

Energimarknads-
inspektionens rapport enligt
EG:s direktiv för de inre
marknaderna för el och
naturgas 2008

Energimarknads
inspektionen



Förord

Energimarknadsinspektionen (EI) ska enligt regleringsbrevet för budgetåret 2008 utarbeta en rapport i enlighet med de rapporteringskrav som följer av artikel 23.1 andra stycket i elmarknadsdirektivet (2003/54/EG). Vidare ska Energimarknadsinspektionen utarbeta en rapport i enlighet med de rapporteringskrav som följer av artikel 25.1 andra stycket naturgasmarknadsdirektivet (2003/55/EG) samt artikel 5 i gasförsörjningsdirektivet 2004/67/EG. Rapporteringen omfattar regleringsfrågor, konkurrensfrågor och frågor om försörjningstrygghet. Rapporteringen ska redovisas senast den 30 juni 2007.

I rapporten ingår även redovisningen av Konkurrensverkets uppdrag att rapportera om vissa konkurrensfrågor på elmarknaden i enlighet med artikel 23.8 andra stycket i elmarknadsdirektivet. Denna redovisning utgör avsnitt 2.2.3 i rapporten.

Rapporten följer den struktur för den nationella rapporten som tagits fram i samarbete med övriga europeiska tillsynsmyndigheter och EU-kommissionen. Syftet med rapportstrukturen är att precisera vilka uppgifter som ska ingå i medlemsstaternas rapportering enligt el- och naturgasmarknadsdirektiven. Inom det europeiska samarbetet mellan tillsynsmyndigheter sammanställs under hösten 2008 en syntesrapport av samtliga nationella rapporter. Syntesrapporten, tillsammans med samtliga medlemsstaters nationella rapporter, kommer att finnas tillgängliga på CEER:s (Council of European Energy Regulators) webbplats, www.ceer-eu.org. Syntesrapporten kommer även att finnas tillgänglig på EI:s webbplats, www.ei.se.



Yvonne Fredriksson
Generaldirektör

Innehåll

1	Sammanfattning	6
1.1	El:s organisation och verksamhetsområden	6
1.2	Utveckling på el- och naturgasmarknaderna - sammanfattning	7
1.2.1	Elmarknaden	7
1.2.2	Naturgasmarknaden	11
1.3	Viktigaste frågorna för EI	12
2	Elmarknaden	14
2.1	Regleringsfrågor	14
2.1.1	Generella frågor	14
2.1.2	Överföringsbegränsningar och mekanismer att hantera dessa	14
2.1.3	Reglering av transmissions och distributionsföretag	16
2.1.4	Tillsyn av nättariffer i distributionsföretag	17
2.1.5	Tillsyn av tariffer i transmissionsnät	23
2.1.6	Aktuella nättariffer	24
2.1.7	Balansreglering	26
2.1.8	Effektiv unbundling	29
2.2	Konkurrensfrågor	30
2.2.1	Beskrivning av råkraftsmarknaden	30
2.2.2	Beskrivning av slutkundsmarknaden	36
2.2.3	Åtgärder för att förhindra marknadsmakt	39
3	Naturgasmarknaden	45
3.1	Regleringsfrågor	45
3.1.1	Generella frågor	45
3.1.2	Överföringsbegränsningar och mekanismer att hantera dessa	45

3.1.3	Reglering av transmissions och distributionsföretag	46
3.1.4	Balansreglering	46
3.1.5	Effektiv unbundling	48
3.2	Konkurrensfrågor	49
3.2.1	Beskrivning av naturgasmarknaden	49
3.2.2	Beskrivning av slutkundsmarknaden	50
4	Försörjningstrygghet	53
4.1	El	53
4.1.1	Effektbalans	53
4.1.2	Investeringar i ny elproduktion och planerade effekthöjningar	57
4.1.3	Framtida investeringar i elproduktionskapacitet	58
4.1.4	Elnätets kvalitet och nivån på dess underhåll	61
4.1.5	Myndigheternas roller	62
4.2	Naturgas	65
4.2.1	Naturgasförbrukning	65
4.2.2	Naturgassystemet	66
4.2.3	Planer på nya tillförselalternativ	67
4.2.4	Naturgasnätets kvalitet och nivån på dess underhåll	68
4.2.5	Åtgärder för att täcka förbrukningstoppar och bristande leveranser	69
5	Konsumentfrågor	70

1 Sammanfattning

1.1 EI:s organisation och verksamhetsområden

Energimarknadsinspektionen (EI) inrättades som egen myndighet den 1 januari 2008. Tidigare var EI en delvis självständig del inom Energimyndigheten. Syftet med delningen av EI och Energimyndigheten var att tydliggöra rollerna som tillsynsmyndighet respektive främjandemyndighet för omställningen av energisystemet.

EI:s chef, generaldirektören, utses av regeringen. Regeringen har beslutat att det ska finnas ett insynsråd vid EI. Rådet ska utöva insyn i verksamheten och ge generaldirektören råd. Generaldirektören är ordförande i insynsrådet och håller rådet informerat om inspektionens verksamhet.

Inriktningen av EI:s verksamhet styrs av regeringen genom myndighetens instruktion.¹ Riktlinjerna för det löpande arbetet regleras i det årliga regleringsbrevet från regeringen. EI ska varje år göra en årsrapport om inspektionens verksamhet som ska redovisas för regeringen.

EI har ett samlat ansvar för el-, naturgas- och fjärrvärmemarknadernas funktion. Inspektionens arbete bedrivs inom fyra övergripande områden:

- Kundfrågor
- Konkurrensfrågor
- Effektivt resursutnyttjande av de ledningsburna energinäten
- Långsiktig leveranssäkerhet för el, naturgas och fjärrvärme

EI utövar tillsyn, utformar regler och prövar tillstånd enligt ellagen, naturgaslagen och lagen om vissa rörledningar.² Den 1 juli 2008 börjar den nya fjärrvärmelagen gälla i vilken EI också kommer att ha tillsynsuppgifter. Inspektionen har också i uppgift att följa och analysera utvecklingen på el-, gas- och fjärrvärmemarknaderna. Myndigheten ska vid behov föreslå ändringar av regelverk och andra åtgärder så att funktion och effektivitet förbättras på dessa marknader.

Tillsynen innebär bland annat att inspektionen beviljar tillstånd, så kallad koncession, för nybyggnad och användning av el- och naturgasledningar samt granskar nätföretagens tariffer så att företagen inte tar ut oskäligen avgifter. Inspektionen utövar även tillsyn över elnätföretagens leveranskvalitet, att de läser av kundernas elmätare enligt gällande regler samt att de sköter

¹ Förordning (2007:1118) med instruktion för Energimarknadsinspektionen.

² Ellag (1997:857), Naturgaslagen (2005:403) och lagen (1978:160) om vissa rörledningar.

kundernas byten av elhandlare på ett korrekt sätt. EI prövar även ärenden vid tvister om anslutningsavgifter för el.

Inspektionen har möjlighet att utfärda förelägganden för att fullgöra sina uppgifter som tillsynsmyndighet. Ett föreläggande kan förenas med vite. Beslut fattade av EI kan överklagas till förvaltningsdomstolarna.

Övervakningen av el-, gas- och fjärrvärmemarknaderna görs genom att följa utvecklingen på respektive marknad, analysera marknadernas funktion och effektivitet samt att föreslå förbättringsåtgärder.

Förutom EI har Konkurrensverket, Affärsverket svenska kraftnät, Konsumentverket, Energimyndigheten och Elsäkerhetsverket tillsyn över olika delar av el- och gasmarknaderna. Konkurrensverket övervakar att företagen på el- och gasmarknaderna följer konkurrenslagen. Svenska Kraftnät är systemansvarig myndighet på el- och gasmarknaderna och ansvarar för att den kortsiktiga balansen upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el samt mellan inmatning och uttag av naturgas i det nationella naturgassystemet. Konsumentverket har till uppgift att tillvarata konsumenternas intressen. Elsäkerhetsverket utövar tillsyn över elanläggningars säkerhet och arbetar för att förebygga att människor och egendom skadas av el. Energimyndigheten är enligt naturgaslagen tillsynsmyndighet för att trygga hushållskunderna vid störningar i naturgasförsörjningen. Därutöver har Finansinspektionen tillsyn över de svenska aktörerna på Nord Pools finansiella marknad. Tillsyn över Nord Pool, som har sitt säte i Norge, bedrivs av Norges vassdrags- og energidirektorat och norska Kredittilsynet.

1.2 Utveckling på el- och naturgasmarknaderna - sammanfattning

1.2.1 Elmarknaden

Råkraftsmarknaden

Norden hade ett gemensamt pris 28 procent av tiden under 2007. Resterande tid skiljde sig priserna åt på grund av begränsningar i överföringskapaciteten mellan Nord Pools elspotområden. För 2006 var motsvarande siffra 33 procent.

Handeln på Nord Pools spotmarknad uppgick till 292 TWh under 2007, vilket är en ökning med 16 procent från 2006. Därmed motsvarade den fysiska handeln 69 procent av elförbrukningen i Norden. År 2006 uppgick denna siffra till 61 procent. Även handeln på Nord Pools finansiella marknad ökade under 2007, 1 060 TWh jämfört mot 766 TWh året innan, en ökning på 38

procent. Den totala volymen av handlade och clearade utsläppsrätter och krediter (EUA:s och CER:s) ökade med 60 procent jämfört med året innan.

De tre största elproducenterna i Sverige; Vattenfall, E.ON och Fortum, svarade för 85 procent av elproduktionen i Sverige 2007. År 2006 var motsvarande siffra 87 procent. Antal elproduktionsföretag som har minst 5 procent av den totala installerade elproduktionskapaciteten i Sverige uppgår till tre stycken.

Elproduktionen i Sverige under 2007 uppgick till 145 TWh, en ökning med 3 procent från året innan. Ökningen tillskrevs främst det gynnsamma vädet för produktion från vattenkraft som ökade med 7 procent jämfört med 2006.

Elanvändningen uppgick till 146,3 TWh 2007, vilket var i nivå med elanvändningen under 2006.

Slutkundsmarknaden

Marknadsöppningen på den svenska elmarknaden är 100 procent sedan 1996.

Cirka tio procent av alla elkunder i Sverige bytte elhandlare under 2007. Antalet leverantörsbyten ökade med 24 procent under 2007 jämfört med 2006.³

Avtal om rörligt elpris blir en allt vanligare avtalsform på elmarknaden. Antal kunder med rörligt elpris uppgick i januari 2008 till 16 procent, att jämföra med 10,2 procent januari 2007. Andelen kunder med så kallat tillsvidarepris minskar och uppgick i januari 2008 till 38 procent, jämfört med 45 procent 2007.

Elpriserna ökade för alla hushållskunder under andra halvåret 2007, jämfört med första halvåret. Även för kundgruppen övriga kunder ökade elpriserna, utom för de kunder med lägst elanvändning där priserna var oförändrade.

Nätstarifferna låg relativt stabila mellan 2006 och 2007, de flesta kunderna har fått en marginell reell minskning av elnätstarifferna.

Antal elhandelsföretag som säljer el till hushållskunder uppgick under 2007 till 125 stycken.⁴ År 1996 fanns det cirka 220 elhandelsföretag. Minskningen beror främst på uppköp och sammanslagningar, där många kommuner valt att sälja sina elhandelsföretag eller på annat sätt knyta dessa till framförallt de stora energikoncernerna Vattenfall, E.ON och Fortum. Ett ny tillträde skedde på slutkundsmarknaden under 2007 då det tyska elhandelsbolaget Yello Strom etablerade sig i Sverige.

³ Statistiken samlas in för två kategorier av elkunder: Hushållskunder och övriga kunder.

⁴ Siffran är baserad på antal elhandelsföretag som är skyldiga att rapportera in sina priser och avtalsvillkor till EI.

De tre största elproducenterna i Sverige; Vattenfall, E.ON och Fortum är även de största elhandelsföretagen på den svenska slutkundsmarknaden. Vattenfall innehar cirka 30 procent av slutkundsmarknaden, E.ON cirka 12 procent och Fortum cirka 8 procent.⁵

Från den 1 januari 2007 finns ett lagkrav om att elhandelsföretagen ska rapportera sina priser och avtalsvillkor för el till EI. Dessa uppgifter offentliggörs på EI:s webbplats (www.elpriskollen.se) i syfte att hjälpa konsumenter att jämföra priser på elavtal.

Överföringskapacitet

I slutet på 2007 beslutade den svenska TSO:n, Svenska Kraftnät, att bygga Sydvästlänken som är en förstärkning av överföringskapaciteten dels mellan södra och norra Sverige, dels mellan Sverige och södra Norge. Ledningen på den norska sidan finansieras av den norska TSO:n, Statnett. Projektet är positivt ur ett konkurrensperspektiv eftersom ledningen till viss del bygger bort den flaskhals som finns mellan Sveriges västkust och Sydnorge. Projektet är en del i överenskommelsen mellan de nordiska TSO:erna om en satsning på utbyggnad av överföringskapacitet inom Norden.

Den befintliga överföringsförbindelsen mellan Sverige och Finland, Fenno-Skan, kompletteras med en ny likströmskabel parallellt med den befintliga och planeras vara driftklar i slutet av 2011. Den nya kabeln kommer att öka överföringskapaciteten mellan länderna med 40 procent till en maxkapacitet på 800 MW.

Reglering/unbundling

EI fick 2007 i uppdrag av regeringen att utreda effekterna av ökade krav på åtskillnad mellan handel med el respektive produktion av el. Analysen skulle bland annat ge svar på vilka strukturella effekter en ökad åtskillnad skulle få, effekter på enskilda företags konkurrenskraft och effekter på konkurrensen på den svenska, nordiska och europeiska elmarknaden. EI har gjort den samlade bedömningen att de positiva effekter som vertikal samverkan medför väger tyngre än de negativa effekterna. EI anser att det i dagsläget inte bör införas någon form av legala krav på åtskillnad mellan elproduktion och elhandel. Ska frågan utredas ytterligare bör detta emellertid göras på nordisk eller europeisk nivå.

EI anser att legala krav på ägarmässig åtskillnad skapar bättre förutsättningar för en mer jämbördig konkurrens mellan elhandlarna. De positiva effekter som en mer jämbördig konkurrens mellan elhandlare medför måste emellertid vägas mot de negativa effekterna av legala krav på ägarmässig åtskillnad. De främsta skälen att inte föreslå en nationell reglering är att ett

⁵ Siffrorna baseras på försåld volym till egna slutkunder under år 2006.

sådant krav i princip omöjliggör koncernintern handel, vilket skulle ge ökade transaktionskostnader, sämre möjligheter till en god långsiktig riskhantering samt att det försvårar för vertikalt integrerade koncerner att etablera sig i Sverige och försvårar svenska bolags möjligheter att etablera sig inom övriga EU där sådana krav inte föreligger.

EI gör även bedömningen att ett svenskt införande av legala krav på ägarmässig åtskillnad sannolikt skulle strida mot EG-rättens bestämmelser om fri rörlighet av varor och tjänster liksom etableringsfriheten.

Försörjningstrygghet

Under 2007 tillkom 443 MW elproduktionskapacitet i Sveriges kraftstationer. Samtidigt uppgick bortfallet av kapacitet till 186 MW och nettoökningen uppgick därför till 257 MW. Den största ökningen skedde i vindkraft där ökningen var 208 MW under 2007.

Tillkommande elproduktionskapacitet från projekt som för närvarande är under byggnation och som tas i drift 2008-2010 uppgår till drygt 1 100 MW.⁶ Dessa anläggningar beräknas tillsammans producera cirka 5 700 GWh per år. Av den totala summan utgörs ungefär 420 MW av vindkraft, kraftvärme cirka 700 MW och vattenkraft endast 14 MW.

Under 2007 inträffade stormen Per som medförde elavbrott för uppskattningsvis 440 000 elanvändare i upp till tio dagar. Krishantering efter stormen gick dock betydligt snabbare än stormen Gudrun som inträffade två år tidigare. Efter stormen Gudrun infördes nya regler i ellagen om avbrottsersättning till elkunder vid elavbrott längre än 12 timmar. År 2011 träder ett funktionskrav i ellagen i kraft om att ett elavbrott inte får överstiga 24 timmar. Vid tidpunkten för stormen Per hade cirka 50 procent av den del av elnätet som anses viktig att åtgärda antingen grävts ned eller isolerats.

EI:s bedömningar

EI anser att den nuvarande ex-postregleringen av elnätstariffer inte är tillräckligt effektiv och ställer sig därför positiv till den kommande ordningen med förhandsprövning av tariffernas skälighet, så kallad ex-antereglering. EI:s tillsyn över 2003 års tariffer ger att 5 procent av elnätsföretagen skall betala tillbaka sammanlagt 212 miljoner kronor till kunderna. Elnätskunderna får i många fall vänta länge på återbetalning av tarifferna på grund av att det idag tar lång tid för förvaltningsdomstolarna att avgöra mål om nättariffer. EI anser därför att det är angeläget att förändra den nuvarande processen.

⁶ Enligt statistikunderlag från EME Analys. Det kan inte garanteras att statistikunderlaget innehåller det exakta antalet projekt under byggnation.

EI samtycker med EU-kommissionens bedömning att det finns behov av att harmonisera medlemsstaternas olika regler beträffande bland annat konkurrens och marknadsintegration i det tredje lagstiftningspaketet för energi. EI är generellt positiv till de föreslagna reglerna om ägarmässig åtskillnad mellan transmission och produktion/handel som ett led i att säkerställa en väl fungerande konkurrens.

1.2.2 Naturgasmarknaden

Tillförsel

Sverige har ingen egen utvinning av naturgas. All naturgas som förbrukas inom Sverige importeras via den rörledning som sträcker sig mellan Danmark och Sverige.

De senaste åren har ett antal planer på ytterligare tillförselvägar i det svenska naturgassystemet presenterats. Fortum, i samarbete med AGA och Nynas Refining, planerar att bygga en terminal för flytande naturgas (LNG - Liquefied Natural Gas). Enligt planerna ska LNG-terminalen placeras strax norr om Nynas raffinaderi i Nynäshamn. Projektet har för avsikt att anläggningen ska tas i drift under 2010. Det finns inga planer på att ansluta anläggningen till det befintliga naturgasnätet. Miljödomstolen godkände den 26 maj 2008 ansökan om byggandet av LNG-terminalen.

Projektet Skanled, som är ett industrisamarbete mellan Sverige, Norge och Danmark, planerar att bygga en naturgasledning från Norge till Sverige och Danmark. Ledningen ska förläggas till havs och det befintliga svenska naturgasnätet planeras att anslutas till den nya ledningen via tre grenledningar på västkusten. Tillståndsansökan för den svenska delen av ledningen inkom till EI i januari 2008 och bereds för närvarande.

Slutkundsmarknaden

Marknadsöppningen på den svenska naturgasmarknaden är 100 procent sedan 2007. Det finns cirka 55 000 naturgasanvändare i Sverige, varav cirka 2 600 är näringsidkare och resten hushållskunder.

Under 2007 fanns det sju naturgasföretag i Sverige, varav sex sålde gas till slutkunder.

Priserna till slutkunder sjönk något för alla kundkategorier mellan 2006 och 2007. Om 2007 års priser jämförs med priserna för fyra år sedan blir dock bilden en annan. Från 2003 till 2007 har priserna på naturgas ökat med mellan 25 och 60 procent. Oljepriset har stor påverkan på naturgaspriset, därför har det ökade världsmarknadspriset på olja bidragit även till prisökningar på naturgas. Även en ökad beskattning av fossila bränslen har bidragit till att priserna för slutkunder gradvis ökat.

Försörjningstrygghet

En allvarlig störning drabbade det svenska och danska naturgassystemet under ett dygn den 8-9 november 2007. Orsaken till störningen var en kraftig storm på Nordsjön som orsakade höga vågor med fara för säkerheten på naturgasplattformarna. Av säkerhetsskäl stoppades därför produktionen helt respektive delvis under ett dygn. Försörjningen in till det danska naturgasnätet blev därmed avskuren under samma tid. Den danska TSO:n, Energinet.dk, förklarade nödförsörjningsläge då särskilda regler träder i kraft för det danska naturgassystemet. Detta var första gången ett kritiskt stopp inträffade i försörjningen från Nordsjön till de danska och svenska naturgassystemen. För Sverige innebar nödförsörjningsläget att handelsaktörernas införsel av gas till det svenska systemet kraftigt begränsades till följd av att den danska TSO:n kraftigt begränsade de kommersiella aktörernas utmatning från de danska lagren. De svenska aktörerna vidtog därför åtgärder för att minska förbrukningen i framför allt anläggningar som kunde drivas med annat bränsle. Stängningen av produktionen genomfördes med några timmars framförhållning och därmed kunde både det danska och det svenska systemet förberedas på bristsituationen.

EI:s bedömningar

Den marknadsöppning som genomfördes 1 juli 2007 har förbättrat förutsättningarna för en väl fungerande naturgasmarknad i Sverige. Dock anser EI att konkurrensen måste förbättras. Inga nya gashandlare tillkom under året och fortfarande finns bara en tillförselledning till den svenska naturgasmarknaden. Långtidskontrakt som låser kunder till en naturgashandlare under långa perioder förekommer fortfarande, även om en viss förskjutning mot kortare kontrakt har kunnat skönjas efter den gradvisa marknadsöppningen.

EI ställer sig positiv till EU-kommissionens tredje lagstiftningspaket men förslaget om utökad unbundling innebär att det kommer att krävas stora förändringar av den nuvarande funktionen på den svenska naturgasmarknaden.

1.3 Viktigaste frågorna för EI

I EI:s verksamhetsplan för 2008 anges ett antal prioriterade områden. Ett övergripande mål är att myndighetens tillsyn ska vara väl planlagd, förutsägbar och präglas av öppenhet.

EI ska under året även förbereda för en kommande ex-antereglering av elnätstariffer. Inspektionen har deltagit i en statlig utredning om en ny regleringsmodell för nättariffer. Utredningens uppdrag var att lämna förslag

på förändringar av lagstiftning och övrigt regelverk som krävs för att införa en ny ordning, där inspektionen fastställer eller godkänner elnätsföretagens metoder för prissättning av elnätstariffer innan de börjar gälla, så kallad ex-antereglering. Bakgrunden till utredningen är att det nuvarande regelverket har visat sig otillräckligt och inte medger en effektiv tillsyn. EI är positiv till förslaget att förhandspröva elnätsföretagens tariffer. En effektiv förhandsprövning av tariffer är dock beroende av att det går snabbare än nu att få fram en gällande praxis genom lagakraftvunna domstolsbeslut. Inspektionen stöder därför utredningens förslag att effektivisera domstolsprocessen i syfte att handläggningstiderna i domstolarna förkortas avsevärt. EI vill även ha ett tydligare regelverk än den nuvarande ramlagstiftningen i ellagen. En tydlig lag underlättar domstolarnas arbete och handläggningstiderna förkortas.

Ett annat prioriterat område är att få till stånd en långsiktig lösning av effektreserven som i dag regleras genom en tillfällig lag och gäller till 2011. Ett förslag till lösning ska presenteras till regeringen senast i december 2008.

Under 2008 ska inspektionen fastställa en metod för tillsyn av leveranskvaliteten i elnäten. Under året ska även tillsyn inledas över leveranskvaliteten enligt den framtagna metoden. Dessutom ska en årlig rapport om leveranskvaliteten tas fram en gång per år, med början i slutet av 2008.

Den 1 juli 2007 togs det sista steget i marknadsöppningen av naturgasmarknaden, som innebar att samtliga naturgaskunder kan välja naturgashandlare. EI kommer att göra en analys av naturgasmarknaden för att studera hur marknadsöppningen har påverkat naturgasmarknadens aktörer. Analysen beräknas vara färdig under hösten 2008.

En metod för tillsyn av överföringstariffer för naturgas tas just nu fram av EI och beräknas vara färdig i november 2008, då även tillsynen av naturgastarifferna startar.

En satsning på utökad information till el- och naturgaskunder är ett annat prioriterat område, främst genom en satsning på inspektionens webbplats.

EI arbetar aktivt inom NordREG-samarbetet med att harmonisera regleringen på slutkundsmarknaden i Norden i syfte att så småningom skapa en gemensam nordisk slutkundsmarknad för el. Som ett led i detta arbetar NordREG med ett antal frågor som syftar till att skapa harmoniserade regler för balansavräkning och andra regler som de balansansvariga i respektive nordiskt land ska förhålla sig till.

2 Elmarknaden

2.1 Regleringsfrågor

2.1.1 Generella frågor

Marknadsöppningen på den svenska slutkundsmarknaden är 100 procent sedan 1996. I praktiken skedde marknadsöppningen 1999 då kravet på timmätning för kunder med elnäsabonnemang under 63 ampere togs bort och schablonberäkning infördes för dessa kunder. Enligt ellagen finns krav på timmätning för anläggningar med en abonnerad effekt över 63 ampere.

2.1.2 Överföringsbegränsningar och mekanismer att hantera dessa

Behovet av att överföra el inom Sverige och inom Norden påverkas i huvudsak av variationer i tillgången på vattenkraft samt säsongsmässiga variationer i förbrukning. Under senare år har flödena i ökande grad kommit att styras av prisskillnader främst mellan vatten- och värmekraftdominerade områden.

Det svenska stamnätet är inte dimensionerat för att alltid till fullo kunna tillgodose behovet av elöverföring. Detta får effekten att överföringsbegränsningar, så kallade flaskhalsar, uppstår. Normalt förknippas överföringsbegränsningar i det svenska stamnätet med stor vattenkraftsproduktion i norr, vilket leder till ett stort behov av transitering söderut⁷, eller med stor transitering norrut, från Danmark och kontinenten till den svenska västkusten och vidare till södra Norge⁸.

De nordiska TSO:erna har genom samarbetet inom Nordel kommit överrens om gemensamma principer för beräkningar av överföringskapaciteten inom den nordiska marknaden.⁹

Överföringsbegränsningar mellan Nord Pools elspotområden hanteras i första hand med marknadsdelning. Detta innebär att överföringsbegränsningarna löses genom prissignaler; priset i ett underskottsområde blir högre än priset i ett överskottsområde. Den nordiska marknaden är för närvarande indelad i åtta elspotområden.¹⁰ Sverige utgör ett elspotområde. Ett elspotområde kan

⁷ Genom de snitt som är begränsande i riktning från norr till söder; snitt 1 mellan Lule älv och Skellefte älv, snitt 2 norr om Dalälven och snitt 4 söder om kärnkraftverken i Ringhals och Oskarshamn.

⁸ Genom det snitt som är begränsande i riktning från söder till norr, det så kallade Västkustsnittet i Göteborgsregionen.

⁹ System Operation Agreement och "Principle for determining the transfer capacity in the Nordic power market".

¹⁰ Norge består av tre områden (nord, mitt och syd), Danmark av två (öst och väst) och Sverige och Finland består av ett område vardera. Det finns även ett tyskt område, Kontek.

bilda ett eget prisområde eller bilda gemensamt prisområde tillsammans med ett eller flera elspotområden. Systempriset uttrycker i en sådan situation det enhetliga nordiska pris som skulle ha gällt om det inte funnits några överföringsbegränsningar. Systempriset utgör också referenspris för den finansiella marknaden och för bilaterala kontrakt. Som en följd av Sveriges centrala geografiska placering i Norden bildar landet gemensamt prisområde med åtminstone ett annat elspotområde under så gott som hela tiden. Under 2007 hade hela den nordiska marknaden samma pris under 28 procent av tiden.

Överföringsbegränsningar inom Sverige hanteras med två olika metoder, mothandel samt reducering av handelskapaciteter. För att optimera nyttjandet av stamnätet garanterar Svenska Kraftnät kapacitet efter rådande driftsituation, det vill säga Svenska Kraftnät sätter vissa begränsningar av vilken garanterad överföringskapacitet till angränsande elspotområden som kan tillhandahållas marknaden. Mothandel används om förutsättningarna förändrats mellan handeln i spotmarknaden och drifttimmen, detta eftersom Svenska Kraftnät inte ändrar fastslagna handelskapaciteter. Mothandel innebär att den systemansvariga beställer uppreglering av produktion i underskottsområdet och/eller nedreglering av produktion i överskottsområdet. Mothandelskostnaderna belastar den systemansvariga och ger signaler om att nätet behöver förstärkas.

Tillgänglig handelskapacitet, det vill säga den kapacitet som ställs till spotmarknadens förfogande för handel mellan de nordiska länderna, fastställs bilateralt av ländernas systemansvariga dagen före drifttimmen.

Utgångspunkten vid fastställande av tillgänglig handelskapacitet är att kriterierna för säker systemdrift följs. Dessa kriterier finns i det nordiska systemdriftavtalet. Systemansvarig i respektive land gör en bedömning av hur mycket kapacitet som kan finnas tillgänglig för handel. Utifrån denna bedömning fastställer de systemansvariga tillgängliga kapaciteter mellan elspotområden. På den nordiska elmarknaden sker all tilldelning av handelskapacitet i samband med handeln på Nord Pool Spot, så kallad implicit auktion.¹¹ Kapacitet som inte nyttjas i spotmarknaden kan nyttjas för handel i ett senare skede via Elbas eller på den så kallade reglerkraftmarknaden.¹²

¹¹ Att handeln är implicit innebär att handel med el och överföringskapacitet sker i en integrerad process. Ett alternativ till detta är explicita auktioner där el och kapacitet handlas separat.

¹² Elbas är en kortsiktig justermarknad som öppnar när spotmarknaden stängt och som håller öppet fram till en timme före drifttimmen. Reglerkraftmarknaden är nordisk och administreras av de nordiska systemansvariga. På den nordiska reglerkraftmarknaden justeras tillförsel och uttag under drifttimmen med bud om upp- eller nedreglering. Buden från de balansansvariga i Sverige lämnas till balanstjänsten normalt senast 30 minuter innan drifttimmen.

Tabell 1 visar hur stor andel av timmarna under 2007 som vissa prisområden i Norden hade ett gemensamt pris. Under 2007 hade hela Norden ett gemensamt pris under 28 procent av de totala timmarna under året.

Tabell 1: Andel av totala antalet timmar under året med samma pris under 2007 på den nordiska elmarknaden

Andel av timmar	Områden med gemensamt pris
95 %	SE och FI
65 %	SE, FI, NO1, NO2, DK East
38 %	SE, FI, NO1, NO2, NO3, DK East
28 %	SE, FI, NO1, NO2, NO3, DK East, DK West

KÄLLA: NORDEL

Anm: NO1=Sydnorge, NO2=mellersta Norge, NO3=Nordnorge

2.1.3 Reglering av transmissions och distributionsföretag

Det svenska ledningsnätet utgörs av tre nivåer: Stamnät, regionnät och lokalnät.

- Stamnätet utgörs av 220 kV- och 400 kV-ledningar.
- Regionnätet ansluter till stamnätet och har en lägre spänningsnivå, vanligtvis 40-130 kV. Regionnäten transporterar el från stamnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elförbrukare.
- Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och de flesta industrier. Från de lokala näten, upp till och med 20 kV, transformeras kraften inom distributionsområdena till den normala hushållsspänningen 400/230 volt.

Det svenska elnätet utgörs av 52 800 mil ledning, varav 26 800 mil är jordkabel och 26 000 mil luftledning.

Stamnätet ägs av staten via Affärsverket svenska kraftnät som även är systemansvarig myndighet (TSO) i Sverige. Svenska Kraftnät har hand om den operativa driften av stamnätet och ansvarar för den kortsiktiga balansen i elnätet. Fem företag bedriver regionnätets verksamhet och 171 företag bedriver lokalnätets verksamhet.

Elnätsföretag måste söka tillstånd hos EI för att bygga och använda elnät, så kallad nätkoncession. Nätkoncession kan beviljas för område och för linje. Det är EI som prövar och meddelar tillstånd (koncession) för lokal-, regional-, samt stamnät. Nätkoncession för stamnät bereds alltid av EI men i vissa fall beslutas nätkoncessionen av regeringen. En nätkoncession gäller bara en viss period i taget, elnätsföretagen måste ansöka om förnyelse av nätkoncessionen hos EI. Nätföretaget måste då visa att de driver elnäten på ett godtagbart sätt. Nätkoncessionerna ska säkerställa en rationell utbyggnad av elnäten och att de gör ett begränsat intrång på hälsa, miljö och natur.

Elnätsföretagen har enligt ellagen en skyldighet att ansluta den som vill det till sitt elnät. Kostnaden för detta belastar kunden och avgiften för nyanslutning ska normalt motsvara den kostnad som nätföretaget haft för den nya anslutningen. Avgiften varierar bland annat beroende på säkringsstorlek, om kunden bor på landsbygden eller i tätort och hur lång sträckan är mellan kundens bostad och nätföretagets elnät. Kunden kan ansöka om att EI prövar om anslutningsavgiften är skälig. Elnätsföretagen bestämmer själva sina anslutningsavgifter och en prövning kan ske först i efterhand. EI:s beslut kan överklagas till förvaltningsdomstol.

2.1.4 Tillsyn av nättariffer i distributionsföretag

Ellagen (1997:857) fastställer att intäkter från nätverksamhet ska vara skäliga i förhållande till dels nätföretagets prestation, dels företagets objektiva förutsättningar att bedriva nätverksamhet. De objektiva förutsättningarna är de som företaget inte kan påverka, exempelvis antal kunder, anslutningspunkternas geografiska läge, mängden överförd energi, klimat och kostnader för överliggande nät. Nättariffen ska också vara utformad på så sätt att den är objektiv och icke-diskriminerande.

Med stöd av ellagen är det elnätsföretagen själva som utformar tarifferna efter generella riktlinjer i lagen.¹³ Nätföretagens tariffer eller metoder för att sätta tarifferna godkänns därmed inte på förhand av EI utan tariffernas överensstämmelse med ellagens bestämmelser granskas i efterhand. Det har ifrågasatts om detta tillvägagångssätt överensstämmer med Elmarknadsdirektivets artikel 23.2 a vad gäller villkoren för distributions- och överföringsavgifter. Därför tillsatte regeringen i juni 2006 en särskild utredning om övergång till förhandsprövning av nättariffer. Den så kallade Energinätsutredningen lämnade sitt betänkande i december 2007.

Den nuvarande regleringsordningen innebär att EI utför årlig efterhandsgranskning av nättariffer i distributionsföretagen. Tillsynsmetoden utgörs av den så kallade Nätnyttomodellen, stödjande ekonomiska analyser i

¹³ Med nättariff avses avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät (1 kap. 5 § ellagen).

form av beräkning av kapitalkostnadsreferens, kostnads- intäktsanalys och analys av kostnadseffektivitet samt teknisk revidering av det fiktiva referensnätet.

Nättnyttomodellen är en referensnätsmodell, vilket innebär att modellen för respektive nätföretag konstruerar ett fiktivt referensnät baserat på koordinater för inmatnings-, utmatnings och gränspunkter i företagets verkliga nät. Modellen fastställer en årlig reglerad intäkt (intäktstak) som består av en kapitalkostnadskomponent, som är beräknad utifrån en real annuitet¹⁴ på det årliga nuanskaffningsvärdet av det fiktiva nätet, samt en rörelsekostnadskomponent bestående av exempelvis kostnader för drift och underhåll och administrativa kostnader. Rörelsekostnaderna beräknas på standardkostnader för kostnadsdrivare som exempelvis uttagspunkt och kapitalvärdet av det fiktiva nätets komponenter. Kostnader för överliggande nät hämtas från respektive nätföretags redovisning eftersom dessa ej anses vara påverkbara för det enskilda företaget och accepteras därför i sin helhet.

Den reglerade intäkten som fastställts för respektive nätföretag ställs i relation till företagets verkliga intäkt. Om den verkliga intäkten överstiger den reglerade fattar EI beslut om att nätföretaget ska justera sin tariff för det aktuella tillsynsåret.

Insamling av teknisk och ekonomisk data för tariffillsyn

Data som per kalenderår samlas in från respektive nätföretag för Nättnyttomodellens beräkning av reglerad intäkt består av teknisk och ekonomisk information från företagets inmatnings- uttags- och gränspunkter samt för den totala nätverksamheten. Dessa data insamlas med stöd av en föreskrift framtagen av EI.¹⁵ Inrapporterad data kvalitetsgranskas av EI innan den används i tariffillsynen.

Tekniska data innehåller exempelvis koordinater, överförd och inmatad energi, abonnerad effekt och spänningsnivåer i för uttags- inmatnings- och gränspunkter. Därutöver insamlas data om nätföretagens överföringskvalitet i form av avbrottsfrekvens och medelavbrottstid fördelade på aviserade och oaviserade avbrott samt avbrottsfrekvens och medelavbrottstid för aviserade och oaviserade avbrott i överliggande nät och produktionsanläggning.

Ekonomiska data innehåller bland annat data om inkomster och utgifter från överföring samt ersättning till innehavare av produktionsanläggning. Vid tillsyn periodiseras ekonomiska data till intäkter och kostnader som samlas in via ekonomiska årsrapporter. Elnätsföretagen ska årligen i en årsrapport

¹⁴ Real annuitet = $g/(1-(1+g)^{-A})$ g = årlig kalkyränta fastställd genom en WACC-modell. A = avskrivningstid.

¹⁵ Föreskrifter och allmänna råd om lämnande av vissa uppgifter för bedömning av natttariffers skälighet (STEMFS 2003:3 reviderad genom STEMFS 2005:2)

redovisa sin verksamhet till Energimarknadsinspektionen denna ska upprättas enligt NUFTS 1995:1¹⁶.

Årsrapportsdata används även för de stödjande ekonomiska analyserna. Årsrapporterna innehåller fullständig resultat- och balansräkning för respektive nätverksamhet. Årsrapporten från respektive nätföretag ska inkomma till Energimarknadsinspektionen senast sju månader efter räkenskapsårets utgång. Årsrapporterna ska vara granskade av nätföretagens revisorer i syfte att säkerställa att särredovisningen är korrekt utförd, samt kontrollerade av Energimarknadsinspektionen innan data används i tillsynen av nättariffer.

Användning av insamlad data

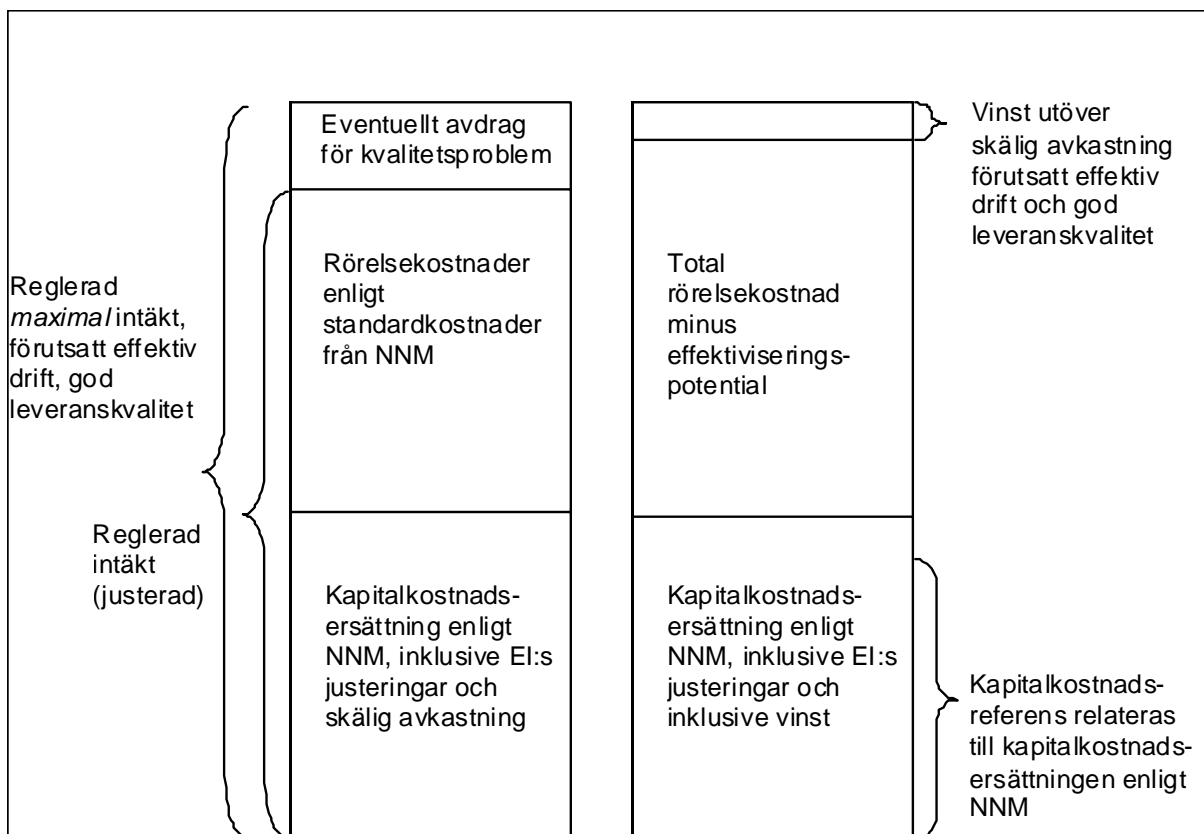
Tekniska data samlas in med syfte att Nätnyttomodellen ska konstruera och dimensionera ett fiktivt referensnät för respektive nätföretag. Det fiktiva nätet ligger till grund för beräkning av den reglerade intäkten. Den beräknade reglerade intäkten valideras baserat på stödjande tekniska och ekonomiska analyser och justeras vid behov. Teknisk validering innebär en teknisk jämförelse av det fiktiva och det verkliga nätet för att undersöka huruvida Nätnyttomodellen beaktar företagsspecifika hänseenden som exempelvis objektiva krav på byggnadsteknik och nätdimensionering.

Den ekonomiska valideringen innebär kontroll av nätföretagets förmåga att bedriva dess nätverksamhet med skälig avkastning inom ramen för den fastställda reglerade intäkten. Detta innebär dels att Nätnyttomodellens kapitalkostnad valideras genom att relatera den till en kapitalkostnadsreferens baserad på bokförda värden för nätföretagets materiella anläggningstillgångar för eldistribution och dels en kostnads-intäktsanalys där respektive nätföretags reglerade intäkt, under förutsättning att företaget har en god överföringskvalitet, ställs i relation till företagets kapitalkostnad enligt Nätnyttomodellen och företagets verkliga rörelsekostnader under förutsättning att företaget har effektiva rörelsekostnader.

Figur 1 redogör schematiskt för tillvägagångssättet vid validering av den reglerade intäkten.

¹⁶ "Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om redovisning av nätverksamhet" reviderad genom NUFTS 1998:1

Figur 1: Schematisk bild över tillvägångssättet vid validering av den reglerade intäkten



Illustrationen är schematisk och gör inte anspråk på att vara helt skalkalenlig.

**NNM =
Nätnyttomodellen**

Benchmarking

Benchmarking i Nätnyttomodellen baseras på jämförelse mellan det verkliga nätföretaget och det fiktiva nätföretag som baseras på referensnätet. Den reglerade intäkten som åsätts det verkliga företaget är baserad på kapitalkostnadsersättningen inklusive skälig avkastning och rörelsekostnader som beräknats för dess fiktiva konkurrerande företag. Om det verkliga företags intäkter överstiger den reglerade intäkten fattar EI beslut om att nätföretaget ska justera sina tariffer motsvarande den överskjutande delen av intäkterna. Däremot har nätföretaget möjlighet att tjäna en vinst utöver den

skäliga avkastningen genom att bedriva sin verksamhet effektivare än den fiktive konkurrenten. Detta innebär att det verkliga företaget erhåller starka incitament för att effektivisera dess elnät och rörelsekostnader.

I den stödjande ekonomiska analysen som benämns för kostnads-intäktsanalys ställs det verkliga nätföretagets effektiva rörelsekostnader i relation till den reglerade intäkten efter avdrag för Nätnyttomodellens kapitalkostnad. De effektiva rörelsekostnaderna har beräknats genom att multiplicera respektive nätföretags verkliga rörelsekostnader med en effektiviseringspotential. Respektive nätföretags effektiviseringspotential har beräknats genom en DEA-modell. Den av tillämpade modellen gör en uppskattning av nätföretagens relativa effektivitet baserat på relationen mellan nätföretagens på kort sikt påverkbara rörelsekostnader och produktion. Kostnads- och produktionsdata hämtas från nätföretagens årsrapporter.

Kvalitetsreglering

Vid beräkning av den årliga reglerade intäkten tar Nätnyttomodellen hänsyn till överföringskvaliteten som respektive elnätsföretag haft i sitt nät under tillsynsåret. Baserat på den avbrottsstatistik som EI samlar in beräknas SAIDI (System Average Interruption Duration Index) och SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Dessa båda index ligger till grund för värderingen av de kostnader som avbrotten i respektive nätföretags nät har orsakat kunderna. Värderingen av avbrotten är baserad på en undersökning av betalningsvilja för att undvika avbrott där både aviserade och oaviserade avbrott inkluderades. Kostnaden för avbrott ställs i relation till kundernas förväntade avbrottskostnad, som är individuell för respektive nätföretag och är baserad på den betalningsvilja som kunderna har för att undvika avbrott. Studien av elkunders betalningsvilja genomfördes av Svensk Energi 1994 och uppdaterades 2003.

Tabell 2 visar elavbrott i lokalnäten mellan år 2000-2006.¹⁷ Siffrorna anger genomsnittliga värden per kund och delas in i aviserade samt oaviserade avbrott.

¹⁷ Senast tillgängliga statistik

Tabell 2: Elavbrott i lokalnäten, genomsnittliga värden per kund

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Genomsnittligt antal avbrott per kund							
Aviserade avbrott	0,26	0,24	0,26	0,21	0,22	0,20	0,25
Oaviserade avbrott	0,93	1,13	0,92	0,93	0,75	0,96	1,05
Genomsnittlig avbrottstid per kund, min							
Aviserade avbrott	37	34	37	25	30	21	22
Oaviserade avbrott	81	143	86	98	51	309	88

KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Det referensnät som Nätnyttomodellen bygger utgår från ett radiellt nät baserat på uttags-, inmatnings- och gränspunkters koordinater samt en redundans. Storleken på redundansen avgörs av kundernas vilja att betala för att undvika avbrott. Om kundernas kostnad för avbrott är högre än den förväntade kostnaden motsvarar mellanskillnaden ett avdrag som görs på nätföretagets reglerade intäkt. Avdraget begränsas emellertid genom att det inte tillåts att överstiga kapitalkostnaden av redundansen det vill säga nätföretagen är alltid garanterade att erhålla en kapitalkostnadsersättning motsvarande det radiella nätet.

Investeringsincitament

Kapitalkostnadsersättningen i Nätnyttomodellen utgår från ett kapacitetsbevarande perspektiv baserat på ett fiktivt referensnät och sålunda ger modellen inte direkta investeringsincitament. Genom att modellen utgår ifrån ett fiktivt referensnät ger den emellertid incitament till att bygga och driva effektiva och rationella nät. Modellens kapacitetsbevarande perspektiv innebär dels att den ger kapitalkostnadsersättning som ger utrymme för att genomföra årliga investeringar för att upprätthålla nätets tekniska standard och omfattning och dels att nätföretagen får kapitalkostnadsersättning oavsett åldern på de enskilda anläggningskomponenter som avspeglas genom referensnätet. Genom att den verkliga åldern på de enskilda anläggningskomponenterna inte påverkar kapitalkostnadsersättningen har nätföretagen inga incitament att ersätta dessa med nya komponenter förrän det inte längre är lönsamt att driva dem. Nätnyttomodellens konstruktion innebär emellertid att ersättning för drift och underhållskostnader är

anpassade till ett relativt nyansskaffat nät samt att modellen innehåller ett kvalitetsavdrag på den reglerade intäkten då överföringskvaliteten sjunker under kundernas förväntade kvalitet. Detta medför att modellen begränsar nätföretagens möjlighet att driva gamla anläggningstillgångar med lönsamhet. Sålunda ger modellen investeringsincitament genom att begränsa den tid som nätföretagen kan driva äldre anläggningstillgångar med lönsamhet. Vid vilken tidpunkt incitamenten inträder är emellertid individuellt för respektive nätföretag.

2.1.5 Tillsyn av tariffer i transmissionsnät

Stamnätet består av cirka 15 000 kilometer ledning på spänningsnivåerna 200 kV och 400 kV. Svenska Kraftnät ansvarar i sin egenskap av systemoperatör för att utforma överföringstariffen enligt ellagens riktlinjer. Tariffmetoden ska vara utformad så att tarifferna är objektiva och icke-diskriminerande samt att elproducenterna betalar en mindre andel av nätets totala intäkter än konsumenterna. Nättarifferna ska medföra att Svenska Kraftnäts samlade intäkter från nätverksamheten är skäliga i förhållande till de objektiva och subjektiva förutsättningarna att bedriva nätverksamhet. Svenska Kraftnäts överföringsprestation ska bedömas samlat för samtliga ledningar i landet. Tariffen får dock utformas med hänsyn till anslutningspunktens lokalisering.

EI inhämtar årligen ekonomiska och tekniska data från Svenska Kraftnät i form av en årsrapport.¹⁸ Årsrapporten ska innehålla fullständig redovisning av nätverksamheten med resultat- och balansräkning. Årsrapporten ska inkomma till EI senast sju månader efter räkenskapsårets utgång. Rapporten ska vara granskad av nätföretagets revisor i syfte att säkerställa att särredovisningen är korrekt utförd. Vid rapportens inlämnande genomför dessutom EI en kvalitetsgranskning av rapportens särredovisning.

EI har inte någon slutgiltigt fastställd metod för skälighetsgranskning av stamnätstariffer. Inspektionen har emellertid som målsättning att senast 2009 fastställa en tillsynsmetod. Den svenska regeringen beslutar dock om ett årligt avkastningskrav på verksamheten i Svenska Kraftnät.

Hantering av flaskhalsintäkter

I enlighet med direktivet 1228/03 har Svenska Kraftnät tillsammans med övriga nordiska stamnätsoperatörer inom Nordel beslutat att använda intäkter från flaskhalshantering för investeringar som syftar till att förstärka stamnäten och förbindelser mellan länderna. Till följd av rådande budgetlagstiftning har dock Svenska Kraftnät som är ett statligt affärsverk inte möjlighet att mellan år fondera finansiella resurser för investeringar. EI anser

¹⁸ Detta görs med stöd av "Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om redovisning av nätverksamhet" reviderad genom NUFTS 1998:1

inte att hanteringen av falskhalsintäkter är tillräckligt transparent och har därför under 2008 inlett ett arbete tillsammans med Svenska Kraftnät om att tydliggöra strukturen i hanteringen av flaskhalsintäkter.

2.1.6 Aktuella nättariffer

Tabell 3 visar den genomsnittliga nättariffen för tre typkunder (enligt Eurostats kategorisering) per den 1 januari 2008. Nättariffen inkluderar kostnad för överföring i transmissionsnätet. I tariffen ingår även myndighetsavgifter som uppgår till 5,73 EUR per år för lågspänningsabonnenter (Dc och lb) och 379,58 EUR per år för högspänningsabonnenter (lg). För varje elabonment tar staten varje år ut tre olika avgifter från elnätsföretagen, så kallad myndighetsavgift. Avgiften används för att finansiera de statliga verksamheterna för elsäkerhet, elberedskap och verksamheten för övervakning av nätmonopolen.

Tabell 3: Nättariffer, genomsnitt januari-december 2008

Antal elnätsföretag		Nättariff EUR/MWh		
		Ig ¹	Ib ²	Dc ³
Transmission	1	-	-	-
Distribution	174	7,64	28,54	48,81

KÄLLA: SCB

¹ Industrikund med en årlig konsumtion 24 GWh, maximalt effektuttag 4000 KW.

² Industrikund med en årlig konsumtion 50 MWh, maximalt effektuttag 50 KW.

³ Hushållskund med en årlig konsumtion 3 500 kWh.

Anm: 1 EUR = 9,4235 SEK, 1 januari 2008

EI samlar varje år in statistik om nättariffer. Statistiken samlas in för ungefär ett tjugotal typkundsgrupper, för att enklare kunna jämföra nättarifferna mellan elnätsföretagen. Varje år sammanställer EI de insamlade nättarifferna från elnätsföretagen. I årets sammanställning av nättarifferna för 2007 konstateras att de reala nättarifferna har sjunkit för de flesta typkunder under 2007. Detta beror till stor del på att nästan hälften av elnätsföretagen inte har höjt sina nättariffer sedan 1 januari 2007 samtidigt som konsumentprisindex stigit med 3,2 procent.

Fler än hälften av elnätsföretagen har dock höjt sina elnättariffer under 2007. De elnätsföretag som har höjt sina nättariffer har ombetts att redovisa skälen till höjningen. Några av de vanligaste förklaringarna var bland andra;

investeringar i fjärravläsningsystem, ökade kostnader för nätförluster, allmän kostnadsökning, nya krav på ökad leveranssäkerhet samt ökade investeringar i nätet. EI har inte gjort några fördjupade undersökningar till orsaken bakom höjningarna eller sänkningarna av nättarifferna.

Nättarifferna för de tre vanligast använda typkunderna i Sverige; lägenhetskund (2 000 kWh/år), småhus (5 000 kWh/år) samt småhus (20 000 kWh/år), visas i tabell 4.

Tabell 4: Medianpriser, elnätstariffer per den 1 januari 2008

	Median EUR/MWh	Median helår 2007, EUR	Förändring % jämfört med 1 jan 2006
Lägenhetskund 2 MWh/år	50,83	101,66	-1,6
Småhuskund 5 MWh/år	43,72	218,60	-1,1
Småhuskund (20A) 20 MWh/år	24,72	494,00	-0,7

KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Anm: 1 EUR = 9,4235 SEK, 1 januari 2008. Priserna redovisade exklusive moms.

Elnätstarifferna består oftast av en fast och en rörlig del. För en villa med elvärme (20A, 20 000 kWh/år) utgör den fasta delen ungefär hälften av nättariffen. Den andra hälften av nättariffen är rörlig. Under de senaste fem åren har nättariffens fördelning mellan fast och rörlig del inte förändrats nämnvärt. Kunden kan påverka den rörliga delen genom att minska sin förbrukning. Ett elnätsföretag har infört enbart rörliga nättariffer för lägenhetskunder och de minsta villakunderna.

Kunder med låg förbrukning har få tariffalternativ. Flertalet elnätsföretag erbjuder endast en tarifftyp, enkeltariff. Enkeltariff innebär att kunden betalar lika mycket för nyttjandet av nätet oavsett när på dygnet elen förbrukas. Alternativet till enkeltariff är tidstariff. Kunden betalar då olika mycket beroende på när elen förbrukas. Vanligtvis är priset lägre på natten och högre på dagen.

Allt fler elnätsföretag har infört något som liknar effekttariffer för hushållskunder. Nättariffen består då av en mindre andel fast pris som är knutet till säkringsstorleken. Säkringsstorleken avgör det maximalt möjliga effektuttaget. Därutöver debiteras en effektagift beroende på hur hushållet

utnyttjar elnätet. Nättariffen differentieras inom en given säkringsstorlek och olika priser kan tillämpas, dels vid olika tider på dygnet, dels vid olika tider på året.

Nättarifferna kan variera stort mellan elnätsföretagen, för till exempel lägenhetskunder är skillnaden mellan den högsta och den lägsta nättariffen hela 163 EUR över ett år. Det innebär att kunder med den högsta nättariffen betalar mer än tre gånger så mycket som de med lägst nättariff. För en villa med eluppvärmning (20A, 20 000 kWh) varierar nättariffen mellan 240 EUR per år och 809 EUR per år mellan den lägsta och högsta nättariffen som rapporterats in till EI.

Nättariffen som elabonnten betalar till sitt lokala elnätsföretag består av kostnader som uppstått i stamnätet, regionnätet och lokalnätet. Lokalnätspriset omfattar kostnader för överföring av el, förvaltning, drift och underhåll av nätet samt mätning och rapportering. Dessutom ingår kostnader till överliggande nät, det vill säga region- och stamnät.

För varje elabonnt tar staten varje år ut myndighetsavgifter från elnätsföretagen. Avgifterna används för att finansiera de statliga verksamheterna för elsäkerhet, elberedskap och verksamheten för övervakning av nätmonopol.

2.1.7 Balansreglering

Balansreglering sker genom primärreglering och sekundärreglering. Primärreglering innebär att den fysiska balansen i elsystemet finjusteras genom att produktionen i ett antal vattenkraftverk automatiskt ökas eller minskas.

Sekundärreglering innebär en manuell upp- eller nedreglering för att återställa primärregleringen och det sker genom den nordiska reglerkraftmarknaden.

Den legala basen för balansreglering återfinns i ellagen.¹⁹ Enligt ellagen måste elhandelsföretag eller andra aktörer som levererar el till slutkunder ha ett giltigt balansansvarsavtal med TSO:n Svenska Kraftnät. Balansansvarsavtalet innebär att en aktör tar på sig det ekonomiska ansvaret att se till så att lika mycket el som tas ut ur nätet matas in, eftersom elnätet alltid måste vara i balans. Den aktör som tar på sig det ekonomiska ansvaret att se till att elnätet är i balans kallas balansansvarig. Elhandelsföretaget kan vara balansansvarig själva eller köpa denna tjänst av en annan aktör.

De balansansvariga (och andra aktörer) kan handla el på Elspotmarknaden för att planera sina balanser. Efter att Elspot har stängt meddelas aktörerna

¹⁹ 8 kap. Ellag (1997:857)

vilken handel som blir av. Senast klockan 16:00 ska de balansansvariga skicka sina planer för produktion, konsumtion och handel till Svenska Kraftnät. Dessa planer måste vara i balans för varje balansansvarig. Därefter görs en ny beräkning av kapaciteten för överföringen och intra-day marknaden Elbas öppnar. På Elbas kan aktörerna justera sina balanser fram till strax före drifttimmen. De balansansvarigas slutliga planer måste rapporteras till Svenska Kraftnät innan drifttimmen startar.

De balansansvariga som har möjlighet att ändra sin produktion eller förbrukning under drifttimmen kan lämna bud om upp- eller nedreglering till Svenska Kraftnät. Buden lämnas normalt senast 30 minuter innan drifttimmens början och anger pris och kvantitet. Reglerbud inlämnas för förutbestämda reglerobjekt som består av ett eller flera produktionsobjekt eller förbrukningsobjekt av liknande typ som är grupperade tillsammans. Reglerbudet skall kunna omsättas i praktiken med kort varsel, vilket innebär tio minuter.

I syfte att sköta balansregleringen så effektivt som möjligt samarbetar de nordiska TSO:erna på en gemensam nordisk reglerkraftmarknad. Norges och Sveriges TSO:er har tillsammans ansvar för att frekvensen inom Nordens synkrona system upprätthålls medan varje TSO är ansvarig för säker drift inom deras respektive systemansvarsområde. Överenskommelsen omfattar även en gemensam nordisk reglerlista, vilket innebär att alla bud om reglerkraft läggs i kostnadsordning på en gemensam lista. Givet att inga överföringsbegränsningar föreligger kommer därigenom det billigaste nordiska reglerbudet användas i första hand.

Svenska Kraftnät tar fram ett standardkontrakt för balansansvarsavtal varje år. Enligt ellagen ska innehållet i balansansvarsavtalen vara objektiva och icke-diskriminerande. Svenska Kraftnät kan inte ingå balansavtal innan metoderna och processerna som ligger till grund för villkoren i balansavtalet har godkänts av EI. Om en balansansvarig aktör inkommer med klagomål på balansansvarsavtalet måste inspektionen avgöra om aktören behandlats objektivt och icke-diskriminerande. Balansansvarsavtalen är giltiga i ett år, från november till och med oktober²⁰. Inför framtagningen av ett standardkontrakt för balansansvarsavtal diskuterar Svenska Kraftnät eventuella förändringar med aktörerna, diskussioner förs även mellan Svenska Kraftnät och EI. Enligt ellagen ska EI lämna godkännande om metoderna kan antas vara objektiva och icke-diskriminerande. Metodbeslut är giltiga omedelbart. Standardkontraktet för balansansvarsavtalet är offentligt och publiceras på Svenska Kraftnäts hemsida.

²⁰Det är dock inte reglerat att avtalen ska vara ettåriga.

För närvarande pågår en process att harmonisera villkoren för de balansansvariga i respektive nordiskt land i syfte att underlätta för en gemensam nordisk slutkundsmarknad. De nordiska systemansvariga har i en överenskommelse beslutat att i ett första steg harmonisera regler om "gate closure" för slutliga planer, kostnadsbas för balansavräkningen, sättet att beräkna obalanser och metoder för prissättning på obalanser. Harmoniseringsprocessen stöds av tillsynsmyndigheterna i de nordiska länderna och detta första steg av processen beräknas implementeras 1 januari 2009. Implementeringen av det första steget mot en harmoniserad balansmarknad kräver inga ändringar i den svenska lagstiftningen.

De nordiska tillsynsmyndigheterna har i sitt uttalande om reformen utöver de kriterier som ges av elmarknadsdirektivet och är omsatta i nationell lag, lagt till ett villkor som innebär att de nya förslagen bör leda till att göra det attraktivt för även mindre elleverantörer och vissa kunder att ta på sig balansansvar.

Balansavräkning

Kostnaden för de balansansvarigas obalanser räknas ut av Svenska Kraftnät i efterhand i den så kallade balansavräkningen. Syftet med avräkningen är att beräkna kostnaderna för varje balansvarigs obalans mellan uppmätt respektive planerad produktion/inköp å ena sidan och förbrukning/försäljning å den andra, samt att fördela kostnaderna för den balansreglering som Svenska Kraftnät gjort mellan de balansansvariga vilka bidragit till obalansen i systemet. Balansavräkning sker för varje timme under dygnet och hela året. Balansavräkningen görs per balansansvarig för Sverige som helhet baserad på mätvärden per avräkningsområde.

För reglerobjekt över 63 ampere ska avräkningen vara baserad på timvärden. Under 63 ampere ska avräkning normalt ske enligt en schablonmetod. För produktionsobjekt ska timmätning alltid användas.

Elnätsföretagen är ansvariga för mätning och rapportering av tim- och schablonmätvärden till Svenska Kraftnät. EI har utfärdat föreskrifter för hur mätningen och rapporteringen ska gå till.

Balansavräkningen görs i två etapper. Först bestäms de preliminära obalanserna för varje timme. Eftersom schablonkundernas förbrukning endast mäts en gång om året görs en slutlig avräkning efter 13 månader.

De balansansvariga betalar en avgift baserad på volymen på produktionen och/eller konsumtionen samt en avgift baserad på deras obalanser.

Avgifterna inkluderar kostnaderna för den automatiska balansregleringen (primärreglering) och även en del utav kostnaderna för störningsreserver samt kostnader för driften och administrationen av systemet.

På reglermarknaden sätter det högsta aktiverade uppregleringsbudet under en uppregleringstimme reglerpriset (och vice versa för nedreglering).

Prissättningen av obalanser sker enligt en tvåprismodell. Tvåprismodellen innebär att den aktör som har obalans i samma riktning som den totala obalansen betalar reglerpriset för den el som denne köper, om däremot obalansen är i motsatt riktning jämfört med den totala balansen betalar aktören istället spotpriset för obalansen. Dessa priser publiceras på Nord Pool för varje timme.

EI utövar tillsyn över att föreskrifterna för mätning och rapportering följs av elnätföretagen medan Svenska Kraftnät kontrollerar att de balansansvariga följer reglerna i balansavtalet.

2.1.8 Effektiv unbundling

Transmission

Affärsverket svenska kraftnät är transmissionsnätägare i Sverige och ägs av svenska staten. Svenska Kraftnät är ägarmässigt åtskild från konkurrensutsatt verksamhet.

Distribution

På distributionsnivå infördes krav på juridisk åtskillnad mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet (elproduktion/elhandel) i svensk lagstiftning den första januari 1996. Enligt ellagen får ett företag som bedriver nätverksamhet inte bedriva produktion av eller handel med el.

Den första juli 2005 infördes skärpta krav på åtskillnad mellan elnätverksamhet och elhandels- och/eller elproduktionsverksamhet. Enligt de nya bestämmelserna får inte en styrelseledamot, VD eller firmatecknare i ett företag som bedriver nätverksamhet och som ingår i en koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare samtidigt vara styrelseledamot, VD eller firmatecknare i ett företag som bedriver produktion av eller handel med el. De flesta svenska nätföretagen omfattas inte av kravet då de har färre än 100 000 kunder. I Sverige har sex koncerner elnät med fler än 100 000 kunder. Dessa koncerner innehar drygt 60 procent av det totala antalet kunder i Sverige.

Det finns inget hinder i svensk lagstiftning att ett elnätsföretag inte får ingå i en koncern som bedriver produktion av eller handel med el. Elnätsföretag som ingår i en koncern som bedriver produktion av eller handel med el använder i de flesta fall koncernens namn med tillägget "elnät", eller liknande för att skilja nätverksamheten från produktions- och handelsverksamheten. I de fall nätföretaget ingår i en koncern med produktion och/eller handel används vanligtvis samma logotyp och koncernens webbplats är oftast uppdelad i elnät och elhandel.

Enligt ellagen är alla elnätsföretag skyldiga att upprätta en årsrapport som är en ekonomisk särredovisning av nätverksamheten. Årsrapporten innehåller även en särskild rapport med tekniska data, bland annat uppgift om avbrottsfrekvens i företagets elnät. Rapporten skall skrivas under av styrelsen och granskas av en revisor. Rapporten är offentlig och ska skickas in till EI. Inspektionen har möjlighet att öppna tillsyn mot nätföretag som bryter mot bestämmelserna i ellagen eller mot inspektionens föreskrifter. Exempelvis kan nätföretag få betala en förseningsavgift, om de lämnar in sin årsrapport för sent. EI kan också förelägga ett nätföretag att genomföra åtgärder för att uppfylla ellagens krav. Ett föreläggande får förenas med vite.

Enligt ellagen är den som har nätkoncession skyldig att upprätta en övervakningsplan. Syftet med övervakningsplanen är att säkerställa att nätinnehavaren agerar objektivt och inte otillbörligt gynnar någon aktör på marknaden. Av övervakningsplanen ska det framgå vilka åtgärder nätföretaget vidtar för att motverka diskriminerande beteende gentemot övriga aktörer på elmarknaden. Nätinnehavaren ska årligen upprätta en rapport som redogör för de åtgärder som vidtagits enligt övervakningsplanen. Rapporten ska skickas till EI senast den 15 mars varje år.

2.2 Konkurrensfrågor

2.2.1 Beskrivning av råkraftsmarknaden

Den svenska råkraftsmarknaden är en del av en integrerad nordisk marknad.²¹ Den svenska elproduktionen baseras huvudsakligen på kärnkraft och vattenkraft. Ett normalår svarar dessa kraftslag för över nittio procent av landets totala elproduktion. Resterande tio procent utgörs av fossil- och biobränslebaserad produktion samt vindkraft.

Antal elproduktionsföretag som innehar minst 5 procent av total installerad elproduktionskapacitet uppgår till 3 stycken. Vattenfall, E.ON och Fortum har tillsammans 78 procent av den totala installerade elproduktionskapaciteten i Sverige. Av tabell 5 framgår att det är ett stort glapp mellan de tre största företagen och Skellefteå Kraft som är det fjärde största elföretaget i Sverige med avseende på installerad elproduktionskapacitet.

²¹ Med Norden avses här: Sverige, Norge, Danmark och Finland (d.v.s. ej Island).

Tabell 5: De fem största elföretagen i Sverige uttryckt i installerad elproduktionskapacitet, 1 januari 2008

Företag	Installerad effekt, MW	Andel (%) av total installerad effekt
Vattenfall	13 888	40,7
E.ON	7 102	20,8
Fortum Power & Heat	5 823	17
Skellefteå Kraft	805	2,3
Mälarenergi	569	1,6
Summa	28 187	82,4

KÄLLA: SVENSK ENERGI

De fem största elproducenterna i Sverige svarade för nästan 88 procent av Sveriges totala elproduktion under 2007, se tabell 6. De tre största av dessa: Vattenfall, E.ON och Fortum svarade tillsammans för 85 procent av Sveriges totala elproduktion under 2007.

Tabell 6: De fem största elproducentföretagen i Sverige, elproduktion i Sverige, TWh

Företag	2006	2007
Vattenfall	63,8	64,8
E.ON	30	31,9
Fortum Sverige	27,1	26
Skellefteå Kraft	3,1	3,4
Statkraft Sverige	1,2	1,3
Summa	125,2	127,4
Total elproduktion	140,3	145
5 största företagens andel av total elproduktion, %	89,2	87,8

KÄLLA: SVENSK ENERGI

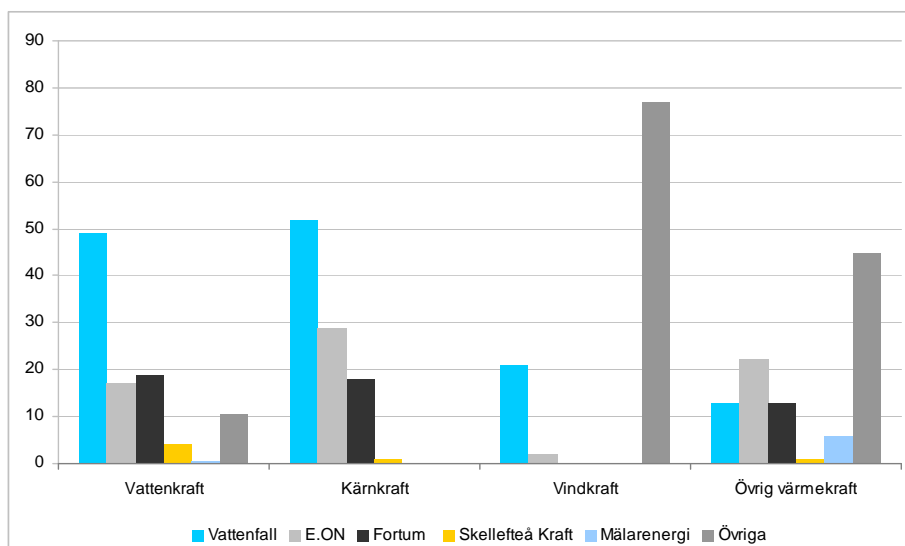
Vattenfall ägs av den svenska staten och är den största elproducenten i Sverige. Under 2007 producerade Vattenfall 45 procent av Sveriges elkraft, vilket var mer än den sammanlagda produktionen för E.ON Sverige och Fortum Sverige under året. E.ON Sverige ägs till cirka 55 procent av det tyska börsnoterade aktieföretaget E.ON AG och till cirka 45 procent av Statkraft AS. E.ON Sverige ingår i E.ON koncernen. I oktober 2007 undertecknade E.ON

och Statkraft en avsiktsförklaring som innebär att E.ON kommer att ta över den del i E.ON Sverige som för närvarande ägs av Statkraft. Fortum Sverige är ett bolag i Fortumkoncernen vars moderbolag ägs till 60 procent av den finska staten. Skellefteå Kraft ägs helt av Skellefteå kommun.

I figur 2 visas de fem största elproducenternas elproduktionskapacitet uppdelat per kraftslag i januari 2008. Av figuren framgår att de två största elproducenterna i Sverige, Vattenfall och E.ON, har elproduktion inom samtliga redovisade kraftslag. Vattenfall har en andel på omkring femtio procent av produktionskapaciteten för vattenkraft och kärnkraft.

För vattenkraft och övrig värmekraft finns alla de fem största företagen representerade förutom Mälarenergi som inte äger någon kärnkraft. Ägandet inom vindkraftsområdet domineras inte i lika höga grad av stora företag, här finns en mer blandad ägarstruktur där det även finns intresse från utländska ägare att investera i svensk vindkraft, till exempel finansieras ett vindkraftsprojekt i norrlands inland av kapitalet från brittiska pensionsfonder och tyska affärsbanker. Även många skogsbolag ser möjligheter till högre lönsamhet genom att arrendera ut skogsmark till vindkraftbolagen än att bedriva skogsbruk.

Figur 2: Elproduktionskapacitet per kraftslag och företag i Sverige januari 2008



KÄLLA: SVENSK ENERGI

EI utredde under 2007 vilka drivkrafter och hinder som föreligger för investeringar i elproduktion och i vilken mån kommande investeringar kan komma att förändra koncentrationen på råkraftsmarknaden.²² I rapporten konstaterar EI att marknadsförutsättningar för nyinvesteringar finns men den höga koncentrationen på elproduktionsmarknaden består. Trots att många investeringar i vindkraft görs av mindre företag och investerare kommer detta inte att påverka den rådande marknadsstrukturen i någon hög utsträckning. De tre största elföretagen: Vattenfall, E.ON och Fortum kommer även fortsättningsvis att inneha ungefär 85 procent av den svenska elproduktionen. Man konstaterar även att de legala restriktioner som finns konserverar ägarkoncentrationen och att komplicerade tillståndsprocesser hämmar investeringar.²³

Handelsvolymen på Nord Pool samt bilateralt

Den totala volymen handlade och clearade kontrakt på Nord Pool uppgick till 2 369 TWh under 2007. Den fysiska handeln ökade med 16 procent och motsvarade därmed 69 procent av den totala elanvändningen i Norden. Även volymen på transaktionerna på Elbasmarknaden ökade och uppgick till 1,6 TWh jämfört med 1,1 TWh året innan. Värdet av omsättning på den fysiska spotmarknaden minskade dock med en tredjedel under 2007 jämfört med 2006, till följd av lägre priser på spotmarknaden.

Den finansiella handeln ökade markant under 2007 med en rekordvolym på 1 060 TWh vilket är en ökning med 38 procent jämfört med året innan.

Den totala volymen av handlade och clearade utsläppsrätter och krediter, EUA:s och CER:s, ökade med 60 procent jämfört med året innan. Därmed är Nord Pool den näst största handelsplatsen för utsläppsrätter och utsläppskrediter i Europa (störst är EEX).

Tabell 7 visar svenska aktörers omsättning på Nord Pool samt bilateral handel som clearats på Nord Pool.

²² Rapporten: "Investeringar i elproduktion-Nya och mindre aktörers betydelse för minskad koncentration". EI 2007.

²³ Svensk lagstiftning förbjuder byggandet av nya kärnkraftsreaktorer samt utbyggnad i storskalig vattenkraft.

Tabell 7: Svenska aktörers omsättning på Nord Pool samt bilateralt, TWh

	Köpvolum i område Sverige på Elspot¹	Omsatt på elderivatmarknaden²	Bilateral OTC/clearing av elderivathandel³
2005	60,8	327	491
2006	110,8	272	433
2007	134,3	406	381

KÄLLA: NORD POOL

¹ Avser total köpvolum i elspotområde Sverige. Motsvarande försäljningsvolym har under åren 2002 till 2006 varit 34,1 TWh, 32,6 TWh, 67,8 TWh, 64,9 TWh och 105,6 TWh, 129,5 TWh. Mellanskillnaden under ett år ger nettoimport/exporten mellan det svenska elspotområdet och angränsande elspotområden (i Norge, Finland och Danmark).

² Avser svenska aktörers omsättning på elderivatmarknaden.

³ Avser svenska aktörers bilaterala finansiella handel som clearats på Nord Pool.

Antal aktörer på Nord Pool spotmarknad uppgår till 306 stycken varav 129 är direkta medlemmar och 177 clearingmedlemmar. Antal medlemmar på Elbasmarknaden uppgår till 63 stycken. På Nord Pools finansiella marknad uppgår antalet aktörer till totalt 416.

Elproduktion och elanvändning i Sverige

Den svenska elproduktionen baseras huvudsakligen på kärnkraft och vattenkraft. Ett normalår svarar dessa kraftslag för över nittio procent av landets totala elproduktion. Resterande tio procent utgörs av fossil- och bibränslebaserad produktion samt vindkraft. År 2007 uppgick den totala elproduktionen i Sverige till drygt 145 TWh, en ökning med 3 procent jämfört med 2006. Vattenkraften svarade för 45 procent medan kärnkraften svarade för 44 procent av den totala elproduktionen i landet. Ökningen i elproduktionen under året förklaras av en bättre hydrologisk situation jämfört med året innan och el från vattenkraft kunde öka med 7 procent jämfört med året innan. Nederbörden var 8 procent högre än normalt under 2007. El producerad med vindkraft ökade med 45 procent jämfört med 2006. Elproduktion från kärnkraft minskade med 1 procent jämfört med 2006 trots att 2007 inte var ett lika turbulent år för kärnkraften som 2006. Den goda vattensituationen ledde till att Sverige nettoimporterade 1,3 TWh el under 2007 istället för 6,1 TWh året innan.

Sverige har relativt stor andel elvärme, cirka 30 TWh, av vilka två tredjedelar är beroende av utetemperaturen. Därför har temperaturen relativt stor påverkan på Sveriges elanvändning. Konjunkturen och tillväxten i samhället har också stor betydelse för elanvändningen. Den totala elanvändningen i

Sverige under 2007 uppgick till drygt 146,3 TWh, vilket var i nivå med 2006 års elanvändning.

Vid en jämförelse av temperaturkorrigerad data uppgår elanvändningen under 2007 till 148,9 TWh att jämföra med 148,4 år 2006. Bostäder och service stod för nära hälften av årets elförbrukning medan industrin stod för 40 procent.

Den högsta elanvändningen under 2007 uppgick till 26 200 MW och inträffade den 21 februari.

Under 2007 var Sveriges nettoimport av el drygt 1,3 TWh vilket kan jämföras med en nettoimport på 6,1 TWh 2006.

Tabell 8 visar elbalansen i Sverige åren 2003-2007.

Tabell 8: Sveriges elbalans 2003-2007, TWh

	2003	2004	2005	2006	2007
Produktion inom landet	132,5	148,8	155,0	140,3	145,0
Vattenkraft	53,1	60,1	72,0	61,1	65,5
Kärnkraft	65,5	75,0	69,8	65,0	64,3
Övrig värmekraft	13,3	12,9	12,3	13,3	13,8
Vindkraft	0,7	0,9	0,9	1,0	1,4
Pumpkraft	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,03
Elanvändning inom landet	145,3	146,7	147,6	146,3	146,3
Nätförluster	10,7	11,1	12,4	11,0	11,9
Import	24,3	15,6	14,6	20,5	18,5
Export	-11,5	-17,7	-22,0	-14,4	-17,2
Nettoutbyte	12,8	-2,1	-7,4	6,1	1,3

KÄLLA: SCB

Anm. Negativa värden framför siffrorna anger export

2.2.2 Beskrivning av slutkundsmarknaden

Till skillnad från råkraftsmarknaden är slutkundsmarknaderna i Norden huvudsak nationella. En förklaring till detta är att balansansvaret är knutet till kundens uttagspunkt. En utländsk elhandlare måste därför själv eller genom avtal vara balansansvarig för alla kunder i landet där elen säljs. På grund av att villkoren skiljer sig åt mellan de nordiska länderna kan balansansvaret bli både dyrt och tekniskt komplicerat. Normalt köper därför svenska slutförbrukare el från elhandlare som är etablerade i Sverige och har balansavtal, direkt eller genom ombud, med Svenska Kraftnät.

Antalet elhandelsföretag i Sverige har minskat sedan elmarknadsreformen. År 1996 fanns det drygt 220 elhandelsföretag i Sverige. År 2007 hade antalet minskat till cirka 125.²⁴ Av dessa säljer 96 företag el till konsumenter i hela landet. Minskningen av antalet elhandelsföretag beror framför allt på uppköp och sammanslagningar.

I oktober 2007 gjorde en tysk aktör inträde på den svenska elmarknaden, Yello Strom. Företaget ägs av EnBW (Energie Baden-Württemberg AG), som är en av de största elproducenterna i Tyskland.

I tabell 9 visas marknadskoncentrationen på den svenska slutkundsmarknaden för el utifrån antalet kunder samt försäljningsvolym under 2006. Av tabellen framgår att Vattenfall är den aktör som har den största försäljningsvolymen på den svenska elhandelsmarknaden. De tre största elhandelsföretagen: Vattenfall, E.ON och Fortum hade under 2006 en marknadsandel på ungefär 43 procent, baserat på antal kunder i respektive koncerns eget elhandelsbolag. Endast dessa tre företag har en marknadsandel som överskrider fem procent.²⁵

De flesta elhandlare ingår i koncerner som även äger elproduktion. Mindre än hälften av alla elhandelsföretag ingår i koncerner utan elproduktion. Det utländska ägandet av elhandelsföretag i Sverige uppgår till ungefär 40 procent.

²⁴ Uppgiften baseras på de elhandlare som enligt ellagen är skyldiga att rapportera elpriser till El. Uppgift från juni 2008.

²⁵ Konkurrensverket (2006), Dnr 408/2006.

Tabell 9: Marknadskoncentration baserat på antal kunder samt mängd levererad el 2006

	Marknadsandel ¹	Marknadsandel ²	Marknadsandel ³
E.ON	16,4 %	11,8 %	14,6 %
Fortum	13,5 %	7,6 %	13,6 %
Vattenfall	12,8 %	30,4 %	36,3 %

KÄLLA: KONKURRENSVERKET, BAKGRUNDS PM DNR 408/2006

¹ Baserat på antal kunder

² Baserat på försåld kvantitet (levererad volym) till egna slutkunder

³ Baserat på koncernens totala levererade volym

Elpris till slutkund

Det sammanlagda elkostnaden för hushåll kan delas upp i följande:

- kostnad för elhandel
- kostnad för elnät
- skatter (energiskatt och moms)

Elhandelns andel av den sammanlagda elkostnaden har ökat. För en hushållskund som bor i ett eluppvärmt småhus utgjorde elhandelns andel 43 procent den 1 januari 2008, vilket kan jämföras med 39 procent ett år tidigare. Nättariffen svarade för 17 procent medan energiskatt och moms tillsammans stod för 40 procent.

Tabell 10 visar fördelningen av det sammanlagda elpriset till slutkund per den 1 januari 2008 enligt Eurostats kategoriindelning av kunder.

Tabell 10: Elpriset till slutkund Euro/MWh per den 1 januari 2008

	Ig ¹	Ib ²	Dc ³
Elnät ⁴	7,64	28,54	48,81
Elhandel ⁵	40,85	43,82	70,78
Skatt och avgifter	0,53	0,53	27,22
Totalt (inklusive skatt) ⁶	49,02	72,89	146,81

KÄLLA: SCB

¹ Industrikund med en årlig konsumtion 24 GWh, maximalt effektuttag 4000 KW.

² Industrikund med en årlig konsumtion 50 MWh, maximalt effektuttag 50 KW.

³ Hushållskund med en årlig konsumtion 3 500 kWh.

⁴ inklusive myndighetsavgifter

⁵ inklusive kostnad för elcertifikat

⁶ exklusive moms

Anm: 1 EUR = 9,4235 SEK, 1 januari 2008.

I Sverige används andra typkunder än Eurostats kategoriindelning.²⁶ För dessa typkunder steg elpriserna under fjärde kvartalet 2007 jämfört med samma kvartal 2006.

Elpriset varierar mellan olika elhandlare. Vid en jämförelse mellan det högsta och det lägsta priset gällande avtal om rörligt pris är skillnaden drygt 10 öre per kWh. För 1-års avtal (fast pris) är differensen något högre och uppgår till 11 öre per kWh.²⁷

De vanligaste elavtalen i Sverige är tillsvidarepris, rörligt pris, fast elpris upp till och med 1 år samt fast elpris 3 år. Andelen kunder med tillsvidarepris minskar men är fortfarande den vanligaste avtalstypen, 38,6 procent av kunder har tillsvidarepris. Tillsvidarepris är det pris elkunden vanligtvis får om denne inte gjort något aktivt val av elavtal. Tillsvidarepriset är oftast dyrare än andra avtalsformer på elmarknaden. Andel kunder med rörligt pris ökar, 16 procent av kunderna har rörligt pris.²⁸ Rörligt pris är ett pris baserat på ett genomsnitt av spotpriset på Nord Pool plus elhandlarens påslag. Fast elpris 3 år eller längre har 19,7 procent av kunderna och 19,6 procent av kunderna har fast elpris upp till ett år.

²⁶ SCB samlar in statistik för följande typkunder. Typkund 1: Lägenhet 2 000 kWh/år. Typkund 2: Villa (utan elvärme) 5 000 kWh/år. Typkund 3: Villa (med elvärme) 20 000 kWh/år. Typkund 4: Abonnent som bedriver jord- eller skogsbruk jämte anslutet hushåll 30 000 kWh/år. Typkund 5: Näringsverksamhet 100 MWh/år. Typkund 6: Småindustri eller motsvarande 350 MWh/år.

²⁷ Uppgiften baseras på de priser elhandlare enligt ellagen är skyldiga att rapportera till Energimarknadsinspektionen och avser en konsument som förbrukar 20 000 kWh/år. Uppgifter från mars 2008.

²⁸ Uppgift från januari 2008.

Elleverantörbyten

Fler elkunder bytte elhandlare under 2007 jämfört med 2006, antalet leverantörbyten ökade med 24 procent under 2007 jämfört med 2006.²⁹

Sammanlagt bytte cirka tio procent av alla elkunder i Sverige elhandlare under 2007. Totalt har cirka 55 procent av elkunderna i Sverige varit aktiva någon gång sedan elmarknadsreformen genom att antingen byta elhandlare eller omförhandla sitt avtal.

En kund som vill byta elhandlare tecknar ett avtal med den nya elhandlaren som sedan anmäler leverantörbytet till kundens nätföretag. Sedan den 1 januari 2007 ska elhandlare anmäla och lämna information om bytet till nätföretaget senast den femtonde dagen i månaden före den månad då leverantörbytet ska ske mot tidigare en månad. Syftet med lagändringen är att snabba upp processen med leverantörbyten för att göra det enklare för elanvändare att vara aktiva på elmarknaden. Konsumenten betalar ingen avgift för att få byta elhandlare.

2.2.3 Åtgärder för att förhindra marknadsstyrka

Övervakning av elmarknaden

Flera myndigheter och organ samverkar i övervakningen av den svenska och nordiska elmarknaden i syfte att med olika åtgärder skapa en väl fungerande elmarknad och förhindra utövande av marknadsstyrka. EI har det samlade ansvaret för den svenska elmarknaden. Konkurrensverket har ansvaret att tillämpa konkurrensreglerna. Finansinspektionen utövar tillsyn över de svenska aktörerna på Nord Pools finansiella marknad. Inom Nord Pool sker också en omfattande intern övervakning av handeln och företagens ageranden. Nord Pool, som har sitt säte i Norge, övervakas av de norska regleringsmyndigheterna NVE (Norges vassdrags- och energidirektorat) och Kredittilsynet. Även Konsumentverket verkar inom övervakningen av elmarknaden och har bland annat medverkat vid framtagandet av branschens allmänna avtalsvillkor i syfte att säkerställa skäliga avtalsvillkor för konsumenterna på elmarknaden.

Konkurrensverkets ansvarsområden och verksamhet inom elmarknaden

Konkurrensverket är den myndighet som övervakar att företagen på den svenska elmarknaden inte överträder något av förbudet mot konkurrensbegränsande beteenden i konkurrenslagen respektive EU-fördraget. Konkurrenslagen syftar till att undanröja och motverka hinder för en effektiv konkurrens i fråga om produktion av och handel med varor, tjänster och andra nyttigheter. Konkurrensverket kan på eget initiativ eller

²⁹ Statistiken insamlas för två kundkategorier: Hushållskunder och övriga kunder.

efter anmälningar från företag och allmänhet aktivt ingripa mot konkurrensbegränsande samarbeten mellan företag och mot företag som missbrukar sin dominerande ställning på marknaden genom att utöva marknadsstyrka. I konkurrenslagen finns också regler om kontroll av företagskoncentrationer. Konkurrensverket ska även bidra till en effektiv konkurrens genom att ge förslag till regeländringar och andra åtgärder för att undanröja existerande konkurrenshinder. Konkurrensverket har också till uppgift att bidra med medel till den svenska forskningen inom konkurrens- och upphandlingsområdena.

Sedan 1 september 2007 ansvarar Konkurrensverket för tillämpningen av lagarna gällande offentlig upphandling – dels lagen om offentlig upphandling (LOU) och dels de bestämmelser som gäller upphandling inom de så kallade försörjningssektorerna, lagen om upphandling inom områdena vatten, energi, transporter och posttjänster (LUF). Tillsyn sker bland annat genom egna initiativ, utredning av inkomna klagomål och kontakter med revisorer och andra berörda aktörer inom upphandlingsområdet. För verksamheter inom försörjningssektorerna är upphandlingsreglerna något flexibla. Exempelvis kan verksamhet som bedrivs på en helt öppen och konkurrensutsatt marknad undantas från LUF. Kommissionen prövar om förutsättningar för sådana undantag finns. Företagen som producerar och säljer el i Sverige behöver enligt beslut från kommissionen inte följa bestämmelserna i LUF. Elnätverksamhet eller någon marknad inom områdena för värme eller naturgas omfattas däremot inte av detta undantag.

Tillämpning av konkurrensreglerna och andra åtgärder för att förbättra konkurrensen på elmarknaden

Konkurrensverket avslutade i juni 2007 en omfattande utredning om eventuella överträdelser av konkurrensreglerna på elmarknaden. Utredningen startades under 2006, bland annat mot bakgrund av att elkunder och andra marknadsaktörer framfört misstankar om konkurrensbegränsande beteenden på elmarknaden. Framför allt riktades misstankar mot att de tre stora elproducenterna, Vattenfall, E.ON Sverige och Fortum som gemensamt äger de svenska kärnkraftverken, hade agerat på ett konkurrensbegränsande sätt vilket påverkat utbudet och prisbildningen på råkraftsmarknaden.

Konkurrensverkets utredning visade att planeringen av produktionen för kärnkraftverken tidigare till viss del skett gemensamt vid möten mellan delägarna samt respektive kärnkraftföretag. Planeringsprocessen i de samägda kärnkraftverken hade dock successivt förändrats i syfte att minska risken för insyn i respektive delägars affärsförhållanden. Även om den tidigare samordningen avseende produktion skulle ha varit i strid med konkurrensreglerna, innebar gällande preskriptionsregler att det saknades förutsättningar för Konkurrensverket att föra ärendet vidare till domstol.

I samband med beslutet att i detta ärende inte vidta åtgärder med stöd av konkurrenslagen gav Konkurrensverket in en promemoria till regeringen. Konkurrensverket uppmärksammade där de generella riskerna med samäganden av elproduktionsresurser och andra förhållanden som kan hämma eller begränsa konkurrensen på elmarknaden. Promemorian innehöll förslag på åtgärder som regeringen, framför allt i sin roll som ägare till marknads största företag Vattenfall, kunde vidta för att begränsa samäganden och annan samverkan mellan konkurrerande företag på den svenska elmarknaden. Konkurrensverket framförde att samägandet av kärnkraftföretagen om möjligt helt borde lösas upp och nuvarande reaktorer fördelas mellan ägarföretagen. Om detta inte var möjligt borde kärnkraftföretagen göras mer självständiga gentemot ägarföretagen. Det borde även övervägas om några statligt ägda anläggningar kunde säljas ut eller få en bredare ägarkrets.

Samägandet inom svensk elproduktion innebär framför allt risker för ett otillbörligt informationsutbyte mellan konkurrerande företag. Riskerna för negativa effekter på konkurrensen är i detta fall särskilt stora eftersom det är de tre ledande konkurrerande företagen på marknaden som samäger produktionsanläggningarna. Såväl den svenska som den nordiska råkraftmarknaden är oligopolmarknader med betydande inträdeshinder och de samägande företagen möter i princip ingen konkurrent med motsvarande produktionsförutsättningar. Intressegemenskapen genom samägandet kan, direkt eller indirekt, påverka företagets vilja och incitament att konkurrera. Risken för samordnat beteende kan öka och förhållandena kan även underlätta möjligheterna att i olika situationer utöva marknadsstyrka. Samägandet minskar också generellt förtroendet för marknadsfunktionen.

Konkurrensverket ser mot denna bakgrund positivt på att regeringen under våren 2008 utsett två förhandlare som för statens räkning ska undersöka förutsättningarna för lösningar som innebär att riskerna för konkurrensbegränsningar på grund av samägandet minimeras. Regeringen poängterar i sitt beslut betydelsen av en väl fungerande elmarknad och att det är angeläget att undanröja risker för konkurrensbegränsningar som samägandet i kärnkraftindustrin skulle kunna ge upphov till. Uppdraget ska avslutas senast den 31 januari 2009.

Forskningsprojekt om marknadsstyrka

Konkurrensverket har låtit genomföra ett forskningsprojekt om betydelsen av marknadsstyrka på den nordiska elmarknaden. Projektet hade två delsyften; dels att analysera potentialen för marknadsstyrka på den nordiska elmarknaden och dels att studera utövandet av marknadsstyrka på elmarknaden. Projektet delfinansierades av den norska konkurrensmyndigheten, Konkurransetilsynet.

I projektets första del undersöktes vilken potential det fanns för producenterna på den nordiska elmarknaden att höja priserna genom att utöva marknadsmakt. En så kallad spelteoretisk modell utvecklades inom ramen för projektet. Med hjälp av modellen analyserades aktörernas möjlighet att höja priserna med hjälp av strategisk budgivning. Resultaten visade att priserna kan höjas betydligt – med mellan 11-27 procent i de olika nordiska marknadsområdena. Resultaten indikerade lägst prishöjning i Norge, Finland och Sverige och högst i Danmark. I Sverige beräknades priserna kunna stiga med 14 procent. Denna potential för marknadsmakt bygger inte på någon form av samarbete mellan företagen, utan enbart på att varje aktör ensidigt försöker maximera sin vinst. Med andra ord finns det starka skäl att förvänta sig att om ett sådant samarbete fanns skulle det också få effekter på marknaden.

I projektets andra del studerades om det kunde fastslås att den potentiella marknadsmakten faktiskt hade utnyttjats. Genom att modellera elmarknaden under ett antagande om perfekt konkurrens erhöles en bas utifrån vilken de faktiska priserna på marknaden jämfördes. Om de faktiska priserna systematiskt var högre än de modellerade priserna skulle det vara en indikation på att marknadsmakt faktiskt utövats. Vattenkraften innebär generellt en svårighet när denna typ av studie ska genomföras för den nordiska marknaden. Vattenkraftproduktionen bestäms inte av de rörliga kostnaderna i kraftverken, utan av förväntningar om vad man kan få betalt för produktionen i framtiden, det så kallade vattenvärdet. Om modellens beräknade vattenvärde inte skulle överensstämja med den bedömning producenterna tidigare gjort så minskar naturligtvis möjligheterna att uttala sig om i vilken omfattning som marknadsmakt kan ha utövats.

Tre olika perioder studerades i projektet. Hösten 2001 var en normal period. Hösten och vintern 2002/03 präglades av knapphet och mycket höga priser kring årsskiftet 2002/03. Hösten 2006 präglades även den av knapphet. Resultaten från analysen ger inte stöd för att elpriserna i någon betydande grad har påverkats uppåt av utövande av marknadsmakt. För två av de studerade perioderna låg de genomsnittliga faktiska priserna i stället under de modellerade priserna. För den tredje perioden – hösten 2006 – var de faktiska priserna något högre än de modellerade priserna.

Slutsatsen av projektet är att det finns en betydande potential för att utöva marknadsmakt på den nordiska elmarknaden. Resultatet från denna studie indikerar dock att elproducenterna, av någon anledning, inte tycks utnyttja denna marknadsmakt. Det har inte närmare studerats varför producenterna inte utnyttjar potentialen, men det kan bland annat bero på att det är svårare i praktiken att göra detta än vad modellen indikerar eller att det finns andra överväganden som företagen gör.

Marknadsmakt kan utövas på ett antal olika sätt på den svenska och nordiska elmarknaden. I projektet studerades exempelvis inte om det kan finnas strategiska överväganden som gör att investeringar i ny elproduktion hålls tillbaka eller om det funnits utrymme för de svenska samägda kärnkraftföretagen att med bibehållen säkerhetsnivå öka produktionen genom kortare revisionsavställningar. Det finns också andra marknader – i första hand elcertifikatmarknaden – där det kan finnas betydande risker för utövande av marknadsmakt.

Nord Pools regelverk - prispåverkande information och marknadsövervakning

Alla aktörer på Nord Pool är förpliktade att följa elbörsens regelverk. Detta regelverk berör exempelvis hantering av prispåverkande information. Aktörer (producenter och andra aktörer) är skyldiga att omedelbart meddela Nord Pool bland annat följande (prispåverkande information):

- All företagsinformation som kan ha väsentlig prispåverkan. Däremot omfattas inte företagets egna planer och strategier för handel.
- Följande information om produktionsanläggningar, konsumtion, transmission inom eller i direkt anslutning till det nordiska elspotområdet:
 - Planerade underhåll eller produktionsbegränsningar som berör mer än 100 MW under den kommande perioden av sex veckor.
 - Planerade underhåll eller produktionsbegränsningar som berör mer än 400 MW av anläggningar för produktion, konsumtion eller transmission under innevarande år eller de tre kommande åren.
 - Haveri som omfattar en produktionskapacitet som överstiger 100 MW, så snart som möjligt dock senast 60 minuter efter att haveriet inträffat (60-minutersgränsen gäller inte mellan klockan 20.00 – 07.00). Den berörda aktören ska inom fyra timmar meddela Nord Pool anledningen till att haveriet inträffade samt beräknad varaktighet.

Handel på Nord Pool får inte ske om marknadsaktör har tillgång till någon form av prispåverkande information. Detta gäller såväl handel med el på den fysiska marknaden och handel med finansiella kontrakt på terminsmarknaden som handel med svenska elcertifikat och utsläppsrätter inom EU:s handelssystem för utsläppsrätter (EU ETS). Om prispåverkande information finns inom en enhet av ett handlande företag får handel dock ske om företaget för Nord Pool kan dokumentera att det finns fysiska eller andra hinder för informationsöverföring mellan de olika enheterna inom företaget ("Chinese Walls"). Regelverket omfattar även bestämmelser om tystnadsplikt för

anställda och styrelser inom företagen att inte till utomstående avslöja prispåverkande information som inte meddelats till Nord Pool.

Nord Pool publicerar information exempelvis om utbud, efterfrågan, överföringskapaciteter mellan elspotområden, samt priser för olika områden och produkter. Vad gäller överföringskapaciteter publicerar Nord Pool sedan våren 2007 såväl tilldelade överföringskapaciteter som vilken typ av orsak och vilken överföringsbegränsning som föranlett en eventuell minskning i kapaciteten. Nord Pool offentliggör också en begränsad del av budkurvorna (köp- och säljbuden vid olika volymer) och det så kallade priskrysset för systempriset varje enskild timme. Redovisningen uppdateras en gång i veckan och publiceringen sker med en veckas fördröjning.

Nord Pools regelverk innehåller bestämmelser för budgivningen på spotmarknaden. För att övervaka budgivning och skapa förtroende för prisbildningen har Nord Pool en särskild funktion för marknadsövervakning som kontinuerligt följer handeln. Därför följs alla transaktioner med avseende på att aktörerna lämnar den information som de är skyldiga att göra för att förhindra insiderhandel, manipulering av pris eller utövande av marknadsmakt. Aktörerna är också skyldiga att snarast möjligt förse Nord Pool med all information som Nord Pool bedömer relevant för att kunna övervaka handeln. Marknadsövervakningen publicerar regelbundet rapporter om genomförda utredningar om misstänkta överträdelser av regelverket på Nord Pools hemsida. Vid konstaterade brott mot regelverket finns ett sanktionssystem som bland annat innehåller varningar, böter och indragning av handelstillstånd.

3 Naturgasmarknaden

3.1 Regleringsfrågor

3.1.1 Generella frågor

Den 1 juli 2007 genomfördes det sista steget i marknadsöppningen av naturgasmarknaden i Sverige då samtliga naturgaskunder fick möjlighet att välja naturgasleverantör, vilket sedan 2005 endast var möjligt för icke-hushållskunder. Se tabell 11 över naturgasmarknadens gradvisa öppning.

Tabell 11: Naturgasmarknadens gradvisa öppning

	Gränsvärde (Nm ³ /år)	Konkurrensutsatt andel av volym
1999		0 %
2001	25 miljoner Nm ³	N.A.
2003	15 miljoner Nm ³	50 %
2005	Icke-hushållskunder	95 %
2007	0 Nm ³	100 %

3.1.2 Överföringsbegränsningar och mekanismer att hantera dessa

Det svenska transmissionssystemets tillgängliga kapacitet uppgår till cirka 15 TWh/år. Under 2007 förbrukades cirka 11,7 TWh.³⁰ Ungefär två procent av Sveriges energibehov utgörs av naturgas. Det finns för närvarande inga överföringsbegränsningar i det svenska transmissionssystemet, varken nationellt eller på importförbindelsen från Danmark. I Sverige finns ingen andrahandsmarknad för överföringskapacitet där outnyttjad primärkapacitet tillgängliggörs för handel. Med den marknadsmodell (elmodellen) som tillämpas idag på naturgasmarknaden är det inte relevant med en andrahandsmarknad.

³⁰ Beräknat på övre värmevärde.

3.1.3 Reglering av transmissions och distributionsföretag

Naturgaslagen (2005:403) fastställer att tariffer för överföring av naturgas ska vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande. Vid utformande av tariffer för överföring av naturgas ska särskilt beaktas antalet anslutna kunder, kundernas geografiska läge, mängden överförd energi, abonnemangskostnader för överliggande ledningar, leveranssäkerhet och ledningarnas tryck. Denna bestämmelse i naturgaslagen syftar på att tariffen ska basera sig på de kostnader som nätföretaget har i sin verksamhet.

En innehavare av en naturgasledning får enligt naturgaslagen inte börja tillämpa en överföringstariff förrän de metoder som använts för att utforma tariffen har godkänts av EI. Särskilda riktlinjer för metodansökan har utformats av Inspektionen. Kontrollen av de metoder som ligger till grund för utformningen av tariffen syftar till att säkerställa att tariffen är objektiv och icke-diskriminerande. Däremot innebär metodansökan inte någon bedömning av tariffernas skälighet. Den nuvarande regleringsordningen innebär att EI utför årlig efterhandsgranskning av nättariffernas skälighet. Det finns i nuläget inte något förslag på att övergå till en förhandsprövning av tariffernas skälighet.

Insamling av teknisk och ekonomisk data för tariftillsyn

Tillsynen av tariffernas skälighet kommer att fordra särskild insamling av data. I det initiala skedet behöver en ingående värdering av nätföretagens anläggningstillgångar genomföras. Detta innebär att ett anläggningsregister behöver upprättas för respektive nätföretag och detta ska innehålla bland annat information om anläggningstillgångarnas anskaffningsår och anskaffningsvärde. Anläggningsregistret kommer att uppdateras årligen med årets investeringar och avskrivningar.

Nätföretagets samtliga rörelsekostnader kommer att samlas in och eventuellt ska dessa fördelas på olika aktiviteter för att underlätta benchmarking av företagens rörelsekostnader.

Nätföretagen är enligt naturgaslagen skyldiga att i form av en årsrapport upprätta en ekonomisk särredovisning av transmissions-, distributions- respektive lagringsverksamhet. Årsrapporten ska vara inspektionen tillhanda senast sju månader efter räkenskapsårets utgång och innehålla fullständig resultat- och balansräkning för respektive verksamhet. Årsrapporterna är granskade av nätföretagens revisorer och kontrollerade av EI innan data används i tillsynen av nättariffer.

3.1.4 Balansreglering

Obalanser hanteras så långt som möjligt med marknadsmekanismer av Svenska Kraftnät. I de fall en marknadsmässig lösning inte är tillräcklig

beordrar Svenska Kraftnät ledningsinnehavare att begränsa eller avbryta överföringen av naturgas till kunder. Detta regleras i naturgaslagen.

I syfte att upprätthålla den kortsiktiga balansen i naturgassystemet tecknar Svenska Kraftnät avtal med naturgasföretag om balansansvar. Enligt balansansvarsavtalet ska den balansansvarige planera för balans mellan dennes tillförsel och uttag av naturgas. En balansplan ska sändas in till Svenska Kraftnät senast klockan 14.00 dagen före leveransdygnet. Svenska Kraftnäts balansavräkning görs som en dygnsavräkning senast klockan 11.00 dagen efter leveransdygnet och bygger på rapporterade mätvärden från nätägarna samt rapporterade handelsvärden från balansansvariga.

Den balansansvarige har ett balanskonto där obalanser ackumuleras. Om saldot på balanskottet överstiger tillåten maxgräns eller understiger tillåten minimigräns blir mellanskillnaden balansgas. Prissättningen av balansgas baseras på balansgrundpriset som beräknas genom den veckohandel som genomförs varje vecka med de balansansvariga plus en straffavgift. Avsikten med straffavgiften är att ge de balansansvariga incitament att göra en sådan planering att ackumulerade obalanser ligger inom tillåtet intervall.

Det tillåtna intervallet för de balansansvarigas balanskonton beräknas av Svenska Kraftnät utifrån en bedömning av inom vilka gränser gstrycket i transmissionsnätet kan varieras utan att det skapar problem för användarna. Vid beräkningen beaktas driftrestriktioner och driftsäkerhetsbedömningar.

Skillnader mellan de preliminära mätvärden som rapporteras av nätägarna efter leveransdygnet och de slutliga värden som rapporteras efter leveransmånaden regleras med korrektionsgas. Innan reglering med korrektionsgas utförs sker avläsning av kunder med månadsmätning och fastställande av aktuellt värmevärde. Detta sker vid den slutliga avräkning med de balansansvariga som Svenska Kraftnät gör senast den 25:e i månaden efter leveransmånaden.

Fakturering sker en gång per månad och innefattar balansgas, korrektionsgas och en förbrukningsenergiavgift om 0,9 kr/MWh.³¹ Balansansvariga företag ställer säkerhet för den kreditexponering som kan uppstå gentemot Svenska Kraftnät genom företagets löpande aktiviteter.

³¹ Kostnaden baseras på en förbrukning mätt i övre värmevärde.

3.1.5 Effektiv unbundling

Systemansvar för naturgasmarknaden

Sedan 2005 är Svenska Kraftnät systemansvarig myndighet på den svenska naturgasmarknaden. Systemansvaret innebär att Svenska Kraftnät ansvarar för att den kortsiktiga balansen upprätthålls i det svenska naturgassystemet. Systemansvaret innefattar dock inte driften av det svenska naturgassystemet. Ansvaret för drift, underhåll och utbyggnad av ledningssystemet ligger på innehavarna av respektive naturgasledning.

Transmission och distribution

Enligt naturgaslagen får ett företag som bedriver överföring av naturgas inte bedriva handel med naturgas inom samma bolag (legal åtskillnad). Dessa båda nyttigheter skall redovisningsmässigt hållas isär.

I ett företag som innehar koncession för naturgasledning får inte en styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare samtidigt inneha dessa roller i ett företag som bedriver handel med naturgas. Det finns dock inget krav i svensk lagstiftning att ett gasnätsföretag inte får ingå i en koncern som bedriver produktion av eller handel med naturgas.

Enligt naturgaslagen är naturgasföretagen skyldiga att upprätta separata årsrapporter för transmissions-, distributions och lagringsverksamheten. Årsrapporten är en ekonomisk särredovisning. Årsrapporten skrivs under av företagets styrelse och rapporten granskas också av revisor. Årsrapporten är offentlig och lämnas in till EI. I de fall ett naturgasföretag inte följer bestämmelserna i naturgaslagen eller EIs föreskrifter har inspektionen möjlighet att öppna tillsyn mot företaget. Inspektionen har möjlighet att förelägga företaget att vidta åtgärder för att uppfylla regelverket. Ett föreläggande kan förenas med vite. Vid för sent inlämnad årsrapport får företaget betala en förseningsavgift.

Från den 1 juli 2005 finns regler i naturgaslagen som innebär krav på att företag som bedriver överföring av naturgas ska upprätta en övervakningsplan. Dessutom ska de offentliggöra en årlig rapport som redogör för de åtgärder de genomfört enligt planen. Syftet med övervakningsplanen är att säkerställa att företagen agerar objektivt och inte otillbörligt gynnar någon aktör på marknaden. I övervakningsplanen ska det framgå vilka åtgärder företaget ska genomföra för att motverka diskriminerande beteende gentemot övriga aktörer på marknaden. EI har under 2006 arbetat fram föreskrifter om innehållet i övervakningsplanen och offentliggörandet av den årliga rapporten.

3.2 Konkurrensfrågor

3.2.1 Beskrivning av naturgasmarknaden

Sverige har ingen egen utvinning av naturgas. All naturgas som förbrukas i landet importeras via den rörledning som sträcker sig mellan Danmark och Sverige. Från Danmark går ledningar till kontinenten, vilket innebär att Sverige är sammankopplat med det kontinentala systemet. År 2007 förbrukades cirka 11,7 TWh³², vilket motsvarar ungefär två procent av Sveriges totala energiförbrukning.

Två företag, E.ON Sverige och Dong Energy (tidigare Dong Sverige AB), säljer naturgas på den svenska grossistmarknaden. För 2007 finns inga uppgifter om företagens marknadsandelar tillgängliga, det finns dock inget som tyder på att det skett några stora förändringar sedan 2006. Under 2006 sålde E.ON Försäljning Sverige AB (ett helägt dotterbolag till E.ON Sverige AB) cirka 5,3 TWh på grossistmarknaden. Detta ger en marknadsandel på 48 procent. Siffran tar dock ej hänsyn till att en del av denna volym är såld till företag inom E.ON koncernen vilka i sin tur har sålt naturgasen vidare till slutkunder. Tabell 12 visar utvecklingen på den svenska grossistmarknaden.

³² Uttryckt i övre värmevärde.

Tabell 12: Utvecklingen på grossistmarknaden

	Total konsumtion (TWh)	Produktion	Importkapacitet (TWh) totalt	Antal företag >5% produktion och importkapacitet ¹	Antal företag med >5 % av gasmarknaden
2001	9	0	15	1	4
2002	9,5	0	15	1	4
2003	9,5	0	15	1	4
2004	10	0	15	1	5
2005	8,9	0	15	2 ¹	5
2006	9,2	0	15	2 ¹	5
2007	9	0	15	N.A	N.A

¹ Sverige har ingen produktion av naturgas. Det finns två importörer av naturgas.

Anm. Konsumtionen uttryckt i övre värmevärde

Dong Energy ägs till 73 procent av danska staten och E.ON Sverige ägs av E.ON Nordic till 55 procent och av Statkraft till 45 procent, medan övriga naturgasföretag ägs av svenska kommuner. E.ON Ruhrgas, som är ett bolag i E.ON koncernen, äger cirka en tredjedel av Swedgas.

3.2.2 Beskrivning av slutkundsmarknaden

I Sverige finns det ungefär 55 000 naturgasförbrukare, varav cirka 2 600 är företagskunder och resterande är hushållskunder. Antalet kunder har varit relativt oförändrat under de senaste åren.

Drygt trettio kommuner i Sverige har tillgång till naturgas. I de kommuner som är anslutna till naturgasnätet svarar naturgasförsörjningen för cirka 20 procent av energitillförseln.

Under 2007 förbrukades ungefär 50 procent av naturgasen inom industrin, cirka 30 procent i kraftvärme- och fjärrvärmeanläggningar. Bostäder stod för

enbart 2 procent av den totala förbrukningen under 2007. Övrig näringsverksamhet stod för resterande förbrukning.³³

Tabell 13 visar utvecklingen på slutkundsmarknaden i Sverige.

Tabell 13: Utvecklingen på slutkundsmarknaden

	Total konsumtion (TWh)	Antal företag med >5% slutkundsmarknaden	Antal oberoende gashandlare	De tre största gashandlarnas marknadsandel (%)
2001	9	N.A	0	N.A
2002	9,5	N.A	0	N.A
2003	9,5	N.A	0	N.A
2004	10	5	0	78
2005	8,9	5	0	81
2006	9,2	5	0	88
2007	9	N.A	0	N.A

Anm. Konsumtionen uttryckt i övre värmevärde

Marknadskoncentration

Den svenska naturgasmarknaden har sedan introduktionen av naturgas 1985 karaktäriserats av ett fåtal aktörer och en hög grad av vertikal integration. Under 2007 fanns det sex naturgasföretag som sålde gas till slutkunder. För 2007 finns inga uppgifter tillgängliga, men inget tyder på att det skett några stora förändringar sedan 2006. Då (2006) stod de tre största gashandlarna (E.ON Sverige 53 procent, Dong Energy 21 procent och Göteborg Energi 14 procent) för cirka 88 procent av försäljningen till slutkund. Ingen ny naturgasaktör har etablerat sig på den svenska naturgasmarknaden sedan 1 juli 2005 då samtliga icke- hushållskunder blev berättigade att välja gashandlare. Dong Energy säljer naturgas enbart till företagsslutkunder.

³³ Siffrorna baseras på preliminära uppgifter från SCB

Leverantörsbyten

Insamling av statistik över leverantörsbyten på naturgasmarknaden startade 1 januari 2008.³⁴ Under första kvartalet 2008 bytte 38 hushållskunder naturgasleverantör medan siffran var 54 för kategorin övriga kunder.

Naturgaspriset till slutkund

Den sammanlagda naturgaskostnaden för hushåll kan delas upp i följande:

- kostnad för gashandel
- kostnad för gasnät
- skatter (energiskatt och moms)

Tabell 14 visar tre typkunders kostnader, dels för överföring av gas (nätтарiff), dels för energin (naturgas). I kategorin I4 och I1 ingår skatt men inte moms, i kategorin D3 ingår både skatt och moms.

Priserna på naturgas steg under andra halvåret 2007 för nästan alla kundgrupper inom både hushålls- och industrisektorn.

Tabell 14: Naturgaspris till slutkund genomsnittligt pris juli-dec 2007, EUR/MWh

	I4 ¹	I1 ²	D3 ³
Nätтарiff	3,60	16,66	21,86
Naturgas	39,47	56,14	89,56
Totalt	43,08	66,85	111,42

KÄLLA: SCB

¹ Industrikund med årlig förbrukning på 30 000 - < 300 000 MWh. Inklusive skatt men exklusive moms.

² Industrikund med årlig förbrukning på < 300 MWh. Inklusive skatt men exklusive moms.

³ Hushållskund med årlig förbrukning på > 55 000 MWh, priset inkluderar skatt och moms.

³⁴ SCB samlar in uppgifter kvartalsvis med start 1 januari 2008.

4 Försörjningstrygghet

4.1 EI

4.1.1 Effektbalans

Sedan elmarknadsreformen 1996 har den installerade effekten i det svenska elproduktionssystemet minskat. Kapacitetsmarginalen mellan tillförsel (inklusive import) och efterfrågan föll med nästan tjugo procent mellan 1996 och 2000. Detta innebar en ökad risk för bortkoppling av vissa kunder i landet om ett större kraftverk skulle falla i ett läge med sträng vinterkyla. Mot bakgrund av detta införde regeringen 2003 en lag om effektreserv.³⁵ Effektreserven skapas genom att TSO:n Svenska Kraftnät ingår avtal med elproducenter och elanvändare om att ställa ytterligare produktionskapacitet eller möjlighet till förbrukningsreduktion till förfogande. Lagen är tillfällig och löper ut den 15 mars 2011. EI har fått i uppdrag av regeringen att utreda hur en långsiktig lösning av frågan om effektreserv ska se ut i framtiden, uppdraget ska redovisas till regeringen i december 2008.

Effektbalansen vintern 2007/2008

Under vintern 2007/2008 fanns det marginaler i både produktions- och överföringskapacitet. Elenergibalansen var förhållandevis god. Vattenmagasinen var fyllda något över medel och kärnkraften hade en högre tillgänglighet än föregående år. Temperaturerna var normala fram till slutet av december. Därefter var vintern en av de varmaste på hundra år.

Effektreserven behövde aldrig aktiveras under den gångna vintern för att klara effektbalansen.

Den högsta elförbrukningen under den gångna vintern 2007/2008 uppgick till 24 500 MW och inträffade den 23 januari 2008 klockan 17-18. Den inhemska elproduktionen uppgick då till 24 165 MW och nettoimporten till 335 MW. Prognosen för effekttoppen vintern 2007/2008 var beräknad till 27 200-28 900 MW. Under vintern 2006/2007 uppgick förbrukningstoppen till 26 200 MW.

Överföringsförmågan i stamnätet var under vintern 2007/2008 normal, inga avbrott av större betydelse förekom under vintern.

³⁵ Lag (2003:436) om effektreserv.

Effektbalansprognos vintern 2008/2009

Svenska Kraftnät redovisar årligen en detaljerad prognos av effektbalansen den kommande vintern.³⁶ Prognosen innefattar olika analyser för kommande vinter; förbrukning, tillgänglig produktionskapacitet, tillgänglig överföringskapacitet. När detta har analyserats görs en prognos för två olika scenarier. Scenario A visar en situation med normal förbrukning och relativt gynnsam tillgänglighet för produktion och import. Scenario B visar en situation med maximal elförbrukning vid temperaturer som kan förväntas vart tionde år och sådana faktorer som sänker tillgängligheten i produktionssystemet.³⁷ De bägge scenarierna redovisas i tabell 15.

Den totala produktionskapaciteten där hänsyn tagits till beräknad tillgänglighet förväntas öka med 430 MW den kommande vintern jämfört med föregående vinter. Marginalerna i den svenska effektbalansen beräknas öka med omkring 400 MW jämfört med föregående vinter, främst på grund av att elproduktionskapaciteten förstärks. I prognosen över maximal elförbrukning kommande vinter, 2008/2009, görs ingen uppjustering från föregående vinters prognos.

³⁶ Svenska Kraftnät, "Den svenska effektbalansen vintrarna 2007/2008 och 2008/2009".

³⁷ Med tioårsvinter avses tredygnsmedeltemperaturer som statistiskt återkommer vart tionde år.

Tabell 15: Effektbalansprognos för vintern 2008/2009, MW

	Scenario A	Scenario B
Produktion		
Vattenkraft	14 100	13 700
Kärnkraft ¹	9 540	9 540
Mottryck	3 900	3 700
Kondens	1 700	1 700
Gasturbiner (exkl störningsreserv)	500	500
Vindkraft, effektvärde 6% ²	60	60
Summa produktion	29 800	29 200
Import	2 200	0
Summa tillförsel	32 000	29 200
Förbrukning	-27 200	-28 900
Förbrukningsreduktion³	300	300
Marginal	5 100	600

KÄLLA: SVENSKA KRAFTNÄT

¹ Full tillgänglighet antas för de tio kärnkraftsblocken i båda scenarier.

² Vindkraftens effektvärde beräknat till 6 % av installerad effekt.

³ Ingår i effektreserven. Preliminär uppskattning.

Förutsättningar vintern 2011/2012

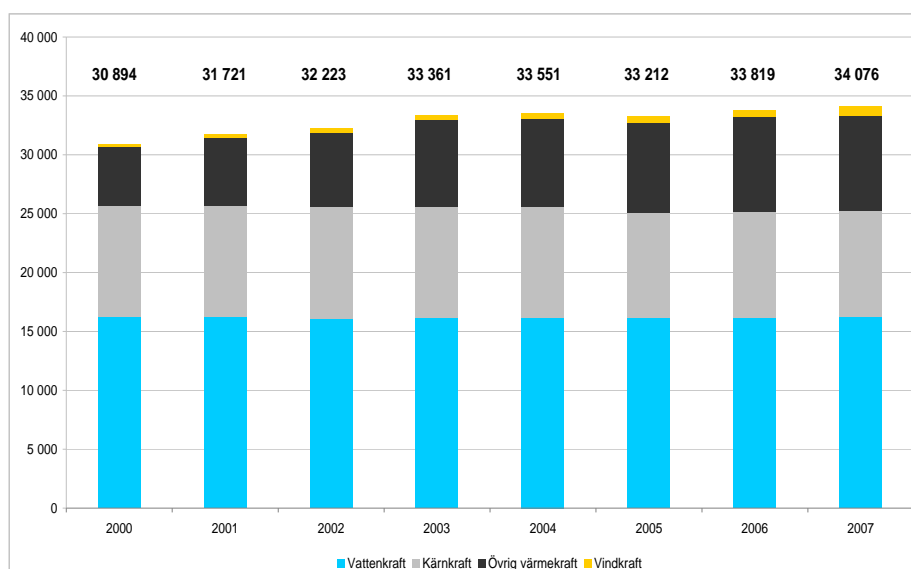
Svenska Kraftnät gör även en mindre omfattande analys av förutsättningarna för effektbalansen två vintrar framåt. Effektbalansen i Sverige prognostiseras som relativt gynnsam de kommande åren. Installerad elproduktionskapacitet i vattenkraft förväntas enbart öka med liten mängd. Om alla planer på effekthöjningar i kärnkraftverken genomförs ökar den installerade elproduktionskapaciteten med omkring 1 200 MW till vintern 2011/2012. Kraftvärme och industrimottryck förväntas öka med 800-900 MW till vintern 2011/2012, varav hälften av ökningen är baserad på biobränslen. Installerad elproduktionskapacitet i kondenskraft och gasturbiner förväntas vara konstant under perioden fram till 2011/2012. Vindkraften har ännu inte kommit upp i de nivåer som behövs för att den ska få betydelse för effektbalansen.

Installerad elproduktionskapacitet

Under 2007 tillkom 443 MW elproduktionskapacitet i Sveriges kraftstationer, medan bortfallet i kapacitet uppgick till 186 MW. Nettoökningen uppgick därmed till 257 MW.

Den totala elproduktionskapaciteten i Sverige har ökat varje år sedan år 2000, förutom 2005, vilket visas i figur 3.³⁸ Ökningen i installerad effekt från 2003 och de närmast följande åren utgjordes till stor del av anläggningar som tidigare lagts i malpåse men som till följd av lagen om effektreserv gjorts driftsdugliga igen.³⁹ Den sista december 2007 uppgick den totala elproduktionskapaciteten i Sveriges kraftstationer till 34 076 MW.

Figur 3: Installerad elproduktionskapacitet i Sverige



KÄLLA: NORDEL

Tabell 16 visar installerad elproduktionskapacitet 2007 samt förändringen i kapacitet per kraftslag från föregående år. Av den totala nettoökningen i elproduktionskapacitet 2007 utgjordes den största ökningen i vindkraft med 208 MW. Därmed har den installerade vindkraftskapaciteten ökat med 36 procent från 2006. Nettoökningen av kapacitet i kärnkraft uppgår till 109 MW, den procentuella ökningen uppgår dock enbart till cirka en procent. Ökningen av kapacitet i vattenkraft uppgår till 29 MW, eller en ökning med 0,18 procent från 2006. Nettoförändringen i installerad elproduktionskapacitet i övrig värmekraft minskade däremot med 91 MW eller en minskning med cirka en procent.

³⁸ I kategorin övrig värmekraft ingår kondenskraft, kraftvärme (industri och fjärrvärme) samt gasturbiner.

³⁹ Lag (2003:436) om effektreserv. Lagen är tillfällig och har förlängts till 2011.

Tabell 16: Installerad elproduktionskapacitet 2007 samt förändring från 2006, MW

	Installerad elproduktionskapacitet 2007-12-31	2007		Nettoförändring från 2006	Förändring (%) från 2006
		Tillskott	Bortfall		
Vattenkraft	16 209	43	-14	+29	0,18
Vindkraft	788	217		+208	36
Kärnkraft	9 074	114	-5	+109	1
Övrig värmekraft	8 005	78	-167	-91	-1
Summa	34 076	+443	-186	+257	

KÄLLA: SVENSK ENERGI

4.1.2 Investeringar i ny elproduktion och planerade effekthöjningar

I Sverige ska investeringar i ny elproduktionskapacitet ske på marknadsbaserade grunder. Den svenska lagstiftningen förhindrar att nya kärn- och storskaliga vattenkraftverk byggs.⁴⁰ Däremot kan effekthöjningar i de befintliga kraftverken göras för att på så sätt öka produktionen från kärn- och vattenkraftverk. De för tillfället planerade nyinvesteringarna i svensk kraftproduktion omfattar främst kraftvärme, vindkraft och effekthöjningar i kärnkraften.

Tillkommande elproduktionskapacitet från projekt som för närvarande är under byggnation och som tas i drift 2008-2010 uppgår till drygt 1 100 MW.⁴¹ Dessa objekt beräknas tillsammans producera cirka 5 700 GWh per år.

I figur 4 visas dessa projekt fördelade per kraftslag. Av den totala summan utgörs ungefär 420 MW av vindkraft, vilket motsvarar 35 procent av den totala elproduktionskapaciteten som är under byggnation. Kraftvärme utgör cirka 700 MW, motsvarande 58 procent och vattenkraft endast 14 MW, motsvarande knappt en procent.

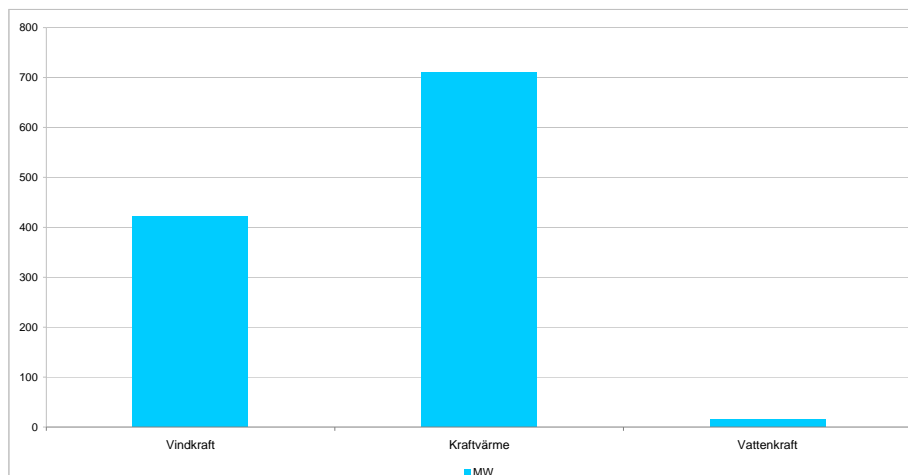
Den vindkraft som är under byggnation beräknas tillsammans producera drygt 1 000 GWh per år vilket kan jämföras med vindkraftproduktionen under 2007 som uppgick till 1 431 GWh. Vindkraftproduktionen beräknas därmed år 2010 uppgå till minst 2 400 GWh, en ökning med 70 procent från dagens nivå.

⁴⁰ Lag (1984:3) om kärnteknisk verksamhet,

⁴¹ "Utvecklingen på elmarknaden vintern 2007/2008", Energimarknadsinspektionen, 2008.

Observera att det ej kan garanteras att statistikunderlaget innehåller det exakta antalet projekt under byggnation.

Figur 4: Projekt i fasen byggnation med driftsstart 2008-2010



KÄLLA: EME ANALYS

4.1.3 Framtida investeringar i elproduktionskapacitet

Inom vindkraftsområdet råder hög aktivitet just nu med många planer på nya vindkraftsprojekt. Trots den höga intensiteten i projekteringar för nya vindkraftsprojekt är det inte säkert att alla dessa kommer att realiseras. Vissa projekt kan komma att senareläggas, förändras eller inte bli av alls. Förutom allmänna risker med investeringar i elproduktion har priset för byggnadsmaterial till vindkraftverk stigit till följd av den stora internationella efterfrågan på vindkraft. Dessutom kan tillståndsprocessen för vissa projekt ta väldigt lång tid.

De kartlagda vindkraftsprojekten i kategorierna planerings- och projekteringsfasen med beräknad idrifttagning mellan 2008-2013 beräknas tillsammans producera cirka 17 000 GWh per år, vilket motsvarar ungefär 12 procent av den totala elproduktionen under 2007.⁴² Det kan jämföras med att vindkraften under 2007 utgjorde endast en procent av den totala elproduktionen i Sverige. Se tabell 17 för en indelning av dessa projekt per år. Samtliga dessa projekt kommer dock med stor sannolikhet inte att genomföras och därför bör uppgifterna tolkas med försiktighet. Minst 1550 GWh utav dessa 17 000 GWh har alla tillstånd klara för byggnation, vilket dock inte är någon garanti för att ett projekt verkligen genomförs.⁴³

⁴² Källa: EME Analys

⁴³ Källa: Svensk Vindkraft, uppgifter från april 2008.

Tabell 17: Kartlagda projekt i kategorin planerings- och projekteringsfasen

	2009	2010	2011	2012	2013
MW	181	4346	851	1223	957
GWh	464	8065	2150	3364	2713

KÄLLA: EME ANALYS

I kärnkraften finns många planer på effektökningar de närmsta åren. Den sammanlagda planerade effektökningen uppgår till 1302 MW. Siffran är dock osäker eftersom tillstånd saknas för många av dessa effektökningar. I Forsmarks tre reaktorer planeras effekthöjningar på totalt 410 MW under åren 2009-2011. I Ringhals planeras totalt 443 MW i effekthöjningar och i Oskarshamn totalt 450 MW.⁴⁴

De kraftvärmeprojekt som befinner sig i planerings- och projekteringsfasen beräknas tillsammans producera drygt 2 000 GWh per år med en installerad elproduktionskapacitet på nära 400 MW.⁴⁵

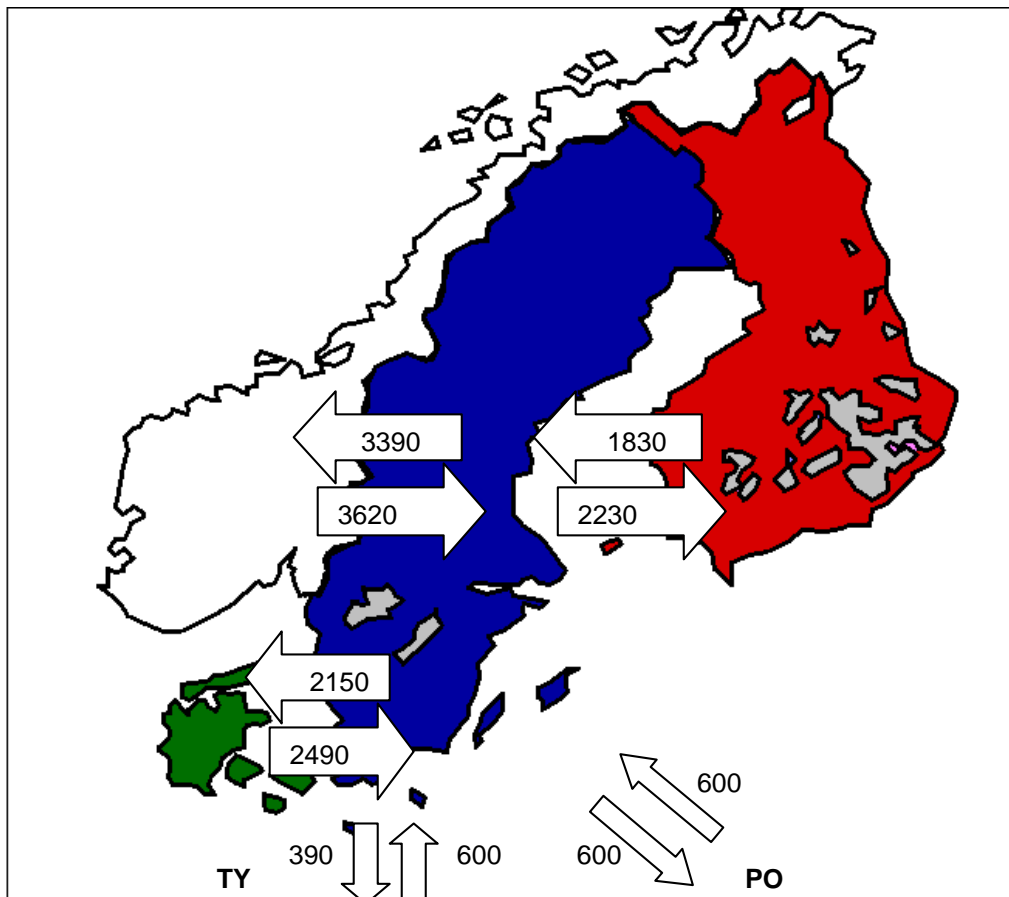
Överföringskapacitet

Figur 5 visar det svenska stamnätet med överföringskapaciteter i MW med respektive grannland. Begränsningar i det anslutande nätet leder till att kapaciteterna för utlandsförbindelserna kan variera i storlek beroende på i vilken riktning elkraften går. I figuren visas enbart en förbindelse med varje grannland, i verkligheten har Sverige ett flertal förbindelser med respektive land. År 2007 uppgick elflödet till Sverige från grannländerna till 18,5 TWh. Elfödet från Sverige ökade till 17,2 TWh, vilket resulterade i ett nettoinflöde på 1,3 TWh jämfört med 6,1 TWh året före.

⁴⁴ Källa: Montel Powernews, nr 5 v.10 2008

⁴⁵ Källa: EME Analys. Fler kraftvärmeprojekt finns än vad som kunnat identifierats i detta statistikunderlag.

Figur 5: Befintlig överföringskapacitet mellan Sverige och grannländerna



KÄLLA: SVENSKA KRAFTNÄT

För att öka kapaciteten och driftsäkerheten i det nordiska kraftsystemet har Nordel, samarbetsorganet för de systemansvariga stamnätsföretagen i Norden, tagit fram fem prioriterade elförbindelser som ska förstärkas. Status för dessa förbindelser presenteras kort nedan.

Den så kallade Sydvästlänken kommer att byggas i tre delar med knutpunkt vid Jönköping och beräknas få en kapacitet om 1 200 MW. Från knutpunkten kommer tre sträckningar att utgå. En länk går söderut till Skåne, den andra går norrut till Hallsberg och den sista sträcker sig västerut till Norge. Svenska Kraftnät kommer att bygga den svenska delen av länken. Den del som byggs i Norge kommer finansieras av Statnett som är stamnätsföretaget i Norge. Länken beräknas som tidigast tas i drift 2012.

Svenska Kraftnät och Statnett kommer att bygga en ny stamnätsledning mellan Järpströmmen i Sverige och Nea i Norge. Tillstånd har beviljats och

byggnationen inleds sommaren 2008. Järpströmmen-Nea förbindelsen beräknas kunna tas i drift under sommaren 2009.

Svenska Kraftnät och det finska stamnätsföretaget Fingrid har beslutat om en utbyggnad av nuvarande Fenno-Skan förbindelsen mellan Sverige och Finland. Ledningen, Fenno-Skan 2, som beräknas få en överföringskapacitet på 800 MW, får samma sträckning som den befintliga kabeln. Tillstånd har beviljats och den kommersiella driften beräknas starta i slutet av 2011.

Det danska stamnätsföretaget Energinet.dk planerar en 600 MW kabel mellan östra och västra Danmark. Den så kallade Stora Bält-förbindelsen uppskattas vara i drift under första halvåret 2010.

Statnett och Energinet.dk har kommit överens om att tillsammans anlägga en fjärde kabel, Skagerack 4, mellan Norge och Danmark. Kabeln planeras att ha en kapacitet på 600 MW och kommer som tidigast tas i drift under 2012.

Förutom dessa pågående projekt finns det en ny förbindelse mellan Nederländerna och Norge som togs i drift maj 2008. NorNed-kabeln har en kapacitet på 700 MW när kabelns maximala kapacitet utnyttjas fullt ut.

4.1.4 Elnätets kvalitet och nivå på dess underhåll

Det svenska elnätet består av 52 800 mil ledning, varav 26 800 mil är jordkabel och 26 000 mil luftledning. Systemet kan delas in i tre nivåer; stamnätet, regionnät och lokalnät.

Stamnätet omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV som sammankopplar produktionsanläggningar, regionnäten och elnäten i grannländerna. Regionnätet består av kraftledningar från 130 kV ned till 20 kV och knyter ihop lokalnät och vissa större industrikunder till stamnätet. Lokalnäten kan delas in i lågspänningsnät (400/230V) och högspänning (10-20 kV).

Regionnätets totala längd uppgick år 2006 till cirka 3034 mil. Av dessa utgjordes 2 procent av jordkabel.

Den totala längden på lokalnäten uppgick 2006 till cirka 47 904 mil varav 40 procent utgjordes av luftledning och 59 procent jordkabel.

Leveranssäkerhet i elnätet

Leveranssäkerheten påverkas bland annat av vilken typ av ledningar som används. Generellt gäller att en jordkabel är mer säker än en luftledning på grund av att den är mindre känslig för väderstörningar. Andelen nedgrävd kabel i lokalnäten har ökat. Det finns dock risker med jordkablar, till exempel kabelbrott vid grävnings- eller anläggningsarbete. I luftledningsnätet är en

isolerad ledning mer robust än en oisolerad ledning. Av lokalnätets luftledning är cirka 83 procent isolerad.⁴⁶

Elnätsföretagen är från den 1 jan 2006 skyldiga enligt ellagen att göra risk- och sårbarhetsanalyser samt upprätta en åtgärdsplan, som ska visa hur leveranssäkerheten i det egna nätet ska förbättras. Syftet med bestämmelserna är att minska sårbarheten i elnätet och att bidra till ellagens krav om max 24 timmars elavbrott är uppfyllt senast 2011. Risk- och sårbarhetsanalysen samt åtgärdsplanen ska ges in till EI. Inspektionen har påbörjat arbete med att ta fram föreskrifter som väntas vara färdiga i början av 2009.

Nya regler om avbrottsersättning infördes i ellagen från 1 januari 2006 som en konsekvens av stormen 2005. De nya reglerna innebär att en elanvändare vars överföring av el bryts i minst 12 timmar har rätt till ersättning av det elnätsföretag till vilket kunden är ansluten. Ersättningen ska betalas ut per automatik. I ellagen regleras även rätten till skadestånd från elnätsföretag vid person-, sak eller förmögenhetsskada. EI utfärdade i april 2007 föreskrifter om avbrottsersättning enligt ellagens krav.

I november 2007 utfärdade EI föreskrifter om elnätsföretagens skyldighet att rapportera elavbrott enligt ellagens krav. Från år 2011 ska en omfattande och detaljerad avbrottsrapportering ske på kundnivå för både korta och långa avbrott. Långvariga och omfattande elavbrott ska rapporteras till EI redan från 1 januari 2008. Syftet med rapporteringen är att göra det möjligt att bedöma leverenskvaliteten i elnäten, som bland annat ligger till grund för bedömningar av nättariffernas skälighet.

Elnätsföretagen gjorde ett frivilligt åtagande år 2001 för att vädersäkra all oisolerad ledning genom skog, totalt 5 700 mil. Den kraftiga stormen i januari år 2005 ledde till att takten i investeringarna i elnäten höjdes och vid slutet av 2006 var ungefär hälften av investeringarna åtgärdade.

Elnätsföretagen har även upprättat en organisation för samverkan vid störningar på elnätet, ELSAM, som är en regional indelning i elsamverkansområden vid störningar.

4.1.5 Myndigheternas roller

Sverige befinner sig just nu i en investeringsfas med många planer på byggande av ny elproduktionskapacitet. I Sverige ska investeringar i ny elproduktionskapacitet ske på marknadsmässiga grunder. I Sverige infördes ett marknadsbaserat stödsystem för förnyelsebar elproduktion år 2003.⁴⁷

⁴⁶ Enligt 2006 års uppgifter

⁴⁷ Lag (2003:113) om elcertifikat

Stödsystemet har ökat investeringarna i kraftvärme från biobränslen samt vindkraft. Rådande lagstiftning i Sverige förbjuder byggandet av nya kärnkraftsreaktorer samt storskalig vattenkraft.

För att bygga en ny anläggning för elproduktion i Sverige krävs inget tillstånd från EI. Däremot krävs tillstånd enligt både Miljöbalken, och Plan- och Bygglagen. År 2005 beslutade Sveriges riksdag att förkorta och förenkla miljöprövningen i Sverige. De nya lagförslagen gäller sedan den 1 augusti 2005.

Nätanslutningar eller anläggande av överföringsledningar eller sjökablar till produktionsanläggningar får inte anläggas utan tillstånd, så kallad nätkoncession. Nätkoncession beviljas av EI eller av regeringen om det gäller utlandsförbindelser eller ledningar i stamnätet.

EI har ansvar att övervaka utvecklingen av försörjningstryggheten på el- och naturgasmärknaderna, enligt artikel 4 direktiv 2003/54/EG samt artikel 5 2003/55/EG och artikel 5 i 2004/67/EG.

TSO:n Svenska Kraftnät, är som systemansvarig myndighet ansvarig för att upprätthålla den momentana balansen mellan in- och utmatning av el i det svenska elsystemet. Svenska Kraftnät ansvarar även för driftsäkerheten i stamnätet för el. Ansvaret innebär att upprätthålla driftsäkerheten i elsystemet och att inför varje vinter upphandla en effektreserv enligt den tillfälliga lagen om effektreserv.⁴⁸ TSO:n ska även arbeta med relevanta åtgärder som kan vidtas för att minska risken för effektbrist i Sverige, bevaka tillgången på höglastkapacitet i det svenska elsystemet samt verka för en ökad integration och harmonisering av de nordiska ländernas elmarknader. Svenska Kraftnät har i egenskap av systemansvarig därutöver befogenhet att som en sista krishanteringsåtgärd vid elbrist beordra bortkoppling av elanvändare.

Svenska Kraftnät informerar fortlöpande om effektsituationen i Sverige på dess hemsida med en prognos timme för timme för nästkommande dygn och en indikation för de nästkommande dyggen. Även de åtgärder som Svenska Kraftnät tillämpar vid en ansträngd effektsituation redovisas.

Marknadsaktörerna informeras via så kallade urgent market message, UMM, vilka publiceras på Nord Pools hemsida. Syftet med UMM är att alla marknadsaktörer samtidigt får tillgång till information som kan påverka prisbildningen. Svenska Kraftnät deltar i arbetsgrupper inom Nordel och Etso som berör effektfrågan.

Energimyndigheten är central förvaltningsmyndighet för tillförsel och användning av energi. Energimyndighetens uppdrag inom området trygg

⁴⁸ Lag (2003:436) om effektreserv

energiförsörjning innebär att myndigheten bland annat ska verka för att trygga tillgång av el och annan energi på kort och lång sikt och bevaka energimarknadernas och energisystemets utveckling. Energimyndigheten har det samordnande ansvaret för den övergripande försörjningstryggheten inom energiområdet i händelse av bristsituationer. En försörjningskris inom energiområdet ska kunna mötas med förberedda åtgärder för att tillföra alternativ energi, dämpa förbrukningen samt informera energiförbrukare. Det samordnande ansvaret innebär även utbildning, övning och rapportering till regeringen om läget beträffande försörjningstryggheten inom områdena el, värme, olja och naturgas. Vid en försörjningskris är det även viktigt att de enskilda elanvändarna har god kunskap och tar eget ansvar för sin elförsörjning. Energimyndigheten har tagit fram målgruppsanpassade råd och tips för att förebygga och lindra effekterna av el- och värmeavbrott. Det vänder sig till privatpersoner, fastighetsägare, vårdpersonal, inköpare av reservverk med flera.

Myndigheten deltar i såväl EU:s som IEA:s arbete för trygg olje- och gasförsörjning samt inom området trygg elförsörjning på nordisk nivå inom bland annat NordBER. Energimyndigheten har en krisorganisation som övas för att kunna hantera energikriser av olika slag.

Projekt för att minska konsekvenser av effektbrist

Om Svenska Kraftnät beslutar att begära bortkoppling av elanvändare vid elbrist kommer bortkopplingen att göras högt upp i elnätet, på regionnätetsnivå. Det leder till alla elanvändare inom stora geografiska områden drabbas av elavbrott. Ingen hänsyn tas till elanvändarnas behov, oavsett hur känsliga de är för elavbrott.

Med anledning av detta har Energimyndigheten fått ett uppdrag av regeringen att ta fram ett förslag på hur bortkopplingarna kan göras så att de totala konsekvenserna blir så små som möjligt. Energimyndigheten har därför föreslagit att bortkopplingarna ska ske i lokalnäten, vilket ger möjlighet att prioritera vilka elanvändare som ska kopplas bort. Konsekvenserna av elavbrottet minskas om de användare som har störst behov av el kan prioriteras och den tillgängliga elen styras till dem.⁴⁹

Elforsk, elbranschens forskningsorganisation, har ett forskningsprogram för att utveckla elmarknaden - Market Design. Forskningsprogrammet arbetar med ett antal studier rörande förbrukningsreduktion. En viktig utgångspunkt i projekten är att åtgärderna ska vara lönsamma för både elhandelsföretaget och elanvändaren. Sammantaget visar Elforsks studier att det finns

⁴⁹ Förslaget presenteras i rapporten "Prioritering av elanvändare vid elbrist", Energimyndigheten 2007:38

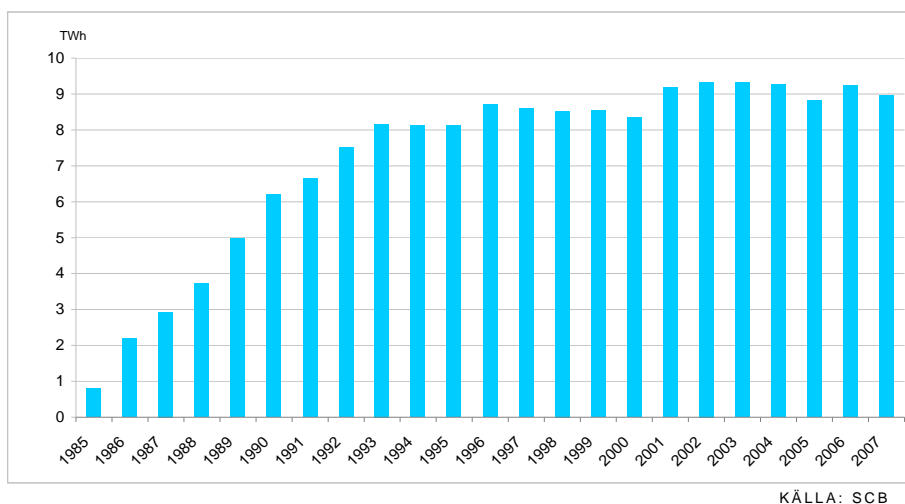
betydande vilja och förmåga hos elanvändarna att reducera sin elanvändning, bara incitamenten är de rätta.

4.2 Naturgas

4.2.1 Naturgasförbrukning

Figur 6 visar naturgasförbrukningens utveckling i Sverige sedan introduktionen 1985. År 2007 förbrukades ungefär 11,7 TWh, vilket motsvarar ungefär två procent av Sveriges totala energiförbrukning.⁵⁰

Figur 6: Sveriges naturgasförbrukning 1985-2007



Den svenska naturgasförbrukningen förväntas öka något under de närmaste åren till följd av att Rya Kraftvärmeverk togs i drift hösten 2006 samt utbyggnaden av Öresundsverket. Rya Kraftvärmeverkanläggning utgör en av Sveriges enskilt största naturgasförbrukare, med en årlig beräknad förbrukning på cirka 3 TWh per år. Vidare moderniseras det befintliga Öresundsverket i Malmö för att installera ett gaseldat kraftvärmeverk med en produktionskapacitet på 440 MW el och 250 MW värme. Tillsammans bedöms verken sammanlagt förbruka cirka 8 TWh naturgas per år vid full drift.

⁵⁰ Uttryckt i övre värmevärde. Uttryckt i undre värmevärde uppgick naturgasförbrukningen i Sverige under 2007 till cirka 9 TWh.

4.2.2 Naturgassystemet

All naturgas som förbrukas i Sverige importeras via den rörledning som sträcker sig mellan Danmark och Sverige. Från Danmark går ledningar till kontinenten, vilket innebär att Sverige är sammankopplat med det kontinentala systemet. Den svenska marknaden är koncentrerad till västkusten längs det ledningsnät som sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr med en förgrening till Småland, se figur 7.

Figur 7: Det svenska naturgasnätet



KÄLLA: SVENSKA GASFÖRENINGEN

Naturgassystemet kan delas in i transmissions- och distributionssystem samt lager. I transmissionsledningar sker de långväga transportererna under högt tryck, normalt mellan 50 och 65 bar. Därefter sker en tryckreducering i så kallade mät- och reglerstationer innan det lokala distributionsnätet tar vid för transport till kund. Distributionssystemet är normalt dimensionerat för ett tryck mellan 4 och 30 bar, beroende på kundens behov. År 2007 bestod det svenska naturgassystemet av cirka 650 kilometer transmissionsledning och cirka 3 000 kilometer distributionsledning. Den befintliga transmissionsledningen mellan Malmö och Göteborg har kapacitet att årligen

transportera cirka 22 TWh. Med kompressorer kan kapaciteten ökas till cirka 30 TWh. Eftersom marknaden inte har ett jämnt uttag över året så ligger dock den möjligt överförbara energimängden på cirka 15 TWh utan kompressorer och 20 TWh med kompressorer.

Lagring av naturgas

Den 1 maj 2006 togs den första svenska lagringsanläggningen för naturgas i kommersiellt bruk. Lagringsanläggningen ägs av E.ON Sverige AB.

Anläggningen är belägen i Södra Halland och är i första hand en demonstrationsanläggning. Lagret är förhållandevis litet med volym på 10 miljoner Nm³. Under överskådlig tid får Sverige förlita sig på lager i andra länder, lagring i transmissionsledningar (linepack) alternativt anpassa leveranserna för att klara marknadens förbrukningsvariationer.

4.2.3 Planer på nya tillförselalternativ

Följande planer för ny tillförsel till det svenska naturgassystemet var aktuella under 2007:

Projektet Skanled, som är ett industrisamarbete mellan Sverige, Norge och Danmark planerar att bygga en naturgasledning från Norge till Sverige och Danmark. Den planerade ledningen ska förläggas till havs, därmed får Norge tillförsel av naturgas på ett nytt sätt. Industrier i Sydnorge förses idag med naturgas från Nordsjön via båt. Det befintliga svenska naturgasnätet planeras att anslutas till den nya ledningen via tre grenledningar på västkusten, vid Lysekil, Stenungsund samt Varberg. Naturgasledningen planeras även fortsätta till Danmark. Koncessionsansökan för den svenska delen av ledningen inkom till EI i januari 2008. Tillståndsansökan befinner sig för närvarande under beredning.

Swedegas och Gassco är huvudmän för projektet tillsammans med investeringar från 13 andra företag. Dessa företag har tecknat avtal om ägarskap och förbundit sig att ta emot gas via ledningen. Även Polen, som har ägarintressen i gasfälten i Nordsjön, arbetar för att på sikt bygga en direktanslutning från Danmark för att möjliggöra gasförsörjning från Nordsjön via Skanled. Enligt aktörernas planer ska gasleveranserna påbörjas 2012.

Ur försörjningstrygghetssynpunkt är Skanledledningen viktig för Sverige. All naturgas som används i Sverige i dag kommer från Danmark men inom de närmsta åren kommer Danmarks produktion av naturgas att minska till följd av att det naturliga lager av naturgas i danska naturgasfält kommer att avta. Med Skanled får Sverige en kompletterande tillförsel av naturgas från Norge som beräknas ha en naturgasproduktion som täcker hela EU:s behov de kommande 70 åren. Den nya ledningen leder även till minskade

koldioxidutsläpp från industrin, eftersom industrierna kan byta olja och kol mot naturgas.

Fortum, i samarbete med AGA och Nynas Refining, planerar att bygga en terminal för flytande naturgas (LNG - Liquefied Natural Gas). Enligt planerna ska LNG-terminalen placeras strax norr om Nynas raffinaderi i Nynäshamn. I anläggningen ska LNG mellanlagras och förgasas före användningen. Lagringsvolymen planeras bli cirka 20 000 m³. Satsningen på naturgas i Nynäshamn möjliggör bland annat att den naftabaserade stadsgasen i Stockholm kan ersättas med naturgas. Avsikten är att anläggningen ska tas i drift under 2010. Det finns inga planer på att ansluta anläggningen till det befintliga naturgasnätet.

Miljödomstolen godkände den 26 maj 2008 ansökan om byggandet av LNG terminalen.

4.2.4 Naturgasnätets kvalitet och nivån på dess underhåll

Transmissionssystemet

Det svenska transmissionssystemet består huvudsakligen av ledningar i stål. Systemets status kontrolleras regelbundet och defekt eller utsliten utrustning byts ut. Rörledningarna bedöms enligt aktörerna ha en förväntad livslängd på minst 40 år, medan viss utrustning för övervakning, styrning och reglering förväntas ha en livslängd på mellan 15-20 år.

I tabell 14 nedan redovisas en sammanställning över de kontroller som genomförs, vid vilken frekvens de genomförs samt hur de utförs.

Tabell 14: Egenkontroll av transmissionsystemet

Kontroll av transmissionsystemet	Tidsintervall	Metod
Övervakning av arbetsinsats nära ledning	6ggr/år	Flyginspektion
Inspektion av skyddszon nära bebyggelse	1g/år	Inspektion från marken
Inspektion av Öresundsledningen	Vart 3:e år	Ekolodning
Inspektion av skyddsbeläggning runt ledning	Vart 8:e år	Inspektion via s.k. "intelligent pig"
Kontroll av ledningens godstjocklek	Vart 8:e år	Inspektion via s.k. "intelligent pig"

KÄLLA: EI

Distributionssystemet

Distributionsledningarna är huvudsakligen utförda i polyeten, PE-material. Vid överföring till kunder med behov av ett gastryck högre än fyra bar förekommer i vissa fall stålledningar. Riktlinjer för utförande, drift, skötsel, underhåll m.m. av distributionsnät för ett högsta drifttryck av fyra bar finns samordnade i Energigasnormerna, EGN 01, som utarbetats av branschorganisationen Svenska Gasföreningen.

4.2.5 Åtgärder för att täcka förbrukningstoppar och bristande leveranser

I första hand hanteras förbrukningstoppar och bristande leveranser av de balansansvariga genom det balanseringsutrymme som medges genom tryckvariationer i transmissionsnätet, så kallat linepack. Om det krävs åtgärder därutöver använder sig Svenska Kraftnät så långt det är möjligt av marknadsmekanismer för att hantera obalanser. Detta innebär att balansansvariga kontaktas för att genomföra reglergashandel.

I de situationer då marknadsmässiga överenskommelser inte bedöms som tillräckliga för att hantera obalanser i naturgassystemet, kan Svenska Kraftnät enligt naturgaslagen beordra innehavare av naturgaslager och förgasningsanläggningar att mot marknadsmässig ersättning öka eller minska inmatning eller uttag. Svenska Kraftnät kan också beordra nätägare att begränsa eller avbryta överföring av naturgas till kunder. Om detta görs ska försörjningen till konsumenter säkras. Planer för snabb, säker och effektiv beordrad bortkoppling vid ett totalt avbrott är för närvarande under framtagande.

5 Konsumentfrågor

Angivande av elens ursprung

Från den 1 april 2006 är elhandlare skyldiga att på eller i samband med fakturor och i reklam till kunder lämna uppgift om elens ursprung. Detta innebär information om varje enskild energikällas andel av den genomsnittliga sammansättningen av energikällor som använts för att framställa den el som elhandlaren sålde under föregående kalenderår. Dessutom ska kunderna få information om den inverkan på miljön i form av koldioxidutsläpp samt mängden kärnbränsleavfall som framställningen av den sålda elen har orsakat. EI arbetar med att ta fram föreskrifter för angivande av elens ursprung.

Särskilt skyddsvärda kunder

Ellagen innehåller ett kapitel med särskilda bestämmelser om överföring av el och leverans av el till konsumenter.⁵¹ Om en konsument försummat att betala för överföringen får överföringen inte avbrytas om fordringen är tvistig, eller om omständigheterna ger anledning att befara att ett avbrott skulle medföra ej obetydlig personskada eller omfattande sakskada. Innan överföringen avbryts skall konsumenten uppmanas att inom viss skälig tid vidta rättelse och underrättas om att överföringen annars kan avbrytas. Sker rättelse får överföringen inte avbrytas. Ellagen anger vidare att ett meddelande om utebliven betalning lämnas till socialnämnden i den kommun där konsumenten får el överförd. Konsumenten har då möjlighet att få hjälp av socialnämnden att betala skulden för överföringen. Kravet på att skydda särskilt skyddsvärda kunder uppfylls således i förlängningen genom den reglering som finns i socialtjänstlagstiftningen.

Skyldighet för elnätsföretagen att rapportera antalet bortkopplingar ligger inte inom ramen för ellagen. Någon samlad statistik om detta finns således inte.

Implementering av Annex A

Sverige har till viss del implementerat Annex A genom ellagen med tillhörande föreskrifter. Annex A har dock till största delen implementerats genom de allmänna avtalsvilkoren.⁵² De allmänna avtalsvilkoren förhandlas fram av Konsumentverket och branschorganisationen Svensk Energi och är att anse som branschpraxis. Energimarknadsinspektionen lämnar regelbundet synpunkter till avtalsparterna rörande innehållet i de allmänna

⁵¹ Kapitel 11 ellagen (1997:857). Med konsument avses en fysisk person till vilken el överförs eller levereras huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet.

⁵² Nät 2004 K och EL 2004 K, villkor för konsument

avtalsvillkoren för att säkerställa att de är i överensstämmelse med gällande regelverk.

Det är viktigt att konsumenter känner till de allmänna avtalsvillkoren. Branschorganisationen Svensk Energi har uppmanat sina medlemsföretag att skicka ut avtalsvillkoren till sina kunder. Majoriteten av elhandelsföretagen och elnätsföretagen tillämpar dessa allmänna avtalsvillkor. Dessutom informerar Konsumentverket, kommunala konsumentvägledare och Elrådgivningsbyrån om de allmänna avtalsvillkoren.⁵³ De allmänna avtalsvillkoren finns även tillgängliga på EI:s hemsida.

Om en tvist uppstår mellan en konsument och en elhandlare har konsumenten möjlighet att få tvisten kostnadsfritt prövad av Allmänna reklamationsnämnden, i enlighet med Annex A till direktivet.⁵⁴

Priser till slutkund

Handel med el sker på en konkurrensutsatt marknad. EI har ingen tillsyn över elpriser. Elhandelsföretag är dock skyldiga att lämna uppgift om pris och leveransvillkor för el till EI från och med den 1 januari 2007. Dessa uppgifter ligger till grund för en elprisjämförelse riktad till konsumenten på inspektionens webb, www.elpriskollen.se. Inspektionen följer den generella prisutvecklingen, men inte för någon viss kundkategori. EI bedriver tillsyn över nättariffernas skälighet, eftersom nätverksamheten bedrivs av lokala monopol.

⁵³Elrådgivningsbyrån är en rådgivningsbyrå dit privatpersoner kan vända sig med frågor som rör elmarknaden. Huvudmän för Elrådgivningsbyrån är EI, Konsumentverket och Svensk Energi.

⁵⁴Allmänna reklamationsnämnden prövar tvisten förutsatt att tvisten rör ett belopp som inte understiger 2 000 kronor.

Box 155 · 631 03 Eskilstuna
Besök Kungsgatan 43 · Org.nr 202100-5695
Telefon 016-16 27 00 · Telefax 016-16 27 01
registrator@ei.se www.ei.se

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.