtta 400 kV ledningar och fyra 220 kV ledningar och begränsar effekt i sydlig riktning. Typisk gräns 6200-7200 MW.
- 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 Simpevarp och söder om Horred och begränsar effekt i sydlig riktning. Typisk gräns 3500-4000 MW. Kärnkraftblocket⁷ O1 är anslutet till 130 kV och ligger söder om snitt 4 till skillnad mot O2 och O3
- Västkuistsnittet består av ledningarna Horred-Kilanda och Strömma-Stenkullen och begränsar effekt i nordlig riktning. Typisk gräns 2700-2900 MW.

Förenklat kan man säga att begränsningar i snitt 1, 2 och 4 är förknippat med våtår, stor vattenkraftproduktion och export, medan västkuistsnittet är förknippat med torrår och stor import från Danmark och kontinenten.

Det finns också viktiga interna snitt i de övriga länderna:

- Snitt P1 delar norra och södra Finland och kan begränsa i båda riktningarna.
- Snitt B på Jylland.
- Flera snitt i Norge.

De viktigaste överföringssnitten där det kan uppstå fysiska begränsningar för den nordiska elmarknaden är⁸:

- På Jylland finns förbindelser med Norge, Sverige och Tyskland, vidare finns två interna snitt (A och B) som kan begränsa import från Norge och Sverige. Snitt B har i huvudsak byggts bort under 2004.
- På Själland kan förbindelsen mellan Själland och Sverige vara begränsande. De interna svenska snitten, snitt 4 och västkuistsnittet kan också ha inverkan på kapaciteten.
- I Finland finns ett internt snitt, P1, två i förbindelserna med Sverige ett i norr och ett i Fennoskanförbindelsen.
- I Norge finns det fem interna snitt och Haslesnittet mot Sverige.
- I Sverige finns det fyra snitt: 1, 2 och 4 och Västkuistsnittet. I snitt 1, 2 och 4 är det främst stabilitet som begränsar kapaciteten. Västkuistsnittet begränsas av antingen av termisk kapacitet eller dynamisk stabilitet.

⁷ Simpevarpsverket i Oskarshamn.

⁸ Baseras på Nordel (2004) Regelsamling

Tabell 1 Svenska utlandsförbindelser

	TTC		TRM	NTC	
	Import	Export		Import	Export
Själland, AC Öresund	1750 ⁹	1350	50	1700	1300
Jylland, DC Kontiskan ¹⁰	490 (740)	460 (690)	0	490 (740)	460 (690)
Finland, AC Norr	1200	1600	100	1100	1500
Finland, DC Fenno-Skan ¹¹	500/550	500/550	0	500/550	500/550
Norge, AC Hasle	2200 ¹²	2200	150	2050	2050
Norra och mellersta Norge, AC	1300	1100	0	1300	1100
Polen, DC SwePol Link ¹³	600/550	600/550	0	600/550	600/550
Tyskland, DC Baltic Cable ¹⁴	600	600	0	600	600

Källa: Svenska Kraftnät

⁹ Förutsätter PFK (Nätvärn) till Asnäs 5 eller Avedöre 2

¹⁰ Värdet inom parantes är preliminärt efter ombyggnad Kontiskan 1 2005

¹¹ 500 eller 550 MW, styrs främst av marktemperaturer

¹² Förutsätter PFK (Nätvärn) med 1200 MW bortkoppling i Kvilldal

¹³ 550 tills vidare på grund av transformatorproblem

¹⁴ Höjs till 600 MW strax före årsskiftet 2004-2005

3 Nuvarande principer för hantering av överföringsbegränsningar

I detta kapitel redovisas hur begränsningar i överföringsnätet hanteras idag. När överföringskapaciteten inte är tillräcklig för marknadens önskemål om handel uppstår det flaskhalsar. De kan ha temporära eller strukturella orsaker. Flaskhalsar som uppstår sporadiskt, och är begränsade till korta tidsperioder till följd av exempelvis underhållsarbete, tekniska fel eller speciella marknadsförhållanden benämns temporära. Strukturella flaskhalsar, benämns sådana som uppkommer med regelbundenhet och beror på lokalisering av produktion och förbrukning i nätet, och själva utbyggnadsnivån i nätet.

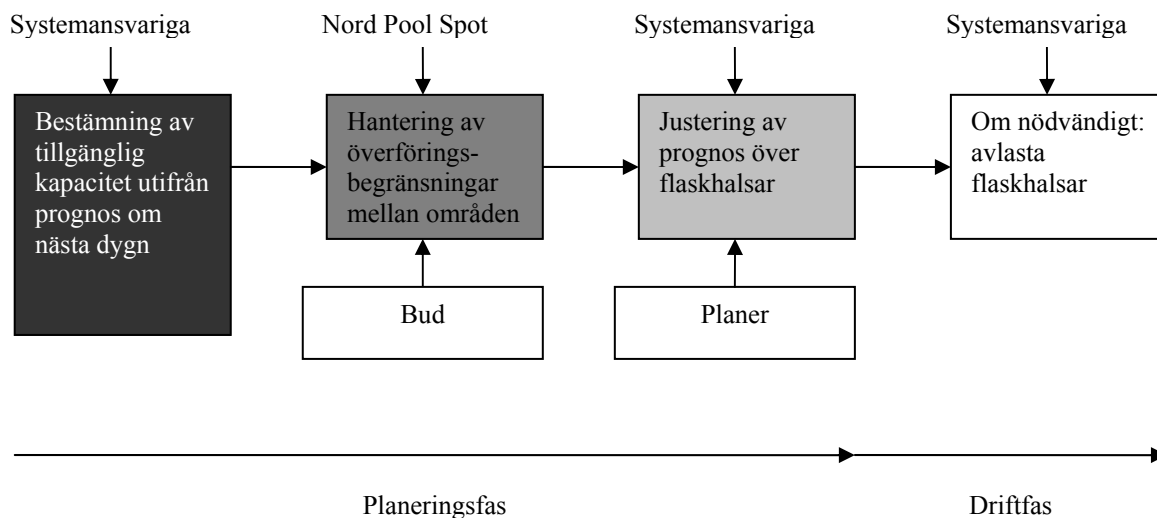
I praktiken finns det svårigheter med att definiera strukturella och temporära flaskhalsar, särskilt i ett system där överföringsmönstret är starkt beroende av hydrologiska förhållanden såsom det nordiska.

I princip kan handel med el och hantering av överföringsbegränsningar i överföringsnätet delas in i en planeringsfas och en driftfas. Planeringsfasen är dygnet före driftdygnet fram till själva drifttimmen. För huvuddelen av handeln i det nordiska området är planeringsfasen tiden fram till dess spotmarknaden stänger.¹⁵ För den systemansvariga fortsätter emellertid planfasen fram till driftfasens början. Driftfasen är i princip själva drifttimmen då produktion och förbrukning sker och de systemansvariga har att säkerställa säker drift av kraftsystemet. Detta görs idag genom att anpassa produktionen till förbrukningen.

Hantering av överföringsbegränsningar kan principiellt delas in i fyra steg, med utgångspunkt dagen före driftsdygnet, se figur 2.

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.

¹⁵ För Sverige, Finland och Själland finns möjlighet att handla på Elbasmarknaden.



Figur 2 Faser i flaskhalshanteringen

Den tillgängliga kapaciteten beror bland annat på rådande nätförhållanden, underhåll på ledningar, förbrukning och produktion etc. I Norden bestäms storleken på den tillgängliga kapaciteten, handelskapaciteten, dagen innan driftstimmen bilateralt mellan berörda systemansvariga.

Steg två i flaskhalshanteringsprocessen sker via spotmarknadens implicita auktion.¹⁶ Resultatet av den implicita auktionen kan bli att det uppstår två eller flera separata prisområden i de fall då all handelskapaciteten mellan områden nyttjats.

Handeln med kraft och överföringskapacitet sker samtidigt. I det tredje steget, baserat på utfallet av spothandeln och eventuellt ytterligare ny information, gör de systemansvariga återigen prognoser av det förväntade flödet och eventuella flaskhalsar som inte förutsågs vid bestämningen av handelskapaciteten. Detta sker efter att aktörerna lämnat produktions- och förbrukningsplaner för nästkommande dygn till de systemansvariga. I detta stadium planeras för hantering av de flaskhalsar som eventuellt inte hanterats via den implicita auktionen och för andra oförutsedda flaskhalsar.

Om den systemansvarige bedömer att förväntade flöden hotar driftssäkerheten vidtar den åtgärder som avlastar nätet, steg 4. Eftersom de systemansvariga

¹⁶ Det finns andra metoder att fördela denna kapacitet som explicita auktioner, *first come first served* och *pro rata*.

garanterar redan genomförd handel på spotmarknaden, hanteras flaskhalsar i driftfasen genom mothandel.

3.1 Bestämning av handelskapacitet

Nuvarande metod för att hantera begränsningar i det nordiska börsområdet finns beskriven i ”Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtalet)” daterat 2004-04-01.¹⁷ Handelskapaciteten (eller NTC) finns beskriven i kapitel 3. I systemdriftavtalet regleras hanteringen av överföringskapacitet på överföringsförbindelserna mellan delsystemen Norge, Jylland, Själland, Sverige och Finland, grundprincipen är *pro rata fördelning*. Den tillgängliga kapaciteten tilldelas Nord Pool för att ingå i den dagliga handeln på spotmarknaden. Förbindelserna mellan Sverige och Tyskland (Baltic Cable) och mellan Sverige och Polen (Swe Pol Link) hanteras på motsvarande sätt genom en *pro rata-fördelning*. Den tillgängliga kapaciteten tilldelas ägarna till förbindelserna som sedan delar ut den till sina kunder.

Tillgänglig handelskapacitet publiceras på Nord Pools hemsida www.nordpool.com. Den publiceras som, dels plan för innevarande och nästkommande vecka, dels som en godkänd tillgänglig handelskapacitet för nästkommande dygns handelskapacitet i spothandeln. Förändringar i överföringskapacitet till följd av störningar, snabbt uppkomna avbrott och planerade avbrott längre fram i tid etc. publiceras som *Urgent Market Messages* (UMM) på Nord Pools hemsida.

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.

Driftssäkerhetskriterierna baseras på n-1 kriteriet. Det innebär att ett kraftsystem förutsätts vara intakt förutom 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.¹⁸

Parterna svarar var och en för bedömning av dessa omständigheter inom eget delsystem och beslutar om nödvändiga åtgärder. Exempel på sådana omständigheter är behov av att reducera kapaciteten på överföringsförbindelserna mellan delsystemen för att hantera interna problem i respektive delsystem. Det är respektive systemansvarigs ansvar att hantera begränsningar inom ett elspotområde genom att använda mothandel eller genom att begränsa handelskapaciteten.¹⁹

¹⁷ Avtalet finns att läsa på www.nordel.org under publikationer/rapporter.

¹⁸ Nordel (2004) Systemdriftavtalet 2004 (2004-04-01)

¹⁹ Nordel (2004) Systemdriftavtalet, bilaga 8

På morgonen före handeln på spotmarknaden gör de systemansvariga var sin beräkning av hur mycket överföringskapacitet som, utifrån sitt eget driftsystem, kan ställas till marknadens förfogande som handelskapacitet. Respektive systemansvarig gör sin bedömning för de förbindelser genom vilka dennes område är sammankopplad med andra system. 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 allokteras till spotmarknaden. Den överföringsförmåga som blir resultatet vidimeras med övrig systemansvarig varefter kapaciteten lämnas till Nord Pool Spot som publicerar den på sin hemsida. Denna kapacitet garanteras därefter av de systemansvariga. Nord Pool Spot använder sedan överföringskapaciteten i spothandeln för nästkommande dygn.

Hur de nordiska systemansvariga genomför sin beräkning av den tillgängliga handelskapaciteten beskrivs i det följande.

3.1.1 Svenska Kraftnät

Under förmiddagen görs en prognos på överföringsbehovet i stamnätet för nästkommande dygn. Indata i den prognosen är de fysikaliska överföringsgränserna på utlandsförbindelserna och de interna snitten, förväntad produktion/förbrukning samt förväntad överföring på utlandsförbindelserna. Resultatet av prognosen ger svar på om och i så fall hur mycket import/export behöver reduceras.

När Svenska Kraftnät beslutar om begränsningar av utlandsförbindelsernas kapacitet tas som utgångspunkt att de skall vara effektiva, icke diskriminerande och fördelas proportionellt mellan berörda förbindelser. Med effektiva begränsningar menas begränsningar som eliminerar uppkomna flaskhalsar med minsta möjliga reduktion av handeln inom börsområdet.

Svenska Kraftnät använder en beräkningsmall för att prognostisera morgondagens situation i det svenska nätet och på utlandsförbindelserna. Syftet med mallen 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 område i Sverige, kärnkraftsproduktion, gasturbinkörning, temperaturer och utbyten med grannländerna.

För att nå en så träffsäker prognos som möjligt justerar Svenska Kraftnät referensdygnets indatavärden. Justering av aktuell produktion och förbrukning sker till följd av förväntad temperatur i olika delar av Sverige, exempelvis ger en lägre temperatur än vid referensdygnet att förbrukningen förväntas öka. Ökar förbrukningen till följd av lägre temperaturer ger det en prognos om att

vattenkraftsproduktionen också ökar. Den prognostiserade kärnkraftsproduktionen justeras också utifrån aktuell situation. Detsamma gäller flödet på utlandsförbindelserna. Dessutom läggs förväntade snittgränser in i mallen för snitt 1, snitt 2 och snitt 4.

Vattenkraften är mer reglerbar än värmekraft. Under perioder med låg förbrukning, såsom nattetid och under helger då priset är lågt reglerar producenterna därför ner vattenkraften och sparar vattnet i magasinen, medan värmekraften i Sverige och grannländerna, som bör gå med en jämn belastning inte behöver förändras så mycket.

I Sverige är stamnätet inte dimensionerat för att vid varje tidpunkt klara full import/export på samtliga utlandsförbindelser samtidigt. Svenska Kraftnät har valt att hantera detta genom att reducera tillgänglig handelskapacitet för import/export när stamnätets kapacitet inte är tillräcklig.

Principen är att begränsningar skall ske där de är mest effektiva (ger mest reduktion av överföringen i den begränsande delen av stamnätet). Vid samma effektivitet tillämpas *pro rata*-fördelning av tillgänglig kapacitet. Avsteg från denna princip kan ske exempelvis då effekt/energisituationen är hotad. Principen innebär att stamnätet i första hand transporterar kraft inom landet och att kapacitet därutöver används för att transportera kraft till/från omkringliggande länder.

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 lägen kan även begränsningar av importkapaciteten göras i den mån detta avlastar snittet.

Beräkningen baseras på att en förändring i export eller förbrukning måste kunna mötas med priskänsliga produktionsanläggningar. Priskänsligheten för såväl förbrukning som produktion varierar över landet. Detta måste återspeglas i hur kapaciteten bestäms.

Efter beräkningen av hur stor kapacitet som kan överföras i de svenska snitten fördelas detta 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. Den kapacitet som tilldelas södra Norge, Jylland och Själland lämnas till Nord Pool Spot som en summa som sedan ingår i optimeringen på spotmarknaden vilket medför att kraften flyter där den prismässigt bör flyta.²⁰

²⁰ Denna ordning i vilken Svenska Kraftnät lämnar en aggregerad handelskapacitet för förbindelserna till Själland, Jylland och södra Norge infördes 15 mars 2004, se vidare Nord Pool (2004) Börsinformation nr 13 2004, *Ny metod för bättre utnyttjande av tillgänglig handelskapacitet i Elspot*

Västkustsnittet är tekniskt svårare att hantera än de övriga snitten, och inte byggt för att hantera stora flöden i norrgående riktning.

För problem i Västkustsnittet, som i huvudsak uppstår vid torrårssituationer, tillämpas en metod som innebär största möjliga import till Nordelområdet. Det innebär att först minimeras exporten mot Norge i söder, dock har en gräns satts vid 500 MW. Därefter minskas importkapaciteten från förbindelserna mot Jylland, Själland, Tyskland och Polen i den ordning de har bäst verkningsgrad.

Sammanfattningsvis kan noteras att Svenska Kraftnät i de flesta fall bedömer att det är mest effektivt att begränsa export. Förklaringen är att större delen av dygnsregleringen i den svenska produktionen sker i vattenkraften som i hög grad ligger norr om snitten. Om importen begränsas norr om snitten blir följden att produktion i svensk vattenkraft kan förväntas öka i motsvarande grad vilket innebär att problemet kvarstår. Om däremot exporten söder om snittet begränsas minskar produktionen i svensk vattenkraft och det sker därmed en reduktion av överföringen genom snittet.

3.1.2 Övriga systemansvariga

Jylland har beräkningsmetoder för snitt A och B som innebär att den mängd kraft som transiteras inte får överstiga vissa värden, detta för att säkerställa systemets reglerbarhet.²¹ På Jylland medför stora variationer i vindkraftproduktionen stora behov av reglerresurser vilka tidvis måste tillskapas med hjälp av 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.

Handelskapaciteten beräknas mot bakgrund av förväntningar om produktion och förbrukning och den interna flaskhalsen på Jylland. Norr om snitt B får inte importen överstiga skillnaden mellan produktion och förbrukning när hänsyn till exportkapaciteten tagits. Norr om snittet är huvuddelen av Jyllands vindkraft lokaliserad. Om det förväntas att produktion och förbrukning är lika under en timme ska import från Norge och/eller Sverige kunna exporteras vidare till södra Jylland det vill säga söder om snitt B.

En särskild fysisk restriktion som påverkar handelskapaciteten på spotmarknaden är de så kallade ramping-bestämmelserna. Dessa bestämmelser tillåter högst 600 MW förändring av flödet från timme till timme mellan Jylland och Norge/Sverige och leder därmed enskilda timmar till prisdifferenser.

Elkraft bestämmer kapaciteten till och från Själland beroende på om ledningarna till Sverige är i drift.

²¹ Snitt B kommer att vara bortbyggt under hösten 2004 genom en ny ledning. Ledningen har tagits i bruk i provdrift.

Vid ansträngd effektbalans på Själland kan exportkapaciteten till Tyskland via Kontek reduceras.²²

Finland har ett snitt, P1, i norra Finland. Detta snitt hanteras i huvudsak med mothandel i planeringsfasen. Det förekommer dock situationer då detta snitt hanteras med begränsning av handelskapaciteten vid gränsen mot Sverige.

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 begränsning av Hasle-snittet bland annat vid höglast i Oslo-området. Detta får negativa konsekvenser på svensk försörjningssäkerhet kalla vinterdagar. Statnett begränsar i huvudsak export från Norge.

Överföringskapaciteten från Norge reduceras utifrån tabell 2 vid hög Oslolast:

Tabell 2 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	2200	2100	2000	1900	1800	1700	1550	1400	1200
Oslolast (MW)	4200	4300	4400	4500	4600	4700	4800	4900	5000	
Kapacitet (MW)	1050	900	700	550	400	250	150	100	50	

Källa: Nordel (2004) Systemdriftavtalet, bilaga 7.1

Kapacitet på gränsen mellan Själland och Tyskland

På gränsen mellan Själland och Tyskland används månads- och dags-auktioner. Det sker bara månadsauktioner i norrgående riktning. Elkraft System avgör löpande hur stor del av den lediga nominella kapaciteten i norrgående riktning som bjuds ut på månadsauktion. Skulle aktören inte använda sin del av kapaciteten kan Elkraft System ställa den till andra aktörers förfogande (*use it or loose it*). Det hålls daglig auktion av kapacitet i både norr- och sydgående riktning för det följande dygnet. Budgivning på dygnsauktion sker för en timme åt gången medan bud på månadsauktionen sker för en månad åt gången.²³

²² www.elkraft-system.dk

²³ Se vidare Elkraft System (2004) Rammeaftale om auktion af kapacitet på udlandsforbindelsen til Tyskland

Vattenfall Transmission Europe och Elkraft utreder förutsättningarna för att introducera marknadskoppling på Kontekförbindelsen. Marknadskoppling kan betraktas som ett steg mot en implicit auktion. Detta kommer att ersätta dagens månads- och dygnsauktioner. Syftet är att förbättra marknadens funktion och säkerställa att kraften flödar i rätt riktning, från lågprisområden till högprisområden. Implementeringen är planerad att ske i samarbete med Nord Pool Spot och den tyska kraftbörsen EEX. Målsättningen är att implementera marknadskoppling första halvåret 2005.²⁴

Kapacitet på gränsen mellan Jylland och Tyskland

Gränsen mellan Jylland och Tyskland hanteras med auktioner, fördelade enligt:

- Årliga auktioner, ca 25 %
- Månatliga auktioner, ca 50 %
- Dagliga auktioner, ca 25 %

Det som säljs i dagliga auktioner betalas till Eltra. I de årliga auktionerna köps en kanal för alla timmar vilket även gäller för månadsauktioner. För dessa auktioner används principen *use it or lose it*. I de dagliga auktionerna köps kapacitet per timme.²⁵

Kanaler köps i båda riktningarna. En riktning måste alltid släppas för daglig auktion. Det förekommer inget *use it or lose it* i dagliga auktioner, däremot blir det balanskostnad om man inte använder sin kapacitet.

Kapacitet på gränsen mellan Sverige, Tyskland och Polen

Sverige är förbundet till Tyskland via Baltic Cable vilken ägs av Baltic Cable AB, som ägs till en tredjedel av Sydkraft och två tredjedelar av Statkraft Energy Europe.²⁶ Det är ägaren som fastställer de kommersiella villkoren på förbindelsen. Finns det ledig kapacitet erbjuder Baltic Cable möjlighet till överföring på dygns- och timbasis. Svenska Kraftnät beräknar hur mycket kapacitet som är tillgänglig på förbindelsen på samma sätt som för övriga förbindelser.

Vidare är Sverige förbundet med Polen via SwePol Link. Ägaren SwePol Link AB bestämmer de kommersiella villkoren för förbindelsen. SwePol Link ägs av Svenska Kraftnät (51 %), PSE (1 %) och Vattenfall (48 %). Ledig kapacitet erbjuds på årsbasis. Kapaciteten som erbjuds på årsbasis uppgår till 50 MW, tillgång till den tillgängliga kapaciteten allokeras enligt *”first-come, first served”*.²⁷ Hur mycket av förbindelsen som är tillgänglig för överföring beräknas på samma sätt som för övriga förbindelser.

²⁴ Nord Pool (2 april och 5 november 2004) Market coupling on the Kontek interconnection between East Denmark and Germany

²⁵ Auktionen körs tillsammans med Eon Netz. Intäkter från auktioner delas mellan Eon Netz och Eltra.

²⁶ www.balticcable.com

²⁷ Se www.swepollink.com

Kapacitet på gränsen mellan Finland och Ryssland

Förbindelserna från Ryssland har en teknisk kapacitet på 1400 MW varav 1300 MW är tillgängliga för alla aktörer. Importörer under 2004 är Fortum (300 MW), OstElektra (100 MW), PVO (400 MW), RAO (250 MW) och Scaent (250 MW) totalt 1300 MW. Aktörerna reserverar en kanal, dessa långtidskontrakt är prioriterade i överföringen på förbindelsen.

3.2 Hantering av överföringsbegränsningar mellan områden

De systemansvariga i Norden har gett elbörsen Nord Pool i uppgift att hantera överföringsbegränsningar mellan områden i planeringsfasen. Till följd av det betraktas Nord Pools spotmarknad som en del av marknadens infrastruktur. För att balansera överföringsbegränsningar mellan delsystemen i planeringsfasen används spotmarknaden. På spotmarknaden sker handel med kraftkontrakt för leverans nästkommande dag.

Kontrakten som handlas är skyldigheter att leverera eller ta ut fysisk kraft till/från kraftsystemet om en timmes varaktighet. Den omsatta volymen benämns i termer av MWh/h och den minsta kontraktsstorleken är 0,1 MWh/h. Aktörer på spotmarknaden lämnar bud om hur mycket kraft de vill köpa respektive sälja i varje timme.²⁸

Systempriset är det pris som råder i hela börsområdet när det inte föreligger några begränsningar i överföringskapaciteten. Uppstår det flaskhalsar löser Nord Pool Spot dessa genom marknadsdelning, vilket ger olika områdespriser.²⁹

3.3 Planer för driften kommande dygn

Buden på spotmarknaden är inte geografiskt specificerade inom Sverige. Svenska Kraftnät erhåller specificerad geografisk information från aktörerna klockan 16.00 dagen före driftdygnet, då dessa lämnar sina planer om produktion och förbrukning för morgondagen i olika delar av Sverige.

Planerna kan dock ändras fram till strax före drifttimmen. Ändrade planer måste meddelas Svenska Kraftnät. Efter att spotmarknaden har stängt kan aktörer handla med kraft på Elbasmarknaden vilket kan ske intill en timme före drifttimmen. Dessutom kan de ingå bilaterala affärer inom Sverige.

²⁸ Bud ska lämnas före klockan 12.00 dagen före driftdygnet. Nord Pool Spot meddelar aktörerna resultatet från budgivningen före klockan 13.30. För ytterligare information om budgivning se exempelvis Energimyndigheten (2003)

²⁹ Metoden finns beskriven i kapitel 6.

3.4 Avlastning flaskhalsar

Uppstår det flaskhalsar i överföringsnätet under driftfasen löser de systemansvariga dessa med hjälp av mothandel. Den kapacitet som lämnats till spotmarknaden garanteras under hela dygnet som handel genomförts för. Det innebär att om överföringskapaciteten av någon anledning sänks efter det att kapacitet lämnats till spotmarknaden mothandlar de systemansvariga den volym som överskrider tillgänglig kapacitet.

4 Nuvarande hantering av överföringsbegränsningar, empirisk genomlysning

En viktig omständighet för denna utredning att beakta är att Svenska Kraftnäs metoder att hantera befarade flaskhalsar i interna snitt genom att begränsa handelskapaciteter vid landgränsen har kritiserats från utländska aktörers sida. Nordel har pekat på att det saknas en harmoniserad syn över när interna flaskhalsar ska få hanteras vid gränsen. Det är därför angeläget att veta hur ofta interna flaskhalsar eller stabilitetsproblem har medfört begränsningar av handelskapaciteten mellan länderna. Det är också viktigt att bedöma vilka konsekvenser dessa åtgärder har fått för den nordiska elmarknaden i form av prisdifferenser mellan Sverige och något av de övriga elspotområdena.

Tillgängliga data medför att de beräkningar som kan göras har en tonvikt på Svenska Kraftnät och de förbindelser Sverige har inom Norden.

Kapitlet inleds med en översiktlig genomgång av flaskhalsproblematiken i Sverige under senare år och hur den kan komma att utvecklas framgent. Därefter studeras omfattningen av begränsningar av handelskapaciteten vilket följs av en genomgång av konsekvenserna för prisbildningen på spotmarknaden av begränsad handelskapacitet. Sedan följer en redovisning av de systemansvarigas mothandelskostnader. De empiriska delarna avslutas med en diskussion och slutsatser.

4.1 Flaskhalsproblematiken i Sverige

När reglerna för den nya elmarknaden diskuterades var det en självklarhet att Sverige skulle utgöra ett elspotområde och att eventuella flaskhalsar skulle lösas med mothandel. Detta ifrågasattes heller inte under den senare delen av 1990-talet. I Sverige förekom i stället diskussioner gällande antalet norska elspotområden.

Under det extrema vårtåret 2000 tog diskussionen och frågor om den svenska flaskhalshanteringen fart. Den största diskussionen rörde behovet att öka kapaciteten till och från Sverige genom investeringar och ökad mothandel. Den 24 januari 2000 uppgick det svenska områdespriset till 4084 kr/MWh under timme nio vilket var 2160 kr över systempriset, och dessutom det högsta priset för Sverige hittills.

I slutet av år 2000 införde Nord Pool *contracts for differences* (CfDs) vilket möjliggjorde att områdespriser kan prissäkras.³⁰ Införande kom efter en lång period med väsentligt högre pris i Sverige jämfört med systempriset.

En bidragande orsak till det höga områdespriset i Sverige var Statnetts begränsning av exportkapaciteten från södra Norge till Sverige under höglasttimmarna. Anledningen till begränsningen var förväntningar om en effekttopp i Osloområdet. Snitten väster om Oslofjorden förväntades inte räckta till för både denna effekttopp och en normal handelskapacitet till Sverige. Statnett har därefter sett över sina dimensioneringsregler och höjt den så kallade Hasle-trappan som anger hur mycket exportkapacitet som tilldelas vid olika prognostiserade förbrukningsnivåer på Östlandet. Vid flera tillfällen med kallare temperaturer än den 24 januari 2000 har den tilldelade exportkapaciteten varit lägre. Det har också hänt att Svenska Kraftnät (exempelvis den 2 januari 2002 och den 22 januari 2004) dragit ned exportkapaciteten till 0 MW från Sverige söder om snitt 2.

De svenska snitten blir generellt ansträngda med risk för begränsningar då flödet går i sydlig riktning genom Sverige. Dock har det på senare år främst nattetid uppstått problem vid effektlöden norrut på Västkusten i Sverige. Detta flöde kommer främst av att prisskillnader mellan vattenkraftssystemen och värmekraftssystemen. Främst Norge har importerat kraft från Danmark/Tyskland, det vill säga transiterat kraft genom Sverige. För att ha beredskap för att kunna hantera ett eventuellt fel på någon av ledningarna på västkusten har Svenska Kraftnät tvingats göra begränsningar i överföringskapaciteten för transport norrut i västkustsnittet. Därför har Svenska Kraftnät begränsat exporten till södra Norge, i Hasle, importen främst från Jylland och om nödvändigt även importen från Själland.

Neddragningar av handelskapaciteten på gränsen mellan Sverige och omgivande områden har ifrågasatts av utländska aktörer. Den danska Foreningen for Slutbrugere af Energi har den 20 juni 2003 anmält Svenska Kraftnät till EU-kommissionen och krävt att Svenska Kraftnät ska upphöra med begränsningar av Öresundsförbindelsen. Ärendet ligger för närvarande hos kommissionen.

Flödet i det svenska nätet är olika under normal-, torr- och våtår. Flödet skiftar också från timme till timme. Under så kallade normalår, det vill säga med normal tillrinning och normal vattenkraftproduktion, går flödet generellt sett från norr till söder. Under våtår förstärks detta flöde. Under torrår går flödet i motsatt riktning längs västkusten som en följd av ett stort importbehov i Sverige och framför allt i Norge.

³⁰ För ytterligare information om Contracts for differences se till exempel Energimyndigheten (2004) *Prisområden som flaskhalshantering* eller Nord Pool (2004) *Trade at Nord Pool's Financial Market*

Begränsningsbehov vid nordgående flöden

Begränsningsbehov till följd av västkustsnittet uppstår för att stabiliteten främst i Göteborgsområdet inte ska hotas till följd av överföring av kraft från Danmark/Tyskland till södra Norge. Den förbindelse som har störst påverkan på Västkustsnittet söderifrån är Kontiskan 2. Anledningen är nätets uppbyggnad där den ansluter till det svenska nätet. Kraften kan inte ta så många vägar i nätet vilket innebär att risken för instabilitet är störst vid ytterligare en MW via Kontiskan 2 än ytterligare en MW från Själland som i sin tur medför större risk för instabilitet än ytterligare en MW från SwePol Link eller Baltic Cable.

Ombyggnaden av Kontiskan 1 som genomförs innebär att kapaciteten för export från Jylland ökar med 100 MW. Ändpunkten flyttas också till Lindome vilket innebär att den kommer att ansluta till det svenska nätet söder om Västkustsnittet. På Jylland är en ny ledning mellan Århus och Ålborg i driftsättande. Denna ledning minskar de interna snittproblemen i snitt B på Jylland vilket torde medföra färre begränsningar av exporten från Jylland till Sverige. Dessa förändringar torde öka problematiken i Västkustsnittet.

En stängning av Barsebäck 2 kommer däremot att minska problemet i snittet, vilket också den planerade ledningen mellan Lindome och Stenkullen kommer att göra när den tas i drift. Vidare bör situationen förbättras när den planerade ledningen mellan Hallsberg och Malmö tas i drift.

Begränsningsbehov vid sydgående flöden

I de övriga svenska snitten, snitt 1, snitt 2 och snitt 4 uppstår flaskhalsar när överföringen av kraft sker från norr till söder. Ett för stort flöde genom ett av dessa snitt ökar sannolikheten för att en flaskhals uppstår också i något av de andra två snitten.

Flaskhals i snitt 1 beror normalt på minst två av följande tre faktorer: Stor produktion i Luleälven, stor import från Finland och/eller stor import från Nordnorge. Den maximala kapaciteten uppgår till cirka 3000 MW. Problematiken i snittet kan komma att öka exempelvis till följd av planerad ny vindkraftproduktion i Nordnorge vilket kan komma att öka antalet timmar med maximalt flöde från Nordnorge. Detta påverkar i sin tur snitten söder om snitt 1.

Flaskhals i snitt 2 beror normalt på minst två av följande tre faktorer: Stort flöde söderut genom snitt 1, stor vattenkraftproduktion i mellersta Norrland och/eller stor import från mellersta Norge. Den maximala kapaciteten uppgår till cirka 7000 MW. Snitt 2 kan även komma att påverkas av högre export från mellersta Norge om planerad gaskraft och vindkraft byggs i mellersta Norge. Vidare ökar kapaciteten i förbindelsen Nea-Järpströmmen genom att den byggs om till en 400 kV ledning. Efterfrågan på överföring till södra Sverige kommer att öka vid avveckling av kärnkraften.

Flaskhals i snitt 4 beror normalt på minst två av följande tre faktorer; stort flöde söderut genom snitt 2, stor import från södra Norge och/eller liten produktion söder om snitt 4. Den maximala kapaciteten uppgår till cirka 4000 MW.

Den nya likströmslänken mellan Sverige och Finland kommer att ha en kapacitet på 600-800 MW.³¹ Enligt Svenska Kraftnät kommer den nya länken att förbättra den nordiska elmarknadens funktion genom att den minskar risken för flaskhalsar.

Det femte kärnkraftverket i Finland som planeras vara klart under 2009 med en installerad effekt på 1600 MW liksom byggandet av en andra Fennoskankabel mellan Sverige och Finland kommer att ha olika inverkan på snitt 1 och 2 i olika situationer.

En utökad kapacitet på Fennoskan möjliggör en minskad belastning på de svenska snitten 1 och 2 genom att kraften förs direkt till Sverige söder om snitt 2.

När Finland importerar kraft används i första hand förbindelsen i norr, men när den inte är tillräcklig och export till Finland också sker på Fennoskan kan det bli flaskhals i snitt 2. Detta inträffade under perioden maj till september 2000. En större kapacitet på Fennoskanförbindelsen eller ytterligare en förbindelse skulle förvärpa en sådan situation.

Den planerade ledningen 400 kV ledningen mellan Hallsberg och Malmö ökar kapaciteten i snitt 4 vilket kan leda till större bruttoflöden till länderna söder om snitt 4. Detta kan komma att öka snittproblematiken i snitt 1 och 2. Den planerade ledningen ökar handelskapaciteten söderut i snitt 4 med 400 till 550 MW beroende på teknikval.

Hur problematiken i snitt 4 kommer utvecklas är inte lika entydig. Stängningen av Barsebäck 2 leder till potentiellt ökade flaskhalsproblem men den planerade ledningen mellan Hallsberg och Malmö reducerar dessa.³² Byggandet av den andra Fennoskankabeln ökar problematiken i snittet i situationer vid stor export från Finland. Vidare innebär den planerade utbyggnaden av Öresundsverket att problematiken minskar.

4.2 Bestämning av tillgänglig handelskapacitet

4.2.1 Svenska Kraftnäts bedömning av möjlig överföring i de olika snitten

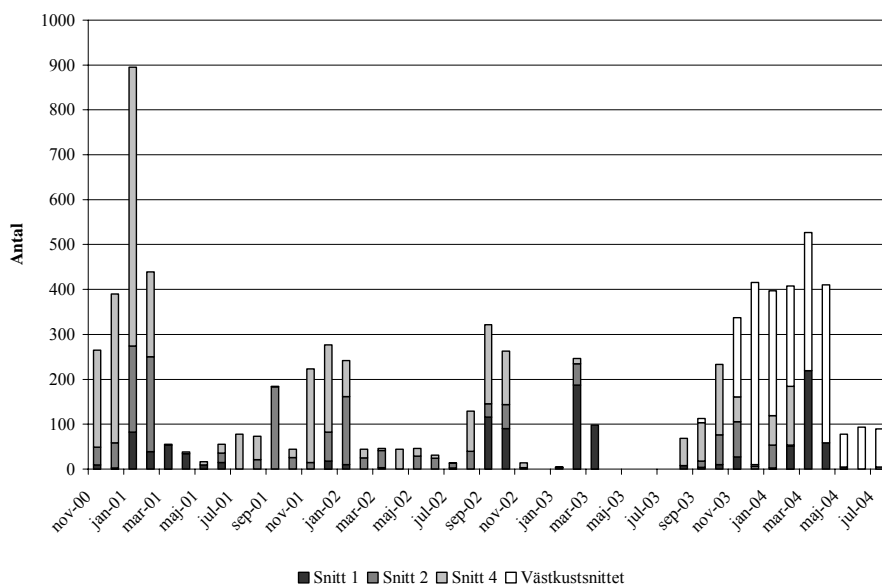
Det är respektive systemansvarigs ansvar att under planeringsfasen inför handeln på spotmarknaden bedöma om något begränsande snitt inom den systemansvarigas område riskerar att överskridas, stabilitetsförhållanden

³¹ Svenska Kraftnät, pressmeddelande 22 juni, 2004, *Ny likströmslänk mellan Sverige och Finland planeras.*

³² Barsebäck 2 har en effekt på 600 MW.

äventyras eller dylikt. Är bedömningen att den aktuella driftssituationen medför att en sådan risk föreligger har den systemansvariga valet att antingen hantera detta genom att mothandla så att de interna begränsningarna inte överskrids i driften eller att reducera handelskapaciteter mellan området och kringliggande områden.

Energimyndigheten har tagit del av Svenska Kraftnäts bedömningar timme för timme under perioden november 2000 – juni 2004. I underlaget framgår vilka timmar prognoserna har indikerat att förväntade flöden skulle innebära risk för flaskhals i de interna snitten. Dessa timmar har det således funnits ett behov av att begränsa flödena genom berörda snitt. Hur ofta ett visst snitt har indikerat ett begränsningsbehov presenteras i figur 3. Diagrammet är uppdelat på snitt 1, 2, 4 och västkustsnittet. Snitten 1, 2 och 4 aktualiseras främst under våtår, medan västkustsnittet i första hand hänger samman med torrårssituationer.



Figur 3 Antal indikerade begränsningsbehov i de svenska snitten, november 2000 till juni 2004

Källa: Energimyndighetens beräkning baserad på underlag från Svenska Kraftnät.

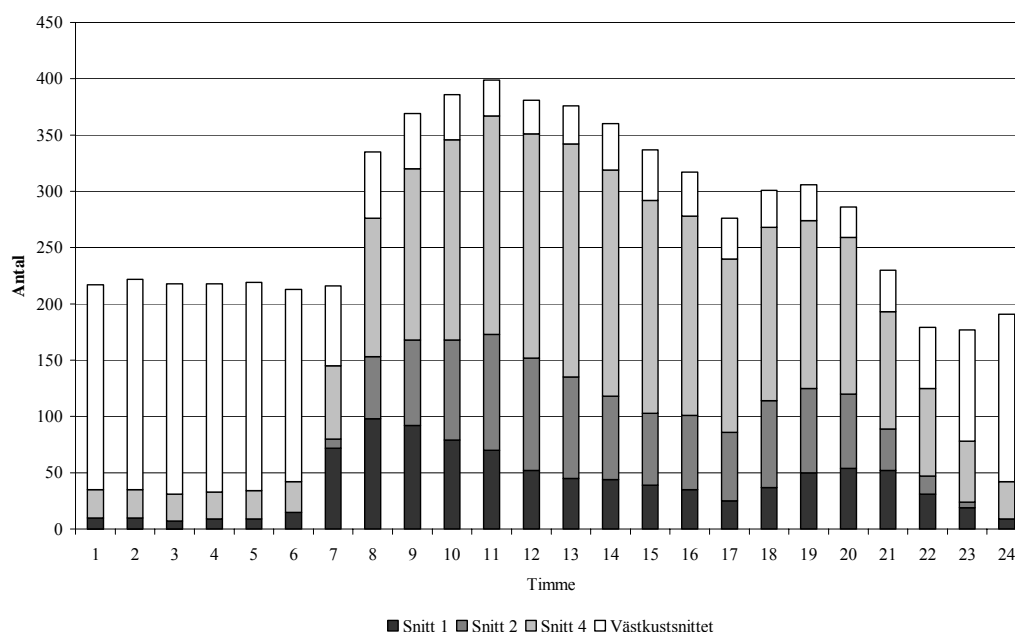
För perioden november 2000 – juli 2004 har begränsningsbehov bedömts föreligga till följd av snitt 4 under 3078 timmar, till följd av Västkustsnittet under 2004 timmar, till följd av snitt 2 under 1505 timmar och till följd av snitt 1 under 1158 timmar. Det bör observeras att sammanställningen normalt visar vilket snitt som i första hand indikerat begränsningsbehov. Därutöver kan också andra snitt ha varit begränsande. För 566 timmar har begränsningsbehov angetts för såväl snitt 4 som snitt 1 eller snitt 2. Detta innebär att begränsningsbehov totalt angetts för 7179 timmar eller 22 procent av totala antalet timmar, under perioden januari 2001 – juli 2004.

Det bör också uppmärksammas att nästan hälften av antalet timmar med behov av snitt 4-begränsning inträffade november 2000 – februari 2001. Den vinterns särskilda problem upphörde när den nya ledningen Alvesta-Hemsjö togs i drift

Begränsningar av handelskapaciteten kan göras antingen av Svenska Kraftnät eller av systemansvarig i det angränsade området. Ett indikerat begränsningsbehov innebär således inte att det nödvändigtvis är Svenska Kraftnät som i den aktuella situationen faktiskt reducerat handelskapaciteten.

I sammanställningen saknas statistik från en extrem våtårssituation varför resultatet ska tolkas med viss försiktighet. Den studerade perioden ger en överrepresentation av torrårsproblematiken vilket kan vara förklaringen till det betydande antalet timmar med begränsningsbehov till följd av västkustsnittet.³³

Västkustsnittet riskerar i första hand att överbelastas nattetid då ett norrgående flöde i Västkustsnittet uppstår på grund av prisdifferenser mellan Norge, Tyskland och Danmark, se figur 4. Detta sker främst när det finns underskott i de norska magasinen samtidigt som det finns en prisdifferens mot Danmark.



Figur 4 Antalet indikerade begränsningsbehov i de svenska snitten per timme, november 2000 till början av juli 2004

Källa: Energimyndighetens beräkning baserad på underlag från Svenska Kraftnät

³³ Det ska dock konstateras att Svenska Kraftnät inte noterat västkustsnittet i begränsningsmallen förrän i september 2003, varför antalet timmar med västkustproblematik kan vara underskattad.

4.2.2 Bedömning av vilken systemansvarig som har begränsat handelskapaciteten på grund av orsaker i bakomliggande nät

Varje systemansvarig är ansvarig för säker drift i det egna nätet. Svenska Kraftnät och de övriga systemansvariga gör enligt det gemensamma systemdriftsavtalet var för sig en bedömning av vilken handelskapacitet som kan tillåtas i flödesriktning till och från det egna området. Därefter kommer den kapacitet på överföringsförbindelserna mellan områdena som är lägst att ställas till marknadens förfogande via spotmarknaden.

För denna utredning är det viktigt att kunna avgöra i vilken utsträckning de olika systemansvariga har begränsat handelskapaciteten på utlandsförbindelser på grund av interna snitt- eller stabilitetsproblem. Vid tillfällen då den aktuella kapaciteten har begränsats är det således intressant att bestämma vilken systemansvarig som har orsakat de största begränsningarna. Tillgängliga data medger inte något exakt svar på denna fråga. I det följande redovisas den tillämpade metoden för att belysa detta.

Beräkningar har gjorts för följande förbindelser mellan Sverige och grannländerna, Hasle, Finland Norr och Fennoskan, Kontiskan 1 & 2 och Själland.

Utgångspunkten har varit Svenska Kraftnäts beräkning av tillgänglig handelskapacitet till och från Sverige för varje timme. Dessa har jämförts med resulterande handelskapaciteter på Nord Pool Spot. Undersökningsperioden är 2001- 2004 (juni) med mindre justeringar i följande fall:

- Beräkningarna för Hasle är avkortad en månad i slutet. Orsaken är att Statnetts avbrottsstatistik varit tillgänglig till och med maj 2004.³⁴
- Den norra växelströms-förbindelsen med Finland inkluderades i Svenska Kraftnäts beräkningsmall först den 10 juli 2001. Det är följaktligen startdatumet för de finska förbindelserna.

Varje förbindelse har en fastställd maximal handelskapacitet³⁵. Där så har varit möjligt har denna maximala kapacitet justerats för kända förändringar på grund av skador, underhåll, om- eller nybyggnationer.

Metoden för att fastställa handelskapaciteter möjliggör en ungefärlig kartläggning av orsakerna till begränsningar i den på spotmarknaden tillgängliga handelskapaciteten.³⁶ Det finns fyra möjliga resultat för varje timme under undersökningsperioden³⁷:

³⁴ Energimyndigheten har via Statnett fått tillgång till avbrottsstatistik för Hasle under perioden 2002- maj 2004. Den finns således med i underlaget för Hasle

³⁵ Dessa kapaciteter har hämtats från Nordels systemdriftsavtal. Dessa har korrigerats för kända förändringar utifrån uppgifter från Svenska Kraftnät.

³⁶ För beräkningarna mot Finland har villkoren lättats något och bedömningen från Svenska Kraftnät tilläts skilja sig +/- 80 MW från resulterande handelskapacitet eftersom Nord Pool av

1. Svenska Kraftnät har begränsat: Svenska Kraftnäts beräkning överensstämmer med handelskapaciteten på spotmarknaden, och kapaciteten är begränsad.³⁸
2. Svenska Kraftnäts motpart har begränsat: När Svenska Kraftnäts beräkning ligger över den av Nord Pool publicerade handelskapaciteten tolkas detta som att den andra systemansvariga har gjort den största begränsningen.
3. Resterande timmar: Ingen begränsning på grund av interna förhållanden. Här ingår både timmar då maximal kapacitet har varit tillgänglig och timmar då förbindelsen i sig har varit begränsad på grund av till exempel arbeten.
4. Oklara situationer. Vissa timmar som ger ett motsägelsefullt resultat. Detta beror ofta på att korrigeringar har gjorts i ett sent skede.³⁹

Det är viktigt att notera att den metod som har använts inte är exakt. Framför allt kan det finnas olika uppfattningar om huruvida en viss begränsning ska hänföras till interna skäl eller till själva förbindelsen. När kapaciteten är reducerad av interna skäl innebär det att en systemansvarig valt att hantera befarade begränsningar och/eller stabilitetsförhållanden inom sitt elspotområde vid områdesgränsen. Denna osäkerhet illustrerar dels bristen på transparens på detta

praktiska skäl räknar in den norra förbindelsen mellan Norge och Finland i utbyte mellan Finland och Sverige.

³⁷ En osäkerhet i beräkningarna är förekomsten av tekniska nedsättningar av en förbindelses överföringskapacitet. Nedsättningar kan ha sitt ursprung i planerade avbrott för service/ombyggnad eller ett oplanerat tekniskt fel i förbindelsen eller bortfall av nätvärn. I bägge fallen innebär det att den ursprungliga maximala handelskapaciteten justeras ner under en period som kan variera från några få timmar upp till månadsvis i taget. Om justerad maximal kapacitet inte är känd kommer en teknisk nedsättning av en specifik förbindelse att identifieras som en begränsning gjord av en av de berörda systemansvariga. Resultatmässigt innebär det att noteringar som egentligen är neutrala felaktigt noteras som antingen att Svenska Kraftnät eller motparten gjort en begränsning. Det har visat sig svårt att sammanställa de korta avbrotten, men vid kontakt med Svenska Kraftnät har problemet bedömts som relativt litet till omfattningen och med liten påverkan på resultatet. Hasle är den förbindelse som haft flest avbrott, statistik för den är inkluderad i beräkningarna för större delen av perioden. Utöver detta har en förbindelses maximala kapacitet justerats i analysen vid följande tillfällen: Hasle har byggts ut i två omgångar, växelströmsförbindelsen mellan Finland och Sverige har justerats under perioden 2004-02-16 till 2004-04-16 till följd av planerat avbrott, beräkningarna tar även hänsyn till värmekänslighet i förbindelsen, Fennoskan var ur drift under perioden 2003-07-12 till 2003-09-21 och Kontiskan 1 har sedan 2003 120 MW lägre i maximal kapacitet. Kontiskan 1 & 2 har en årlig revision 2 dagar i månadsskiftet augusti -september. Maxkapaciteten på Öresundsförbindelsen har justerats ned under perioden 2003-09-24 till 2003-11-20 Mot bakgrund av nyss nämnda osäkerheter bör dock resultatet tolkas med försiktighet.

³⁸ Om handelskapaciteten är mindre än max och samtidigt identisk med Svenska Kraftnäts bedömning antas Svenska Kraftnät ha haft den lägsta bedömningen och har följaktligen orsakat en begränsning av handelskapaciteten

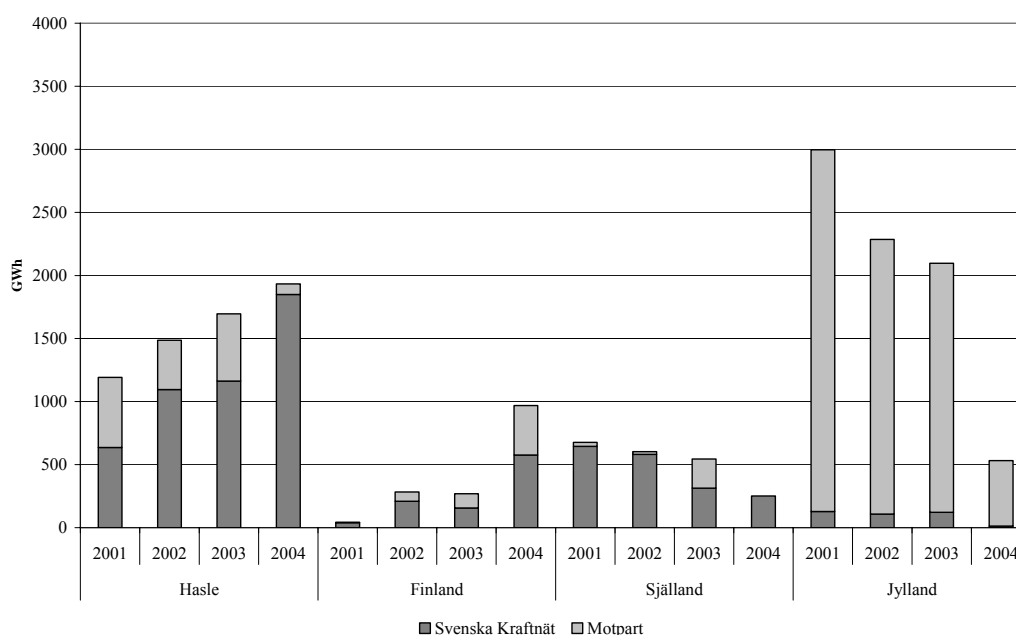
³⁹ Denna motsvarar de timmar som av någon anledning inte passar något av de tre väntade utfallen. Situationer som klassas som oklara är motsägelsefulla eftersom det innebär att Svenska Kraftnäts bedömning av handelskapaciteten är mindre än den resulterande handelskapaciteten och följaktligen borde ha utgjort en begränsning. Den preliminära förklaringen som fåtts är att Svenska Kraftnäts bedömning ibland (när befarad överlast uteblir) kan justeras i efterhand närmre driftfasen och utanför begränsningsmallen.

område, dels det faktum att flaskhalshantering i grunden handlar om att driva ett tekniskt system inom givna tillförlitlighetsgränser.

4.2.3 Begränsningar av handelskapaciteten

Det underlag som har tagits fram visar i första hand antal begränsade timmar fördelat per systemansvarig. Utifrån dessa siffror kan även beräknas hur stor kapacitet som har begränsats bort uttryckt i GWh. Dessa uppgifter uttrycker således de maximala flöden som har begränsats bort. Dessa begränsningar behöver nödvändigtvis inte leda till att det uppstår prisdifferenser på spotmarknaden så kallade flaskhalsar.

Figur 5 visar hur många GWh som totalt begränsats i riktning från Sverige mellan 2001 och juli 2004. Det framgår att det är Svenska Kraftnät som begränsat mest sett i flödesriktning från Sverige, förutom i förbindelsen med Jylland där Eltra har genomfört störst begränsningar från Sverige. Det kan noteras att antalet GWh som Svenska Kraftnät begränsat på förbindelsen till Själland har avtagit sett över perioden. Det motsatta gäller förbindelsen i Hasle där storleken på begränsad handelskapacitet stigit. Beräkningarna visar att de svenska begränsningarna i riktning till södra Norges inneburit minskade importmöjligheter för Norge uppgående till drygt 1,8 TWh under de fem första månaderna 2004.



Figur 5 Begränsningar i flödesriktning från Sverige, GWh

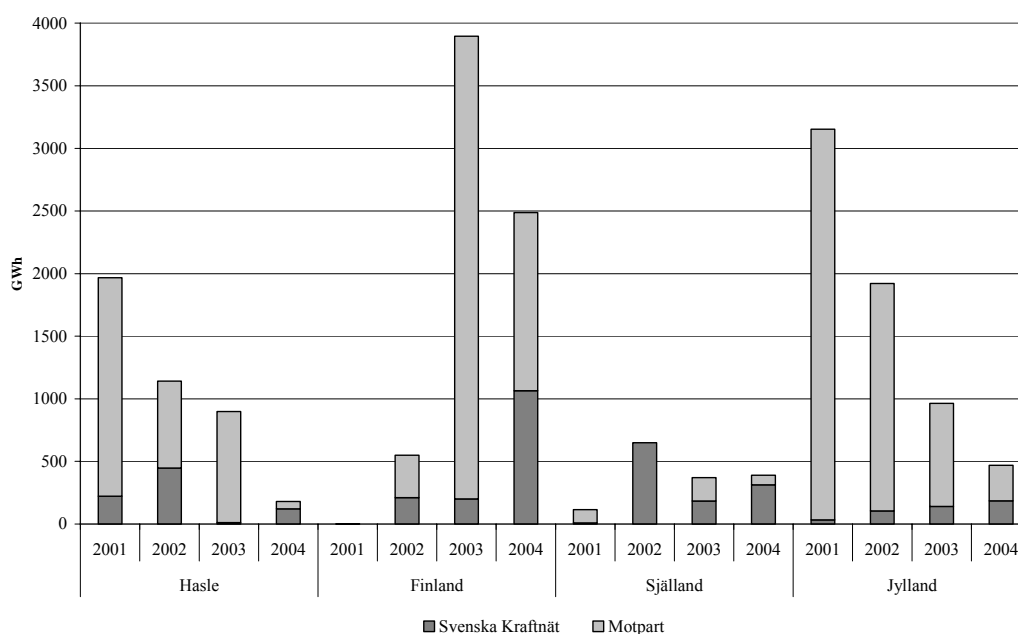
Källa: Energimyndighetens beräkning baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server.

Detta mönster speglar problemen i västkustsnittet till följd av önskad ökad överföring av kraft från Danmark och Tyskland, som uppkommit på grund av

prisdifferens mellan värmekraftsbaserade områden och vattenkraftbaserade områden.

En jämförelse mellan begränsade GWh i riktning till, och riktning från Sverige gör gällande att Svenska Kraftnät, Statnett, Fingrid och Elkraft gjort sina största begränsningar i sin exportriktning.

I figur 6 kan begränsningar i riktningen till Sverige studeras. De svenska begränsningarna är betydligt mindre omfattande i riktning till Sverige jämfört med i riktning från Sverige. Under 2003 ledde Fingrids begränsningar av handelskapaciteten till Sverige att potentiell svensk import minskade med drygt 3,7 TWh⁴⁰.



Figur 6 Begränsningar i flödesriktning till Sverige, GWh

Källa: Energimyndighetens beräkning baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

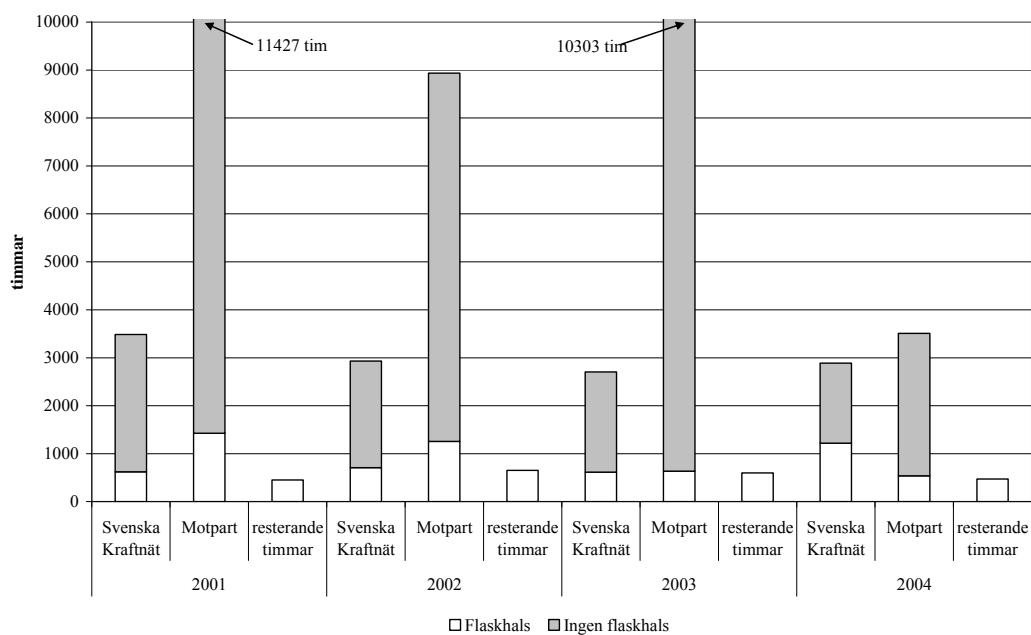
Det kan konstateras att samtliga systemansvariga begränsar handelskapaciteten i viss utsträckning.

4.2.4 Flaskhalsar som följd av begränsningar av handelskapaciteten

Begränsningar av handelskapaciteten behöver inte leda till att det uppstår flaskhalsar. I planeringsfasen uppstår flaskhalsar när den efterfrågade handelskapaciteten är större än den tilldelade. Dessa flaskhalsar utgörs av

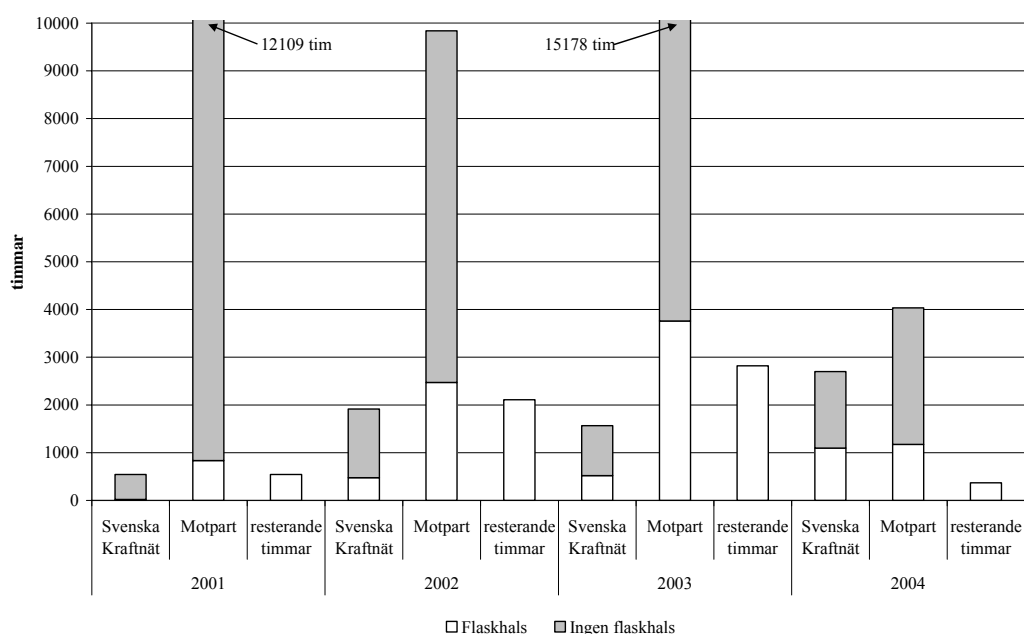
⁴⁰ Fingrid har kommenterat Energimyndighetens beräkningar och påpekat att de begränsningar som har gjorts i riktning mot Sverige har gjorts av stabilitetsskäl på den nordiska marknaden och att de inte kan hänföras till interna finska problem.

prisdifferenser i spothandeln på Nord Pool. De systemansvariga gör sina beräkningar av tillgänglig överföringskapacitet under osäkerhet om det verkliga utfallet. I figur 7 och 8 framgår hur många timmar Svenska Kraftnät respektive motstående systemansvarig, motparten, har ansett det nödvändigt att begränsa handelskapaciteten på grund av förhållanden i interna nät, och hur stor andel av dessa timmar som begränsningarna av handelskapaciteten har följts av flaskhalsar. När handelskapaciteten är reducerad av interna skäl innebär det att den reducerats av orsaker som inte är hänförliga till förbindelsen mellan områden.



Figur 7 Begränsningar i riktning från Sverige

Källa: Energimyndighetens beräkning baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server



Figur 8 Begränsningar i riktning till Sverige

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

Antalet timmar då någon av de systemansvariga har begränsat den handelskapacitet som lämnas till Nord Pool på grund av interna förhållanden är förhållandevis stort.⁴¹ Kapaciteten kan vara begränsad på flera förbindelser samtidigt. Maximalt antal timmar per förbindelse och år är 8 760 vilket gör att det totala antalet observationer per år uppgår till 35 040, förutom 2004 som utgör sex månader.⁴²

Sammanställningen i figur 7 gör gällande att handelskapaciteten från Sverige har varit reducerat på grund av interna förhållanden i Sverige eller i grannländerna under 14 910 timmar år 2001, 11 865 timmar år 2002, 13 008 timmar år 2003 och 6 392 timmar år 2004.

⁴¹ Tillgängliga data har inte möjliggjort en entydig klassificering av alla timmar. Utöver de timmar som framgår av staplarna finns ett antal oklara timmar då handelskapaciteten har varit begränsad, där det inte har gått att fastställa orsaken. I följande fall (förbindelse, riktning och år) har antalet oklara timmar överstigit 100 stycken (antal timmar inom parantes). Hasle: Från Sverige 2001 (541) och 2003 (669), till Sverige 2001 (1160). Finland: Från Sverige: 2001 (165), till Sverige 2002 (132) och 2003 (160). Själland: Från Sverige 2001 (410) och 2002 (243). Jylland: Från Sverige 2001 (237), till Sverige 2001 (182). Utöver detta har handelskapaciteten varit begränsad under ett inte urskiljt antal timmar på grund av haverier, arbeten på linjerna, med mera.

⁴² Den norra växelströms-förbindelsen med Finland inkluderades i Svenska Kraftnäts beräkningsmall först den 10 juli 2001. Det är följaktligen startdatumet för de finska förbindelserna. Förbindelsen med södra Norge ingår till och med maj 2004.

Sammanställningen i figur 8 gör gällande att handelskapaciteten till Sverige varit reducerad av interna förhållanden i Sverige eller i grannländerna under 12 654 timmar 2001, 11 753 timmar 2002, 16 746 timmar 2003 och 6 732 timmar 2004.

Det framgår att det är stor skillnad mellan antalet timmar då någon av de systemansvariga har reducerat handelskapaciteten och antalet timmar då dessa begränsningar har sammanfallit med flaskhalsar i handeln mellan områden. Merparten av de flaskhalsar som har uppstått mellan Sverige och grannländerna sammanfaller dock med situationer då handelskapaciteter mellan områden reducerats av interna skäl.

Beträffande riktningen från Sverige kan konstateras, se figur 7, att antalet timmar då Svenska Kraftnät har reducerat kapaciteten är färre än antalet timmar då motstående systemansvarig har begränsat handelskapaciteten. I gengäld är andelen timmar då begränsningarna har sammanfallit med flaskhalsar större för Svenska Kraftnäts begränsningar än för övriga. I motsatt riktning, det vill säga riktning till Sverige, se figur 8, är Svenska Kraftnäts begränsningar generellt sett färre, liksom antalet flaskhalstimmar som sammanfaller med att Svenska Kraftnät begränsat handelskapaciteten.

Med avseende på motstående systemansvarig visar beräkningarna att antalet begränsade timmar är större i riktning till Sverige än från Sverige. Generellt kan noteras att, flaskhalsar som har uppstått i situationer då motstående systemansvarig reducerat handelskapaciteten är betydligt större i riktning till Sverige än från Sverige.

Stapeln resterande timmar utgörs av de timmar då det uppstått flaskhals utan att kapaciteten reducerats av interna skäl. Dessa är dels timmar då maximal kapacitet har gällt, dels timmar då den enskilda förbindelsens kapacitet har varit begränsad på grund av underhåll, haverier och dylikt.

I bilaga 2 kan motsvarande diagram uppdelade på de olika systemansvariga studeras.

Sammanfattande bedömning

Resultaten visar att den handelskapacitet som har lämnats till spotmarknaden har varit begränsad till följd av interna skäl i Sverige eller grannländer under totalt cirka 46 000 timmar från Sverige och cirka 48 000 timmar till Sverige. Detta innebär 39,2 procent av antalet timmar från Sverige och 40,6 procent av antalet timmar i riktning till Sverige. När handelskapaciteten är reducerad av interna skäl innebär det att den reducerats av orsaker som inte är hänförliga till överföringsförbindelsen mellan områden. Sådana förhållanden utgörs till exempel av stabilitetsförhållanden i bakomliggande nät och befärade flaskhalsar inom bakomliggande näts område vilka hanteras vid områdesgränsen.

Endast en mindre del av timmar då handelskapaciteten reducerats på grund av interna skäl har det uppstått flaskhalsar. Merparten av de timmar som det varit flaskhals till/från Sverige har dock sammanfallit med kapacitetsminskningar till följd av begränsningar internt inom Sverige eller i grannländerna. Detta gäller för alla fyra åren och såväl i riktning från Sverige som till Sverige.

4.3 Konsekvenser av hantering av överföringsbegränsningar

När överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att uppfylla marknadens önskan om handel mellan områden leder det till att priset skiljer sig mellan områden. I planeringsfasen uppstår det prisdifferenser vid spothandeln då det uppstår sådana flaskhalsar. I sammanställningen av antalet timmar med flaskhals framgår inte storleken på de prisdifferenser som har uppstått. Konsekvenserna i form av prisdifferenser skiljer sig från timme till timme.

För utvärderingen av konsekvenserna av de metoder som används för att hantera överföringsbegränsningar är det nödvändigt att belysa de konsekvenser som begränsningar av handelskapaciteten medför i form av uppkomna prisdifferenser.

Utifrån bedömningen av vilken systemansvarig som orsakat en begränsning av handelskapaciteten kan dess inverkan på prisbildningen studeras. Timmar med prisdifferenser på spotmarknaden har kopplats samman med beräkningarna av om någon systemansvarig har begränsat den tillgängliga handelskapaciteten. Härigenom har det varit möjligt att bedöma omfattningen av de prisdifferenser som sammanfaller med att en systemansvarig hanterat interna förhållanden i den systemansvarigas elspotområde vid områdesgränsen. Även uppkomna prisdifferenser till följd av att förbindelsens kapacitet inte är tillräcklig för att det ska bli lika pris mellan områden redovisas.

Sverige är centralt beläget i det nordiska kraftsystemet och påverkas således till stor del av flöden avsedda såväl för svensk del som för transit till grannländerna. Sveriges centrala läge gör att handelskapaciteterna till och från Sverige har stor inverkan på prissättning och därmed kommersiella flöden i Norden.

4.3.1 Prisdifferenser fördelat på begränsande systemansvarig

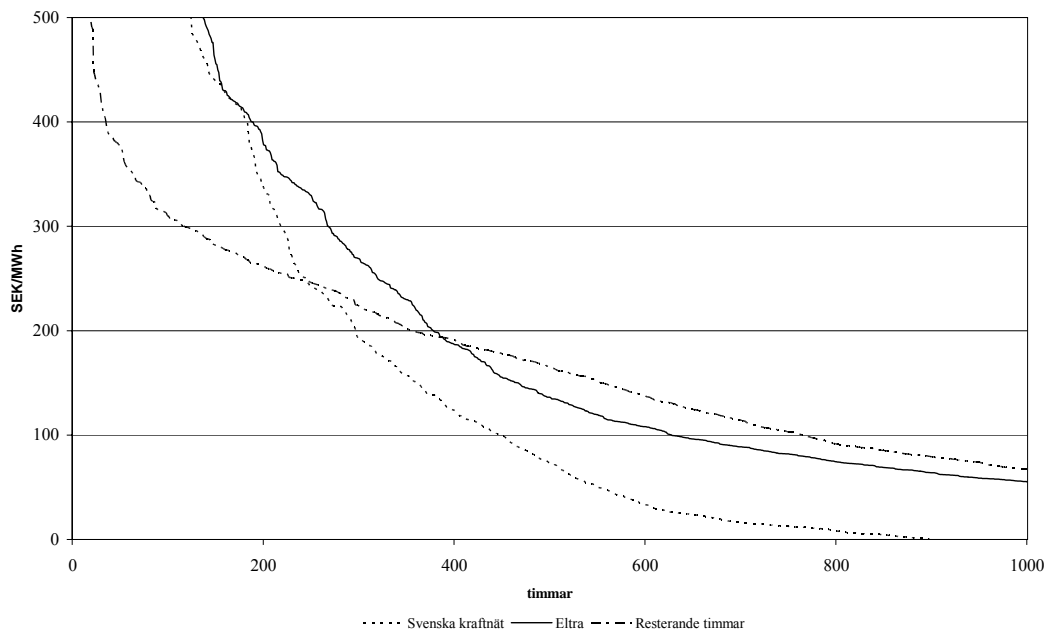
I figurerna 9 till 16 presenteras antalet timmar som det uppstått prisdifferenser mellan Sverige och södra Norge (NO1), Jylland, Själland och Finland. Prisskillnaderna är uppdelade i tre kategorier. Två kategorier avser de timmar då endera av de involverade systemansvariga har begränsat handelskapaciteten på grund av orsaker i bakomliggande nät inom sitt ansvarsområde. Den tredje kategorin avser resterande timmar.⁴³ I figurerna visas inte prisdifferenser större än 500 SEK/MWh och inte heller timmar utöver 1 000, varför de behandlas löpande i

⁴³ Till resterande timmar hänförs alla timmar som inte kan hänföras till en enskild systemoperatör. I denna kategori finns dels timmar utan någon begränsning, dels timmar då själva förbindelsen har orsakat begränsningar.

texten. Detta görs för att öka läsbarheten av figurerna och möjliggöra jämförelser mellan områden.

I riktning från Jylland till Sverige, figur 9, har det under perioden januari 2001 till juni 2004 varit prisdifferens under 8294 timmar, vilket motsvarar 28 procent av antalet timmar under den studerade perioden. Under dessa timmar har Sverige haft det högsta priset av de två områdena. De flesta timmar med prisdifferens har uppkommit under timmar då Eltra urskilts som den systemansvariga som begränsat handelskapaciteten, totalt 3980 timmar jämfört med 959 timmar då Svenska Kraftnäts bedömning av kapaciteten blivit gällande.⁴⁴

Den största prisdifferensen, 1201 kr/MWh uppstod under resterande timmar.

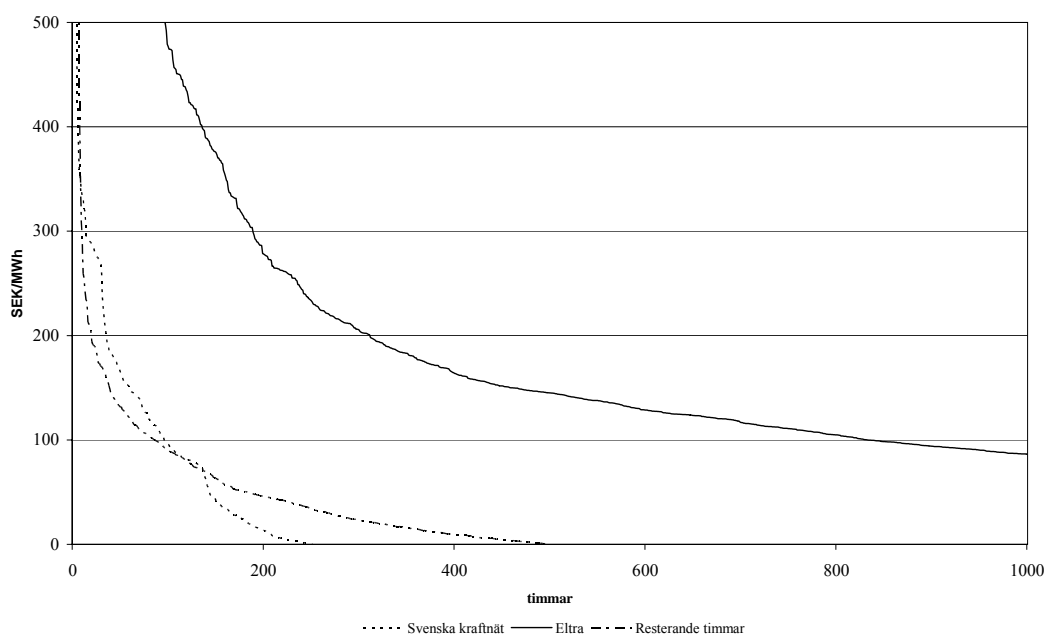


Figur 9 Prisdifferenser i flödesriktning Jylland till Sverige, uppdelat per begränsande systemansvarig 2001 -2004-06

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

I figur 10 presenteras antalet timmar det varit flaskhals i flödesriktning Sverige till Jylland. Under dessa timmar har Jylland haft det högsta priset av de två områdena. Sett över den studerade perioden har det totalt varit prisdifferens 3865 timmar, det vill säga i 13 procent av antalet timmar. Av dessa timmar har Svenska Kraftnät reducerat handelskapaciteten i 262 timmar och Eltra 3114 timmar. Den största konsekvensen i form av skilda priser uppgår till 5141 kr/MWh och uppstod vid en årlig revision av Kontiskankabeln.

⁴⁴ För en beskrivning av hur handelskapaciteten fastställs se kapitel 3.

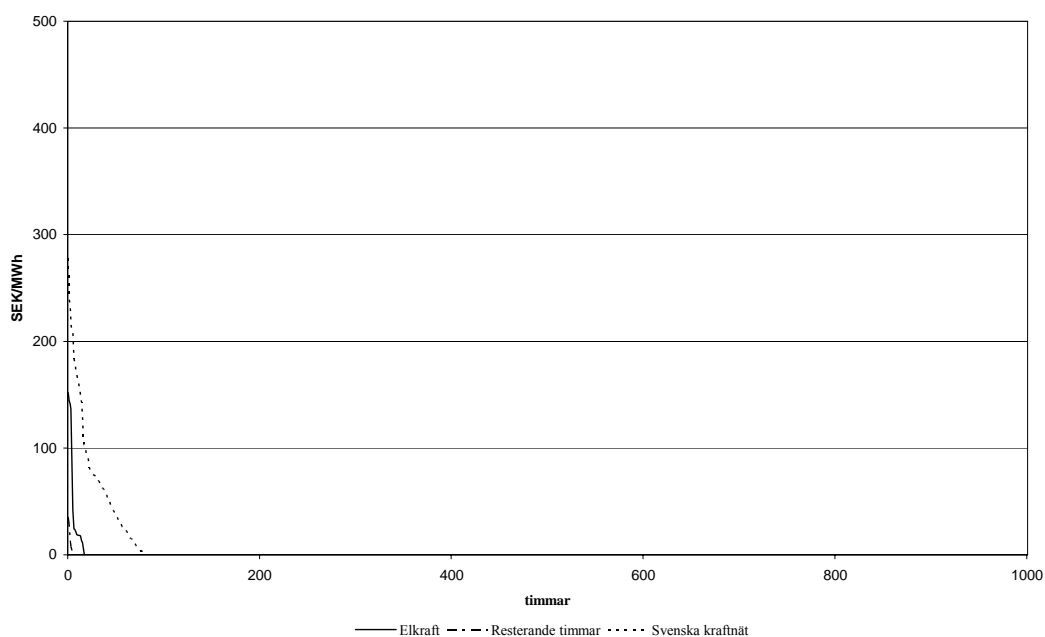


Figur 10 Prisdifferenser i flödesriktning Sverige till Jylland, uppdelat per begränsande systemansvarig, 2001 - 2004-06

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

Timmar med prisdifferenser mellan Sverige och Själland kan studeras i figur 11 och 12.

I riktning från Själland till Sverige förekom flaskhals under 105 timmar, vilket motsvarar 0,4 procent av antalet timmar under den studerade perioden. Den största prisdifferensen var 278 kr/MWh och inträffade i samband med att Svenska Kraftnät reducerat den tillgängliga handelskapaciteten. I stort sett alla timmar med prisdifferens sammanföll med att Svenska Kraftnät begränsat kapaciteten till Sverige.

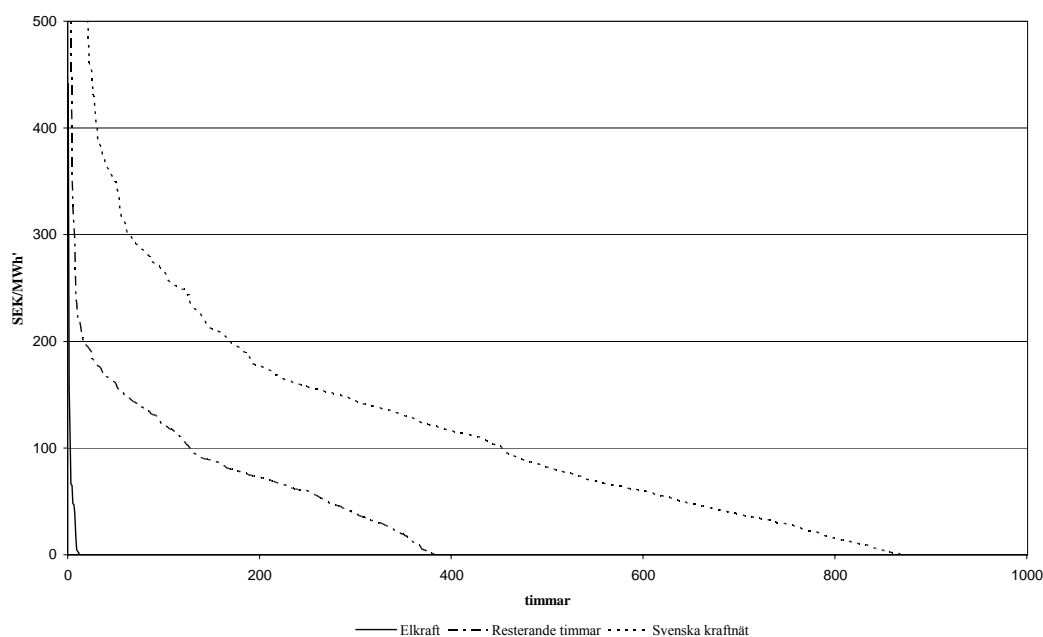


Figur 11 Prisdifferenser i flödesriktning Sjöland till Sverige, uppdelat per begränsande systemansvarig 2001 -2004-06

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

Flaskhals i riktning från Sverige till Sjöland förekom under 1263 timmar, det vill säga i 4 procent av antalet timmar under den studerade tidsperioden. Under dessa timmar var priset högre på Sjöland än i Sverige. Den största prisdifferensen uppgår till 2644 kr/MWh och inträffade i en timme som Svenska Kraftnät reducerat handelskapaciteten.

Jämfört med utfallet för Jylland är antalet begränsningar och flaskhalstimmar väsentligt lägre för Sjöland. Dock kan det konstateras att cirka hälften av de prisdifferenser som uppkommit i samband med Svenska Kraftnäts begränsningar i riktning till Sjöland har uppgått till 100 kr/MWh eller mer.

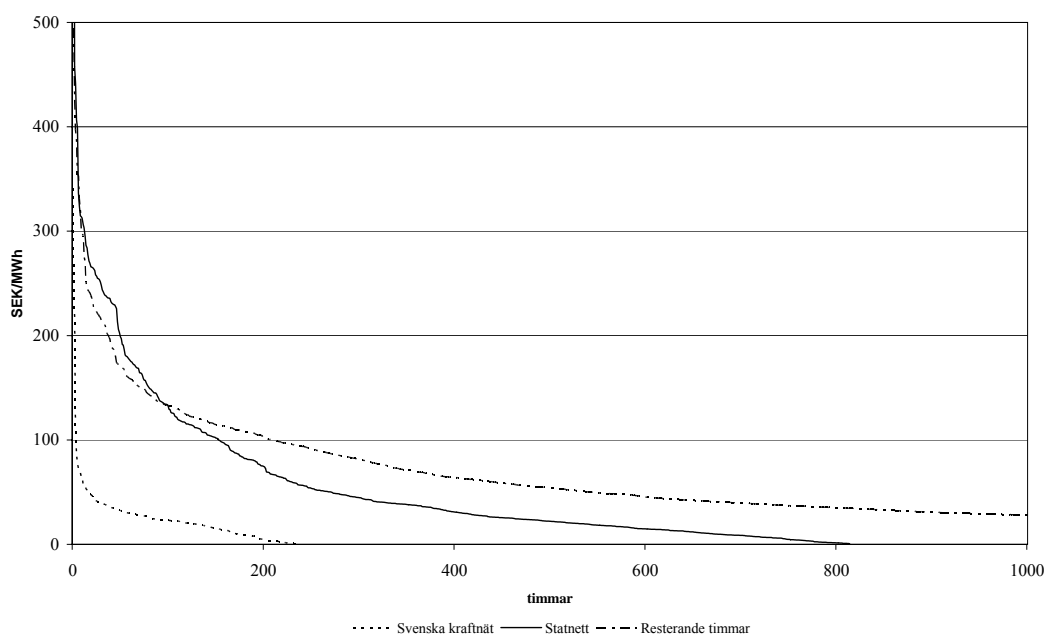


Figur 12 Pris differenser i flödesriktning Sverige till Själland, uppdelat per begränsande systemansvarig, 2001 - 2004-06

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

I figur 13 och 14 presenteras antalet flaskhalstimmar i riktning från södra Norge till Sverige respektive till Sverige från södra Norge.

Det har förekommit flaskhalsar i riktning från södra Norge till Sverige i 3325 timmar under perioden, det vill säga i 11 procent av antalet timmar under den studerade perioden. De flesta timmar då handelskapaciteten reducerats av interna skäl och det uppstått pris differens sammanfaller med att Statnett reducerat handelskapaciteten, se figur 13. Den största pris differensen uppgår till 1015 kr/MWh och uppstod i en timme då Statnett reducerat handelskapaciteten. Merparten av flaskhalstimmarerna har dock inträffat utan att någon av de två systemansvariga valt att begränsa kapaciteten av interna skäl.

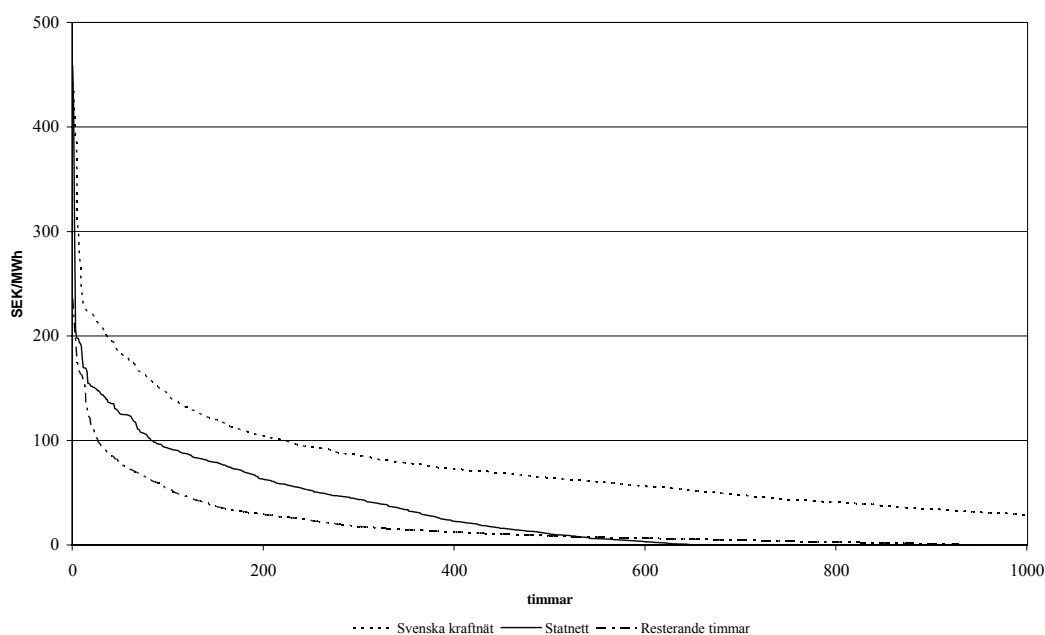


Figur 13 Prisdifferenser i flödesriktning i flödesriktning Norge (NO1) till Sverige, per begränsande systemansvarig, 2001 - 2004-05

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

Antalet flaskhalstimmar i riktning från Sverige till södra Norge är 3656 vilket motsvarar 12 procent av antalet timmar under den studerade tidsperioden. Under 2003 och första halvåret 2004 skedde många begränsningar i riktning mot Norge på grund av framförallt begränsningar i Västkustsnittet, men även snitt 1 och 2, se figur 14. Under sommaren förekom ett stort antal revisioner som ledde till begränsningar från Norges sida. Problem relaterade till Västkustsnittet uppstod första gången i samband med torrår och är således delvis en försörjningssäkerhetsfråga för södra Norge.

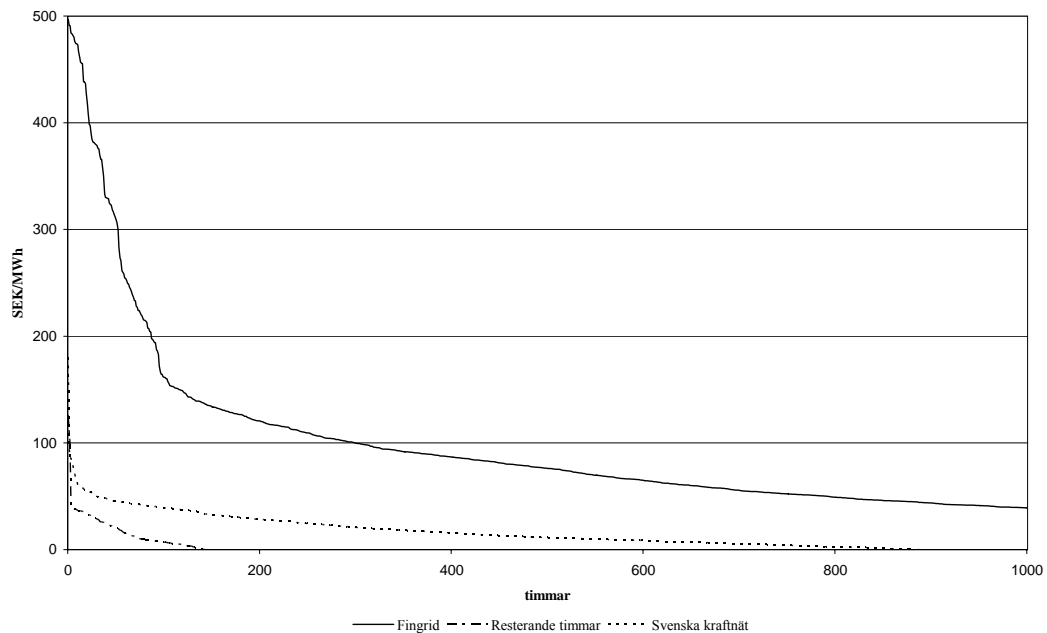
Den största prisdifferensen i riktning från Sverige till södra Norge uppgår till 458 kr/MWh. Detta inträffade i en situation då Statnett begränsat kapaciteten från Sverige. Sett till antalet är det dock Svenska Kraftnät som orsakat de flesta reduceringarna av kapaciteten till Norge i Hasle. Antalet flaskhalstimmar som inträffat när Svenska Kraftnät begränsat handelskapaciteten uppgår till 2040.



Figur 14 Prisdifferenser i flödesriktning Sverige till Norge (NO1), per begränsande systemansvarig 2001-2004-05

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

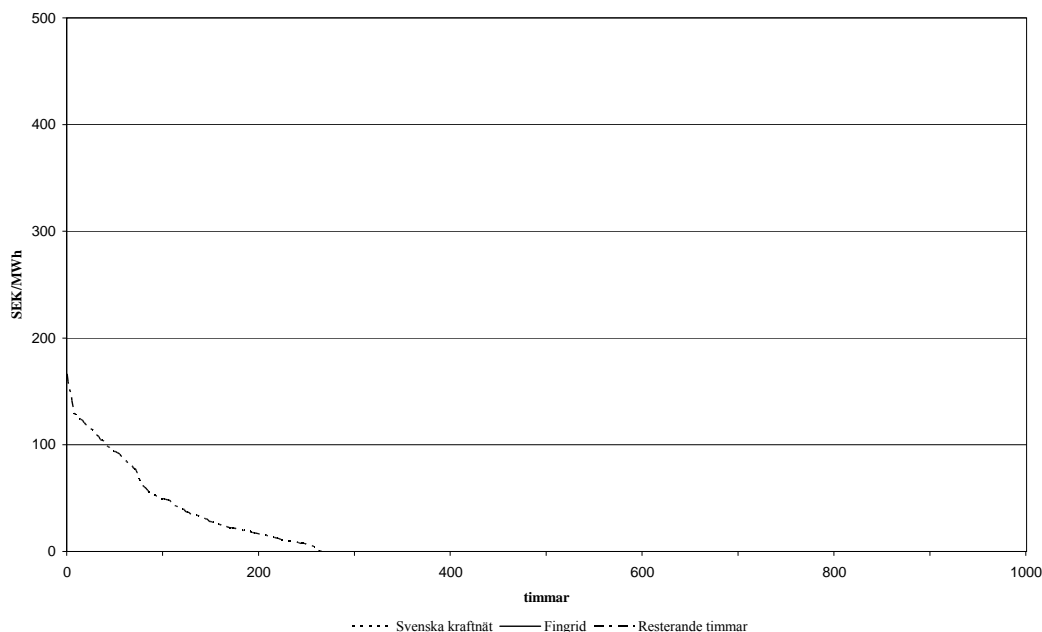
Flaskhals i riktning från Finland till Sverige har förekommit i 4351 timmar eller 15 procent av den studerade tidsperioden, se figur 15. Två tredjedelar av flaskhalstimmarna har inträffat i timmar då Fingrid har reducerat kapaciteten. Dessa begränsningar har också sammanfallit med de största prisdifferenserna. Den största prisdifferensen var 497 kr/MWh. Omfattande import från Finland är ett förhållandevis nytt fenomen som kommer av en kombination av ökad finsk import från Ryssland och låga magasinsnivåer under senare delen av perioden. Detta har gjort Sverige till högrisområde i förhållande till Finland.



Figur 15 Prisdifferenser i flödesriktning Finland till Sverige, per begränsande systemansvarig, 2001-07 - 2004-06

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

Flaskhals i riktning från Sverige mot Finland har förekommit under 266 timmar eller knappt en procent av tiden, se figur 16. Den största prisdifferensen uppgår till 166 kr/MWh. Inga flaskhalstimmar har sammanfallit med att handelskapaciteten reducerats av interna skäl i Sverige eller Finland..



Figur 16 Prisdifferenser i flödesriktning Sverige till Finland, uppdelat per begränsande systemansvarig, 2001-07 - 2004-06

Källa: Energimyndighetens beräkning, baserad på underlag från Svenska Kraftnät och Nord Pool FTP-server

Sammanfattande bedömning

När det gäller *flödena till Sverige* har de största prisskillnaderna under perioden uppkommit i flödesriktning från Jylland till Sverige. Detta hänger delvis samman med att priset på Jylland i vissa situationer kan vara extremt lågt till följd av regler om prioriterad produktion. Två faktorer kan förväntas minska denna problematik i framtiden – mer marknadsmässiga regler för produktionen i Danmark och den nya ledning som har tagits i drift under 2004 som avlastar snitt B.

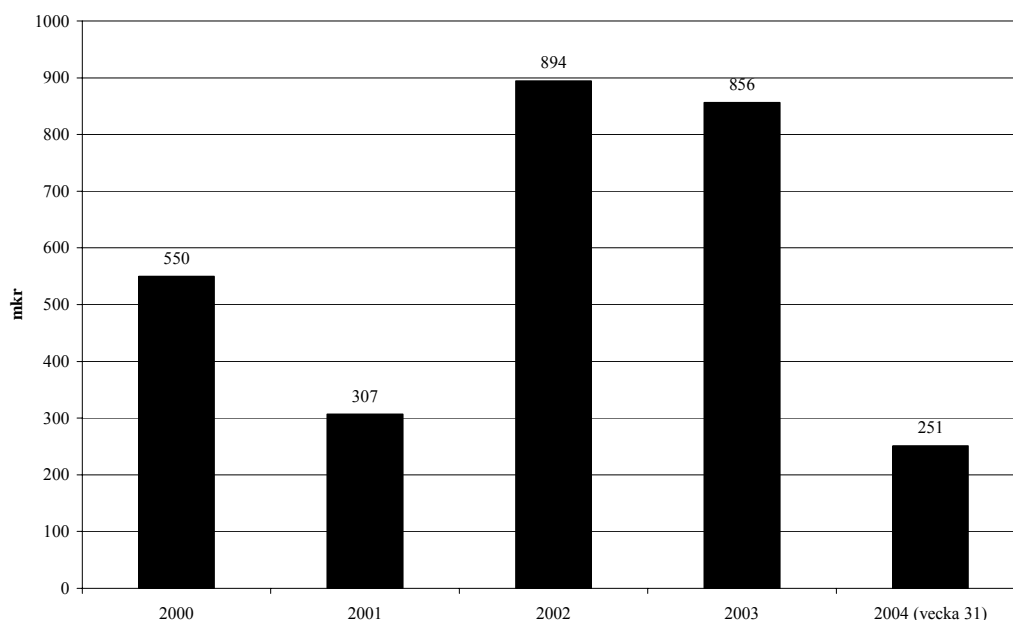
Även importen från Finland och Norge har begränsats med påtagliga prisdifferenser som följd. Eltra har genomfört de flesta begränsningarna av kapaciteten som sammanfaller med prisdifferenser mellan Jylland och Sverige såväl i riktning från som till Sverige. Begränsningar i förbindelsen mellan Sverige och Jylland utgör en större andel av antalet flaskhalstimmar än timmar som sammanfaller med att Svenska Kraftnät begränsat handelskapaciteten. Svenska Kraftnäts importbegränsningar från Jylland hänger samman med begränsningar på grund av västkustsnittet.

Totalt sett har prisskillnaderna i riktning från Sverige varit mindre än till Sverige. Jylland har haft stora prisskillnader, främst orsakade av begränsningar i snitt B.

I riktning från Sverige har begränsningar gjorda av Svenska Kraftnät dominerat i timmar med prisskillnader mot Själland och södra Norge.

4.3.3 Flaskhalsintäkter

Systemet med prisområden innebär intäkter för de systemansvariga. Figur 17 visar de totala flaskhalsintäkterna under åren 2000 – första delen av 2004. Intäkterna motsvarar prisskillnaden mellan de två områdena multiplicerat med den mängd el som överförs mellan områdena.



Figur 17 Flaskhalsintäkter i Norden

Källa: Svenska Kraftnät

Flaskhalsintäkterna uppstår vid handeln på spotmarknaden och fördelas mellan de systemansvariga enligt en fördelningsnyckel som är resultatet av förhandlingar mellan dessa.

Elmarknaden har varit under kontinuerlig utveckling. År 2001 är det första hela år då samtliga nuvarande länder ingick i den Nordiska elmarknaden. Det innebär att data för år 2000 inte är helt jämförbara med de senare åren. Under perioden 2000 – sommaren 2004 kan det konstateras att flaskhalsintäkterna har varit störst under torrår. I förhållande till marknadens omfattning kan också flaskhalsintäkterna vårtåret 2000 betraktas som stora.

4.4 Avlastning av flaskhalsar

På den nordiska elmarknaden sker mothandel i huvudsak i driftfasen för att avlasta flaskhalsar som uppstår trots de åtgärder som vidtagits under planeringsfasen för att undvika att flaskhalsar uppstår. Denna flaskhalshantering sker i huvudsak för att garantera att redan genomförd handel på spotmarknaden

kan fullföljas. En överenskommelse har träffats under 2003 inom Nordel om hur mothandel i driftfasen ska gå till och hur kostnader för mothandel ska beräknas.⁴⁵

Klockan 16 dagen före driftdygnet lämnar aktörer planer om förbrukning och produktion i Sverige till Svenska Kraftnät. Prognosen över driftfasen blir bättre ju närmare man kommer den. Planerna får ändras till strax innan driftstimmen. Planerna kan ändras till exempel om en aktör handlar på Elbasmarknaden, effektuerar bilaterala avtal etc. Förändrade planer kan innebära att flödet i kraftsystemet blir annorlunda än förväntat vilket kan medföra ett behov att mothandla i driftfasen.

De nordiska systemansvarigas mothandelskostnad under de senaste åren presenteras i tabell 3.

Tabell 3 Mothandelskostnader, Mkr, konvertering till SEK från NOK årsmedelvärde

År	Statnett	Svenska Kraftnät	Eltra	Elkraft System	Fingrid
2003	37,7	16,0	6,3	1,3	2,7
2002	89,3	10,7	13,5	13,9	13,8
2001	69,0	3,4	1,3	6,2	7,4
2000	22,4	15,0	30,0	0,0	8,4
1999	8,8	6,0	-	-	-
1998	17,9	2,5	-	-	-

Källa: Nordel (2004) Regler för hantering av flaskehalser i Nordel

I tabell 4 presenteras mothandelskostnader hänförliga till de svenska interna snitten under perioden 2001 till 2003. Västkustsnittet ingår i posten övrigt och det kan konstateras att kostnaden för den posten har stigit. Våtåret 2000 uppgick Svenska Kraftnäts totala mothandelskostnader till 15 mkr vilket är näst högst efter torråret 2003. De sammanlagda kostnaderna i tabell 4 är lägre än de som presenteras i tabell 3, detta kommer av att kostnader för mothandel vid elspotgränser inte inkluderas i tabellen över de interna snitten.

Mothandelskostnaderna har under perioden varit avsevärt lägre än flaskhalsintäkterna.

Tabell 4 Mothandelskostnad för interna snitt, miljoner kr

	Snitt 1	Snitt 2	Snitt 4	Övrigt
2003	1,3	0,3	3,0	4,9
2002	4,7	0,1	0,3	3,2
2001	0,0	1,0	1,4	0,3

Källa: Svenska Kraftnät

⁴⁵ Denna överenskommelse innebär att man följer det regelverk som finns i den norska förordningen om systemansvar.

4.5 Diskussion och bedömning

En central del i denna utredning är att studera konsekvenserna av att fortsätta att använda de nuvarande metoderna för att hantera överföringsbegränsningar i det svenska överföringssystemet. En sådan utvärdering kan sedan ligga till grund för en diskussion om alternativa metoder.

Det bör poängteras att denna genomlysning baseras på en period som till största delen karaktäriseras av torrår. Sammanställningen är således inte representativ för kraftsystemlägen vid extrema våtar. Vidare har såväl system som hanteringsmetoder genomgått en successiv utveckling under den studerade perioden.

Den överföringskapacitet som finns mellan områden har en teknisk gräns. Den kapacitet som är tillgänglig för handel mellan områden är lägre än den tekniska gränsen. För att säkerställa systemets driftssäkerhet finns det behov av att undanta en del av den tekniska kapaciteten från handeln på spotmarknaden. Denna reglermarginal utnyttjas bland annat för frekvensreglering av det nordiska kraftsystemet. En förbindelses maximala överföringskapacitet reduceras därmed med en reglermarginal. För varje förbindelse finns en överenskommen reglermarginal.

När handelskapaciteten är lägre än maximalt är antingen förbindelsen tekniskt ytterligare begränsad till följd av underhåll, reparationer etc. eller så har en systemansvarig reducerat handelskapaciteten till följd av interna skäl. När kapaciteten är reducerad av interna skäl innebär det att en systemansvarig valt att hantera befarade begränsningar och/eller stabilitetsförhållanden inom sitt elspotområde vid områdesgränsen.

Det kan konstateras att samtliga systemansvariga under den studerade perioden har reducerat handelskapaciteten på utlandsförbindelserna av interna skäl. De olika systemansvarigas åtgärder under den studerade perioden skiljer sig åt mellan olika perioder och förbindelser.

I planeringsfasen uppstår en flaskhals om marknadens önskemål om överföring av kraft mellan områden överstiger den tillgängliga handelskapaciteten. Är handelskapaciteten inte tillräcklig för att uppnå lika priser mellan områden delas det nordiska elbörsområdet in i två eller fler prisområden.

En reduktion av den tillgängliga handelskapaciteten mellan områden ökar förekomsten av flaskhalsar, det vill säga en uppdelning i separata prisområden inom det nordiska elbörsområdet. Det bör understrykas att flaskhalsar också uppstår i situationer när de systemansvariga inte har reducerat handelskapaciteten. Merparten av de timmar som det varit flaskhals till/från Sverige har dock sammanfallit med kapacitetsminskningar till följd av begränsningar internt inom Sverige eller i grannländerna. Detta gäller för alla fyra åren och såväl i riktning från Sverige som till Sverige.

Storleken på prisområdesdifferenser har varierat. Enstaka timmar har dock prisskillnaderna varit mycket stora. De största konsekvenserna uttryckt som största prisdifferens under en timme gäller export från Sverige till Jylland respektive Själland. Den största prisdifferensen som sammanfaller med att Svenska Kraftnät reducerat handelskapaciteten uppgick till 2664 SEK/MWh i riktning till Själland. Detta är den största prisdifferensen i den riktningen.

Det kan således konstateras att metoden att begränsa handelskapaciteten på utlandsförbindelserna för att hantera interna stabilitets- och kapacitetsproblem påverkar förutsättningarna för den nordiska elmarknaden genom att ibland skapa prisområden i Norden.

Sverige är centralt beläget i det nordiska kraftsystemet. Svenska Kraftnäts hantering av stabilitets- och kapacitetsfrågor i det svenska nätet kan därför ha större betydelse för den nordiska elmarknaden än motsvarande hantering i de övriga nordiska överföringsnäten.

Mot denna bakgrund finns det skäl att utifrån ett nordiskt perspektiv pröva alternativa metoder för att hantera överföringsbegränsningar i det svenska systemet.

5 Regelverk inom EG rörande hantering av överföringsbegränsningar

En viktig fråga vid hantering av flaskhalsar är om det finns specifika krav i nationell lagstiftning eller framförallt, när vi talar om den gemensamma inre marknaden, om det finns regler som är relevanta för medlemsstaterna inom gemenskapen.

I detta kapitel berörs de EG-rättsliga reglerna gällande överföringsbegränsningar och mekanismer för flaskhalshantering. Reglerna ger, genom fastläggande av några grundläggande principer, vissa ramar. Reglerna är idag i en process av vidareutveckling genom utarbetande av en ny Riktlinje. Detta arbete kommer troligen att påverkas av regionala diskussioner. Det framstår som sannolikt att regelverket inte kommer att utvecklas mot ytterligare detaljreglering utan snarare, liksom idag, ge vägledande principer och ramar.

5.1 Ett regelverk växer fram

Samtidigt som det reviderade elmarknadsdirektivet⁴⁶ trädde i kraft den 1 juli 2004 antogs en EG-förordning för att underlätta och främja gränsöverskridande elhandel, också den i syfte att nå en väl fungerande inre elmarknad.

Förordningen, Europaparlamentets och rådets förordning av den 26 juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel⁴⁷, är bindande och direkt tillämplig i medlemsstaterna. Någon särskild åtgärd för att införliva förordningen i den svenska rättsordningen behövs således inte. Regeringen har emellertid i förslag till proposition, hösten 2004, om genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas konstaterat att det inte finns svenska regler som strider mot förordningen och föreslagit att nätmyndigheten, det vill säga Statens energimyndighet, får tillsyn över efterlevnaden.

Samtidigt med förordningen antogs en bindande bilaga till förordningen med ”Riktlinjer för hantering och tilldelning av tillgänglig överföringskapacitet i sammanlänknings (överföringsförbindelser) mellan nationella system”.

Ytterligare en bindande Riktlinje om dessa frågor är avsedd att antas. Enligt förordningen sker det formellt genom en kommitté med representanter för medlemsstaterna. Diskussioner om eventuell utformning av en sådan Riktlinje har

⁴⁶ Europaparlamentets och Rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG

⁴⁷ Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 1228/2003 av den 26 juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel.

förts inom Council of European Energy Regulators (CEER) och i det samrådsorgan mellan CEER och kommissionen som inrättades våren 2004, the European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG). ERGEG har också konsulterat med andra intressenter. En sådan viktig intressent för flaskhalshanterings utformning är de systemansvariga transmissionsoperatörerna vilka på europeisk nivå företräds av organisationen European Transmission System Operators (ETSO). I ERGEG har ett förslag till riktlinje accepterats.

Ett formellt förslag till en Riktlinje lades, efter ERGEG:s godkännande, fram av Kommissionen inför det så kallade Florensforumet i Rom 16-17 september, där marknadens aktörer möts. Någon egentlig diskussion om förslaget skedde emellertid inte utan Forumet beslutade att fram till nästa Forum, sommaren 2005, föra diskussioner om hanteringen av flaskhalsproblematik i regionala grupper, så kallade mini-fora.

5.2 Principer i förordningen

Förordningen innehåller bland annat regler om "tilldelning av sammanlänkningskapacitet", det vill säga hur flaskhalsar skall hanteras, samt regler om information, rapportering och dylikt för överföringskapacitet mellan medlemsstaterna.

Av definitionen av flaskhals i förordningen framgår att denna omfattar såväl en situation som har sin grund i kapacitetsbrist i själva flaskhalsen som en situation när det nationella systemet har begränsningen. "Överbelastning" definieras således i förordningen som en situation där "... en sammanlänkning mellan nationella nät för överföring på grund av kapacitetsbrist i berörda sammanlänknings och/eller nationella överföringssystem inte kan ta emot alla de fysiska flöden, uppkomna genom internationell handel, som marknadsdeltagarna begär." ⁴⁸

I artikel 6.1 finns de huvudprinciper som är grundstenarna för hur eventuella flaskhalsar skall åtgärdas, det vill säga icke-diskriminerande, marknadsbaserade lösningar som beaktar behovet av ekonomiska signaler.

Artikel 6.2 anger att begränsning får ske endast i nödfall och endast om omdirigering eller motköp inte är möjligt. ⁴⁹: "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." Denna artikel har nämnts som stöd för uppfattningen att begränsning av handelskapacitet inte skulle vara förenlig med

⁴⁸ Se Förordningens artikel 2.2 (c).

⁴⁹ Se Förordningens artikel 6.2 stycke 1 och 2 som berör förfaranden för att begränsa handel av el.

förordningen, och att således delar av Svenska Kraftnäts flaskhalshantering inte skulle vara förenlig med EG:s regelverk. Som framgår av citatet avser dock denna paragraf redan tilldelad kapacitet. Genomförd handel på spotmarknaden garanteras av de systemansvariga. Vid behov i driftfasen upprätthålls kapaciteten med hjälp av mothandel.

I artikel 6.6 anges att inkomster från flaskhalshantering endast får användas för att garantera den faktiska tillgängligheten hos den tilldelade kapaciteten, till att bevara eller öka sammanlänkningskapaciteten eller för beräkning av tariffer och/eller för bedöma huruvida tariffer bör ändras.

5.3 Kompletterande regler i Riktlinjen

I ett första avsnitt om allmänna principer lyfts Förordningens grundläggande principer åter fram. Här framgår att kortsiktiga överbelastningar skall hanteras på ett marknadsorienterat ekonomiskt sätt och att normerna skall vara tillgängliga, icke-diskriminerande och öppna.

Vad gäller tillgängliga normer anges; *”[d]e systemansvariga, eller vid behov medlemsstaterna, skall tillhandahålla icke diskriminerande och öppna normer i vilka de beskriver de metoder för hantering av överbelastningar de kommer att tillämpa vid vissa förhållanden. Dessa normer tillsammans med säkerhetsnormer skall beskrivas i dokument som är tillgängliga för allmänheten.”*

Under de allmänna principerna finns vidare föreskrifter om att lokaliseringssignaler skall ges, att överföringskapaciteten skall vara stabil och, slutligen, att förfaranden som kan påverka effektflöden i något av de inblandade näten inte skall utformas ensidigt. Det krävs således i dessa fall ett samarbete bilateralt eller regionalt.

I avsnittet fastläggs emellertid först grundläggande och övergripande krav om icke-transaktionsbaserade metoder och det anges att omdirigering och motköp kan användas gemensamt av involverade systemoperatörer. Vidare framgår att mer marknadsbaserade mekanismer för att lösa permanent överbelastning skall undersökas ytterligare. Det senare är också ett av huvudsyftena i arbetet med en ny Riktlinje.

Avsnittet lyder;

”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.”

Vidare sägs: *”De eventuella fördelarna med en kombination i form av marknadsuppdelning eller andra marknadsbaserade mekanismer för att lösa ‘permanent’ överbelastning och motköp för att lösa tillfällig överbelastning skall genast undersökas som en mer bestående metod för att hantera överbelastningar.”*

5.4 Försörjningstrygghet och ny överföringskapacitet

Enligt elmarknadsdirektivet är medlemsstaterna skyldiga att vidta lämpliga åtgärder och övervaka försörjningstryggheten.⁵⁰ Åtgärderna kan bland annat omfatta lämpliga ekonomiska stimulansåtgärder för underhåll och anläggning av nödvändig infrastruktur, inbegripet sammanlänkningskapacitet. Övervakningen ska bland annat omfatta ytterligare kapacitet som planeras eller håller på att anläggas samt åtgärder för att täcka efterfrågetoppar. Övervakningen ska redovisas årligen i en rapport som överlämnas till Kommissionen.

Även om förordningen om gränsöverskridande handel i huvudsak är inriktad på kompensationsmekanismer mellan de nationellt systemansvariga för överföringsnäten och regler för hantering av överbelastning finns i Förordningen också regler om etablerande av nya sammanlänkningskapaciteter. Syftet med reglerna är att underlätta privata investeringar att etablera förbindelser (så kallade ”*merchant links*”). Flera kriterier är uppsatta för att undantag skall kunna komma ifråga.

5.5 Diskussion och sammanfattande bedömning

Samtliga nordiska systemansvariga löser i viss utsträckning befara de interna flaskhalsar och stabilitetsproblem redan i planeringsfasen via reducering av handelskapaciteten vid gränserna. Det har inte framkommit något som pekar på att detta förfarande strider mot EU:s regelverk.

Något krav på att samma metod för flaskhalshantering måste tillämpas av en medlemsstat i förhållande till angränsande EU-medlemsstater, kan inte utläsas av förordningen eller elmarknadsdirektivet. Om ett sådant krav fanns skulle det, över tiden, innebära att endast en enda metod skulle vara accepterad inom EU. Olika metoder kan således existera och användas, så att säga sida vid sida.

De krav som ställs upp är, framförallt, att metoderna för flaskhalshantering är transparenta och icke-diskriminerande. En annan viktig utgångspunkt är att en metod inte skall tillämpas unilateralt om den har konsekvenser för en angränsande medlemsstat. Om en medlemsstat använder en viss metod mot en angränsande stat torde det dock ligga nära till hands att samma metod också skall kunna väljas och användas i förhållande till en annan angränsande medlemsstat om det är tekniskt möjligt, säkert och ekonomiskt effektivt. Olika områden och regioner har dock olika förutsättningar. Det gäller till exempel för vilka flaskhalsmetoder som idag kan användas mellan nordiska stater och till exempel mellan Sverige och Tyskland eller Polen. Det är av intresse, vad gäller denna fråga, att följa utvecklingen i de regionala så kallade mini-fora som skall sammankallas.

Kommissionen och CEER för diskussioner om att underlätta gränsöverskridande handel inom en region. En ytterligare analys av i vilken mån olika metoder kan användas visavi olika angränsande medlemsstater är också motiverad.

⁵⁰ Direktivets artiklar 3.7 och 4.

6 Metoder för hantering av överföringsbegränsningar

6.1 Metoder för hantering av överföringsbegränsningar

Fyra olika metoder/principer brukar nämnas som marknadsmässiga metoder för hantering av överföringsbegränsningar. Dessa är nodprissättning, explicita auktioner, implicita auktioner (prisområden, marknadsdelning) och mothandel. I Norden används prisområden och mothandel. I övriga Europa förekommer även icke marknadsmässiga metoder för fördelning av knapp överföringskapacitet. Eftersom efterlevnaden av EU:s regelverk kräver en marknadsmässig hantering av flaskhalsar berör denna utredning icke dessa metoder.

6.1.1 Nodprissättning

Ur teoretisk synvinkel kan nodprissättning sägas vara mest effektiv då priset förändras tills flödet överensstämmer med överföringskapaciteten. Nodprissättning innebär att priset på el i varje punkt motsvarar det marginella värdet på el, inklusive överföringen av elen. En variant av nodprissättning tillämpas av den nordamerikanska systemansvarige PJM.⁵¹ Denna metod leder till en mängd priser på marknaden, närmare bestämt ett pris i varje punkt. Det kan därför vara svårt för aktörer att förutse prissvängningar, och att hantera dessa. Vidare kan problem med marknadsakt och risk uppstå, en risk som ökar ju större geografisk uppdelning av marknaden som sker. Denna metod bedöms av dessa skäl inte vara tillämplig på den nordiska marknaden. Nodprissättning behandlas därför inte vidare.

6.1.2 Explicita auktioner

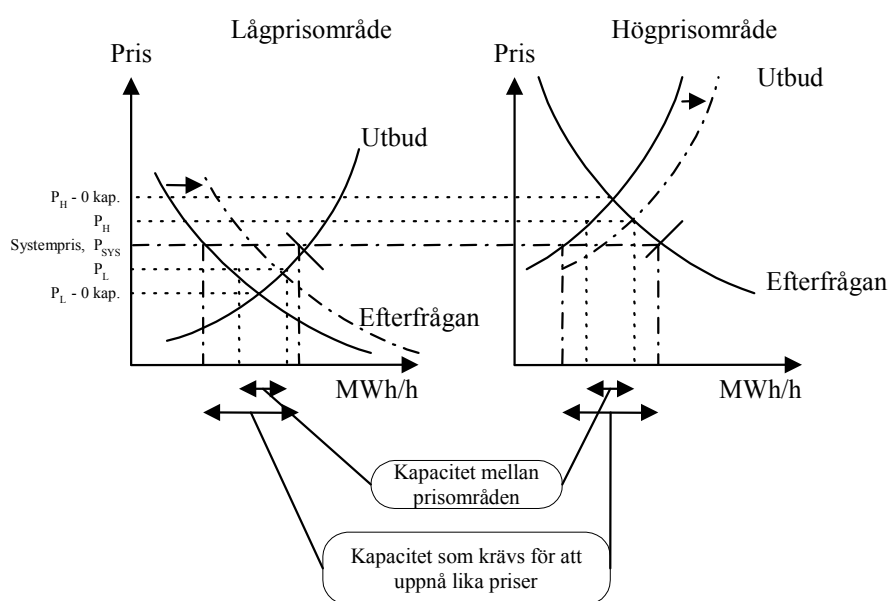
Auktioner är en marknadsbaserad metod för hantering av överföringsbegränsningar och förenlig med EU-förordningen marknadsbaserad metod. Denna används i flera delar av Europa. Auktioner sker vanligen på års-, månads- och veckobasis, vilket innebär att kapaciteten allokeras lång tid före handeln med energi. Även i de fall då outnyttjad kapacitet erbjuds på dygnsbasis innebär explicita auktioner att knapp nätkapacitet köps i förväg utifrån en förväntan om prisdifferenser. Explicita auktioner förekommer mellan Danmark och Tyskland.

⁵¹ PJM Interconnection samordnar elflödet i hela eller delar av Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia och District of Columbia.

6.1.3 Implicit auktion/Marknadsdelning/Prisområden⁵²

I en implicit auktion sker tilldelning av överföringskapacitet samtidigt med handel med el via börser. Den implicita auktionen förutsätter att börsen har prisnoteringar på båda sidorna av en förbindelse. En förutsättning är också att det finns ett samarbete mellan systemansvariga och börser.

Hur processen för att fastställa priser och omsatt kvantitet åskådliggörs i figur 18 på en förenklad marknad bestående av två områden. Skulle det inte vara någon överföringskapacitet mellan dessa skulle priset vara $P_H - 0 \text{ kap.}$ och $P_L - 0 \text{ kap.}$. Överföringskapaciteten möjliggör handel mellan områden vilket gör att priset i lågprisområdet stiger till P_L medan priset i högprisområdet sjunker till P_H .



Figur 18 Lika pris i två områden

Skulle det inte finnas någon begränsning i överföringskapacitet skulle systempriset råda i de två områdena. För att uppnå lika priser i de två områdena skulle den ”krävda” kapaciteten vara tillgänglig.

Aktörerna har intresse av att anpassa sina bud till tillgänglig handelskapacitet för att undvika prisområdesuppdelning. Detta torde leda till färre flaskhalsar.

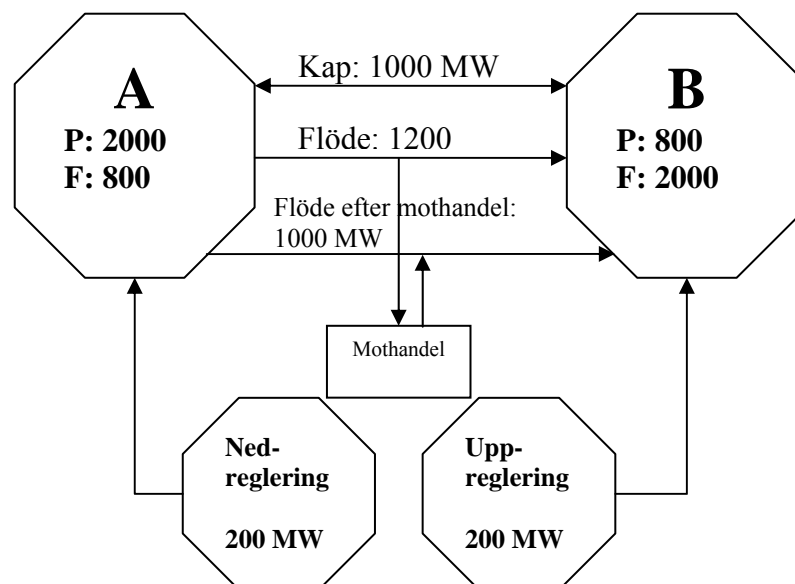
6.1.4 Mothandel

Mothandel nämns ofta som ett alternativ till andra metoder för att hantera flaskhalsar. Mothandel har den fördelen för marknadsaktörer att den hanterar nätet som vore det oändligt stort. De flesta aktörer, utom de som deltar för att reglera ned eller upp sin kraftproduktion, möter då samma pris.

⁵² Avsnittet baseras på Energimyndigheten (2004) Prisområden som flaskhalshantering

Mothandel exemplifieras med figur 19. Den maximala överföringskapaciteten mellan två områden A och B är 1000 MW. Det råder ett produktionsöverskott i område A uppgående till 1200 MW, 1000 MW kan föras ut ur området via förbindelsen till område B. Område B har ett underskott på 1200 MW. Det kommer då att flöda 1200 MW från A till B vilket leder till balans i de båda områdena. Förbindelsens kapacitet är dock inte tillräcklig varför flödet behöver reduceras. Reduktion av flödet sker genom att reglera upp produktionen alternativt reglera ned förbrukningen i område B samtidigt som produktionen regleras ned alternativt regleras förbrukningen upp i område A.

Ett problem förenat med mothandel är, att om mothandel kan förutses kan aktörerna komma att lämna strategiska bud som verkar kostnadsdrivande.



Figur 19 Mothandel

Källa: Energimyndigheten

6.2 Samhällsekonomisk effektivitet – en jämförelse mellan metoder⁵³

Syftet med detta avsnitt är att jämföra de olika flaskhalshanteringsmetoderna ur effektivitetssynpunkt. Det ska poängteras att detta exempel utgör en förenkling av verkligheten till exempel med diskreta prissteg.⁵⁴

⁵³ Avsnittet baseras på Consentec (2004) exemplet är uttryckt i SEK istället för euro dessutom har marginalkostnaden för ett kraftverk B3 ändrats.

⁵⁴ I Norden sker prissättningen på spotmarknaden genom linjär interpolation.

På en perfekt marknad, där alla aktörer har fullständig information, och ingen aktör enskilt, eller i grupp kan påverka priset, leder metoderna explicita auktioner, prisområden (implicita auktioner) och mothandel till samma totala välfärd. Däremot ger de olika fördelning av nytta, och finansiell fördelning av intäkter och kostnader mellan producenter, förbrukare och systemansvariga.

För att illustrera detta jämförs auktioner, prisområden och mothandel med hjälp av ett grovt stiliserat räkneexempel bestående av ett enkelt kraftsystem. Detta system innehåller två områden, A och B och används för att jämföra de olika metoderna i termer av priser och omsatt kvantitet samt välfärdseffekter under antagande om fullständig information och avsaknad av marknadsmakt.

Aktörernas bud antas överensstämja med deras marginalkostnad, se tabell 5. En statisk analys visar att de tre metoderna ger samma totala ekonomiska välfärd men att fördelningen mellan aktörer är olika.

Tabell 5 Kraftverk

Område	Kraftverk	Kapacitet (MW)	Marginal kostnad (SEK/MWh)
A	A1	600	250
	A2	600	300
	A3	1 100	400
	A4	600	500
B	B1	600	350
	B2	600	450
	B3	600	499
	B4	600	600

Överföringskapaciteten mellan områdena A och B är 150 MW. Efterfrågan är 2000 MW i vardera området och antas vara fullständigt oelastisk.

Prissättningen baseras på marginalprissättning, vilket innebär att alla förbrukare och producenter betalar respektive erhåller marginalpriset. Vi beräknar konsumenternas välfärd till skillnaden mellan det totala konsumentöverskottet och den välfärd som skulle nås vid det maximala priset 600 kr/MWh⁵⁵.

Utifrån uppgifterna om kraftsystemet har beräkningar gjorts för att illustrera hur välfärden påverkas av tillgången på överföringskapacitet. Tre alternativa beräkningar har gjorts: Vid isolerade områden, det vill säga överföringskapacitet mellan områdena saknas, vid obegränsad överföringskapacitet och med en överföringskapacitet som är begränsad i enlighet med exemplet, se tabell 6.

⁵⁵ Det är nödvändigt att ha ett relativt mått på konsumenternas välfärd eftersom deras välfärd är oändligt stor på grund av antagandet om en fullständigt oelastisk efterfrågan.

Tabell 6 Total välfärd i kr och fördelning mellan aktörer

Aktör	Isolerade områden	Obegränsad överföringskapacitet	150 MW i överföringskapacitet	
			Explicit/Implicit auktion	Mothandel
Producent A	150 000	377 700	150 000	377 700
Producent B	300 300	118 800	300 600	128 900
Förbrukare A	400 000	202 000	400 000	202 000
Förbrukare B	0	202 000	0	202 000
Systemansvarig	0	0	30 000	-30 000
Totalt	850 300	900 500	880 600	880 600

Isolerade områden: skulle det inte finnas någon överföringskapacitet skulle priset bli 400 kr/MWh i område A eftersom kraftverk A3 ligger på marginalen. I område B skulle priset bli 600 kr/MWh. Den totala välfärden utan överföringskapacitet mellan områdena är 850 300 kr. Det blir inga välfärdseffekter för den systemansvariga eftersom det inte sker något flöde mellan de två områdena.

Obegränsad överföringskapacitet: I detta exempel blir marginalpriset 499 kr/MWh i hela området (A och B). Obegränsad överföringskapacitet mellan de två områdena ökar den totala välfärden med 50 200 kr jämfört med om områdena hade varit isolerade.

Den ökade totala välfärden beror på att kraftverk med lägre marginalkostnad kan utnyttjas tack vare handel mellan områdena. Det totala konsumentöverskottet ökar med 4000 kr. Välfärdsfördelningen mellan förbrukare i de två områdena förändras på grund av att priset i de båda områdena ändras, effekten blir att konsumentöverskottet i område A minskar medan det ökar i område B. Detta ger en omfördelning av konsumentöverskott från överskottsområde (lågprisområde) till underskottsområde (högprisområde). För producenterna är fördelningseffekten den omvända där producentöverskottet ökar i överskottsområdet och minskar i underskottsområdet. Eftersom det inte råder någon prisskillnad mellan områdena uppstår ingen välfärdseffekt för den systemansvariga.

Begränsad överföringskapacitet: Vid priset 499 produceras i exemplet 2300 MW i område A och 1700 MW i område B. Detta gör att aktörernas önskemål om handel mellan områdena ger ett flöde om 300 MW från område A till B. Detta överstiger överföringskapaciteten på 150 MW.

Vilken metod som tillämpas för att hantera den begränsade kapaciteten, påverkar välfärdsfördelningen mellan aktörer och områden. Här jämförs metoderna auktion och mothandel. Som framgår av tabell 6 blir välfärdseffekterna desamma, men fördelningen mellan aktörer skiljer sig åt. Medan den systemansvariga får intäkter vid auktion, har den systemansvariga motsvarande kostnader vid mothandel. Under det idealiserade antagandet om fullständig information blir det ingen skillnad mellan explicit och implicit auktion.

6.2.1 Auktioner

Med en perfekt prognos borde budgivare i en *explicit auktion* kunna förutse utfallet på elmarknaden med effektivt nyttjande av nätet. De borde förutspå att jämviktspriset blir 400 kr/MWh i område A och 600 kr/MWh i område B och därmed inte bjuda mer än 200 kr/MWh för överföringskapacitet. Vidare skulle ingen budgivare få kapacitet om den bjuder under 200 kr/MWh.

Under en *implicit auktion* jämförs buden om köp och försäljning i de två områdena och flödet på förbindelsen maximeras genom arbitrage-handel mellan områdena. Givet samma antaganden som vid den explicita auktionen det vill säga perfekta prognoser och fullständig konkurrens kommer samma kraftverk att producera och det ekonomiska utfallet blir det samma. Marknadspriset kommer att vara lika med marginalkostnaden för att möta en ökad efterfrågan i varje område.

6.2.2 Mothandel

Vid *mothandel* förutsätts först att kapaciteten är obegränsad, vilket betyder att det ges uttryck för att nätet är oändligt starkt. Utifrån detta görs handeln upp. Därefter avlastas överföringsförbindelsen så att det fysiska flödet inte överskrider tillgänglig kapacitet, dvs. 150 MW. Detta uppnås genom att den systemansvariga säljer 150 MWh till producenter i område A och köper 150 MWh från producenter i område B. Den lägsta kostnaden för detta uppnås genom att köpa till det lägsta priset i område B och sälja till det högsta priset i område A. I detta exempel innebär det att systemansvariga köper till priset 600 kr/MWh och säljer till 400 kr/MWh.

Den totala välfärden vid mothandel är den samma som vid auktion. Skillnaden är välfärdsfördelningen mellan de olika aktörerna. Producenter i lågprisområdet A uppnår en högre välfärd vid mothandel än vid de olika auktionerna, det omvända gäller för producenterna i område B. Förbrukarna upplever att nätet är oändligt och välfärdsfördelningen blir densamma som då ingen begränsning i överföringskapaciteten finns. För de systemansvariga blir utfallet sämst vid mothandel.

Vid mothandel blir priset lika i de två områdena, eftersom det sätts under förutsättning om obegränsad kapacitet. I exemplet uppgår priset till 499 kr/MWh. Priset överensstämmer inte med marginalkostnaden för att möta en ökad efterfrågan i respektive område.

Denna statistiska jämförelse visar att på en marknad med fullständig information och avsaknad av marknadsmakt är implicit auktion, explicit auktion och mothandel alla tre effektiva. Vid auktioner innebär prisskillnaderna mellan områdena korrekta prissignaler till aktörerna. Mothandel däremot ger inte på samma sätt incitament till alla aktörerna.⁵⁶

⁵⁶ För ytterligare information se Consentec and Frontier Economics Limited (2004).

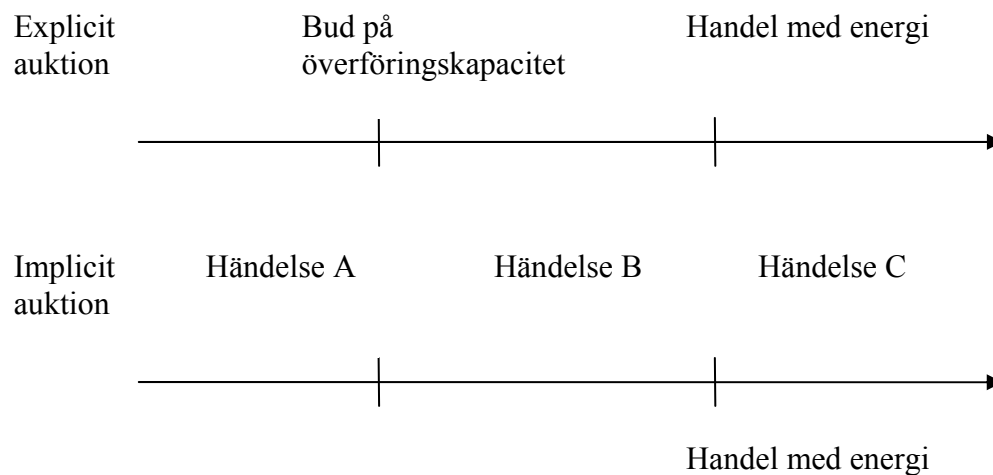
6.2.3 Osäker information ändrar bilden

Exemplet ovan utgick från antagandet om fullständig information.

I en perfekt marknad ger implicit och explicit auktion samma resultat. Verkligheten ser dock annorlunda ut. Vid den explicita auktionen sker handeln med kapacitet före handeln med energi medan de båda hanteras samtidigt i en implicit auktion. Det betyder effekten av osäkerheterna kring prognoserna om förbrukning och produktion blir större vid explicit auktion.

Antag att ett stort kraftverk håller på att haverera och att handeln med energi sker vid samma tidpunkt för den explicita auktionen och den implicita auktionen. Tidpunkterna för händelsen kan studeras i figur 20.

Om haveriet sker innan den explicita auktionen hålls, händelse A, kan aktörerna ändra sina bud. Detsamma gäller för den implicita auktionen, vilket gör att det slutliga utfallet blir det samma oavsett metod. Inträffar haveriet, händelse B, efter att den explicita auktionen hållits kan aktörerna inte ta hänsyn till det i sin budgivning. I den implicita auktionen kan aktörerna ta hänsyn till felet givet att det inträffat före den implicita auktionen. Sker haveriet enligt händelse C har det ingen betydelse om kapaciteten auktionerats explicit eller i den implicita auktionen.



Figur 20 Osäker information

Källa: Consentec (2004)

När tidpunkten för felet inträffar enligt händelse B har valet mellan explicita eller implicita auktioner påverkan på marknadens utfall. Den explicita auktionen förutsätter att aktörer kan göra korrekta prisförutsägelser när de lämnar bud på överföringskapacitet. Inträffar händelse B kan resultatet bli att elen transporteras i fel riktning, dvs. från underskottsområde till överskottsområde.

Detta inträffar inte vid den implicita auktionen så länge händelsen inträffar före dess genomförande. Orsaken är att efterfrågan på överföringskapacitet och energi ändras beroende på tillgänglig information om tillgänglighet och aktörernas värdesättning av inmatning och uttag. Aktörerna behöver inte prognostisera utfallet på energimarknaden före handel med överföringskapacitet.

En annan sak som ur aktörssynpunkt talar för den implicita auktionen är att den bara kommer att generera en kostnad om det uppstår en flaskhals. I en explicit auktion uppkommer kostnader när kapaciteten köps oavsett om det blir en flaskhals eller ej.

Ett ytterligare skäl som talar till de implicita auktionernas fördel är att informationsproblemet blir större om det rör sig om flera områdesgränser. Aktörernas önskan om överföringskapacitet och energi är ofta ömsesidigt beroende. Exempelvis kan en aktör endast delta på energimarknaden i A och C om denne får tillgång till överföringskapacitet både mellan område A och B och mellan B och C.

Vid flera områdesgränser kan emellertid samarbete mellan samtliga berörda systemansvariga minska informationsproblemet. Detta kan förbättra situationen både vid implicit och explicit auktion.

6.2.4 Mothandel kan bli prisdrivande

Mothandel kan också bli prisdrivande. Om aktörerna kan förutse att mothandel kommer att bli aktuell, kan det vara lönsamt att anpassa budgivningen. Producenter i överskottsområdet kan bjuda in produktion till ett pris som understiger marginalkostnaden, få tillslag på budet och sedan "köpa tillbaka" produktionen till lägre pris i mothandelsfasen. Producenter i underskottsområden som vet att deras anläggning behövs, kan lägga bud över marginalkostnad. Bud som inte antas kommer att i ett senare skede med flaskhalsar nyttjas vid mothandel.

6.2.5 Diskussion och sammanfattande bedömning

Resultatet av räkneexemplet visar att vid fullständig information ger implicita, explicita auktioner och mothandel samma totala välfärd.

Mothandel syftar till och ger utjämnade priser i de båda områdena. Systemoperatörerna får kostnader för att mothandla. Om orsakerna till mothandeln ligger i förhållanden som de systemansvariga kan påverka, kan man konstatera att metoden ger riktiga styrsignaler till dessa. Å andra sidan blir signaler till övriga aktörer försvagade, otydliga, och i vissa fall saknas de.

Det utjämnade priset innebär att priserna i vardera området inte överensstämmer med marginalkostnaden för att möta en ökning i efterfrågan. Detta ger mothandeln nackdelen att priset kan komma att ge överincitament att investera i ny produktionskapacitet i överskottsområdet medan det ger underincitament att

investera i ny produktion i underskottsområdet. Detta kommer dock i viss mån att korrigeras via den marknadsplats som används för mothandel. Det omvända gäller för investeringar på förbrukningssidan. Prissignalerna ger inga incitament att lokalisera i överskottsområdet förutsatt att inte förbrukningssidan deltar i mothandeln.

Ett syfte med en avreglering av elmarknaderna är att investeringar ska ske där de är mest effektiva. En viktig fråga i valet av metoder är därför i hur stor utsträckning prisskillnader mellan områden kan bedömas styra investeringar.

De olika formerna av auktioner skiljer sig åt när det gäller påverkan av osäkerhet. Implicita auktioner är här att föredra. En förutsättning för implicita auktioner är att det finns ett börspris på båda sidor om gränsen, och att de systemansvariga är beredda att samarbeta. I det nordiska området är detta fallet mellan de nordiska länderna, medan denna förutsättning saknas vid flera av gränserna mellan det nordiska området och omvärlden.

Sammantaget har en implicit auktion potentialen att leda till ett mer effektivt utfall än en explicit auktion vid antagande om osäker information.

Konsekvensen är att andra kriterier än effektivitet kan komma att bli avgörande för vilken metod eller vilken kombinationer av metoder som i praktiken är lämpligast på en given marknad. Fördelningseffekterna mellan olika aktörskategorier är en viktig skillnad mellan metoderna.

En methods effektivitet är inte den enda variabeln som det ska tas hänsyn till vid val av metod för hantering av överföringsbegränsningar. I kapitel nio presenteras de kriterier som ligger till grund för utvärderingen av olika metoder för att hantera överföringsbegränsningar.

6.3 Studier av Nordel om flaskhalshantering

De nordiska systemansvarigas samarbetsorganisation Nordel lade våren 2002 fram en rapport med förslag till möjliga förändringar i flaskhalshantering i Norden.⁵⁷ Huvudförslaget i rapporten var att låta gränserna mellan elspotområdena i större utsträckning ligga där de fysiska flaskhalsarna i nätet är genom att öka antalet elspotområden i Sverige. Vidare föreslogs en ökad användning av mothandel. Efter remiss till nordiska marknadsaktörer konstaterades att vissa av de nordiska aktörerna inte var mogna för en ändring av elspotområdesstrukturen vid den tidpunkten. Det fanns dock ett starkt stöd för att undersöka förutsättningarna för ökad mothandel.

Av de svenska aktörernas remissvar på den utredningen framkom ett starkt stöd för att även i fortsättningen hålla samman Sverige i ett elspotområde. Förslag till

⁵⁷ Nordel (2002) Översyn av elspotindelningen

uppdelning av Sverige i två eller flera områden avvisades. Förslaget till ny områdesindelning genomfördes inte.

Nordel har under hösten 2004 presenterat en uppföljande studie som behandlar förutsättningarna för utökad mothandel.⁵⁸ Huvudsyftet med ökad mothandel är att erbjuda en mer fast handelskapacitet på överföringsförbindelserna mellan elspotområdena. En sådan ordning skulle reducera prisskillnaden mellan systempris och områdespriser och öka antalet timmar med enhetligt pris mellan områden.

I utredningen konstateras att en betydligt utökad mothandel måste kunna genomföras redan i planfasen. Den nuvarande nordiska metoden att genomföra mothandel i driftfasen med utnyttjande av reglerkraftmarknaden kan innebära att reglerkraftmarknaden dräneras på bud. Vid en ordning som innebär mothandel också i planfasen föreslår gruppen att Elspot-handeln ska utvecklas för att möjliggöra mothandel. Denna mothandel skulle då ske i anslutning till att den normala handeln gjorts upp. Priselastiska bud till Elspot skulle kunna utnyttjas även för mothandel.

Vidare konstateras att en ordning med väsentligt ökad mothandel kan få betydande ekonomiska konsekvenser för de systemansvariga. Kostnaderna för mothandel och bortfallet av flaskhalsintäkter har bedömts uppgå till 1 000-1 500 miljoner NOK under extrema år.

Enligt rapporten förefaller resultaten av gjorda beräkningar stödja slutsatsen att det är möjligt att genomföra en begränsad ökning av mothandel för temporära flaskhalsar i planfasen för att reducera områdespriserisken för marknadsaktörerna. Ökad användning av mothandel i planfasen torde enligt rapporten kräva harmonisering av reglerna för hantering av interna flaskhalsar. Det krävs enligt rapporten konsistenta riktlinjer för detta.

6.4 Investering i överföringskapacitet

De systemansvariga har inom ramen för samarbetet i Nordel presenterat ett antal prioriterade investeringar i Norden.⁵⁹ Nordel föreslår att följande fem snitt förstärks/byggs för att säkra en robust nordisk infrastruktur och bör enligt Nordel förstärkas/byggas ut snarast möjligt:

- Snitt 4 i Sverige, ”södra länken”, i drift tidigast 2010
- Fennoskan 2 mellan Sverige och Finland, i drift tidigast 2010
- Storabältsförbindelsen mellan Själland och Jylland, i drift tidigast 2008
- Uppgradering Nea – Järpströmmen mellan Norge och Sverige, tidigast i drift 2009
- Skagerrakk 4 mellan Norge och Danmark, i drift tidigast 2009

⁵⁸ Nordel (2004) Regler för handtering av flaskehalser

⁵⁹ Nordel (2004) Prioriterede snitt

Nordel skriver att förstärkningarna utgör en helhet och att det inte skett någon inbördes prioritering dem emellan. Investeringarna för dessa uppgår totalt till cirka 940 miljoner euro.

Nordel har inte tagit ställning till hur finansieringen ska ske. Det nordiska ministerrådet lägger stor vikt vid det nordiska elsamarbetet. Vid ett möte i Akureyri på Island i början av september 2004 utfärdade de nordiska energiministrarna den så kallade Akureyri-deklarationen ”Et videre og fordypet samarbeid innenfor det nordiske elmarkedet”. I deklarationen ges de systemansvariga i uppdrag att utreda hur sådana gemensamma investeringar kan komma att organiseras och finansieras. Uppdraget, som utgör en del i ett större utredningspaket syftande till en mer harmoniserad nordisk elmarknad, ska redovisas senast den 1 mars 2005.⁶⁰

⁶⁰ Nordiska ministerrådet (2004) ”Akureyri-erklæringen” – Et videre og fordypet samarbeid innenfor det nordiske elmarkedet

7 Alternativa metoder

Hantering av överföringsbegränsningar och de metoder som tillämpas påverkar hela elmarknadens effektivitet och funktionssätt. Detta gäller hanteringen såväl på den aggregerade nordiska elmarknaden som i de nationella delsystemen.

Driftsäkerheten är en central utgångspunkt för driften av kraftsystemet. Den utgör basen för varje metod att hantera begränsningar i överföringssystemen, det vill säga att förhindra att överföringsledningarnas kapacitet överskrids.

Den metod eller kombinationer av metoder som används för att hantera den knappa överföringskapaciteten påverkar inte tillgången på resurser på så sätt att speciella kraftverk endast är tillgängliga vid en viss metod.

I planeringsfasen syftar hanteringen till att lösa eventuella interna flaskhalsar eller andra obalanser i överföringssystemet som kan komma att uppkomma i driften av kraftsystemet, som en följd av att önskemålen om överföring är större än kapaciteten. Sådana flaskhalsar reflekteras genom prissättningen på spotmarknaden i form av prisdifferenser mellan olika områden i Norden.

I varierande utsträckning löser de systemansvariga i Norden befarade flaskhalsar i driften genom att flytta överföringsbegränsningar till landsgränsen, det vill säga begränsa den överföringskapacitet som är tillgänglig för kommersiell handel på den nordiska spotmarknaden.

I kapitel 4 har det konstaterats att frekvensen av begränsningar av kapaciteten är stor och att de i vissa tillfällen sammanfaller med flaskhalsar vid landsgränserna och därmed prisdifferenser på den nordiska elmarknaden. Det finns därför skäl att studera alternativ till den nuvarande ordningen i syfte att minska flaskhalsrelaterade störningar på den nordiska elmarknaden.

Målet med en eventuell förändring av den nuvarande ordningen är att uppnå en än mer integrerad nordisk elmarknad där det nordiska systemet i större utsträckning än i nuvarande ordning får nytta av de nationella delsystemens styrkor.

Det finns två principiellt olika alternativ till nuvarande ordning för hantering av överföringsbegränsningar i planeringsfasen på den nordiska elmarknaden:

- Områden i Norden knyts samman genom ökad mothandel i planeringsfasen, i syfte att skapa större prisområden för aktörerna
- Fler elspotområden införs, i syfte att ersätta neddragningarna av handelskapaciteten mellan områden och att genom effektiv prissättning säkerställa att kraften flödar i den riktning den prismässigt bör flöda

I detta kapitel diskuteras dels att knyta samman Sverige med Finland och/eller Själland till ett gemensamt prisområde (avsnitt 7.1), dels att genom en prisområdesuppdelning av Sverige åstadkomma en mer integrerad nordisk elmarknad.

Denna utredning berör de åtgärder som kan genomföras i Sverige av Svenska Kraftnät. Om sådana åtgärder ska bli meningsfulla kan det också krävas åtgärder av de systemansvariga i de andra nordiska länderna. Åtgärder hos andra systemansvariga ligger dock utanför Energimyndighetens uppdrag.

7.1 Områden knyts samman genom ökad mothandel

Ett sätt att uppnå målet att öka integreringen av de nordiska delsystemen är att skapa större områden med gemensamt pris i Norden genom ökad mothandel. En förutsättning för en sådan ordning är att ett system för fördelning av mothandelskostnader mellan berörda systemansvariga införs, alternativt påförs aktörerna direkt den ökade kostnaden.

Sett ur den svenska hanteringen skulle en sådan förändring kunna ske genom att:

- Mothandel ersätter neddragningar av handelskapaciteten.
- Sverige hålls samman med exempelvis Finland och/eller Själland genom mothandel

Målet uppnås genom att befarade flaskhalsar hanteras med mothandel redan i planeringsfasen istället för begränsningar av den för marknaden tillgängliga handelskapaciteten. Därutöver förväntas flaskhalsar som uppstår i senare skeden liksom nu hanteras med mothandel i driftfasen.

Mothandelsalternativ i syfte att helt eller delvis ersätta neddragning av export-/import-kapaciteter kan utformas på flera sätt. Det finns i princip fyra alternativa ”marknadsplatser” för mothandel på den nordiska elmarknaden. Dessa utgörs av spotmarknaden, Elbas, bilaterala avtal och reglerkraftmarknaden.

Nordel har konstaterat att utökad mothandel i driftfasen kan leda till att driftssäkerheten försvagas och att därför ett införande av ökad mothandel behöver ske i ett tidigare stadium.⁶¹

I planeringsfasen finns tre alternativ för ökad mothandel, via spotmarknaden, Elbas och bilaterala avtal. Det alternativ som bedöms vara mest lämpligt är att utveckla spotmarknaden så att ökad mothandel möjliggörs är spotmarknaden.⁶²

⁶¹ Nordel (2004) Regler för hantering av flaskehalser

⁶² Ett krav på hanteringen av överföringsbegränsningar är att den är transparent och ge lika behandling av aktörer, varför spotmarknaden och Elbas bedöms vara mer lämpade än bilaterala

Genomsnittlig handel på spotmarknaden är ca 15 000 MW per timme. Nordel har presenterat en detaljerad beskrivning av hur mothandel kan genomföras i spotmarknaden⁶³. Den stora likviditeten på spotmarknaden är ett argument för övervägandet att utveckla den för mothandel i planeringsfasen. Detta skulle skapa förutsättningar för att genomföra den omfattande ökning av mothandeln som skulle krävas för att hålla ihop Sverige samt Finland och/eller Själland i ett prisområde.

För att kunna använda spotmarknaden för mothandel av snitt inom ett område är en förutsättning att de bud som lämnas är specificerade geografiskt. För Sveriges del innebär detta att Sverige behöver delas in i separata anmälningsområden. Detta krävs oavsett om Sverige utgör ett separat elspotområde eller om det bildas ett större elspotområde med kringliggande områden.

7.2 Fler elspotområden införs

En ökad integrering av de Nordiska delsystemen kan skapas genom att dela in marknaden i fler elspotområden.

En indelning av Sverige i flera elspotområden gör att befärade flaskhalsar i de svenska interna snitten inte hanteras genom att handelskapaciteten vid gränsen reduceras i förhållande till den fysiskt tillgängliga överföringskapaciteten. Är inte kapaciteten tillräcklig för att uppnå lika priser delas Sverige upp i två eller flera prisområden. I budgivningen på spotmarknaden innebär det att Sverige delas in i anmälningsområden i enlighet med de definierade elspotområdena.

En elspotindelning i ett av de interna snitten medför att problematiken i andra snitt minskar. Detta sker genom att prismekanismen på spotmarknaden säkerställer att det kommersiella flödet går i den riktning det bör flöda, det vill säga från lågprisområde till högprisområde.

En indelning av Sverige i elspotområden bör ta de interna snitten som utgångspunkt.⁶⁴ Flera skäl talar för att det är bättre med en elspotgräns i snitt 2 än en gräns i snitt 1 eller snitt 4, se genomgången av begränsningar i kapitel 4.

Snitt 2 utgör den strukturella gränsen mellan vattenkraftsproduktion och värmekraftsproduktion i Norden. Snitt 2 är därför den viktigaste och mest logiska gränsen i ett nordiskt perspektiv. Ett skäl till att en delning vid snitt 2 är att föredra framför snitt 1 är att snitt 2 medfört ett större behov av begränsning av export-/importkapaciteter, se kapitel 4.

avtal. Likviditeten är större på spotmarknaden än på Elbas varför den förra utgör den marknadsplats som sammantaget är mest lämpad för ökad mothandel.

⁶³ Se Nordel (2004) Regler för flaskehålshantering för deras beskrivning.

⁶⁴ Förändringar redovisade i kapitel 4 kommer väsentligen att förbättra situationen i Västkuistsnittet, varför en elspotindelning i Västkuistsnittet inte bedöms lämplig. Dessutom skulle det sannolikt vara svårt att definiera ett sådant område och dess variationer i tillgänglig kapacitet.

En elspotgräns i snitt 2 torde ge en större reduktion av problematiken kring snitt 4 än en gräns i snitt 1. På samma sätt borde en delning i snitt 2 ge större reduktion av problematiken i snitt 1 än vad en delning i snitt 4 skulle ge.

Sverige söder om snitt 2 är i en effektbristsituation det stora underskottsområdet i Norden. Vid en extrem höglastsituation behöver drygt 8000 MW föras in i Sverige söder om snitt 2. Efter det att ledningen mellan Alvesta och Hemsjö togs i drift har snitt 1 och 2 sammantaget oftare än snitt 4 indikerat ett behov att reducera kapaciteterna för handel.

En viktig utgångspunkt är att eventuella prisområden är så stora som möjligt för att underlätta för elhandlare att agera, och ha en större potentiell kundkrets. Vidare antas också större prisområden minska risken för ökad marknads-makt, därmed kan det vara rimligt att en indelning av Sverige i sådana fall görs i ett av snitten.

Sammantaget pekar det mot att en eventuell delning av Sverige bör göras i snitt 2 och i andra hand snitt 4.

8 Alternativens påverkan på konkurrensen på elmarknaden

I detta kapitel studeras hur konkurrensen kan komma att påverkas av en förändrad hantering av överföringsbegränsningar. Utredningen har identifierat två alternativ till den nuvarande ordningen för hantering av överföringsbegränsningar. Alternativen presenterades i kapitel 7 och utgörs av:

- ökad mothandel införs för att knyta samman områden i Norden
- fler elspotområden införs för att ersätta neddragningar av handelskapaciteten mellan områden

Ett införande av elspotområden är den förändring som ger störst skillnad jämfört mot nuvarande ordning, varför detta alternativ studeras mer ingående med avseende på konkurrensaspekter och sannolikheten för missbruk av marknadsakt.

8.1 Områden i Norden knyts samman genom ökad mothandel i planeringsfasen

För en beskrivning av nuvarande konkurrens på den svenska och den nordiska elmarknaden hänvisas till de nordiska konkurrensmyndigheternas gemensamma rapport (The Nordic Competition Authorities, 2003).

De nordiska systemoperatörerna har genom sitt organ Nordel (Nordel, 2004) analyserat möjligheterna till ökad mothandel för att avlasta interna snitt. Före den utredningen genomfördes en provperiod med utökad mothandel i planfasen (juni-december 2001). Nordels slutsatser av provperioden var att prisskillnaderna mellan elspotområdena minskade, men också att driftsäkerheten i några situationer hotades då reglerkraftsmarknaden dränerades på användbara bud.

Enligt Nordels utredning är reglerkraftsmarknaden avsedd för reglering av obalanser i driftfasen och därför olämplig för mer omfattande mothandel i planfasen. En utökad mothandel påverkar reglerkraftsmarknadens ursprungliga syfte negativt. För att mer omfattande mothandel ska kunna realiseras krävs en alternativ marknadsplats. De alternativ för mothandel som diskuteras i Nordels rapport är via bilaterala avtal, elbas eller elspot.

I Nordels rapport görs bedömningen att mothandel genom bilaterala avtal, slutna mellan producenter/förbrukare och systemansvariga, innebär en ökad risk för utövande av marknadsakt, samt en tidskrävande och komplicerad hantering.

Elspot har en större likviditet än elbas och anses av Nordels utredning utgöra det av dessa båda bättre alternativet för mothandel i planfasen.

Sammanfattningsvis konstateras i Nordels rapport att ett visst mått av marknadsmakt kommer att existera oavsett vilken av flaskhanteringsmetoderna mothandel eller prisområdesindelning som väljs. Mothandel minskar variationerna i spotpriset och som en följd av det minskar elmarknadsaktörernas behov av prissäkring mot områdesprisdifferenser. Prissäkring är en resurskrävande verksamhet och en minskad osäkerhet om framtida priser väntas därigenom underlätta för mindre aktörer att verka på marknaden. För de aktörer som önskar vara verksamma på marknaden för utökad mothandel krävs däremot ökade resurser i form av informations- och analysarbete. En beteendeförändring i budgivningen kan komma att ske, vilken kan komma att påverka prisbildningen på marknaden.

I Nordels rapport noteras att nettoeffekten för konkurrensen av en ökad mothandel är svårbedömd.

Den mothandel som bedrivs idag görs i driftfasen och på reglerkraftsmarknaden. Reglerkraftsmarknadens normala användning är att upprätthålla frekvensen i elnätet och justera obalanser mellan regioner inom ett område. För att exempelvis justera upp produktion i södra Sverige väljer man ett uppregleringsbud från regionen södra Sverige. Buden på reglerkraftsmarknaden innehåller detaljerad information om vilket område i Sverige som produktionen är lokaliserad till.

En elspotindelning av Sverige innebär inte per automatik att behovet av mothandel i driftfasen inom ett delat område försvinner. En prisområdesindelning ersätter i första hand mothandel i planfasen. Vid handel på spotmarknaden delas buden upp efter respektive elspotområde och i vilken del av Sverige ett givet bud har sitt ursprung framgår inte. För att en utökad mothandel i planfasen över spotmarknaden eller elbas ska vara möjlig måste Sverige därmed delas upp i två eller flera anmälningsområden.

8.1.1 Jämförelse mellan mothandel och prisområden

Vid en jämförelse mellan prisområdesindelning och mothandel i planfasen över spotmarknaden är det samma urval av produktionsenheter som berörs eftersom hela den nordiska marknaden ingår. Konkurrensen på den resulterande marknaden för reglerbar produktion är i det fallet helt jämförbar.

Beroende på vilken metod för flaskhantering som tillämpas kommer risken för marknadsmakt förläggas till, elspot (prisområdesindelning), mothandelsmarknaden (mothandel i planfasen) eller till reglerkraftsmarknaden (mothandel i driftfasen).

Samtliga nordiska elspotområden har relativt hög koncentration, när respektive område bedöms som en isolerad marknad. Någon form av marknadsmakt kommer därför att existera oavsett val av metod för flaskhalshantering.

8.2 Indelning i fler elspotområden – en jämförelse mellan två alternativ

8.2.2 Två alternativ för indelning av Sverige i elspotområden

Följande avsnitt utreder konsekvenserna för konkurrensen på den nordiska elmarknaden, av två alternativ för delning av Sverige i två elspotområden. De två alternativen är delning vid snitt 2 respektive delning vid snitt 4.

De två alternativen bedöms utifrån marknadskoncentration, sammansättning av utbud och efterfrågan, samt förväntad marknadsutveckling ur ett nordiskt perspektiv.

I en analys av konkurrensförhållandena måste hänsyn tas till elmarknadens speciella förutsättningar. Det stora flertalet elkonsumenter har inte tillräckliga incitament att följa prissignalen, eftersom de inte har timvis mätning av sin elförbrukning. Följden blir en inbyggd tröghet i efterfrågan på elektricitet, där kortsiktiga variationer i elpriset inte avspeglas i mindre elkunders förbrukning. På samma sätt finns trögheter på utbudssidan där några av de förekommande produktionsteknikerna inte lämpar sig för snabba upp- och nedregleringar. Ytterligare en omständighet som på ett tydligt sätt har betydelse för konkurrensen är prisområdesbildningen på den nordiska elmarknaden. Så länge Nord Pool har tillräcklig överföringskapacitet mellan två elspotområden kommer de att möta ett gemensamt pris. Detta innebär att de två områdena ingår i ett gemensamt prisområde. När överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att möta marknadens önskan om handel uppstår prisdifferenser, det vill säga marknaden delas upp i separata prisområden.

8.2.2 Marknadskoncentration

Som ett led i att värdera konsekvenserna för konkurrensen har Energimyndigheten beräknat marknadskoncentrationen i Sverige jämfört med de områden som avgränsas av respektive delningsalternativ. För att tydligt belysa konsekvenserna för koncentrationen av en elspotindelning behandlas varje område som ett isolerat område. Sett ur ett nordiskt perspektiv är den relevanta marknaden, för de allra flesta timmarna, större än det enskilda området. Beräkningarna baseras på uppgifter om produktionskapacitet och ägande i vattenkraftverk större än 10 MW och värmekraftverk större än 20 MW.⁶⁵

⁶⁵ Den produktionskapacitet som inte ingår i beräkningarna uppgår till ungefär en tiondel av Sveriges samlade kapacitet.

Regeringens aviserade beslut att stänga Barsebäck 2 under 2005, har medfört att anläggningens kapacitet inte tagits med i beräkningarna.

I underlaget för beräkningen av marknadsandelar har produktionskapaciteten i samägda kraftverk större än 50 MW fördelats på basis av ägarandelar och ingen hänsyn har tagits till vem av ägarna som är i majoritet eller står för driften. Tabell 7 visar andelen produktionskapacitet som definierats som samägd för respektive område. Majoriteten av den samägda kapaciteten återfinns i kärnkraftsverken, varför området mellan snitt 2 och 4 får en hög andel samägd kapacitet.

Tabell 7 Andel av produktionskapacitet som är samägd

	Norr om snittet	Söder om snittet
Snitt 2	11 %	74 %
Snitt 4	42 %	67 %
Hela Sverige	44 %	

Källa: Energimyndighetens bearbetning av underlag från Svensk Energi

Situationer där en marknadsaktör har ägarintresse i flera separata bolag kan försämra konkurrensen. Marknadskoncentrationen kan då antas öka eftersom ägarens vinstintresse kommer i konflikt med priskonkurrens mellan de berörda bolagen.

Ytterligare en form av samägande som försämrar konkurrensen är om två eller flera dominerande marknadsaktörer dessutom har andelar i samma produktionsanläggningar. Företagen har då en naturlig mötesplats och ett gemensamt intresse för samordnat beteende. Vår analys korrigeringar inte för samägd kapacitet eftersom nödvändiga data saknas. I de nordiska konkurrensmyndigheternas gemensamma rapport (The Nordic Competition Authorities, 2003) görs ett försök att justera HHI för samägande.

Tabell 8 visar resultaten av beräkningarna. Som ett mått på koncentrationen används ett Herfindahl-Hirschman index (HHI) och marknadsandelen för den största, de två respektive tre största aktörernas sammantaget (C1-C3). Den amerikanska handelkommissionens rapport (The U.S. Department of Justice and Federal Trade Commission, 1992) stipulerar att ett HHI under 1000 ger en marknad som inte är koncentrerad, mellan 1000 och 1800 ger att marknaden är måttligt koncentrerad och över 1800 är marknaden starkt koncentrerad.⁶⁶

⁶⁶ HHI (Herfindahl-Hirschman Index) är definierat som summan av kvadraterna av marknadsandelarna uttryckt i procent, här beräknat över de fem största aktörerna för respektive område. För kraftverk >50 MW och med flera ägare har effekten fördelats efter andelarna. För verk <50 MW med flera ägare har majoritetsägaren noterats som ägare. Framräknat HHI för hela Sverige är något högre än motsvarande siffra från konkurrensverket (2893). Förklaringen finns i bortfallet av småskalig kapacitet, vilket ger de stora aktörerna större relativa andelar.

Tabell 8 Mått på koncentration

		Norr om snittet	Söder om snittet
Snitt 2	HHI	3791	2684
	C1	57 %	37 %
	C2	77 %	63 %
	C3	89 %	88 %
Snitt 4 ⁶⁷	HHI	3288	3927
	C1	50 %	57 %
	C2	70 %	81 %
	C3	89 %	86 %
Hela Sverige	HHI	3051	
	C1	46 %	
	C2	69 %	
	C3	89 %	

Källa: Energimyndighetens bearbetning av underlag från Svensk Energi

Den mest markanta noteringen norr om snitt 2 är att det största företags andel ökar från 46 till 57 procent jämfört med Sverige som helhet. Beräknat HHI uppgår till 3791 jämfört med 3051 för hela landet, vilket indikerar att en områdesindelning vid snitt 2 resulterar i ökad koncentration norr om snitt 2 när området är isolerat. För de situationer då Sverige söder om snitt 2 är isolerat har området ett HHI som är lägre än för Sverige sammantaget. Den lägre marknadskoncentrationen kommer av mer utjämnade storleksförhållanden mellan de tre största aktörerna.

En delning vid snitt 4 resulterar i två områden med högre koncentration än Sverige som helhet. Området söder om snittet har den högsta noteringen med ett HHI på 3927.

Sammanfattningsvis medför en indelning i elspotområden vid snitt 2 ett område med högre koncentration i norr och ett område med lägre koncentration i söder. En indelning vid snitt 4 ger en högre koncentration på bägge sidor om snittet.

Det koncentrationsmått som vi använder, HHI, ger endast en bild av **strukturen** på marknaden. För att besvara vilket snitt som ger bäst förutsättningar för **konkurrens** krävs kompletterande information om utbuds- och efterfrågeförhållanden, samt en bedömning av vilken påverkan respektive alternativ har för prisområdesbildningen på spotmarknaden.

⁶⁷ Notera att Oskarshamnsverkens reaktor 1 matar in sin produktion söder om snitt 4, medan reaktor 2 och 3 är förlagda norr om snittet. Eftersom Oskarshamn 1 har räknats in i kapaciteten söder om snitt 4 förutsätter beräkningarna och resultaten att en elspotindelning genom Oskarshamnsverket är praktiskt genomförbar.

8.2.3 Marknadens känslighet för prisändringar

Den svenska elproduktionen domineras av vattenkraft och kärnkraft. Enligt uppgift från SCB stod de bägge kraftslagen för 40 procent respektive 50 procent av Sveriges inhemska elproduktion under 2003. Kärnkraften är lokaliserad till området som definitionsmässigt ligger söder om snitt 2, medan vattenkraften har en utpräglad nordlig tyngdpunkt. Sverige kan därmed sägas ha ett nordligt vattenkraftssystem och ett sydligare värmekraftssystem. Tabell 9 visar fördelningen mellan produktionskapacitet i vattenkraft och värmekraft inom varje område. Som jämförelse finns fördelningen sett över hela landet.

Tabell 9 Andel av produktionskapacitet inom områden⁶⁸

		Norr om snittet	Söder om snittet
Snitt 2	Vattenkraft	97 %	15 %
	Värmekraft	3 %	85 %
Snitt 4	Vattenkraft	58 %	7 %
	Värmekraft	42 %	93 %
Hela Sverige	Vattenkraft	53 %	
	Värmekraft	47 %	

Källa: Energimyndighetens bearbetning av underlag från Svensk Energi

Norr om snitt 2 är vattenkraften med 97 procent av kapaciteten helt dominerande. Sverige söder om snitt 2 består till 85 procent av värmekraftsproduktion. Området söder om snitt 4 har en andel vattenkraft på 7 procent.

Elasticiteten i utbudet kan ha betydelse för producenternas möjligheter att påverka priset genom att reglera storleken på utbudet. Stora delar av värmekraften är svår och kostsam att reglera momentant och kan på kort sikt (och något förenklat) sägas ge ett mer förutsägbart utbud än vattenkraften. En hög andel värmekraft används därför i denna utredning som en approximation för en låg momentan elasticitet i utbudet. På motsvarande vis väntas en hög andel vattenkraft innebära en högre utbudselasticitet.

Eftersom värmekraftverk som regel drivs med en jämn produktionstakt är graden av elasticitet i utbudet beroende av antalet anläggningar. Uppgifterna i tabell 10 är beräknade utifrån samma underlag som tabell 9, men visar istället antalet anläggningar och total installerad MW inom respektive område. Tabell 10 visar antalet produktionsenheter.

⁶⁸ Med värmekraft avses kärnkraftverk och värmekraftverk.

Tabell 10 Produktionskapacitet uttryckt i MW och (antal)

		Norr om snittet	Söder om snittet
Snitt 2	Vattenkraft	13064 (145)	2135 (61)
	Värmekraft	389 (9)	12375 (40)
Snitt 4	Vattenkraft	15048 (197)	151 (9)
	Värmekraft	10786 (38)	1378 (11)
Hela Sverige	Vattenkraft	15199 (206)	
	Värmekraft	12764 (49)	

Källa: Energimyndighetens bearbetning av underlag från Svensk Energi

En sammanfattning av tabell 9 och 10 är således att det södra prisområdet väntas ha en lägre utbudselasticitet jämfört med det norra området. Denna skillnad är betydande även om gränsen dras vid snitt 4.

En delning vid snitt 4 innebär dock att antalet anläggningar blir avsevärt lägre än för området söder om snitt 2. Ett färre antal anläggningar kan försämra möjligheterna för en god konkurrens, eftersom varje anläggning kan få betydande påverkan på utbudets storlek.

Vid en uppskattning av möjligheterna att utöva marknadsmakt spelar efterfrågans priskänslighet en viktig roll. En relativt sett högre elasticitet i efterfrågan reducerar möjligheterna till att utöva marknadsmakt, eftersom elkonsumenterna då minskar sin förbrukning vid ett högre pris på elektricitet. Det finns också indikationer på att hushållens efterfrågan på elektricitet är mindre priskänslig än industrins.⁶⁹ I tabell 11 redovisas resultat från studien Balmorel – Data and Calibration (Grohnheit och Larsen, 2001) som stödjer denna slutsats.⁷⁰ Det kan generellt noteras att elasticiteten i efterfrågan på elektricitet, framförallt på kort sikt, är mycket låg.

Tabell 11 Elasticitet i efterfrågan på elektricitet

Sektor	Priselasticitet
Tung industri	-0,5
Lätt industri	-0,2
Transport	0,0
Jordbruk	-0,2
Hushåll och service	-0,3

Källa: Baltic Model of Regional Electricity Liberalisation (www.balmorel.org)

Tabell 12 visar andelen av elförbrukningen 2001 relaterad till samhällssektorerna hushåll och industri (Statistiken från SCB skiljer även ur kategorierna: jordbruk, offentlig verksamhet, transport samt övriga tjänster).

⁶⁹ Se till exempel Nilsson (2004)

⁷⁰ Värdena i tabell 11 indikerar att det uppmätta är kortsiktig elasticitet.

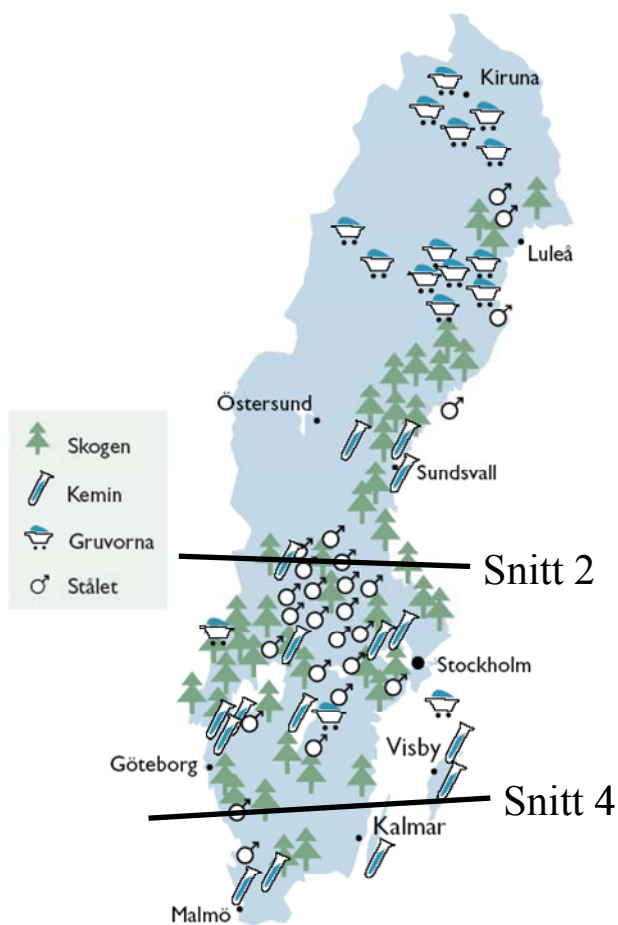
Tabell 12 Andel av elförbrukningen inom områden 2001

		Norr om snittet	Söder om snittet
Snitt 2	Hushåll	24 %	27 %
	Industri	53 %	39 %
	Övrigt	23 %	34 %
Snitt 4	Hushåll	26 %	29 %
	Industri	43 %	38 %
	Övrigt	31 %	33 %
Hela Sverige	Hushåll	27 %	
	Industri	42 %	
	Övrigt	31 %	

Källa: Energimyndighetens bearbetning av Kommunala energibalanser från SCB

Andelen hushålls- respektive industriförbrukning används i den här utredningen som en approximation för de olika områdenas efterfrågeelasticitet. Sett över hela Sverige förbrukades 42 procent av elen inom industrin. Norr om snitt 2 står industrin för 53 procent medan motsvarande siffra söder om snitt 4 är 38 procent. För hushållsandelen är fördelningen den omvända, det vill säga andelen är mindre i norra Sverige och större i södra Sverige även om skillnaden inte är lika stor som i fördelningen i industrin.

Figur 21 visar en översikt över lokaliseringen av Sveriges elintensiva industri. Stora elförbrukare i den elintensiva industrin har en betydande del av sin produktionskostnad relaterad till elpriset. De kan, om det finns tillräckliga möjligheter till besparingar, variera produktionen efter elpriset. Stora elförbrukare kan även vara kontrakterade som så kallade reglerbar förbrukning vilket innebär att de har ett avtal om att mot kompensation minska sin förbrukning om detta begärs av den systemansvariga (Svenska Kraftnät). Det kan noteras att antalet stora förbrukare söder om snitt 4 är få och i storleksordningen 5-10 företag. En ytterligare kategori av elanvändningen som är väldigt priskänslig är stora elpannor och värmepumpar. Dessa stora anläggningar har i regel olja som alternativ och när elspotpriset stiger över en viss nivå ersätts elen med olja.



Figur 21 Basindustrins lokalisering

Källa: SKGS 2002

Vid delning vid snitt 2 väntas det norra området ha en något högre elasticitet i efterfrågan relativt Sverige som helhet. Vid delning vid snitt 4 väntas det södra området ha en något lägre elasticitet i efterfrågan jämfört med Sverige som helhet.

Så långt har de två delningsalternativen studerats med avseende på marknadskoncentration, samt flexibilitet i produktion och förbrukning. För att belysa de totala effekterna för konkurrensen är det av största vikt att även bedöma varje alternativ ur den nordiska elmarknadens perspektiv.

8.2.3 Förväntade prisområden på spotmarknaden

Tabell 13 visar hur stor del av tiden som ett område tillhörde samma prisområden som övriga områden på spotmarknaden under 2003. Sammanhängande områden har ett enhetligt pris på spotmarknaden. Kolumnen längst till höger i tabell 13 visar hur ofta ett område varit ett eget isolerat prisområde.

Tabell 13 Procentuell del av tiden som respektive områdespris sammanföll med systempriset respektive annat område 2003

	Oslo	Finland	Själland	Jylland	System	Andel av året som eget område
Sverige	73,5	70,8	98,0	48,4	37,5	0,0
Oslo		50,4	72,2	41,0	37,5	23,8
Finland			69,3	36,5	37,5	29,2
Själland				47,4	36,8	2,0
Jylland					21,3	48,9

Källa: Nord Pool

Det är tydligt att marknaden i de flesta fall varit större än det enskilda elspotområdet.

Båda alternativen för delning innebär en ökad strukturell uppdelning mellan vatten och värmekraftsproduktion relativt Sverige som helhet. För de situationer då Sverige delas in i två prisområden kan förutsättningen för att de två områdena ska hänga ihop med något av övriga angränsande områden väntas vara minst lika bra som de historiskt sett varit för Sverige som helhet. Större delen av tiden kommer hela Sverige, även efter en delning, att tillhöra samma prisområde och i de situationer ha en marknadsstorlek som är minst hela Sverige. Den avgörande frågan är vad som händer de timmar då de svenska områdena inte tillhör samma prisområde.

Tre faktorer som är av betydelse för prisområdesbildning är olika områdets balans mellan produktion och förbrukning, överföringskapaciteter mellan områden samt produktionskostnaden på marginalen inom områden.

Tabell 14 visar balansen mellan produktionskapacitet och förbrukning för de områden som berörs av de två delningsalternativen. Båda alternativ innebär ett överskott av produktionskapacitet i norr och ett underskott i söder.

Tabell 14 Andel av Sveriges produktionskapacitet och elförbrukning

		Norr om snittet	Söder om snittet
Snitt 2	Produktionskapacitet	48 %	52 %
	Förbrukning	19 %	81 %
Snitt 4	Produktionskapacitet	92 %	8 %
	Förbrukning	84 %	16 %

Källa: Energimyndighetens bearbetning av underlag från Svensk Energi

Ett exempel kan tydliggöra betydelsen av de ovan nämnda faktorerna. Sverige norr om snitt 2 har knappt hälften av landets produktionskapacitet, och endast en knapp femtedel av förbrukningen. Området har således ett överskott av den förhållandevis billiga vattenkraftselen. Sverige söder om snitt 2 rymmer drygt 80 procent av landets förbrukning och ungefär hälften av produktionskapaciteten. Sverige söder om snitt 2 är därigenom ett underskottsområde med 85 procent av

produktionskapaciteten i värmekraft. Givet en områdesindelning av Sverige kommer norra och södra Sverige att tillhöra samma prisområde så länge som tillgängliga överföringskapaciteten från norr till söder är tillräcklig för att balansera underskotten i söder med överskottet i norr. När den tillgängliga överföringskapaciteten inte räcker till delas norr och söder in i två prisområden. Det norra området väntas i sådana situationer bilda prisområde med angränsande vattenkraftsområden, medan det södra området väntas hänga samman med angränsande värmekraftsområden.

Tabell 15 ger en generell bild av hur respektive område väntas förhålla sig till angränsande områden de timmar då de Sveriges två områden inte är ett gemensamt område. Alternativen för prisområdesbildning är rangordnade efter ökad sannolikhet för prisområdesbildning relativt Sverige sett som ett område.

Tabell 15 Prisområdesformationer

	Norr om:	Söder om:
Snitt 2	Dominerande teknik: Vattenkraft (97 procent) Bildar troligt prisområde med: Norra Norge Finland Är troligt högprisområde mot: Norra Norge Är troligt lågprisområde mot: Södra Sverige Finland	Dominerande teknik: Värmekraft (85 procent) Bildar troligt prisområde med: Själland Finland Jylland Är troligt högprisområde mot: Södra Norge Norra Sverige
Snitt 4	Dominerande teknik: Vattenkraft (58 procent) Bildar troligt prisområde med: Finland Norge Är troligt högprisområde mot: Norge Finland Är troligt lågprisområde mot: Södra Sverige Jylland Finland	Dominerande teknik: Värmekraft (93 procent) Bildar troligt prisområde med: Själland Är troligt högprisområde mot: Norra Sverige Själland Är troligt lågprisområde mot: -

En delning vid snitt 2 väntas innebära att:

Det vattenkraftsbaserade norra Sverige får bättre förutsättningar att hänga ihop med det vattenkraftsbaserade Norge. Eftersom norra Sverige har knappt hälften av produktionen och bara en femtedel av förbrukningen kommer området i de situationer då det är ett eget prisområde att ha ett lägre pris än södra Sverige. Överföringskapaciteten mellan norra Sverige och Finland är cirka 3 gånger så stor som den mellan Finland och södra Sverige. Beroende på produktionen kommer Finland att bilda prisområde med norra Sverige, södra Sverige eller utgöra ett mellanprisområde.

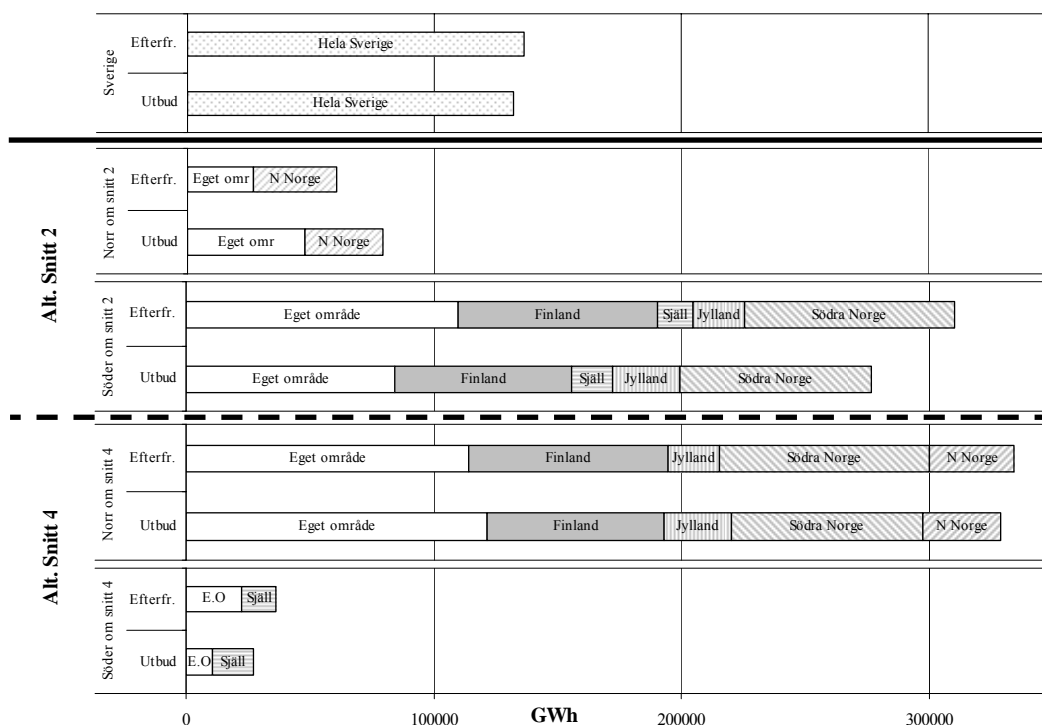
Det värmekraftsbaserade södra Sverige får bättre förutsättningar att hänga ihop med det värmekraftsbaserade Själland, Finland och Jylland. Den nuvarande relativt låga överföringskapaciteten mot Finland kan potentiellt begränsa tiden med gemensamt pris (utbyggnad planerad till tidigast 2010). Området har även förbindelse med Jylland och Norge. Hur området kan förväntas hänga ihop med Jylland är avhängigt av hur Jylland kommer att hantera export- och importkapaciteter till Sverige efter förstärkningen av snitt B.

En delning vid snitt 4 väntas innebära att:

Norra Sverige, som då gränsar till fyra områden (Norra och södra Norge, Finland och Jylland), får i stort sett oförändrade produktionsförhållanden men har alltså ingen överföringspunkt till Själland, Polen eller Tyskland. Sverige norr om snitt 4 väntas förhålla sig till de angränsande områdena enligt ett liknande mönster som hela Sverige historisk gjort.

Området söder om snitt 4 utgör med stor säkerhet den största förbättringen ur Själlands perspektiv. Historiskt har Själland fått betala mycket höga elpriser de 2 procent av tiden då man har bildat eget prisområde (se Energimyndigheten, 2004). Sverige söder om snitt 4 är tydligt värmekraftsbaserat och tillsammans med en stark överföringsförbindelse har området goda förutsättningar att bilda ett stabilt prisområde med Själland. Marknaden på Själland är att betrakta som mycket koncentrerad med en stor dominerande producent. Ur konkurrenshänseende innebär ett prisområde med Sverige en förbättring för Själland.

Det finns ingen möjlighet att presentera siffror över hur ofta, eller i vilken ökad utsträckning olika prisområdeskonstellationer kommer att förekomma efter en eventuell delning av Sverige. Det går dock att jämföra och bedöma storleken på de marknadsförstorande effekterna som respektive delningsalternativ förväntas ha. Figur 22 möjliggör en jämförelse av olika alternativ för sammanhängande prisområden. För de två delningsalternativen jämförs de två resulterande områdena med angränsande områdens storlek uttryckt i produktion och förbrukning.



Figur 22 Delningsalternativens områdesstorlekar jämfört med angränsande områden och uttryckt i årsvis produktion och förbrukning⁷¹

Källor: För Sverige: Energimyndighetens beräkningar utifrån underlag från SCB och Svensk Energi. Övriga: Statnett (genom NordPool), Elkraft system, Eltra och Adato Energia Oy.

Av figur 22 framgår att en delning vid snitt 2 visserligen ger en större marknad i söder, men det representerar ändå en balanserad delning med avseende på produktion och konsumtionsvolym. I figuren framgår också att ett prisområde bestående av Sverige söder om snitt 2, Själland och Jylland tillsammans har ungefär samma marknadsstorlek som hela Sverige.

Det framgår vidare att delning vid snitt 4 resulterar i ett sydligt område med en jämförelsevis liten marknadsstorlek. En eventuell prisområdeskonstellation bestående av Sverige söder om snitt 4 och Själland motsvarar ungefär en femtedel av Sveriges nuvarande nationella marknad. Det bör även noteras att Finland och Jylland periodvis (beroende på kraftsituationen) kan komma att tillhöra samma prisområde som de vattenkraftsbaserade systemen. För området norr om snitt 2 kan det i sådana situationer noteras att den sammantagna storleken på norra Norge och Finland volymmässigt har potentialen att uppväga Sverige söder om snitt 2.

8.2.4 Sammanfattande diskussion av delningsalternativ

För de två delningsalternativen visar beräkningen av områdeskoncentrationer att området söder om snitt 4 har den högsta koncentrationen tätt följt av området norr

⁷¹ Tidsperioder för underlaget, Finland 2002, Norge 52 v föregående v41 2004, Själland, Jylland och Sverige 2003.

om snitt 2. Till fördel för alternativet snitt 2 talar att koncentrationen söder om snittet 2 är lägre än för hela Sverige. En delning vid snitt 4 ger två områden som båda har klart högre mått på koncentration än Sverige sammantaget.

En delning vid snitt 2 skapar ett nordligt område med 97 procent av produktionskapaciteten i den generellt sett mer utbudselastiska vattenkraften. Den högre flexibiliteten i utbudet kan indikera en ökad risk för utövad marknadsmakt, då producenterna kortsiktigt kan tänkas reglera sitt utbud i syftet att få ett högre pris. Eftersom området också är ett överskottsområde torde risken för missbruk av marknadsmakt dock vara mindre. Vidare förväntas en högre andel industriförbrukning ge en något större efterfrågelasticitet i området, vilket minskar möjligheterna att utöva marknadsmakt. Sammantaget konstateras att priset i ett område norr om snitt 2 kan tänkas bli något påverkat av den högre koncentrationen och elasticiteten i utbudet. Det är dock viktigt att påpeka att eftersom området är ett överskottsområde väntas priset aldrig vara högre än priset i det södra området.

Alternativet att dela vid snitt 4 ger ett nordligt område som har i stort sett oförändrad produktionsstruktur jämfört med Sverige som helhet. Söder om snittet kan bristen på såväl billig flexibel produktion som elasticitet i förbrukningen tänkas öka risken för att området får höga prisspikar vid flaskhalssituationer. En jämförelse kan göras med Själlands situation idag.

Föregående avsnitt visar att en delning av Sverige kan resultera i elspotområden med högre koncentration jämfört med Sverige som helhet. En prisområdesindelning kan således ha en marknadsförminskande effekt, givet att något av de resulterade områdena blir ett isolerat prisområde.

Eftersom ägarkoncentrationen i alla områden av Sverige har sitt ursprung i samma aktörer så är situationer där Sveriges områden hänger samman med något annat land i ytterligare utsträckning att föredra ur konkurrenshänseende. Därför är en områdesindelning av Sverige som leder till att delområdena bildar prisområde med övriga nordiska länder i större utsträckning än vad Sverige gör idag att betrakta som gynnsam. Konkurrensen från ett angränsande land är också positiv eftersom det bör motverka de historiskt starka band som finns mellan dominerande aktörer inom landsgränserna.

En strukturell delning av Sverige i ett vattenkraftsbaserat och ett värmekraftsbaserat område kan ha en marknadsförstorande effekt. De områden som uppstår vid en sådan delning väntas ha bättre förutsättningar (relativt Sverige som helhet) att bilda sammanhängande prisområden med angränsande områden av liknande produktionsstruktur. Båda delningsalternativen innebär att det skapas ett värmekraftsdominerande området i söder. I det här sammanhanget har alternativet snitt 2 en klar fördel över alternativet snitt 4 eftersom det är den strukturella gränsen i Sveriges produktionssystem, samt att det ger två områden som är mer jämförbara i marknadsstorlek.

Fördelen med en delning vid snitt 4 är att det medför den största förbättringen ur Själlands perspektiv. Det är däremot en mindre effektiv lösning ur konkurrenshänseende eftersom bara två av de tre stora svenska aktörerna har produktion söder om snittet. Den svenska marknaden söder om snitt 4 är relativt liten och den dominerande aktören på Själland kommer att ha en kraftig dominans vid de situationer då Sverige söder om snitt 4 och Själland utgör ett prisområde. Det troliga utfallet är att även Sverige söder om snitt 2 kommer att bilda prisområde med Själland i högre utsträckning än vad Sverige gör idag. Även om området söder om snitt två inte är fullt så anpassat till Själland som området söder om snitt 4, så har det en fördel eftersom den totala marknadskoncentrationen blir lägre och att området har förbindelser till södra Norge, Finland och Jylland.

8.2.5 Sammanfattande bedömning

Argument för och emot elspotindelning av Sverige med avseende på marknadsmakt summeras i tabell 16.

Tabell 16 Argument för och emot elspotindelning med avseende på marknadsmakt

	Prisområdesindelning
+	<ul style="list-style-type: none"> ○ Marknadsförstorande effekter då Sveriges norra och södra område väntas hänga ihop med angränsande prisområden i större utsträckning än Sverige idag ○ Möjliggör effektivare kontroll av utövad marknadsmakt.
-	<ul style="list-style-type: none"> ○ Ökad koncentration på marknaden om det nya området inte hänger ihop med andra områden ○ Ökade möjligheter i så fall för en dominerande aktör att manipulera produktionen i syftet att skapa prisområden ○ Ökade krav på elhandlare eftersom prissäkring för prisområden måste hanteras

De två alternativen för delning summeras i tabell 17.

Tabell 17 Argument för och emot delning i visst snitt

	Snitt 2	Snitt 4
+	<ul style="list-style-type: none"> ○ Naturlig avgränsning mellan värme- och vattenkraft ○ En ökad flexibilitet i utbud och efterfrågan norr om snittet ○ Lägre koncentration söder om snittet samt behåller tre stora aktörer på bägge sidor om snittet vilket är positivt för konkurrensen 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Bättre förutsättningar för Själland eftersom ett gemensamt prisområde med Sveriges södra område blir ännu mer sannolikt
-	<ul style="list-style-type: none"> ○ Kraftigt ökad koncentration norr om snittet när området inte hänger ihop med andra områden 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Hög koncentration söder om snittet även när området hänger ihop med Själland ○ Högre koncentration norr om snittet. ○ Låg elasticitet i utbudet söder om snittet ○ Risk för prisspikar för området söder om snittet.

9 Utvärdering av metoderna

På kort sikt finns en begränsad produktionskapacitet och överföringskapacitet. En viss metod för att hantera begränsningar i överföringskapacitet gör inte att nya resurser tillkommer på kort sikt samtidigt som befintliga resurser är lokaliserade vid bestämda platser i kraftsystemet.

Idag hanteras befarade begränsningar i det svenska överföringssystemets interna snitt genom att handelskapaciteter reduceras. Detta innebär delvis att interna begränsningar löses vid landsgränsen. Effekterna av detta har studerats i kapitel 4. Begränsningar av handelskapaciteter behöver nödvändigtvis inte leda till att det uppstår prisskillnader mellan områden i Norden. En reducerad handelskapacitet, allt annat lika, ökar dock sannolikheten för att marknaden ska delas upp i flera prisområden.

Förfarandet att lösa interna befarade flaskhalsar redan i planeringsfasen via reducering av handelskapaciteter tillämpas, enligt beräkningarna i kapitel 4, i viss utsträckning av samtliga nordiska systemansvariga. De reduceringar som nu sker har vid vissa tillfällen stora konsekvenser för prisbildningen

Risken för separata nationella marknader med åtföljande risk för marknadsmakt, minskad konkurrens, högre riskkostnader och sämre likviditet, ökar om handelskapaciteten sänks på grund av förhållanden i bakomliggande nät.

För att eventuella förändringar i den svenska hanteringen av överföringsbegränsningar ska få fullt genomslag på den nordiska elmarknaden krävs också att övriga systemansvariga vidtar åtgärder för att minska neddragningar av handelskapaciteter. Det är därför viktigt med en översyn och harmonisering av de nationella regelverken.

De metoder som idag används i Sverige leder till förhållandevis låga kostnader för de svenska användarna av överföringsnätet. En förändring av nuvarande metod mot en metod med färre restriktioner av handelskapaciteten vid den svenska gränsen förutsätter att kostnader förknippade med förändringen belastar den som ger upphov till kostnaderna.

9.1 Utvärderingskriterier

Den svenska elmarknaden är öppnad för konkurrens i alla de avseenden som avses i direktiv respektive förordning. I allt väsentligt, och en stor del av tiden är det mer korrekt att tala om en nordisk elmarknad, snarare än en svensk. Ett väl fungerande samarbete är sedan länge etablerat mellan de nordiska systemansvariga i Nordel.

Samarbetet finns dokumenterat i det nordiska systemdriftsavtalet, senast ändrat 2004. Detta samarbete är långt gånget när det gäller den dagliga samordningen av driften, det vill säga allmänt när det gäller sådant samarbete som har betydelse för det sammankopplade systemets säkra drift, inklusive balansreglering och gemensam budstege för reglerkraft.

På motsvarande sätt finns ett regelsystem etablerat för hur de nordiska systemansvariga ska samverka när det gäller hanteringen av överföringsförbindelser och tilldelning av handelskapaciteter inom den nordiska marknaden.

De av de systemansvariga efter samråd bestämda tillgängliga kapaciteterna fördelas sedan genom spotmarknaden på marknadsmässiga grunder.

För att utvärdera olika flaskhalshanteringsmetoder är det viktigt att fastställa de utvärderingskriterier som ska tillämpas. Då förordningen om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel nr. 1228/2003 av den 26 juni 2003 är bindande gör det att de i denna utredning undersökta metoderna explicit måste vara förenliga med EU:s regelverk. Vad hanteringen av överföringsbegränsningar ska uppfylla sammanfattas med att den ska:

- Främja försörjningssäkerhet
- Främja en väl fungerande marknad

Försörjningssäkerhet

Det är av stor vikt att den valda metoden för flaskhalshantering även lyckas hantera situationer såsom extrem kyla och torka, då risken för såväl tillfällig effektbrist som tillfällig energibrist är högre än normalt.

I försörjningssäkerhetshänseende ska de metoder som används ge lokaliseringssignaler om var under- respektive överskottsområden är belägna.

På kort sikt skall det finnas signaler som visar på knapphet i effekt och energi, så att produktion och förbrukning kan anpassa sig till detta. Den långsiktiga försörjningstryggheten kräver att systemet ger signaler om energins knapphet i respektive område.

Väl fungerande marknad

Problem med begränsningar i nätet skall åtgärdas med lösningar som ger effektiva ekonomiska signaler till berörda marknadsdeltagare.⁷² Detta innebär att berörda marknadsdeltagare och systemansvariga ska få ekonomiska signaler, på såväl kort som lång sikt, om var under- respektive överskottsområden är belägna i händelse av begränsad överföringskapacitet.

⁷² Se Förordningens artikel 6.1

Metoden för att hantera flaskhalsar i elsystemet ska främja effektiv konkurrens på marknaden. Detta innebär att flaskhalshanteringsmetoden inte ska underlätta för ett missbruk av marknads-makt eller befästa missbruk av marknads-makt samtidigt som den ska underlätta för och åtminstone inte försvåra för nya aktörer att etablera sig på marknaden.⁷³

All relevant information relaterad till begränsning av överföringskapacitet samt till gränsöverskridande handel ska publiceras på ett transparent sätt. Detta innebär att flaskhalshanteringsmetoden måste möjliggöra en offentlig beskrivning av metodens rutiner.

Metoden ska leda till en rimlig fördelning mellan berörda parter av de totala kostnader och intäkter som kan härledas till överföringsbegränsningar. En utgångspunkt är att kostnaden för att hantera flaskhalsen ska belasta den som orsakat den.

Den valda flaskhalshanteringsmetoden ska främja enkelhet för alla berörda marknadsdeltagare och ge förutsättningar för en väl fungerande marknad för elhandel, och likviditet på marknaden.

9.2 Utvärdering mot bakgrund av kriterierna

Uppdraget till Energimyndigheten är att studera konsekvenserna av att fortsätta att använda de nuvarande metoderna för att hantera överföringsbegränsningar i det svenska stamnätet och utvärdera alternativa metoder/tillämpningar. Den nuvarande ordningens konsekvenser för prisbildningen på spotmarknaden har studerats i kapitel 4

I det följande presenteras utvärderingen av de alternativa metoder som presenterats i kapitel 7 jämfört med nuvarande ordning. Konkurrensen på elmarknaden och risken för marknads-makt behandlades mer ingående i kapitel 8.

De presenterade alternativen är liksom nuvarande ordning förenliga med EU:s nuvarande regelverk och, så långt dessa är kända även, kommande regelverk.

9.2.1 Främja försörjningssäkerhet

Nuvarande ordning

I försörjningssäkerhetshänseende är tillgången på överföringskapacitet av avgörande betydelse. Försörjningssäkerhet ses ur två tidsperspektiv, kort sikt då det blir en effekt- och energifråga, och ett långt perspektiv då det blir en energifråga. På kort sikt bör flaskhalshanteringen bidra till att ge signaler som korregerar produktion och förbrukning så att effektproblem uppstår mer sällan. På lång sikt bör flaskhalshanteringen ge signaler som leder till etablering av produktion i underskottsområden och förbrukning i överskottsområden.

⁷³ Se CEER ”Congestion Management guidelines”

I en bristsituation i Sverige är vi beroende av att ha tillgång till importerad kraft. Har Svenska Kraftnäts motpart över en förbindelse begränsat kapaciteten för export till Sverige innebär det att den potentiella importen till Sverige blir lägre vilket ger sämre möjligheter att hantera bristsituationer.

För att hantera effekttoppar är det viktigt att den nordiska elmarknaden är så integrerad som möjligt. Nuvarande flaskhalshantering innebär att handelskapaciteten kan vara begränsad vid effekttoppar vilket medför reducerade importmöjligheter. Detta kan bidra till stora prisskillnader mellan områden och därmed större risker för bland annat elhandlare. Då kapaciteterna reduceras innebär det att risken för uppdelning i separata prisområden, delmarknader, blir större trots att behovet av en integrerad nordisk elmarknad då är som störst.

En nedläggning av Barsebäck 2 innebär att effektbalansen i södra Sverige försämras. Detta gör att Sverige blir mer beroende av import vid effekttoppar, allt annat lika. Sverige är i sådana situationer beroende av att angränsande systemoperatörer inte begränsar exporten till Sverige. Sker det begränsningar av handelskapaciteten i riktning mot Sverige i en sådan situation blir sannolikt konsekvensen att prisdifferensen blir större än det skulle ha varit om handelskapaciteten inte reducerats. Detta innebär högre priser på spotmarknaden i det svenska området.

I effektivitetshänseende innebär den nuvarande hanteringen att de lokaliseringssignaler som når marknaden via spotmarknaden gäller för Sverige på nationell nivå. Även om Sverige kan vara i balans totalt sett finns dock skillnader regionalt. Underskottsområden och överskottsområden inom Sverige urskiljs inte i prisbildningen på spotmarknaden. För att elmarknaden fortsatt ska utvecklas i positiv riktning kan det finnas behov att ta hänsyn till detta. Stamnätstariffen bidrar dock med en viss styrsignal i nuvarande system då den är geografiskt differentierad med högre inmatningstariff och lägre uttagstariff i norra Sverige jämfört med södra Sverige.

Svenska Kraftnät möter prissignaler i form av kostnader för finansiering av mothandel. Dessa belopp har dock varit låga till följd av att dessa uppkommer om begränsningar av import/export inte varit tillräckliga för att hantera de interna snitten.

Ökad mothandel införs

För att det ska vara möjligt att hantera begränsningar internt inom Sverige via spotmarknaden krävs att Sverige delas in i anmälningssområden.

I detta alternativ kommer de kostnader som uppstår för att lösa överföringsbegränsningar i planeringsfasen att ge signaler om överskotts- respektive underskottsområden. Dessa signaler kommer främst att nå de aktörer som kommer att vara inblandade i mothandeln och de systemansvariga. Den aktör

som inte deltar i mothandeln och möter det sammanhållna priset i Sverige möter dock ett pris som inte reflekterar den relevanta marginalkostnaden för att möta en ökad efterfrågan.

Följden blir att mothandeln ger överincitament att investera i ny produktionskapacitet i överskottsområden medan det ger underincitament att investera i ny produktion i underskottsområden.

Indelning av Sverige i elspotområden

Nordel studerade effektproblematiken i Nordisk Systemutvecklingsplan 2002. Genomgången visade att Norden är beroende av import från Ryssland, Tyskland och Polen, och att Norden som helhet under vissa förutsättningar kan hamna i en effektbristsituation.

Inom Norden är Sverige söder om snitt 2 det stora underskottsområdet. Drygt 8000 MW behöver föras in i Sverige söder om snitt 2 under en extrem höglastsituation. Detta bedömdes vara möjligt att klara vid hög tillgänglighet på produktion och överföring.

En förstärkning av effektsäkerheten i Sverige söder om snitt 2 bör enligt rapporten först och främst ske genom ökad produktionskapacitet i området, större flexibilitet i elförbrukningen samt genom ökning av tillgänglig import. Snitt 4 bedömdes inte innebära några begränsningar vid höglast såvida det inte är ett stort produktionsbortfall i Sverige söder om snitt 4.

En indelning av Sverige i två elspotområden kommer att ge prissignaler om var underskottsområden respektive överskottsområden är belägna i Sverige. Denna styrsignal ger incitament att förlägga produktion till underskottsområden och förbrukning till lågprisområden.⁷⁴

9.2.2 Främja en väl fungerande elmarknad

Metoder att hantera begränsningar i överföringssystemet ska sammanfattningsvis åstadkomma två saker, förmå aktörer att anpassa sina produktions- och förbrukningsplaner för det kommande dygnet så att nätet inte överlastas i driften, vidare ska metoden förmå producenter och förbrukare att ta hänsyn till nätbegränsningar i investeringsbeslut.

Ett grundläggande krav på en effektiv och väl fungerande marknad är att priset speglar den relevanta marginalkostnaden. Förväntar sig samhället ett decentraliserat beslutsfattande i drift- och investeringsfrågor är ett pris, som korrekt speglar knapphet på effekt, energi och överföring, ett överlägset styrmedel.

⁷⁴ Vid investeringsbeslut är prissignalen dock inte den enda variabeln.

En viktig utgångspunkt i Sverige för hantering av flaskhalsar har historiskt varit att Elspotområden bör vara så stora som möjligt. Huvudanledningen till det är att underlätta för elhandlare genom att erbjuda ett virtuellt oändligt starkt nät.

Nuvarande ordning

Nuvarande hantering innebär i vissa avseenden en fördel för utvecklingen av elmarknaden inom Sverige då Sverige utgör ett elspotområde med enhetligt pris på spotmarknaden. En följd av att hålla samman den svenska marknaden är att handelskapaciteten mellan Sverige och grannländerna begränsas i en förhållandevis stor omfattning, vilket framgår i kapitel 4.

För att garantera säker drift av det nationella systemet trots osäkerheter om morgondagen är handeln på utlandsförbindelserna den del som Svenska Kraftnät och övriga systemansvariga kan påverka.

Fördelningen mellan berörda förbindelser sker dels utifrån deras fysiska kapacitet dels utifrån deras verkningsgrad. Att fördela kapacitet i relation till deras storlek är den huvudsakliga principen och ger samma förutsättningar för berörda förbindelser. Begränsning utifrån verkningsgrad, innebär att begränsningen sker i förhållande till förbindelsens påverkan på flaskhalsproblematiken. Denna typ av begränsning används för att hantera Västkustsnittet. Ett alternativ till reduktion efter verkningsgrad är att begränsa samtliga berörda förbindelser efter deras storlek. Detta är dock olämpligt eftersom det skulle innebära att det totala begränsningsbehovet för att avlasta Västkustsnittet blir större i den enskilda timmen.

Neddragningar av export och importkapaciteter gynnar inte utvecklingen mot en ännu mer integrerad nordisk och nordeuropeisk elmarknad. Begränsningar av kapaciteten mellan områden ökar risken för att marknaden delas upp i separata nationella delmarknader eller prisområden. Uppdelningen i separata nationella delmarknader ökar risken för marknadsmakt, högre riskkostnader och lägre likviditet.

En fördel med nuvarande system där Sverige utgör ett område innebär att aktörer möter ett pris på spotmarknaden. Detta förenklar utvecklingen av marknaden i Sverige. För leverantören innebär det att den endast behöver prissäkra sig för ett område jämfört med om denne varit aktiv i flera områden.

En nackdel med nuvarande system är att spotpriset inte reflekterar marginalkostnaden i olika delar av Sverige. Vid handel på spotmarknaden sker prissättningen utifrån de på marginalen antagna buden. Under förutsättningen att aktörer bjuder in sin produktion till marginalkostnaden innebär det att priset fastställs utifrån det dyrast antagna budet. Följden av detta är att priset i Sverige alltid kommer att överstiga vattenkraftens marginalkostnad när värmekraft deltar och får tillslag på spotmarknaden. Detta gör att ett sammanhållet svenskt anmälningområde innebär att producenter av till exempel vattenkraft i norra

Sverige kan tillgodogöra sig högre priser än dess marginal kostnad på grund av att värmekraft i söder är prissättande.

När den nordiska marknaden delas upp i separata prisområden hänger Sverige vanligen ihop med minst ett annat område, se tabell 18, och således blir området som har samma pris oftast större än endast den svenska marknaden.

Tabell 18 Procentuell del av tiden som ett område är isolerat från alla övriga områden

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Stockholm	3,2	0,6	5,5	0,0	0,1	0,0	0,1
Oslo	22,9	33,2	55,0	8,9	25,4	23,8	32,7
Tromsö	23,1	36,6	41,7	23,8	21,9	10,9	22,2
Helsingfors		4,0	15,8	0,9	5,0	29,2	38,3
Jylland		33,8	44,8	19,1	40,1	48,9	37,0
Själland			7,2	5,4	9,3	2,0	5,0

Källa: Nord Pool

Det är således ytterst få timmar som Sverige utgör ett isolerat prisområde, anledningen till det är dels Sveriges centrala läge i det nordiska elsystemet, dels de många förbindelserna till övriga länder.

Det nuvarande systemet innebär att bilateral handel och handel på spotmarknaden inte utesluter varandra när det gäller handel inom Sverige. Vid handel på spotmarknaden lämnar aktören bud i område Sverige oavsett var i Sverige produktionen eller förbrukningen är lokaliserad.

Den signal som svenska aktörer möter i form av prissignalen på spotmarknaden är inte enbart hänförlig till faktiska begränsningarna i förbindelserna till grannländerna. Prissignalen ges på landsnivå, och inte där de faktiska snitten är belägna. Signalen finns dock till viss del i form av kostnader för mothandel, vilken i sin tur påverkas av hur stor kapacitet som varit tillgänglig på spotmarknaden.

Det har sedan länge funnits olika ”läger” i denna fråga. Elhandlare och elanvändare har exempelvis ofta förespråkat mer mothandel för att slippa riskerna med prisområdesindelning. För vissa systemansvariga skulle däremot en ren mothandelslösning innebära stora ekonomiska risker i form av ökade mothandelskostnader. Dessa kostnader belastar emellertid stamnätstariffen som inte med nuvarande konstruktion kan förändras ofta. I och med att mothandelskostnaderna finansieras via stamnätstarifferna fördelas de bland nätkunderna. Mothandel som sker inom en systemansvarigs område bekostas av denne.

Skulle kapaciteten i de svenska snitten överskridas i driften av exempelvis transitflöden skulle Svenska Kraftnät behöva tillgripa mothandel för att avlasta

snitten. Detta innebär kostnader för Svenska Kraftnät och slutligen kunder på det Svenska stamnätet.

Punkttarifferna som tillämpas i Norden innebär att aktörer ska ha tillgång till hela det nordiska nätet utifrån en inmatnings- eller uttagpunkt. I varje lands stamnätstariff ingår kostnader för genomförd mothandel i det inhemska nätet, men inte mothandelskostnader genomförda av övriga systemansvariga i deras nät. Varje systemansvarig bär ansvaret för kostnader i det egna systemet.

För att uppnå samhällsekonomisk effektivitet ur ett nordiskt perspektiv bör kostnader belasta den som orsakar dem, och därmed borde mothandelskostnader fördelas bland dem som orsakar behovet av dessa. Detta skulle också öka det marknadsbaserade inslaget i nuvarande hantering samt bidra till att systemet blir mer transparent för aktörerna genom att kostnaderna synliggörs för aktörerna.

Ökad mothandel införs

Fullständig mothandel innebär att en eventuell flaskhals helt hanteras med mothandel. Det betyder att befärade interna flaskhalsar inte löses genom att reducera handelskapaciteten vid landsgränsen. Mothandel möjliggör också att Sverige även fortsättningsvis är ett enda område.

För att detta ska få fullt genomslag på den nordiska elmarknaden och en rimlig fördelning av nytta och kostnader mellan länder och aktörer är det viktigt att övriga systemansvariga också minskar sina neddragningar av handelskapaciteter.

För elhandlare på den nordiska elmarknaden är det en fördel med så stora prisområden som möjligt då de inte behöver hantera prisdifferenser mellan områden. Delas ett område upp i flera elspotområden innebär det att aktören kommer att behöva hantera prisdifferenser mellan flera områden.

Fördelen med fullständig mothandel är att den stöder utvecklingen mot en ännu mer integrerad nordisk elhandelsmarknad. Handelskapaciteten mellan Sverige och angränsande länder reduceras inte för att hantera en befärad intern svensk flaskhals. Detta minskar risken för separata nationella marknader med åtföljande minskad konkurrens, högre riskkostnader och sämre likviditet.

Mothandel möjliggör också att Sverige även fortsättningsvis är ett enda område. Ett bud på spotmarknaden är inte specificerat per anläggning, endast per anmälningsområde. Många bud innehåller också en elasticitet vilket innebär att bud om köp och försäljning gradvis förändras vid förändrade priser. Detta innebär att mothandel på spotmarknaden för en viss timme troligen kommer att omfatta relativt många aktörer. Detta är i sig en fördel men innebär att det blir mycket svårt för den systemansvariga att kontrollera att mothandelsprestationen blir fysiskt utförd.

Problematiken kring fullständig mothandel gäller främst om det alltid är fysiskt möjligt att genomföra mothandel, de totala kostnaderna och risken för utövande av marknadsmakt.

I vissa situationer med effekttoppar kan det vara fysiskt omöjligt att genomföra mothandel i underskottsområdet i den utsträckning som krävs för att helt mothandla en flaskhals. Statnett anför detta argument som motiv för varför man hanterar flaskhalsar i snitten väster om Oslofjorden genom att tillämpa den så kallade Hasle-trappan, som anger hur mycket exportkapaciteten från Sydnorge till Sverige skall reduceras vid olika förväntade förbrukningsnivåer på Östlandet. Motsvarande argument har framförts av Svenska Kraftnät som motiv till varför man inte alltid kan fullt mothandla snitt 2 och snitt 4.

Kostnaden för mothandel är beroende av hur många timmar som mothandlas, vilken effekt som mothandlas och hur stor prisskillnaden är mellan underskotts- och överskottsområdet. Kostnadsargumentet har lyfts fram av systemansvariga som motiv för varför man inte genomför fullständig mothandel utan flyttar befarade interna flaskhalsar till gränserna genom att reducera export- och/eller importkapaciteter⁷⁵

Kostnaden för mothandel är en systemansvarskostnad och betalas via stamnätstariffen. Eftersom det är förbrukarna som står för merparten av stamnätstariffen är det således också förbrukarna som står för merparten av kostnaderna för mothandel. Frågan om kostnaderna för fullständig mothandel blir för stora är därför i mycket en fråga om förbrukarnas priselasticitet för transporttjänsten. Det kan vara aktuellt att förändra denna ordning så att en mer tydligare fördelning mot att de som förorsakar mothandelskostnaden betalar.

Risken för utövandet av marknadsmakt i samband med mothandel är beroende på hur många mothandelsalternativ systemansvarig kan välja mellan. Om det är marknadsmakt i samband med en oväntad mothandelssituation blir konsekvensen endast en onödigt hög kostnad.

Vid en förväntad mothandelssituation finns det risk för att ett företag med marknadsmakt även anpassar budgivningen på spotmarknaden för att få så stor förtjänst som möjligt av mothandeln. Resultatet blir i så fall att också spotmarknadens prisbildning påverkas. I de fall det är en långvarig mothandelssituation och överskottsområdet innefattar vattenmagasin kan den lätt absurda situationen uppstå att en producent dag efter dag bjuder in samma magasinivatten till ett lågt pris på spotmarknaden, får tillslag och därefter i mothandeln får köpa kraft billigare än vad han värderar sin produktion till och därmed gör en vinst.

⁷⁵ Fingrid är den ende systemansvariga som hävdar att de inte flyttar interna flaskhalsar till gränsen utan att de mothandlar dessa. Våra beräkningarna i kapitel 4 visar dock att även Fingrid reducerar handelskapaciteten.

På motsvarande sätt har producenten i underskottsområdet ett incitament att inte bjuda in viss produktion eller kräva ett så högt pris att han inte får tillslag. Därefter kan han i samband med mothandeln sälja den möjliga produktionen till ett högre pris än spotpriset.

För att kunna använda spotmarknaden för hantering av de interna snitten i Sverige är en förutsättning att aktörer lämnar bud i separata anmälningsområden. För att möjliggöra detta ska handelskapacitet för de interna snitten lämnas. Bud på spotmarknaden måste därmed lämnas områdesvis. När det svenska områdespriset är fastställt körs en ny iteration för att begränsa flödena till det fysiskt möjliga.

För att undvika ökade förutsättningar för marknadsmakt är det angeläget att modellen utvecklas på ett sådant sätt att till exempel själländska bud kan konkurrera med sydsvenska vid uppreglering i södra Sverige, och att norska och finska bud kan konkurrera med nordsvenska vid nedreglering. Följden av detta är att det kan vara nödvändigt att dela in områden i de andra länderna i fler anmälningsområden.

Det paradoxala i detta alternativ är således, att en ökad mothandel i syfte att hålla samman Sverige som ett elspotområde förutsätter att vi åtminstone delar upp Sverige i två eller flera anmälningsområden. En ersättning av kapacitetsneddragningar med ökad mothandel förutsätter därför förändring av företagens rutiner för prognoser och balansavräkning

En principiell skillnad mellan en indelning av Sverige i fler elspotområden eller att införa ökad mothandel utgörs av kostnadsfördelningen. Vid mothandel läggs kostnaderna på nätanvändarna oavsett om de gett upphov till kostnader eller ej. Marknadsdelning ger en fördelning av kostnaderna så att de läggs på den som använder nätet, risken för prisområdesdifferenser hanteras av aktörerna.⁷⁶

Det torde i praktiken inte vara möjligt att fastställa de garanterade kapaciteter genom svenska interna snitt så att alla tänkbara flöden kan klaras utan att flytta befarade flaskhalsar till gränsen. Även med denna modell måste en avvägning ske av vilken kapacitet som är rimlig.

För aktörerna blir det i stort sett samma kostnader för systemutveckling och för administration. Den stora skillnaden för aktörerna är att de i mothandelsalternativet slipper riskkostnader för hantering av skilda områdespriser i Sverige. I båda alternativen behöver aktörerna hantera möjligheten av skilda balanskraftpriser. Ökad mothandel via spotmarknaden förutsätter bland annat att en utveckling sker av Elspots beräkningsprogram för att möjliggöra mothandel.

⁷⁶ All affärsverksamhet är förknippad med risk och agerande på elmarknaden är inget undantag från det. Det är även på denna marknad viktigt att risken fördelas på ett kostnadseffektivt sätt, och att incitamentstrukturen med avseende på riskerna bidrar till en väl fungerande marknad.

Jämfört med nuvarande ordning för mothandel är viktiga fördelar att mothandel via spotmarknaden skulle ge lika behandling av aktörerna, och torde minska risken för utövande av marknadspekt. Den stora likviditeten på spotmarknaden är ett gott argument för att överväga att utveckla elspot som en marknadsplats för mothandel i planeringsfasen. Detta skulle skapa förutsättningar för att genomföra den omfattande ökning av mothandeln som skulle krävas för att hålla ihop Sverige samt Finland och/eller Sjöland i ett prisområde. Genomsnittlig handel på spotmarknaden är ca 15 000 MW per timme.

En nackdel, som påpekades av Nord Pools marknadsråd våren 2002 när alternativet mothandel på spotmarknaden diskuterades, är att vetskapen om mothandel på spotmarknaden kan ge incitament för vissa aktörer att förändra sina bud och därigenom negativt påverka prisbildningen på spotmarknaden

En annan nackdel kan vara finansieringen av mothandeln. En ökning av mothandeln innebär att flaskhalsintäkterna minskar kraftigt samtidigt som mothandelskostnaderna ökar. Nya metoder för finansieringen av mothandeln krävs därför. En risk är att detta alternativ leder till höga kostnader som i slutledet belastar kunder.

Indelning av Sverige i elspotområden

En indelning av Sverige i elspotområden syftar till att helt eller delvis ersätta neddragning av export-/importkapaciteter för hantering av befarade interna flaskhalsar inom Sverige

I situationer med flaskhals i fler än ett av snitten minskar en elspotindelning omfattningen av problemen i andra snitt. En områdesindelning i snitt 1 eller 2 skulle således mildra effekten på snitt 4.

Sammantaget väger fördelarna med en delning i Sverige i snitt 2 över jämfört med i de övriga snitten. Den stora fördelen med prisområdesmetoden är att det sker en påverkan av samtliga aktörer genom spotpriset. Att priset avspeglar marginalkostnaden är grunden för ett decentraliserat beslutsfattande, med andra ord en fungerande marknad. Nackdelen är att prisområdesmetoden skapar administration och att metoden genererar risker som det kan vara dyrt att prissäkra sig mot.

När Sverige norr om snitt 2 är ett isolerat prisområde kommer området alltid att ha ett lägre pris än Sverige söder om snitt 2 och ett högre pris än Nordnorge och/eller Finland. Sverige söder om snitt 2 kommer endast i extrema situationer att bli ett isolerat prisområde.

De två nya elspotområdena kan förväntas vara isolerade i högst samma utsträckning som Sverige hittills varit isolerat, det vill säga högst några få procent av tiden. Efter 2000 då Sverige var ett isolerat prisområde i 5,5 procent av tiden har Sverige varit ett isolerat prisområde som mest 0,1 procent av tiden under ett

år. Sverige är centralt beläget i Norden och de två prisområdena ligger mellan flera andra prisområden. De kommer därför nästan alltid hänga ihop med åtminstone ett annat område. Det norra elspotområdet gränsar till två andra elspotområden norr om snitt 2, Finland och Norge. Det södra elspotområdet gränsar till fyra andra elspotområden söder om snitt 2, södra Norge (Hasle), Finland, Själland och Jylland. I de fall de två nya elspotområdena inte har gemensamt pris utan hänger ihop med ett eller flera andra områden blir det en minskning av marknadsmakten jämfört med om de skulle vara isolerade.

Den nordiska marknaden som helhet blir mer integrerad än idag eftersom export-/importbegränsningar inte behövs för hantering av snitt 2-problematiken. En områdesgräns i snitt 2 bör också minska behovet av begränsningar för hantering av snitt 1 och snitt 4. Ju större kapacitet för överföring som finns mellan områden desto mindre blir möjligheterna att utöva marknadsmakt.

I nuvarande ordning i vilket Sverige utgör ett område lämnar aktörer ett bud till oavsett var i Sverige budet avser. Möjligheterna att övervaka marknadsmakten ökar vid en områdesindelning eftersom buden lämnas per område, därmed underlättar det för marknadsövervakning på Nord Pool att upptäcka om en svensk producent söker missbruka sin marknadsmakt.

En synpunkt som ofta framkommer är enkelheten med att ha ett område. En aktör som är verksam i Sverige kan idag ha behov att försäkra sig mot att det svenska områdespriset avviker från systempriset. Det kan göras genom att handla med Contracts for Differences på Nord Pool. En indelning av Sverige i flera områden gör i detta fall att priset i två svenska områden kan skilja sig från systempriset.

En annan viktig aspekt är den bilaterala handel som är möjlig idag inom Sverige och till viss del med Finland och Själland. En indelning av Sverige i fler elspotområden där handeln mellan områden i Sverige skulle hanteras via spotmarknaden kan leda till att möjligheten att ingå bilaterala fysiska avtal över områdesgränser i Sverige upphör. Bedömningen är att bilateral handel inom ett område inte påverkas av en sådan indelning.

Bilaterala affärer över områdesgränserna kommer att reflekteras över spotmarknaden. Ett exempel är en producent norr om snitt 2 som säljer kraft till en förbrukare i södra Sverige. De kan ingå ett avtal med ett visst referenspris. Producenten säljer kraft i området norr om snitt 2 och köper i området söder om områdesgränsen, vilket innebär att det bilaterala avtalet således reflekteras på spotmarknaden.

En nackdel med en sådan indelning är att det medför nya administrativa rutiner för aktörer, balansvariga, då de ska planera sina balanser inom fler än ett område. Vid handel på spotmarknaden kommer aktören, om denne är verksam nationellt, att behöva lämna bud om köp och försäljning i vardera området.

Eftersom områdespriset på spotmarknaden kommer att skilja sig mellan södra och norra Sverige om det uppstår en flaskhals mellan de två områdena, kommer förbrukarnas pris också att påverkas. I vilken utsträckning elförbrukarens pris kommer att skilja sig mellan norra och södra Sverige är dock avhängigt av hur elleverantörerna kommer att hantera risken för prisdifferenser om denne är aktiv i båda områdena. Väljer den nationellt verksamme elleverantören att erbjuda samma pris i hela Sverige kommer denne sannolikt att hantera prISRISKEN via den marginal som denne har på den el som säljs. Den prisskillnad som kan komma att uppstå kommer huvudsakligen att innebära att priset blir lägre i norra Sverige än i södra Sverige. Detta kommer av den lägre marginalkostnaden i vattenkraftsproduktionen i norra Sverige jämfört med marginalkostnaden i det mer värmekraftsbaserade södra området.

Detta kan ställas i relation till den nuvarande indelningen i vilken prissignalen ges på landsnivå och därmed inte alltid på den plats där den faktiska flaskhalsen är belägen. Att en befarad flaskhals internt i Sverige hanteras vid landsgränsen innebär att förbrukarens pris i norra Sverige kommer att vara lika som i södra Sverige och därmed högre än marginalkostnaden för att möta ökad efterfrågan i norra Sverige. Således kommer det i situationer där snitten är begränsande i Sverige med flöde från norr till söder innebära förbrukare i norr får betala ett högre pris än de skulle ha fått om Sverige var delat i två områden.

9.3 Konsekvenser av förändrad hantering av överföringsbegränsningar

Samtliga av de föreslagna metoderna för flaskhalshantering har för- respektive nackdelar. Förändringar måste värderas utifrån olika perspektiv; elhandlarens, producentens, förbrukarens och den systemansvarige. Det viktiga är att den metod som tillämpas gynnar utvecklingen såväl av den svenska såväl som den nordiska elmarknaden.

En förändring av nuvarande flaskhalshantering till ett system med utökad mothandel kan komma att medföra väsentligt ökade kostnader för Svenska Kraftnät. En delning av Sverige i flera elspotområden innebär att kostnaderna för mothandel i det svenska nätet blir lägre jämfört med om ökad mothandel införs.

Vid en delning av Sverige i två elspotområden kommer elkunderna i ett underskottsområde, i de situationer då de två områden inte tillhör samma prisområde, att möta ett högre pris än kunderna i ett överskottsområde.

Den kostnad som vid utökad mothandel definieras som en ökad mothandelskostnad, motsvaras vid en elspotindelning av en ökad kostnad för elhandlarna och elkunder. Prismekanismen på spotmarknaden kommer då att dirigera kraften i enlighet med rådande prissignaler. Under timmar då överföringskapaciteten mellan ett överskottsområde (norra Sverige) och ett

underskottsområde (södra Sverige) inte är tillräcklig kommer de två områden att få olika pris.

För att en förändring i det svenska sättet att hantera flaskhalsar ska vara möjlig är det viktigt att poängtera vikten av att övriga systemansvariga också minskar frekvensen av neddragningar vid områdesgränserna. Sker inte det finns en risk att Sverige hamnar i en situation där det utgör en transitkanal för övriga nordiska länders aktörer.

Oavsett om Sverige utgör ett eller flera områden är det viktigt att finna en rimlig bördefördelning mellan aktörer på den nordiska elmarknaden. Fördelningen av kostnader bör ske bland dem som orsakar dem. För att uppnå det krävs en ny ordning där kompensation för mothandelskostnader som uppkommer till följd av transit inom de olika elspotområdena fördelas bland de nordiska aktörerna.

Ett alternativ är att fördelningen av prisområdesintäkter i Norden ingår i en pott som ska finansiera mothandelskostnaderna och investeringar i överföringskapacitet.⁷⁷

9.3.1 Konsekvenser av låg- och högprisområde inom Sverige

I tabell 19 sammanfattas hur det svenska områdespriset förhållit sig till systempriset januari 2000 till juni 2004.

Tabell 19 Stockholmspriset i förhållande till systempriset 2000 – juni 2004, (SEK/MWh)

	2000	2001	2002	2003	2004-06
Stockholmspris lika med systempris	34,7%	60,8%	55,3%	37,5%	26,4%
Stockholmspris högre än systempris	59,9%	10,4%	35,4%	35,7%	32,3%
Stockholmspris lägre än systempris	5,4%	28,7%	9,5%	26,8%	41,3%
Medel systempris	108,0	213,6	245,9	337,2	266,8
Medel stockholmspris	120,4	211,0	252,3	335,3	258,6

Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån Nord Pool FTP-server

Som framgår av tabellen har prisdifferensen varit omväxlande positiv och negativ utifrån svenska elköparens perspektiv. En viktig skillnad jämfört med de historiska prisområdesdifferenserna presenterade i tabell 19 är att prisdifferenserna mellan norra och södra Sverige nästan uteslutande kommer att vara i en riktning när Sverige betraktas internt. Detta innebär att det norra elspotområdet kommer att vara ett lågprisområde och södra elspotområdet kommer att vara ett högprisområde. Skillnader i pris kommer i första hand att uppstå i samband med

⁷⁷ Hur en gemensam nordisk finansiering av förbindelser kan komma att utformas kommer att utredas av de systemansvariga, efter ett uppdrag ur Akurerideklarationen.

stor tillrinning i norr exempelvis vissa vårfloder, i samband med produktionsstörningar i söder och eventuellt också i samband med kalla vinterdagar när effektuttaget i söder är stort. Det saknas underlag för att bedöma hur stora prisdifferenserna vid en indelning i elspotområden i genomsnitt skulle bli.

Ett införande av en elspotgräns i snitt 2 eller snitt 4 kommer vid flaskhals i sydgående riktning leda till att priset blir lägre norr om snittet medan det kommer att bli högre i det södra området. För en producent är det en fördel att Sverige hanteras som ett anmälningssområde om denne har produktion fördelat över Sverige, eller enbart produktion norr om snittet. För den producent som enbart har produktion söder om snittet är det en fördel om Sverige delas in i två anmälningssområden. För producenter norr om snittet innebär ett sammanhållet Sverige högre priser än om Sverige vore indelat i två områden.

Även slutkunder på marknaden kommer att påverkas. Det gäller främst för företag som har många anläggningar och som arbetar med koncerngemensamma inköp, exempelvis fastighetsbolag. För dessa företag kan det bli olika priser i olika områden och, om de själva administrerar en kraftportfölj, nya risker.

Även om det inom Nordelområdet på många sätt är en gemensam elmarknad är det fortfarande så att elhandelsföretagen agerar på nationella marknader. För att ett svenskt elhandelsföretag ska kunna teckna avtal med kunder i Danmark, Norge eller Finland krävs i praktiken att de etablerar ett bolag i det landet. Det beror på att alla regler kring balanstjänst, avräkning, rapportering etc. fortfarande är nationella med specifika regler och rutiner för varje land. Det är viktigt att ha i åtanke att grossistmarknaden är nordisk, medan detaljistmarknaden är nationell.

På den svenska elmarknaden finns idag ca 125 företag som varierande aktivt erbjuder elleveranser till slutförbrukare med olika typer av priskonstruktioner. Med det avses företag som är registrerade hos Svenska Kraftnät. Dessa företag kan delas in i tre grupper, nationellt, regionalt och lokalt verksamma elhandelsbolag

Den tredje och sista kategorin är den klart talrikaste med ett hundratal företag. Utifrån en konkurrensaspekt är alla aktörer inom elhandelsområdet naturligtvis viktiga, men särskilt viktiga är de aktörer som arbetar över hela landet. Dessa nationellt verksamma elleverantörer (ca 33 st) innebär ett alternativ till den lokala leverantören för kunderna och innebär därigenom en press på priset. Det är också viktigt att det finns nationellt verksamma elhandlare vid sidan av de tre stora kraftbolagen, för att uppnå priskonkurrens på marknaden. De tre stora har dessutom ofta samarbete med de lokala leverantörerna.

En viktig fråga är således hur förutsättningarna för de nationellt aktiva fristående elhandlarna skulle påverkas av att Sverige delas in i två prisområden.

9.3.2 Konsekvenser för elhandlare

För elhandelsföretag som enbart agerar på den svenska marknaden kommer en indelning av Sverige i två Elspotområden att kräva nya arbetssätt och rutiner. Det handlar exempelvis om prissättning, marknadsföring, avräkning och fakturering. För att klara detta kan det komma att behövas nya tekniska hjälpmedel. Kopplat till prissättningen uppstår det nya risker om Sverige delas in i två områden. En viktig fråga är om elhandelsföretagen kommer att kunna prissäkra sina inköp i respektive elspotområde till rimliga kostnader.

Prissättning och produktutbud

Som det är i dag kan elhandlarna erbjuda en viss typ av kund samma pris och samma produkter oberoende var i landet kunden är belägen. Detta är sannolikt inte fullt ut möjligt om Sverige delas upp i två elspotområden. Speciellt svårt blir det att erbjuda samma pris för de kundsegment där försäljningsmarginalerna är låga, exempelvis fastighetsbolag.

En tänkbar utveckling är att elhandlarna generellt arbetar med två olika prislistor: en lägre för kunder i norra elspotområdet och en högre för kunder i södra elspotområdet. När en elsäljare offererar ett pris måste kunden ange var i landet man är belägen. När elhandelsföretaget väl har kontrakterat en kund vet man redan i dag i vilket nätområde kunden är belägen. Om inte annat behövs den informationen för att kunna fakturera rätt elskatt. Förändringen ligger således i att man måste känna till var kunden är belägen redan i offertstadiet.

Ett vanligt sätt för elhandelsföretagen att marknadsföra sig direkt mot kund är att ingå allianser med olika intresseorganisationer och med företag inom andra branscher för att på ett kostnadseffektivt sätt kunna nå ett stort antal kunder. Detta kan ske till exempel genom biläggande av så kallade "fripassagerare" till medlems-/kundutskick, inbladningar i tidningar och dylikt. Denna form av direkt marknadsföring har normalt sett en större träffsäkerhet och ger ett bättre utfall än utskick till "kalla adresser", det vill säga adresser som man köper från register och gör selekteringar från. Annonsering i tidningar, affischkampanjer och tv-reklam förekommer bland elhandelsföretagen, men sker i första hand i syfte att långsiktigt bygga varumärken, inte så mycket för att presentera konkreta kunderbudanden eller att komma till avslut.

En indelning av Sverige i två områden kommer sannolikt att få konsekvenser för elhandelsföretagens sätt att kommunicera med potentiella kunder. Det är möjligt att vissa marknadsföringskanaler måste väljas bort, exempelvis utskick till alla villaägarföreningens medlemmar. Anledningen skulle vara att det inte bedöms vara möjligt att kommunicera ut två olika priser i samma erbjudande. Kostnaderna för att få en ny kund är redan i dag ganska höga, möjligen i storleksordningen 500 kronor per kund. Dessa kostnader kommer att öka om Sverige delas in i två elspotområden – någon dramatisk ökning torde det dock inte handla om.

Trots detta finns det redan i dag minst ett elhandelsbolag som erbjuder olika priser beroende på var i Sverige kunden är belägen

Kundadministration

En betydande kostnadspost för alla elhandlare är kundadministration. Elleverantörens administrativa kostnader för att hantera en kund skiljer sig ganska mycket beroende om kunden finns i det "egna området" eller om kunden finns någon annanstans i landet. Med "egna området" avses det nät där man är den dominerade leverantören, det vill säga ett nät där man tidigare hade leveransskyldighet. I utredningen "Månadsvis avläsning av elmätare" uppskattades elleverantörens kostnader för att administrativt hantera en kund utanför sitt eget område till ca 300 kronor per år. Motsvarande kostnad för att hantera en kund inom det egna området uppskattades till ca 200 kronor. Denna kostnad kan dessutom normalt delas med nätägaren i området eftersom det fortfarande är vanligt att nät och kraft samfaktureras.

Om Sverige delas in i två elspotområden måste elhandelsföretagen anpassa sina system för den nya situationen, vilket kommer att innebära kostnader. Det är i princip tre olika system som påverkas, kundadministrationssystemet (data om kunden, prislista, förbrukning och så vidare), prognos och rapporteringssystem och riskhanteringssystem

Den information som kommit till utredningens kännedom är att flertalet av de system som används idag ganska lätt kan anpassas till en situation med två områden i Sverige – dock inte alla. Informationen bör tolkas med försiktighet, eftersom de tillfrågade elhandelsföretagen hade kort tid på sig att besvara frågan. Det har heller inte gjorts någon bedömning av storleken på de kostnader som eventuellt uppstår.

En uppfattning som framfördes från norska elhandelsföretag är att det är betydligt lättare administrativt att hantera fasta elspotområden det vill säga där gränserna är definierade på förhand jämfört med flytande områdesgränser. Det är också viktigt att områdesgränsen följer gränser mellan nätområden. Vilket nätområde en kund tillhör är information som redan i dag finns i systemen.

Kraftinköp

Ett elhandelsföretag har stor omsättning men arbetar normalt med små marginaler. Vid sidan av motpartsrisken är den största risk ett elhandelsföretag har att hantera obalans mellan inköpsportfölj och försäljningsportfölj. Dessa obalanser uppstår dels av att kundernas exakta förbrukning inte går att prognostisera, och dels av att det inte finns tillräckligt "skraddarsydda" prissäkringsprodukter. I vissa fall finns det prissäkringsprodukter men elhandelsföretaget väljer ändå att exponera sig för risken, eftersom dessa produkter bedöms vara felaktigt prissatta. De väljer således hellre att själv bära prisområdesrisken än att teckna en dyr försäkring.

En produkt som ofta anses vara felaktigt prissatt av marknaden är så kallade Contracts for Difference (CfD). Dessa prissäkringsprodukter är utformade för att

eliminera prisområdesriskerna i det nordiska systemet. Flertalet av de elhandelsföretag som vi har varit i kontakt med uppger att de endast sporadiskt använder sig av CfD och att anledningen är att produkterna är för dyra till följd av dålig konkurrens bland potentiella motparter. Naturliga motparter är svenska kraftföretag som vill prissäkra sin produktion i område Sverige.

De dåliga erfarenheter elhandelsföretagen har av marknaden för CfD kan innebära att möjligheten att prissäkra sig mot nya prisområdesrisker försvåras på grund av bristande likviditet. Det är därför viktigt att Nord Pool och andra berörda aktörer arbetar för att förbättra CfD-instrumentet, och öka marknadens förtroende för detta.

En möjlighet kan vara om de två svenska elspotområdena kan knytas närmare andra områden. Kraftföretag i norra Norge skulle exempelvis kunna vara intresserade av att vara motpart till elhandelsföretag i norra Sverige. På motsvarande sätt skulle kanske danska kraftföretag agera i södra Sverige. Detta behöver dock utredas vidare.

En fråga som har diskuterats ganska ingående de senaste åren är reglerna för balanskraftprissättning. Många menar att de nuvarande reglerna missgynnar mindre aktörer. Svenska Kraftnät har på prov infört modifieringar just för att underlätta för Balansansvariga aktörer med liten omsättning.

En direkt konsekvens av att införa två områden i Sverige är att de balansansvariga måste dela upp sina balanser på två – en balans i norra området och en i södra. Detta innebär sannolikt extra kostnader för många bolag. De förändringar som Svenska Kraftnät för närvarande provar mildrar dessa effekter.

Övergångsproblem

Ett införande av flera Elspotområden i Sverige medför vissa övergångsproblem för elhandlarna. Såväl kundavtal som inköpskontrakt är tecknade på de premisser som gäller i dag. Normalt arbetar elhandelsföretagen inte med längre avtalsperioder än tre år, men det finns undantag. Utvecklingen går generellt mot kortare avtalsperioder.

Även om elhandelsföretagen skulle veta att en ny elspotområdesindelning införs om exempelvis tre år, har man svårt att planera för det i dag. Möjligen skulle man lägga på en extra riskpremie på långa avtal med kunder i södra delen av landet där man kan förvänta sig en viss prisökning och samtidigt sänka priset för kunder i norr. En sådan prisdifferentiering kan dock vara svår att kommunicera på marknaden innan uppdelningen införs.

Sannolikt spelar det inte så stor roll för de allra flesta elhandelsföretag om övergångsperioden är två eller tre år. En kortare period än två år är nog inte att rekommendera.

9.3.3 Summerade konsekvenser för aktörer och förbrukare

Tabell 20 summerar de förväntade konsekvenserna för producenter och förbrukare av en elspotindelning av Sverige.

Tabell 20 Översiktlig summering av konsekvenser för elmarknadsaktörer

	Norra området	Södra området
Producenter	<ul style="list-style-type: none">Får mindre betalt för sin produktion vid flaskhals	<ul style="list-style-type: none">Får mer betalt för sin produktion vid flaskhals
Elkunder	<ul style="list-style-type: none">Lägre kostnad för elektricitet vid flaskhals	<ul style="list-style-type: none">Högre kostnad för elektricitet vid flaskhals
Nationellt verksamma elhandlare	<ul style="list-style-type: none">Kostnader för omställning och ökad administrationKostnad för att hantera prisområdesriskenSystem med två prislister kan komma att behövas	

9.4 Genomförandefrågor

Vid en förändring av den nuvarande ordningen att hantera överföringsbegränsningar kan ytterligare åtgärder vara nödvändiga och faktorer behöva belysas. En fråga som inte har kunnat utredas inom ramen för detta uppdrag är de kostnader som uppstår som en följd av ökad mothandel. Energimyndigheten bedömer att dessa kan komma att uppgå till betydande belopp om målet är att hålla samman Sverige, Finland och Själland som ett prisområde.

En förändring av metoderna för hantering av överföringsbegränsningar kan komma att kräva en anpassning av stamnätstariffen och förändrad balansprissättning och avräkning.

Båda alternativen till nuvarande ordning kräver förändringar på spotmarknaden. Aktörer kan komma att behöva anpassa sina handelssystem och en del övriga administrativa rutiner såsom avräkning och i viss mån fakturering. En elspotindelning gör till exempel att priserna till alla leveranspunkter i Sverige eventuellt inte längre kan vara desamma. Även Svenska Kraftnät behöver anpassa rutiner och system för att sköta avräkning och ekonomisk balanshantering för två olika elspotområden.

Kortaste tid för att göra det smidigt administrativt är tre till fyra år fram i tiden, vilket motsvarar terminskontraktens löptid på Nord Pool.

10 Slutsatser

Hantering av flaskhalsar är en av de mer komplexa frågorna vid design av en elmarknad i konkurrens. Hanteringen påverkar elmarknadens effektivitet och funktionssätt. Detta gäller flaskhalshanteringen såväl på den nordiska elmarknaden som i de nationella delsystemen.

Ett grundläggande krav på en effektiv och väl fungerande marknad är att priset speglar den relevanta marginalkostnaden. Förväntar sig samhället ett decentraliserat beslutsfattande i drift- och investeringsfrågor är ett pris, som korrekt speglar knapphet på effekt, energi och överföring, ett överlägset styrmedel.

Samtliga nordiska systemansvariga löser i viss utsträckning befara de interna flaskhalsar och stabilitetsproblem redan i planeringsfasen via reducering av handelskapaciteten vid gränserna. Det har inte framkommit något som pekar på att detta förfarande strider mot EU:s regelverk. Det skulle dock vara fördelaktigt om ett gemensamt nordiskt regelverk om hantering av begränsningar i bakomliggande nät införs.

Reduceringar av handelskapaciteten har vid vissa tillfällen stora konsekvenser för prisbildningen på spotmarknaden och kan skapa stora prisdifferenser på den nordiska elmarknaden. Reducering av handelskapaciteten mellan områden som sker på grund av orsaker i bakomliggande nät gör att priset i mindre utsträckning kan spegla den relevanta marginalkostnaden.

Det svenska stamnätet för el är väl utbyggt för svenska behov, främst för att transportera el från vattenkraften i norr till konsumtionsområdena i Mellan- och Sydsverige. Det gör att Svenska Kraftnät genom tämligen begränsade motköpsinsatser kan undvika flaskhalsar i det svenska elnätet. Sverige har därmed alltid ett och samma elpris på producentmarknaden.

Sveriges utlandsförbindelser har också stor kapacitet, för närvarande ca 9 000 MW. Det innebär att relationen mellan kapacitet på utlandsförbindelserna och högsta förbrukning i landet är ca 30 procent. Detta överstiger vida den rekommendation om ca 10 procent som diskuteras inom EU.

Genom den stora kapaciteten på utlandsförbindelserna, och framför allt genom tillkomsten av en öppen nordisk och sedermera nordeuropeisk elmarknad, har trycket på det svenska stamnätet ökat väsentligt. Detta svarar nu också för överföring av el från till exempel norsk vattenkraft och finsk värmekraft till konsumtion i Danmark, och i Tyskland/Polen och i motsatt riktning till exempel vid torrår. Det finns starka krav från nordiska aktörer på att stamnätet i denna situation helt och hållet ska utnyttjas som en gemensam nyttighet för Sverige och

intelligande länder. Ett sådant utnyttjande förutsätter dock väl fungerande metoder för kompensation för så kallade transitflöden. Av grundläggande betydelse är att kostnader för hantering av överföringsbegränsningar, till exempel genom mothandel, fördelas på ett sådant sätt att den som orsakar kostnaderna också betalar för dessa. En sådan väl fungerande kompensationsmekanism, som ger skälig ersättning för transitflöden, har inte kunnat skapas inom ETSO eller Nordel.

Frågan om det svenska stamnätet i den nya situationen ska utnyttjas som tidigare, eller om det ska utnyttjas som en helt integrerad del av ett internationellt överföringssystem för el bör knytas till hur kostnaderna för detta nät ska fördelas.

För en fortsatt positiv utveckling av den nordiska elmarknaden där länder och aktörer får nytta av fördelarna av en gemensam marknad bör eftersträvas en ytterligare integrering av de nordiska näten. Ett viktigt steg är att minska neddragningar av handelskapaciteterna mellan de nordiska länderna.

Energimyndigheten har identifierat två principiellt olika alternativ till Svenska Kraftnätets nuvarande ordning för hantering av överföringsbegränsningar i planeringsfasen:

- områden i Norden knyts samman genom ökad mothandel i planeringsfasen, i syfte att skapa större prisområden för aktörerna,
- elspotområden införs, i syfte att ersätta neddragningarna av handelskapaciteten mellan de nordiska länderna och att genom effektiv prissättning säkerställa att kraften flödar i den riktning den prismässigt bör flöda.

I båda alternativen kommer kombinationen av mothandel och marknadsdelning fortsatt att samexistera. I driftfasen används mothandel för att avlasta flaskhalsar i kraftsystemet. Vidare kan alternativet med ändrade elspotgränser kombineras med mothandel i planeringsfasen.

Båda dessa metoder, var för sig och i kombination, bedöms vara i enlighet med EU:s nuvarande och kommande regelverk. Något krav på att samma metod för flaskhalshantering måste tillämpas av en medlemsstat i förhållande till angränsande EU-medlemsstater, kan inte utläsas av förordningen eller elmarknadsdirektivet.

Metodernas konsekvenser för den korta och långsiktiga försörjningssäkerheten är dock inte lika entydig, och metodernas konsekvenser skiljer sig åt. Detsamma gäller för metodernas betydelse för att främja en väl fungerande marknad.

En principiell skillnad är fördelningen av kostnader mellan berörda parter. Vid mothandel läggs kostnaderna på nätanvändarna oavsett om de gett upphov till

kostnader eller ej. Marknadsdelningen ger en fördelning av kostnaderna så att de läggs på den som använder nätet för överföring och transitering av el. Detta sker genom att spotpriset skiljer sig mellan områden.

Vid mothandel ger det gemensamma priset uttryck för att överföringsnätet är oändligt starkt medan marknadsdelning åskådliggör begränsningar i överföringssystemet genom att priset tillåts skilja sig mellan underskotts- och överskottsområden.

Oavsett vilken eller vilka kombinationer av metoder som används för att hantera knapp överföringskapacitet kommer flaskhalsar fortsatt att uppstå. Det är därför nödvändigt för elmarknaden att metoderna att hantera dessa är effektiva ur samhällsekonomisk synpunkt, leder till en optimal användning av den befintliga infrastrukturen, samt att de nordiska marknadsaktörerna har förtroende för de nordiska systemansvarigas intentioner och förmåga att hantera flaskhalsar.

Behov av överföringsbegränsningar i det svenska stamnätet kan orsakas av intern handel inom landet. Ett sådant behov kan också orsakas av import- och exportflöden som genereras av den allt mer integrerade nordiska och nordeuropeiska elmarknaden.

För att uppnå samhällsekonomisk effektivitet bör kostnader belasta den som orsakar dem. Mothandelskostnader i det svenska stamnätet bör således fördelas bland de nordiska aktörer som orsakar behovet av mothandel. Detta skulle också öka det marknadsbaserade inslaget i nuvarande hantering samt bidra till att systemet blir mer transparent för aktörerna genom att kostnaderna synliggörs. Det bör noteras att hur stora kostnaderna för ökad mothandel kan komma att bli inte har utretts. Bedömningen är dock att de kan bli betydande om målet är att hålla samman Sverige, Finland och Sjöland som ett prisområde.

En indelning av Sverige i elspotområden innebär att spotpriset kommer att skilja sig mellan områden i händelse av flaskhals. Detta innebär för förbrukaren och producenten i huvudsak att priset i norra Sverige blir lägre än i södra Sverige när överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att uppnå lika priser inom landet.

Energimyndigheten bedömer att en indelning av Sverige i elspotområden kan ge förutsättningar för att uppnå större sammanhängande prisområden än i nuvarande indelning. En sådan förändring kan vara till gagn för såväl svenska aktörer som aktörer på den nordiska marknaden. En förutsättning för en sådan förändring är att övriga systemansvariga vidtar åtgärder för att upprätthålla en hög handelskapacitet så att den förändrade hanteringen inom Sverige får avsedd verkan på den nordiska elmarknaden. En fråga är också i vilken utsträckning det behövs ökad mothandel för att effekterna av en elspotindelning av Sverige ska bli de avsedda.

Energimyndigheten har konstaterat att ellagen eller annan lagstiftning inte hindrar en förändring av den nuvarande metoden för hantering av överföringsbegränsningar inom Sverige eller vid landsgränsen. Energimyndigheten anser att valet av flaskhalshanteringsmetod är en fråga för den systemansvariga (Svenska Kraftnät) och tillsynsmyndigheten (Energimyndigheten).

Energimyndigheten avser att med Svenska Kraftnät ta upp frågan om förutsättningarna för en förändrad hantering av överföringsbegränsningarna i det svenska överföringssystemet. En etablering av elspotområden i Sverige innebär stora förändringar för många aktörer på elmarknaden. Frågan om det ska vara ett eller flera elpris (i producentledet) i Sverige kan ha betydelse för uppfattningen om och tilltron till den öppna elmarknaden. Innan några steg i denna riktning tas bör därför frågan bli föremål för överläggningar med bland annat näringslivs- och konsumentorganisationer.

Förändringar i den svenska hanteringen av överföringsbegränsningar förutsätter också förändringar i de nordiska grannländerna. Överläggningar bör föras mellan de systemansvariga i Norden, där målet bör vara:

- att vidta åtgärder för att minska reduceringen av handelskapaciteten,
- ett gemensamt nordiskt regelverk som stipulerar de tekniska förhållanden som kan motivera en begränsning av handelskapaciteten på spotmarknaden,
- ett fördelningssystem för kostnader för överföringsbegränsningar som kommer av transitflöden.

En samlad nordisk lösning för hantering av begränsningar i överföringsnäten behöver i sig inte omfatta andra EU länder med förbindelser till Nordel-området. Intentionerna bakom skapandet av den inre marknaden för el utgår också från att regionala lösningar ska kunna utvecklas. Förhållandet till EU länder utanför Norden blir dock en viktig faktor i det fortsatta arbetet att utveckla hanteringen av överföringsbegränsningar inom Norden.

Energimyndigheten avser vidare att inom ramen för samarbetet med de övriga nordiska tillsynsmyndigheterna:

- verka för utvecklingen av ett gemensamt nordiskt regelverk och praxis att hantera överföringsbegränsningar i de nationella näten. En viktig fråga i det sammanhanget är att regler och praxis blir förenliga med målet att skapa en väl fungerande inre marknad för el inom EU.

Bilaga 1

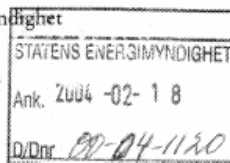


Näringsdepartementet

Regeringsbeslut I 13

2004-01-29 N2004/584/ESB
(delvis)

Statens energimyndighet
Box 310
631 04 Eskilstuna



Uppdrag till Statens energimyndighet att belysa konsekvenserna av olika metoder för att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el

Regeringens beslut

Statens energimyndighet (Energimyndigheten) får i uppdrag att belysa konsekvenserna av olika metoder för att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el.

Energimyndigheten skall bedriva arbetet i samråd med Affärsverket svenska kraftnät och Konkurrensverket. Energimyndigheten skall även inhämta synpunkter från övriga berörda myndigheter och intresseorganisationer.

Energimyndigheten skall redovisa uppdraget senast den 1 december 2004. En lägesredovisning av uppdraget skall senast ske den 16 juni 2004.

Bakgrund

Den nordiska elmarknaden är en effektiv och väl fungerande marknad. Det finns ett nära och väl fungerande nordiskt samarbete kring den gemensamma elmarknaden. Stamnätsoperatörerna (TSO) i de nordiska länderna har under lång tid samverkat på ett effektivt sätt inom ramen för Nordel. Flera systemfunktioner är idag samordnade.

I alla elnät finns det oundvikliga fysiska begränsningar, s.k. flaskhalsar, där ledningarnas tekniska kapacitet vid vissa tidpunkter understiger marknadens önskemål om överföring av el. Metoderna för att tekniskt och ekonomiskt hantera flaskhalsar skiljer sig åt mellan de nordiska länderna på grund av skillnader i lagstiftning, regelverk och praxis.

Postadress
103 33 Stockholm
Besöksadress
Drottninggatan 16

Telefonväxel
08-405 10 00
Telefax
08-411 36 16

E-post: registrator@industry.ministry.se

Det är angeläget att den nordiska elmarknaden långsiktigt kan fortsätta utvecklas på ett positivt sätt. Det finns därför behov av att identifiera och analysera dessa skillnader och deras påverkan på den gemensamma nordiska elmarknaden.

På den nordiska elmarknaden används i princip två metoder för att hantera flaskhalsar, marknadsdelning och mothandel. Marknadsdelning används för att begränsa överföringen av el mellan i förväg bestämda områden, främst vid gränsen mellan länder, men ibland även inom ett land. En förutsättning för marknadsdelning är att det finns en likvid spotmarknad i båda områdena. Marknadsdelning används i planeringsstadiet, dagen före leverans, för börshandel mellan sex eller sju i förväg definierade områden i Norden. Områdena är till antalet ett i Sverige, två eller tre i Norge samt ett i vardera Finland, Jylland/Fyn och Själland. Marknadsdelning resulterar i att spotpriset på el i respektive område kommer att spegla de eventuella begränsningar i överföringskapacitet som finns mellan områdena. Flaskhalsar i driftstadiet, både inom och mellan dessa områden, hanteras genom mothandel. Mothandel innebär att överföringen av el mellan områden begränsas genom att produktionen ökas i områden med underskott samtidigt som produktion minskas i områden med överskott.

Enligt gällande regler är det Affärsverket svenska kraftnät, som systemansvarig myndighet, som enligt ellagen (1997:857) har att besluta om metoderna för hur överföringsbegränsningar skall hanteras i det svenska stamnätet. Affärsverket svenska kraftnät ansvarar också för mothandeln i det svenska stamnätet. Den tillgängliga kapaciteten på förbindelserna från Sverige till Polen och Tyskland fördelas av de företag som äger och förvaltar dessa.

Kombinationen av marknadsdelning och mothandel är ett marknads-
mässigt sätt att hantera flaskhalsar. Enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr. 1228/2003 av den 26 juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel, som träder i kraft den 1 juli 2004, skall flaskhalsar hanteras med icke-diskriminerande och marknadsbaserade lösningar. Som exempel anges, i bilaga till förordningen, marknadsdelning och mothandel.

En svårighet vid tekniska begränsningar i elnäten är att i förväg fastställa var de viktigaste flaskhalsarna som påverkar marknaden finns. Det är normalt gränsen för hela elsystemets säkerhet, dvs. för att undvika risken för instabilitet eller spänningskollaps, snarare än den termiska kapaciteten för själva kraftledningarna, som avgör hur mycket el som kan överföras i det nordiska nätet.

Förbindelserna över landsgränserna har av historiska skäl en lägre kapacitet än förbindelserna inom respektive land eftersom högspänningsnäten är byggda för nationell snarare än gränsöverskridande handel med el. Överföringsförbindelserna mellan länder utgör därmed ofta flaskhalsar.

Nordel gjorde år 2002 en utredning, *Översyn av elspotindelningen och förutsättningarna för mothandel, maj 2002*. Syftet var att utreda hur flaskhalsproblem skall hanteras i Norden. Rapporten pekade på att det nordiska kraftsystemet uppvisar stora variationer i överföringsbehov. De största variationerna följer av de stora skillnaderna i vattentillrinning och därmed vattenkraftproduktion. De flaskhalsar som studerats innebär betydande begränsningar under extrema (våta och torra) år. Rapporten föreslog därför som en möjlig lösning en indelning i elspotområden i enlighet med dessa begränsningar. Förslaget skulle innebära fyra elspotområden i Norge, tre i Sverige och vardera ett på Jylland, Själland och i Finland, totalt tio. En slutsats i rapporten var också att flaskhalsarna huvudsakligen finns vid (eller i närheten av) landgränserna.

I Sverige har hanteringen av flaskhalsar avseende den internationella elhandeln i första hand skett vid landgränserna. Detta har fungerat effektivt och medfört en sammanhållen marknad med ett enhetligt elpris för svenska konsumenter. Ett annat skäl till att landgränserna har valts för den internationella elhandeln är att det i ett växelströmsnät finns få tekniska möjligheter att styra fysiska flöden av el. Många av våra gränsförbindelser inom Norden är emellertid likströmskablar vilka lätt kan regleras. Sådana likströmskablar finns mellan Sverige och Jylland, mellan Sverige och Finland, mellan Sverige och Tyskland och mellan Sverige och Polen. I de andra nordiska länderna finns likströmskablar mellan Själland och Tyskland, mellan Norge och Jylland samt mellan Finland och Ryssland.

En viktig utgångspunkt i Sverige för hantering av flaskhalsar har varit att de nordiska prisområdena bör vara så stora som möjligt, bl.a. för att begränsa risken för missbruk av marknadsmakt om marknaden delas upp i små delmarknader. Eftersom det svenska stamnätet är starkt, dvs. har hög överföringsförmåga, har det ansetts ekonomiskt motiverat att mothandla till 100 % inom Sverige för svenska behov. I andra nordiska länder där stamnätet är svagare, har man i stället valt att dela upp elmarknaden i prisområden när det uppstår fysiska begränsningar.

Uppdraget

Det är angeläget att det kan skapas utrymme för fortsatt utveckling och harmonisering av regelverket på den nordiska elmarknaden. En sådan framtida utveckling kan komma att beröra områden som systemoperatörernas uppdrag, flaskhalshantering, effektreserv, balanstjänst och gemensam investeringsplan. De förändringar som genomförs bör ta som utgångspunkt att den nordiska elmarknaden skall kunna fortsätta utvecklas på ett positivt sätt.

Energimyndigheten skall belysa konsekvenserna av olika metoder för att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el.

Energimyndigheten bör beskriva den nuvarande svenska metoden för att hantera begränsningar (flaskhalsar) i överföringsnätet inom landet och vid landgränserna. En bedömning av kostnaderna för de interna motköpen i Sverige bör redovisas. En översiktlig beskrivning bör också göras av de övriga nordiska ländernas system. Flaskhalshanteringen vid de "elektriska" gränserna mellan Sverige och Tyskland respektive Polen och mellan Danmark och Tyskland bör beskrivas. Redovisningen bör innehålla en beskrivning av hur de svenska och nordiska metoderna för flaskhalshantering utnyttjas i olika kraftsystemlägen.

Energimyndigheten bör belysa konsekvenserna för den svenska och nordiska elmarknaden, liksom för övriga berörda länder, om den nuvarande metoden behålls.

Energimyndigheten bör redovisa de alternativa marknadsmässiga metoder som skulle kunna användas för att hantera flaskhalsar i det svenska överföringsnätet. Metoderna skall vara förenliga med EU-reglerna för den inre marknaden. En analys bör göras av de fördelar och nackdelar som de alternativa metoderna skulle få för Sverige och den nordiska elmarknaden.

Energimyndigheten bör analysera effekterna på konkurrensen och för elmarknaden i Sverige och Norden av nuvarande och alternativa metoder för flaskhalshantering. Analysen bör utgå ifrån producentmarknaden och bl.a. avse prisbildningen på elbörsen.

Energimyndigheten bör analysera konsekvenserna av införandet av en alternativ metod för såväl Sverige som för den nordiska elmarknaden. En uppskattning av de direkta och indirekta kostnader som den alternativa metoden skulle innebära för Sverige och för den nordiska elmarknaden

bör göras liksom en bedömning av hur dessa kostnader bör fördelas mellan olika aktörer och länder.

Energimyndigheten bör visa på vilka åtgärder som krävs för att Sverige skall kunna införa alternativa metoder för flaskhalshantering. Vidare bör tiden för genomförande av alternativa metoder i Sverige bedömas.

Energimyndigheten bör bedöma angränsande frågor som kan ha direkt påverkan på hur begränsningar i det svenska och nordiska överföringsnätet skulle kunna lösas, t.ex. ökade investeringar i det svenska och nordiska överföringsnätet. Vidare bör en bedömning göras av vilka övriga åtgärder i Norden som kan krävas för att en förändrad flaskhalshantering i Sverige skall få fullt genomslag på den nordiska elmarknaden.

Energimyndigheten bör i sin analys beakta förenligheten med nuvarande och kommande EU-regelverk.

Energimyndigheten bör också redovisa vilka författningsändringar ett genomförande av alternativa metoder för flaskhalshantering skulle kräva.

Energimyndigheten skall redovisa uppdraget senast den 1 december 2004. En lägesredovisning av uppdraget skall senast ske den 16 juni 2004.

På regeringens vägnar



Leif Pagrotsky

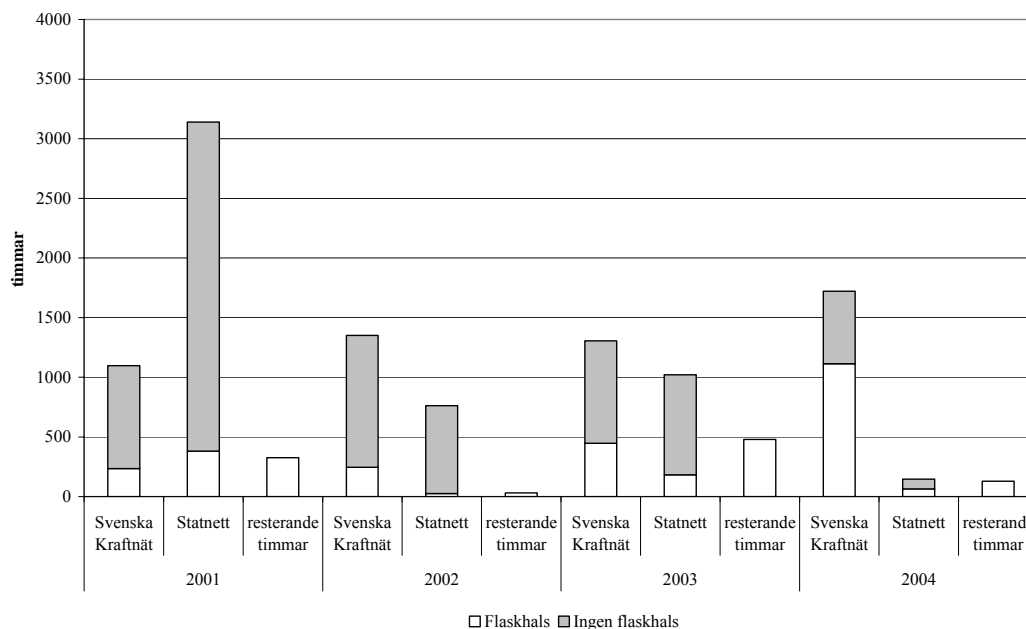


Ulf Sävström

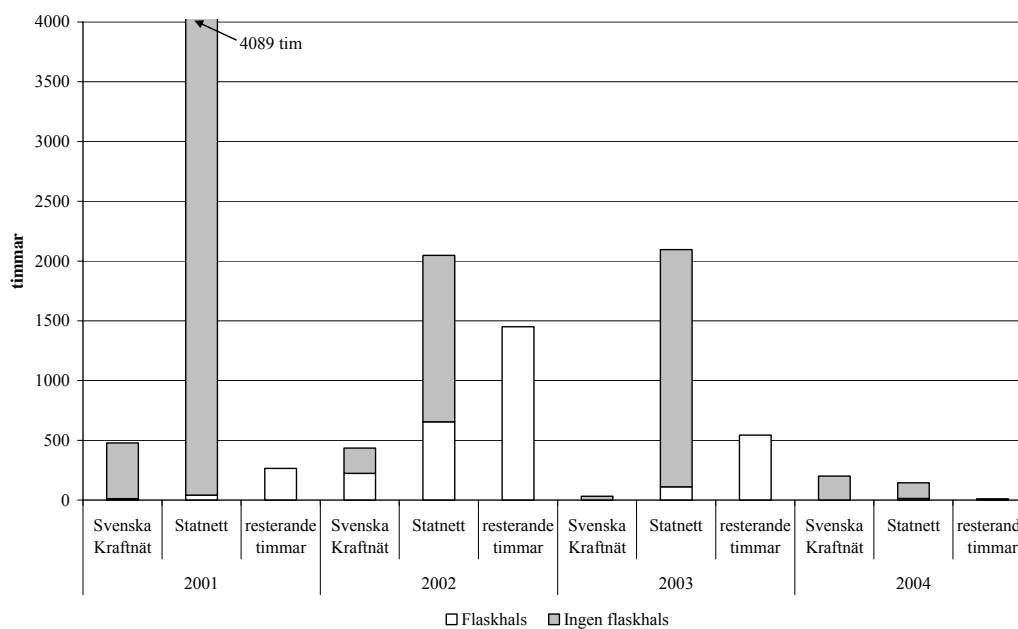
Kopia till

Finansdepartementet (Fi/BA)
Jordbruksdepartementet (Jo/Ko)
Miljödepartementet
Affärsverket svenska kraftnät
Konkurrensverket
Konsumentverket
Nord Pool

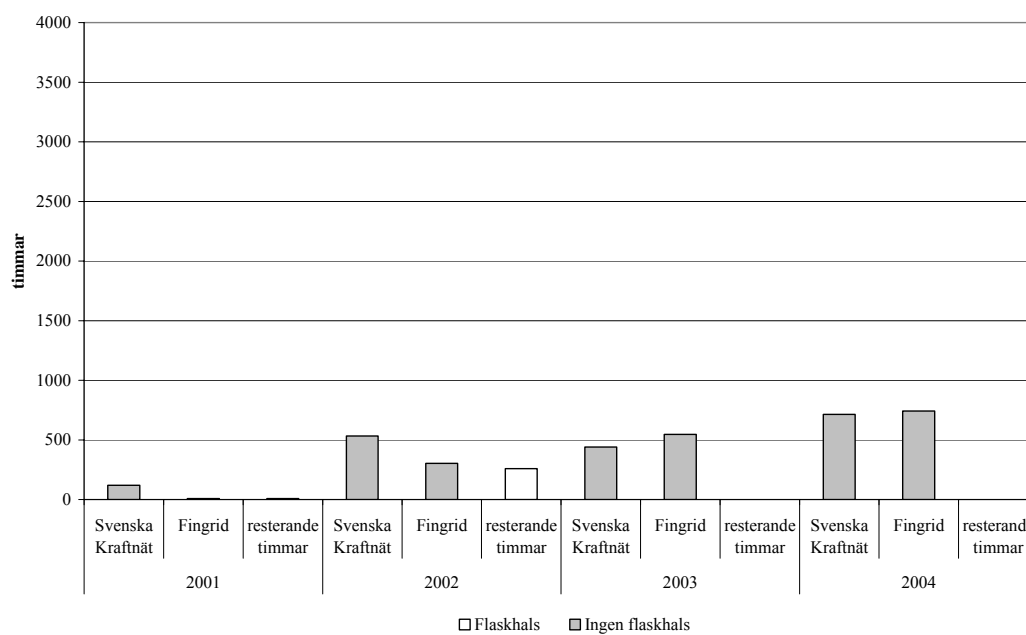
Bilaga 2



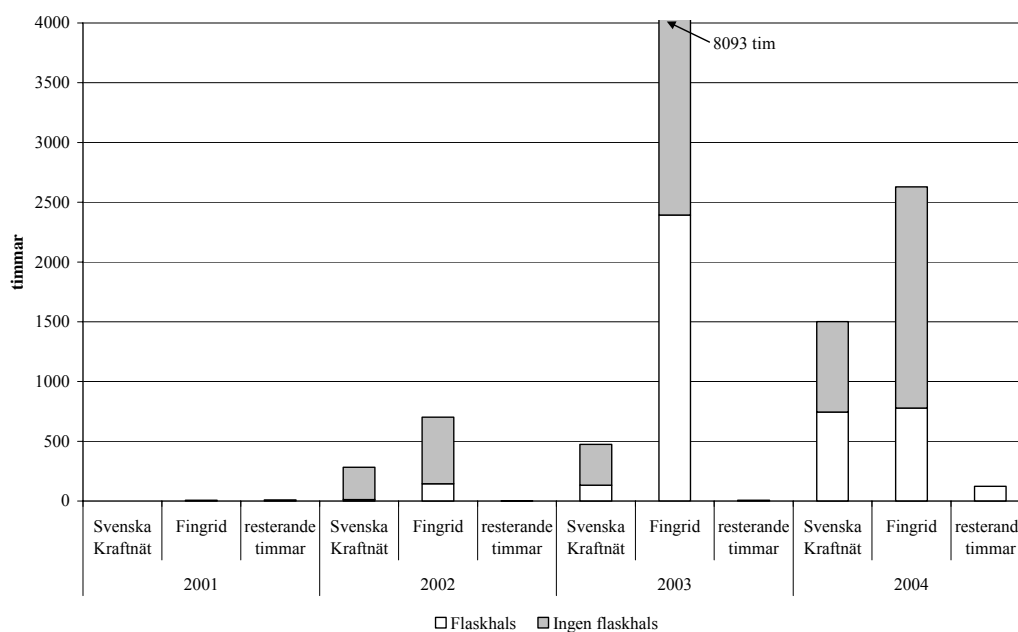
Begränsningar i riktning från Sverige till södra Norge



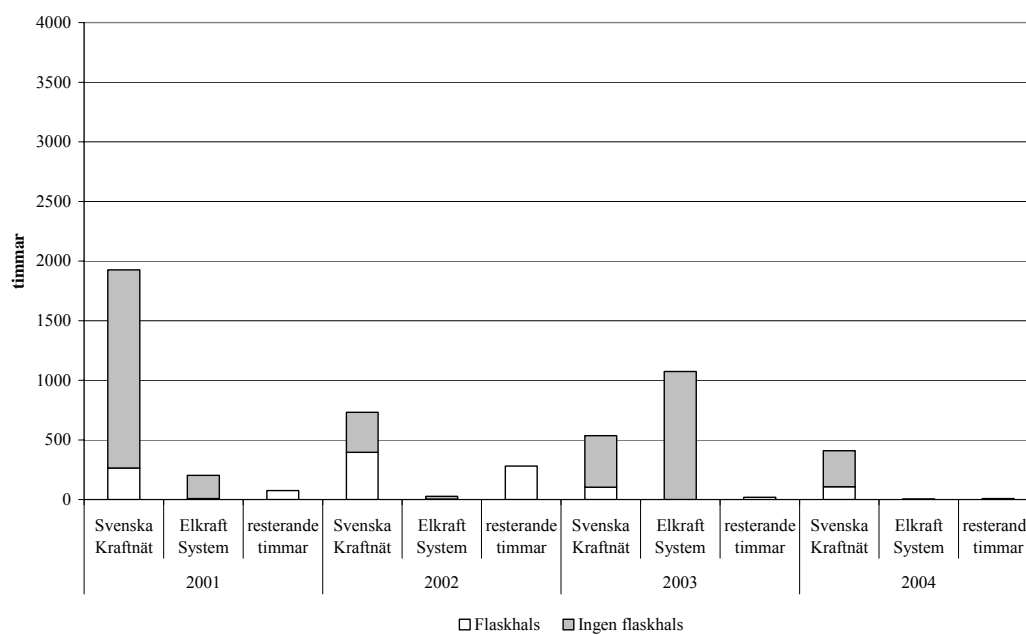
Begränsningar i riktning från södra Norge till Sverige



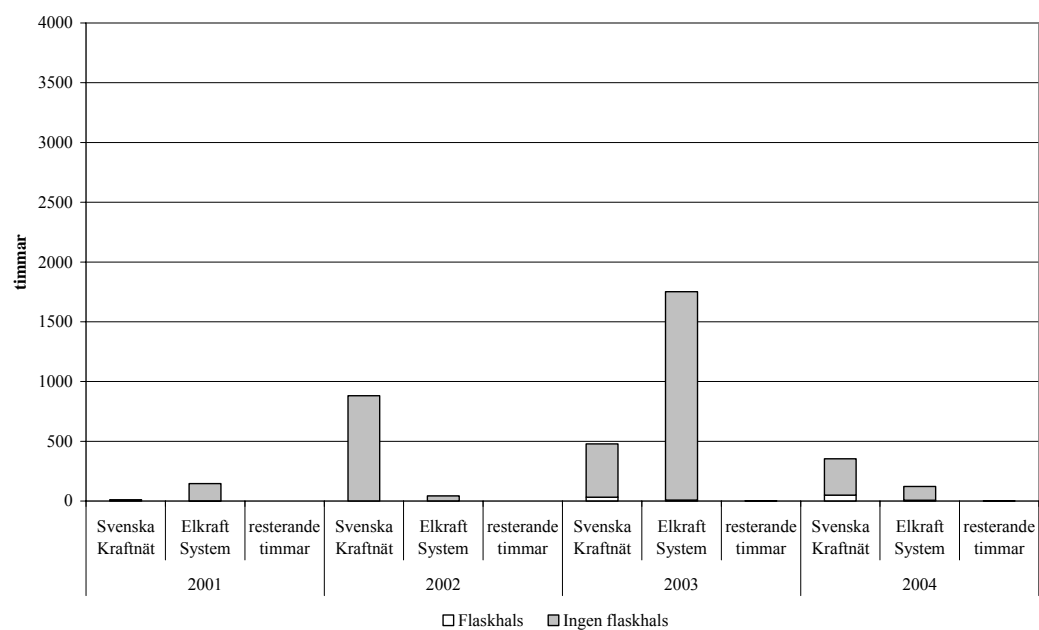
Begränsningar i riktning från Sverige till Finland



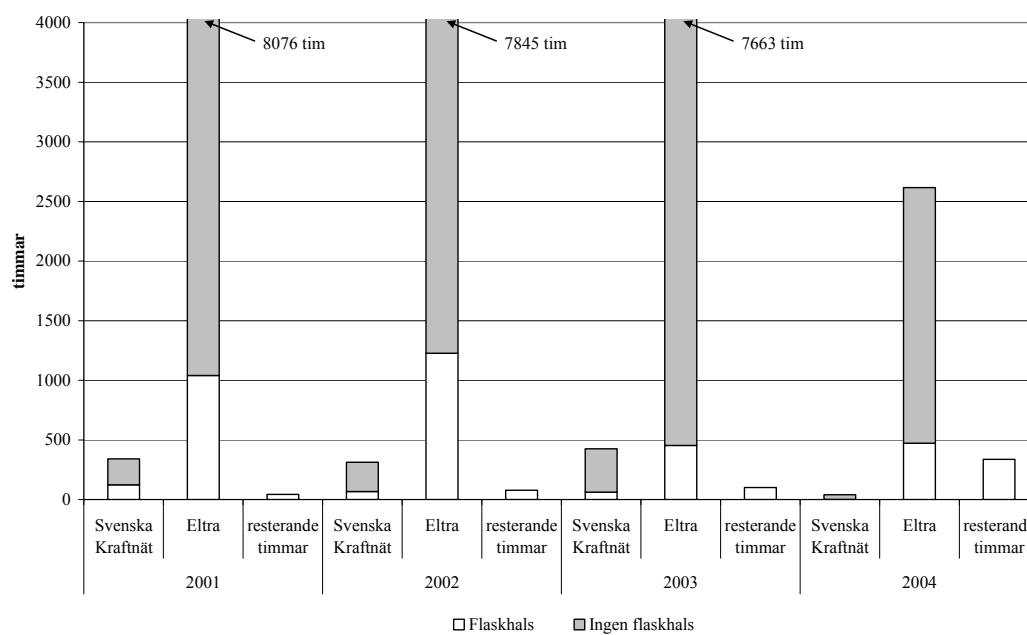
Begränsningar i riktning från Finland till Sverige



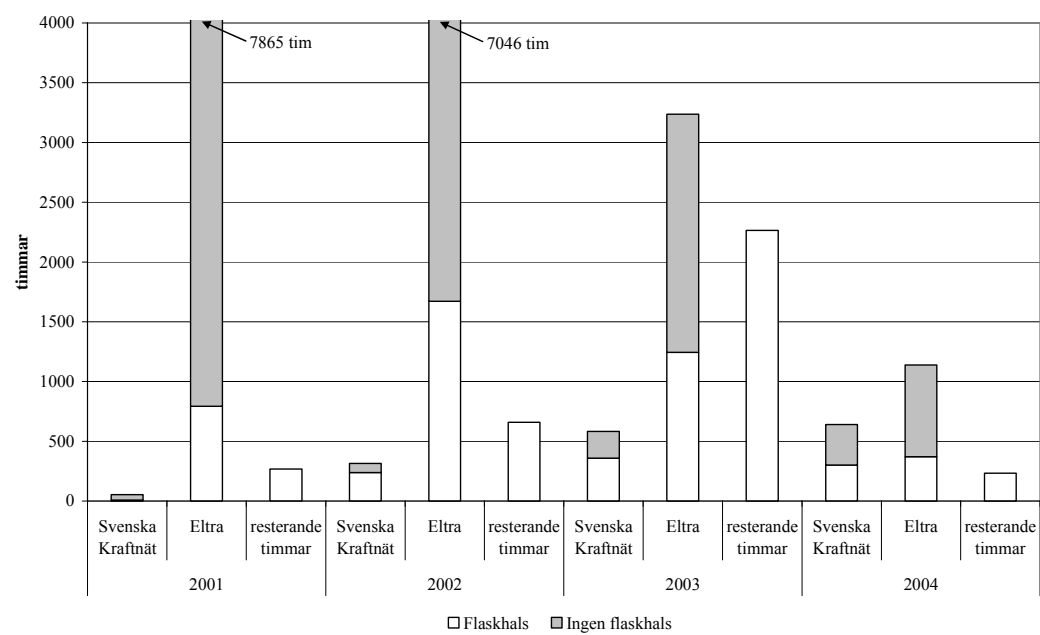
Begränsningar i riktning från Sverige till Sjælland



Begränsningar i riktning från Sjælland till Sverige



Begränsningar i riktning från Sverige till Jylland



Begränsningar i riktning från Jylland till Sverige

Referenser

CEER "Congestion Management guidelines"

Consentec and Frontier Economics Limited (2004) *Analysys of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market*, Study commissioned by the European Commission Directorate General-Energy and Transport, Final report June 2004

Elkraft System (2004) *Rammeaftale om auktion af kapacitet på udlandsforbindelsen til Tyskland*, 1 april 2004

Energimyndigheten (2003) Elmarknadsrapport 2003:1 Säkerhetskrav vid handel på Nord Pool

Energimyndigheten (2004) *Prisområden som flaskhalshantering – En studie av konsekvenser för företagen*. Rapport ER 19:2004, Eskilstuna, Sweden.

ETSO (2001) *Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets*, Final Report April 2001

ETSO (2004) *Cross-border electricity exchanges on meshed AC power systems*, 29 april 2004

Europaparlamentets och Rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG

Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 1228/2003 av den 26 juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel.

Grohnheit, P.E. & Larsen, H., 2001. *Balmorel - Data and Calibration*. <http://www.balmorel.com>.

Nilson, M. (2004) *Electric power oligopoly and suspicious minds—a critique of a recently approved merger*. Energy Policy, forth coming

Nord Pool (2004) Börsinformation nr 13 2004, *Ny metod för bättre utnyttjande av tillgänglig handelskapacitet i Elspot*

Nord Pool (2 april 2004) Market coupling on the Kontek interconnection between East Denmark and Germany

Nord Pool (5 november 2004) Market coupling on the Kontek interconnection between East Denmark and Germany

Nord Pool (2004) *Trade at Nord Pool's Financial Market*

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

Nordel (2004) *Prioriterede Snitt*

Nordel (2004) *Systemdriftavtalet*

Nordel (2004) *Regelsamling*

Nordel (2004) *Regler for håndtering av flaskehalser Vurdering av tilgjengelighet på kapasitet og muligheter for økt mothandel*

Nordiska ministerrådet (2004) "Akureyri-erklæringen" – *Et videre og fordypet samarbeid innenfor det nordiske elmarkedet*

Nordic competition authorities (2003) *A Powerful Competition Policy Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power*

SOU 2003:113 El- och naturgasmarknaderna – Europeisk harmonisering

Skogen och kemin gruvorna och stålet. <http://www.skgs.>

Svenska Kraftnät, pressmeddelande 22 juni 2004, Ny likströmslänk mellan Sverige och Finland planeras.

The U.S. Department of Justice and Federal Trade Commission (1992). *Horizontal Merger Guideline.*, <http://www.ftc.gov/bc/docs/horizmer.htm>

Underlag för beräkningar

Adato Energia Oy.

Elkraft system. www.elkraft-system.dk

Eltra. <http://www.eltra.dk/>

Nord Pool FTP-server

Nord Pool. OmrådeRapport v 41, www.nordpool.com

Statistiska centralbyrån. Kommunal energibalans.
http://www.scb.se/templates/Product____24622.asp

Svensk energi, 2003. *Svensk Elproduktion*.

Svenska Kraftnät



Energimyndigheten

Statens energimyndighet • Box 310 • 631 04 Eskilstuna

Besöksadress Kungsgatan 43

Telefon 016-544 20 00 • Telefax 016-544 20 99

stem@stem.se • www.stem.se