

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

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

© Statens energimyndighet  
Upplaga: [konsultera förlaget] ex

ER [erhålls från förlaget]

ISSN 1403-1892



# 1      **Förord**

EU:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas antogs av Europaparlamentet och rådet 2003. Direktiven lägger en legal grund för att skapa likvärdiga konkurrens- och marknadsvillkor inom el- och gasmarknaderna. Enligt el- och gasmarknadsdirektiven är medlemsstaterna skyldiga att följa utvecklingen på marknaderna.

Regeringen har gett Energimarknadsinspektionen i uppdrag att årligen utarbeta en rapport i enlighet med de rapporteringskrav som följer av Europaparlamentets och rådets direktiv om de inre marknaderna för el och naturgas. Rapporten ska i tillämpliga delar tas fram i samråd med Konkurrensverket. Vidare ska Energimarknadsinspektionen utarbeta en rapport om sin övervakning av försörjningstryggheten för naturgas enligt Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/55/EG. Uppgiften skall utföras i samråd med Affärsverket svenska kraftnät. Båda uppdragen ska redovisas senast den 30 juni 2006.

Energimarknadsinspektionens rapport omfattar båda återrapporteringskraven. Rapporten som helhet motsvarar regleringsbrevets uppdrag 4 a, rapportering enligt EG:s direktiv för de inre marknaderna för el och naturgas. Kapitel 5.2 motsvarar uppdrag 5, försörjningstrygghet på naturgasmarknaden, i regleringsbrevet. Rapporten har i tillämpliga delar tagits fram i samråd med Konkurrensverket. Avsnittet om försörjningstrygghet på naturgasmarknaden, kapitel 5.2, har tagits fram i samråd med Affärsverket svenska kraftnät.

Rapporten ger en översiktlig bild av förhållandena på de svenska el- och naturgasmarknaderna. Rapporten följer den struktur för den nationella rapporten till kommissionen som fastställts i samarbete med övriga europeiska tillsynsmyndigheter. För en fördjupad beskrivning av dessa marknader hänvisas till Energimarknadsinspektionens årsrapport 2005.

Håkan Heden  
Chef för Energimarknadsinspektionen

## Innehåll

<b>1</b>	<b>Förord</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Inledning</b>	<b>7</b>
2.1	Energimarknadsinspektionens organisation .....	7
2.2	Utveckling på el- och gasmarknaderna.....	8
2.3	Energimarknadsinspektionens verksamhet.....	9
<b>3</b>	<b>Elmarknaden</b>	<b>12</b>
3.1	Regleringsfrågor .....	12
3.2	Konkurrensfrågor.....	20
<b>4</b>	<b>Naturgasmarknaden</b>	<b>30</b>
4.1	Regleringsfrågor .....	30
4.2	Konkurrensfrågor.....	33
<b>5</b>	<b>Försörjningstrygghet</b>	<b>36</b>
5.1	El.....	36
5.2	Naturgas.....	38
<b>6</b>	<b>Konsumentskydd</b>	<b>47</b>



## 2 Inledning

### 2.1 Energimarknadsinspektionens organisation

Den 1 januari 2005 omorganiserades Statens energimyndighet och Energimarknadsinspektionen inrättades av den svenska regeringen. Energimarknadsinspektionen är tillsynsmyndigheten för el- och naturgasmarknaderna, inom Statens Energimyndighet. Syftet var att ge tillsynsmyndigheten en mer tydlig och fristående roll. Samtidigt ökade anslagen för tillsyns- och analysverksamheten på energimarknaderna med 40 procent. Varje år får inspektionen uppdrag i form av ett regleringsbrev.

Chefen för Energimarknadsinspektionen utses av regeringen. Chefen för Energimarknadsinspektionen beslutar i ärenden som hör till inspektionens ansvarsområde, såsom föreskrifter och koncessionsärenden.

Energimarknadsinspektionen har ingen styrelse. Däremot finns ett insynsråd som har till uppgift att bevaka konsumenternas intressen på el- och gasmarknaderna. Insynsrådet har ingen beslutanderätt, men ska ges möjlighet att yttra sig i ärenden av större betydelse. Rådet har insyn i den verksamhet som följer av att inspektionen är tillsynsmyndighet enligt el- och naturgaslagarna. Insynsrådet utses av regeringen och består bl.a. av representanter från riksdagen, kundorganisationer och energiföretag.

Energimarknadsinspektionen arbetar för att uppnå välfungerande och öppna marknader för el, fjärrvärme och naturgas, med tjänster som är anpassade till kundernas behov. Inspektionens arbete bedrivs inom följande fyra områden:

- Tillsyn över nätföretagen på el- och naturgasmarknaden
- Marknadsövervakning
- Information till konsumenter
- Internationellt samarbete

Energimarknadsinspektionen beslutar i ärenden som rör myndighetens uppgifter enligt ellagen, naturgaslagen och lagen om vissa rörledningar.<sup>1</sup> Av dessa lagar följer bland annat att myndigheten beviljar koncession, fattar tillsynsbeslut och utfärdar föreskrifter. Inspektionen har möjlighet att utfärda förelägganden för att fullgöra sina uppgifter som tillsynsmyndighet. Ett föreläggande kan förenas med vite.

Det finns ett antal myndigheter som har tillsyn över olika delar av el- och gasmarknaderna. Förutom Energimarknadsinspektionen är Konkurrensverket,

---

<sup>1</sup> Ellagen (1997:857) och Naturgaslagen (2005:403) och lagen (1978:160) om vissa rörledningar.

Affärsverket svenska kraftnät, Konsumentverket och Elsäkerhetsverket tillsynsmyndigheter. Konkurrensverket är den myndighet som övervakar att företagen, och däribland de på el- och gasmarknaderna, följer konkurrenslagen. Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet på el- och gasmarknaderna och ser till att balans upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el samt inmatning och uttag av naturgas i det nationella naturgassystemet. Konsumentverket är den myndighet som har till uppgift att tillvarata konsumenternas intressen. Elsäkerhetsverket har tillsyn över elanläggningars säkerhet och arbetar för att förebygga att människor och egendom skadas av el. Dessutom har Finansinspektionen tillsyn över de svenska aktörerna på Nord Pools finansiella marknad. Tillsyn över Nord Pool, som har sitt säte i Norge, genomförs av det norska Kredittilsynet.

## **2.2 Utveckling på el- och gasmarknaderna**

### **2.2.1 Elmarknaden**

Den svenska elmarknaden reformerades 1996 då elproduktion och elhandel konkurrensutsattes. Den första juli 2005 infördes förändringar i ellagen, delvis som en följd av att elmarknadsdirektivet införlivades i svensk lagstiftning. Ändringarna gäller bland annat krav på funktionell åtskillnad mellan elnätsföretag och elhandelsföretag, angivande av elens ursprung, övervakningsplaner och sänkt gräns för timvis mätning av elförbrukning. Första januari 2006 infördes bestämmelser i ellagen som syftar till att åstadkomma en driftsäkrare elöverföring. Bland annat infördes bestämmelser om att elkunder ska få ersättning för avbrott som varar längre än tolv timmar. Vidare stadgas att oplanerade avbrott inte får överstiga 24 timmar från den första januari 2011.

Den svenska elproduktionen domineras av ett fåtal aktörer. De tre största producenterna – Vattenfall, Fortum och E.ON – stod för 88 procent av landets totala elproduktion under 2005. Vattenfall stod för 46 procent av den svenska elproduktionen. De tre största aktörerna ur ett nordiskt perspektiv - Vattenfall, Fortum och Statkraft - stod tillsammans för cirka 41 procent av den nordiska elproduktionen.

Spotpriset på den nordiska elbörsen låg under 2005 på en högre nivå än föregående år. Detta kan främst förklaras av introduktionen av handeln med utsläppsrätter samt de höga världsmarknadspriserna på olja, kol och naturgas. Även elenergi priset till slutkund steg för samtliga kundgrupper under 2005.

Aktiva kunder är en förutsättning för en välfungerande elmarknad. Sedan elmarknadsreformen har totalt 54 procent av kunderna i Sverige antingen bytt elhandlare eller omförhandlat sitt avtal. Det är främst kunder som har låg förbrukning som har varit passiva på elmarknaden.



### **2.2.2 Naturgasmarknaden**

EU:s gasmarknadsdirektiv införlivades i svensk lagstiftning genom en ny naturgaslag som trädde ikraft den 1 juli 2005. Den nya naturgaslagen innebär att samliga icke-hushållskunder är berättigade att fritt välja naturgashandlare. Detta medförde att antalet berättigade kunder ökade från ett tiotal till cirka 2 600, vilket motsvarar cirka 95 procent av Sveriges totala naturgasförbrukning. Från den 1 juli 2007 kommer samtliga kunder att vara berättigade att välja handlare. Den nya lagen kräver dessutom legal åtskillnad mellan handelsverksamhet och nätverksamhet.

Regeringen utsåg under 2005 Affärsverket Svenska kraftnät till systemansvarig myndighet på den svenska naturgasmarknaden. I valet av Svenska kraftnät betonade regeringen särskilt vikten av en långsiktig och stabil lösning med en konkurrensneutral systemansvarig.

I maj 2006 fanns det åtta naturgasföretag i Sverige, varav sex sålde naturgas till slutkunder. Av den naturgas som förbrukas i Sverige importeras ungefär hälften av E.ON Sverige och hälften av Dong Sverige. Under 2005 sålde E.ON Sverige drygt hälften av naturgasen på den svenska slutkundsmarknaden.

De senaste åren har flera planer på utbyggnad av det svenska naturgassystemet presenterats. E.ON Sverige planerar för ett antal utvidgningar av nätet, bland annat har företaget beviljats tillstånd för en ny tillförselledning mellan Tyskland och Sverige via Danmark. Den norska staten har planer på en ledning från Stavanger till Osloregionen. Detta öppnar en möjlighet för en anslutningsledning till det svenska naturgassystemet på Västkusten, vilket ett antal stora svenska naturgasförbrukare arbetar för.

## **2.3 Energimarknadsinspektionens verksamhet**

Energimarknadsinspektionens verksamhet bedrivs inom områdena tillsyn, marknadsövervakning, information till kunder och internationellt samarbete. Nedan presenteras några huvudpunkter i inspektionens verksamhet.

### **2.3.1 Elmarknaden**

#### *Uppdrag om konkurrensen på elmarknaden*

Energimarknadsinspektionen lämnade i början av 2006 rapporten ”Prisbildning och konkurrens på elmarknaden” till regeringen. Rapporten togs fram i samråd med Konkurrensverket.

Energimarknadsinspektionens analys visar att de senaste årens elprisstegringar inte kan förklaras av bristande konkurrens utan främst av ökade bränslepriser och det nya systemet för handel med utsläppsrätter. Inspektionen anser dock att koncentrationen på den nordiska elmarknaden är problematisk och ytterligare

koncentration måste motverkas. I rapporten föreslås åtgärder för att underlätta för nya producenter att komma in på elmarknaden.

#### *Tillsyn över skäligheten i nätföretagens tariffer*

Energimarknadsinspektionen bedriver årligen tillsyn över skäligheten i elnätsföretagens tariffer. Tillsynen sker i efterhand. Nättariffernas skälighet bedöms utifrån den prestation nätföretaget utfört. Nätnyttomodellen är ett av inspektionens verktyg i den bedömningen. Modellen används för att räkna fram en så kallad debiteringsgrad som indikerar skäligheten i nätföretagens tariffer. Granskningen som genomfördes 2005 avsåg 2004 års nättariffer. De företag som hade en debiteringsgrad på 1,2 eller högre valdes ut för en fördjupad granskning. En debiteringsgrad på 1,2 indikerar en överdebitering på tjugo procent. Den fördjupade granskningen av 2004 års nättariffer omfattar femtio nätföretag, vilket är knappt en tredjedel av de svenska nätföretagen. Granskningen berör cirka tre miljoner kunders nättariffer.

Vidare har inspektionen fattat beslut om återbetalning i 22 tillsynsärenden avseende 2003 års nättariffer. Besluten innebär att nätföretagen sammanlagt ska betala tillbaka cirka 410 miljoner kronor till omkring 700 000 kunder. Samtliga beslut har överklagats.

#### *Ansökan om särskild förvaltning enligt ny lag*

Energimarknadsinspektionen lämnade under 2005 in en ansökan om särskild förvaltning (tvångsförvaltning) av ett elnätsföretag. Orsaken var att nätföretaget allvarligt åsidosatt bestämmelserna i ellagen. Ansökan bifölls av länsrätten, vilket innebar att det tvångsförvaldade företags verksamhet tills vidare förvaltades av ett annat nätföretag. Beslutet överklagades till kammarrätten som meddelade prövningstillstånd och fastställde länsrättens dom. Detta var första gången som lagen om särskild förvaltning prövades.<sup>2</sup> I april 2006 utsåg länsrätten en ny förvaltare, efter det att den förra förvaltaren begärt att bli befriad från uppdraget.

#### *Uppdrag till följd av stormen Gudrun*

Till följd av de omfattande elavbrotten i samband med stormen Gudrun i januari 2005 gav regeringen Energimarknadsinspektionen i uppdrag att föreslå åtgärder för en driftsäkrare elöverföring. Uppdraget återrapporterades till regeringen i april 2005, varefter regeringen under hösten presenterade en proposition baserad på inspektionens förslag.

I december 2005 beslutade riksdagen om nya bestämmelser i ellagen. Bland annat införs bestämmelser om att elkunder från och med den 1 januari 2006 ska få schablonersättning för elavbrott som varar längre än tolv timmar. Vidare måste nätföretagen informera sina kunder om leveranssäkerheten och ta fram underlag för att rätta till brister i elnäten. Från den 1 januari 2011 får inte oplanerade

---

<sup>2</sup> Lag (2004:875) om särskild förvaltning av vissa elektriska anläggningar.

elavbrott överstiga 24 timmar. De nya bestämmelserna baseras i stor utsträckning på Energimarknadsinspektionens förslag.

#### *Nordiskt samarbete för en gemensam slutkundsmarknad*

Energimarknadsinspektionen arbetar inom ramen för NordREG, de nordiska tillsynsmyndigheternas samarbetsorganisation, för att harmonisera elhandelsmarknaderna i Norden. Ett uppdrag är att arbeta för en gemensam nordisk slutkundsmarknad. I mars 2006 redovisade NordREG åtgärder på nationell och nordisk nivå med målet att åstadkomma en nordisk slutkundsmarknad.

### **2.3.2 Naturgasmarknaden**

#### *Tillsyn över överföringstarifferna*

Enligt den nya naturgaslagen som trädde i kraft den 1 juli 2005 får en innehavare av en naturgasledning inte börja tillämpa en överföringstariff förrän de metoder som har använts för att utforma tariffen har godkänts av Energimarknadsinspektionen. Inspektionen tog under 2005 fram riktlinjer för hur bedömningen av ledningsinnehavarnas metodansökningar ska gå till. Under hösten godkände inspektionen samtliga naturgasföretags ansökningar avseende fastställande av överföringstariffer. Under 2005 arbetade Energimarknadsinspektionen även med att ta fram en metod för tillsyn över överföringstarifferna. Tillsyn över skäligheten i tariffnivån sker i efterhand.

#### *Information till kunder*

År 2005 genomförde Energimarknadsinspektionen en informationsinsats för att förse berättigade kunder med tillräcklig information för att kunna agera på en konkurrensutsatt naturgasmarknad. Informationsinsatsen bestod i direktutskick av faktablad, pressinformation samt webbinformation och behandlade bland annat fakta om marknaden, vilka avtalsrelationer som krävs och hur det går till att byta naturgashandlare.

## 3 Elmarknaden

### 3.1 Regleringsfrågor

Den svenska elmarknaden reformerades 1996. Detta innebär att produktion av och handel med el konkurrensutsattes. Däremot förblev nätverksamhet ett reglerat monopol.

#### 3.1.1 Överföringsbegränsningar

Behovet av att överföra el inom Sverige och inom Norden påverkas traditionellt i huvudsak av variationer i tillgången till 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 klara alla flöden, varför begränsningar i överföringskapacitet kan uppstå. Normalt förknippas överföringsbegränsningar i det svenska stamnätet med stor vattenkraftsproduktion (i norr), transitering söderut (till Danmark, Polen och Tyskland) samt med stor transitering till södra Norge från Danmark och kontinenten.

Överföringsbegränsningar inom Sverige hanteras med en kombination av reducering av handelskapaciteter för import-/export i planfasen och mothandel i driftsfasen. På landsgränsen, eller mellan elspotområden, hanteras överföringsbegränsningar i första hand med marknadsdelning. Den nordiska marknaden är idag indelad i sju budområden, eller så kallade elspotområden.<sup>3</sup> Sverige utgör ett sammanhållet elspotområde.

Tilldelningen av överföringskapacitet sker i Norden genom implicit auktion, d.v.s. samtidigt med handeln på Nord Pool. När marknaden efterfrågar på överföringskapacitet överstiger handelskapaciteten delas Norden in i separata prisområden. Det innebär att det i Norden beräknas två eller flera områdespriser. Ett elspotområde kan bilda ett eget prisområde eller alternativt bilda gemensamt prisområde tillsammans med ett eller flera elspotområden. Systempriset, det vill säga det enhetliga nordiska pris som gäller då överföringskapaciteten är tillräcklig för marknaden behov, uttrycker i en sådan situation det pris som skulle ha gällt om det inte funnits några överföringsbegränsningar.

---

<sup>3</sup> Stockholm, Oslo, Tromsø, Århus (Jylland), Köpenhamn (Själland), Helsingfors och Kontek (Nord Pools prisområde för Tyskland sedan hösten 2005). Under perioder kan Norge emellertid delas in i fler än två elspotområden.

Under 2005 bildade Sverige gemensamt prisområde med ett eller flera andra elspotområden under 99,5 procent av tiden. Överföringskapaciteten var under året tillräcklig för att hela Norden skulle kunna bilda ett gemensamt prisområde under 32 procent av tiden. Under 66 procent av tiden var maximalt ett elspotområde isolerat medan de andra bildade ett gemensamt prisområde.

Belastningen på det svenska nätet är i hög grad beroende av nederbördsmängder i upptagningsområdena för den nordiska vattenkraften och därigenom interaktionen mellan vattenkraften i norr och värmekraften i söder. Variationerna mellan år kan vara kraftig. Exempelvis begränsades handelskapaciteten till följd av begränsningar i det svenska nätet till följd av sydgående flöden under 39 procent av tiden 2005. Motsvarande siffra för 2004 var åtta procent. Under 2005 begränsades handelskapaciteten i det svenska nätet till följd av nordgående flödesriktning under åtta procent av tiden. Motsvarande siffra för 2004 var 25 procent.

I ett nordiskt samarbete, som initierats av energiministrarna, arbetar de systemansvariga med frågan om hur överföringsbegränsningar ska hanteras. Nordel, den nordiska stamnätsorganisationen, har tagit fram en rapport som sammanfattar arbetet.<sup>4</sup> Även NordREG, de nordiska tillsynsmyndigheternas organisation, studerar frågan.

#### *Hantering av överföringsbegränsningar*

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 ledig kapacitet som finns tillgänglig för handel. Bedömningen baseras bland annat på rådande nätförhållanden, underhåll på ledningar, samt prognostiserad förbrukning och produktion. De systemansvariga fastställer därefter tillgänglig kapacitet mellan områden. På den nordiska marknaden ställs tillgänglig handelskapacitet till spotmarknadens förfogande, d.v.s. all tilldelning sker i samband med handeln på Elspot (implicit auktion). Återstående kapacitet kan utnyttjas för handel under dagen via Elbas eller reglerkraftmarknaden.<sup>5</sup>

Handelskapaciteten, det vill säga det som ställs till spotmarknadens förfogande, fastställs bilateralt av berörda systemansvariga där handelskapaciteten är definierad som den lägsta angivna kapaciteten för respektive flödesriktning.

De nordiska systemansvariga garanterar den handelskapacitet som givits till spotmarknaden, d.v.s. överföringsbegränsningar i driftfasen hanteras i Norden med hjälp av motköp. Om flödet av el någonstans i nätet överskrider den tillåtna gränsen beställer den systemansvariga uppgregering av produktion i

---

<sup>4</sup> Nordel 2006, "Status of Nordel's work on Enhancing Efficient Functioning of the Nordic Electricity Market".

<sup>5</sup> Elbas är en kortidsmarknad där börsens aktörer kan hantera sin balans fram till timmen före drifttimmen.

underskottsområdet och/eller nedreglering av produktion i överskottsområdet. Kostnaderna för motköpen belastar den systemansvariga och ger signaler om att nätet behöver förstärkas.

Systemdriftavtalet mellan de systemansvariga i Sverige, Norge, Danmark och Finland, reglerar informationshanteringen mellan parterna. Avtalet föreskriver att planer, prognoser m.m. löpande ska utväxlas. Bland annat ska respektive systemansvarig på timbasis uppge planer för överförings- och handelskapacitet, utväxlings- och handelsplaner samt planer eller prognoser för produktion och förbrukning. Vidare ska eventuella begränsningar inom delsystemen, en prognos för dimensionerade fel samt planer för mothandel uppges. Eventuella planer för avbrott ska utväxlas och koordineras för upp till ett år framåt i tiden. Slutligen ska parterna, under drifttimmen, rapportera volymer, mothandel/specialreglering och incidenter av olika slag (avbrott, störningar, inställningsfel o.s.v.).

### **3.1.2 Tillsyn över elnätsföretag**

Det svenska ledningsnätet delas in i tre nivåer: stamnät, regionnät och lokalnät.

- 1) *Stamnätet* utgörs av 220 kV- och 400 kV-ledningar och ägs av Svenska kraftnät.
- 2) *Regionnätet* ansluter till stamnätet och har en lägre spänningsnivå, vanligtvis 70-130 kV. Regionnäten transporterar el från stamnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elförbrukare.
- 3) *Lokalnäten* ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och de flesta industrier. Från de lokala näten, normalt 20 kV, transformeras kraften inom distributionsområdena till den normala hushållsspänningen 400/230 volt.

Stamnätet ägs av staten via Svenska kraftnät. Fem företag bedriver regionnätsverksamhet och 174 företag bedriver lokalnätsverksamhet.

#### *Tillsynsmodell för bedömning av skäligheten i nätföretagens tariffer*

Den svenska tillsynen av elnätstarifferna är en granskning i efterhand av företagens tariffsättning. Bedömningen av tariffers skälighet utförs varje år. Om granskningen skulle resultera i att inspektionen bedömer att ett nätföretag tagit ut för höga tariffer, åläggs företaget att sänka tariffen och betala tillbaka till sina kunder. Regeringen har tillsatt en utredning av regleringen av elnätstarifferna. Utredningen ska lämna förslag till den lagstiftning och det regelverk i övrigt som krävs för att införa en ny ordning där tillsynsmyndigheten godkänner eller fastställer nätföretagens tariffer innan de får börja gälla. Utredningen ska i denna del redovisas senast den 1 mars 2007.

Nättariffen som en elabonnet betalar till sitt lokala nätföretag består av kostnader för överföring i stamnätet, regionnätet och lokalnätet samt ett påslag för vinst. Ellagen fastställer att intäkter från nätverksamheten ska vara skäliga i förhållande till dels nätföretagets prestation, dels företagets objektiva förutsättningar att bedriva nätverksamhet. En viktig faktor i nätföretagets prestation är kvaliteten på överföringen. De objektiva förutsättningarna är de som företaget inte kan påverka, t.ex. antal kunder, anslutningspunkternas geografiska läge, mängden överförd energi, klimat och kostnader för överliggande nät. Nättariffen ska också vara objektiv och icke-diskriminerande. Energimarknadsinspektionen är inte delaktig i att utforma tariffstrukturen.

Nätnyttomodellen är en del i Energimarknadsinspektionens tillsynsmetod för att bedöma skäligheten i elnätsföretagens tariffer. Nätföretagen rapporterar årligen in uppgifter om sitt distributionsområde. Uppgifterna används i modellen för att skapa ett referensnät. Modellen räknar sedan fram ett ekonomisk värde på vad nätföretaget presterat, den så kallade nätnyttan. I prestationen ingår drift och administration av elleveransen samt kvaliteten på leveransen, exempelvis i form avbrott. Nätnyttan jämförs sedan med vad företaget har fakturerat sina kunder och en debiteringsgrad beräknas. En debiteringsgrad som överstiger 1,0 indikerar att nätföretaget fakturerat mer än vad prestationen är värd.

En annan del av tillsynsmetoden är analys av nätföretagens kostnadseffektivitet, med hjälp av DEA-analys.<sup>6</sup> Dessutom används nyckeltalsanalys och generell benchmarking som komplement. För att kunna utföra dessa analyser tar tillsynsmyndigheten in årsrapporter från alla nätföretag i Sverige. Årsrapporten innehåller dels en ekonomisk särredovisning av nätverksamheten, dels en del med tekniska uppgifter.

### *Nättariffer*

Tabell 1 visar den genomsnittliga nättariffen för tre typkunder (enligt Eurostats kategorisering) per den 1 januari 2006. Distributionstariffen inkluderar kostnad för transmission. I tariffen ingår också myndighetsavgifter som uppgår till 5,8 Euro per år för lågspänningsabonnenter (Dc och lb) och 383,9 Euro per år för högspänningsabonnenter (lg).

---

<sup>6</sup> Data Envelopment Analysis.

**Tabell 1: Nättariffer per den 1 januari 2006**

	Antal elnätsföretag	Nättariff (Euro/MWh) <sup>1</sup>		
		Ig <sup>2</sup>	Ib <sup>3</sup>	Dc <sup>4</sup>
Transmission	1			
Distribution	175	9,85	37,66	39,48

Källa: SCB

<sup>1</sup> Tariffen inkluderar kostnad för transmission och myndighetsavgifter.

<sup>2</sup> Industrikund med en årlig konsumtion 24 GWh, maximalt effektuttag 4000 KW.

<sup>3</sup> Industrikund med en årlig konsumtion 50 MWh, maximalt effektuttag 50 KW.

<sup>4</sup> Hushållskund med en årlig konsumtion 3 500 kWh.

Anm: 1 Euro = 9,318 SEK, 1 januari 2006.

Den typiska hushållskunden i Sverige skiljer sig från de typkunder som används i Eurostats statistik. Den typiska hushållskunden i Sverige är en villa med en årlig förbrukning på 20 000 kWh (säkring: 20 A). För detta hushåll är den genomsnittliga nätkostnaden 485 Euro per år, vilket motsvarar 24,25 Euro/MWh. Under den senaste femårsperioden har tariffen ökat med drygt fem procent, i reala termer, för den typiska svenska hushållskunden. Det är främst kunder med låg respektive hög förbrukning som fått de största ökningar av sin nättariff. Tariffen har, reellt sett, ökat med över tio procent för dessa typkunder under den senaste femårsperioden.

### *Leveranssäkerhet*

Energimarknadsinspektionen följer nätföretagens arbete med leveranssäkerhet. Tabell 2 visar utvecklingen av elavbrott per kund samt avbrottens genomsnittliga längd under perioden 2000-2004. Uppgifterna avser avbrott i lokalnäten. Energimarknadsinspektionen definierar ett elavbrott som att en abonnents elektriska anläggning helt eller delvis varit spänningslös i mer än tre minuter.

**Tabell 2: Elavbrott i lokalnäten**

	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Antal avbrott per kund</b>					
Aviserade avbrott	0,26	0,24	0,26	0,21	0,22
Oaviserade avbrott	0,93	1,13	0,92	0,93	0,75
<b>Genomsnittlig avbrottsid, min</b>					
Aviserade avbrott	37	34	37	25	30
Oaviserade avbrott	81	143	86	98	51

Källa: Energimarknadsinspektionen

Anm. Uppgift om avbrott ingår i den årsrapport nätföretagens enligt ellagen är skyldiga att lämna till

Energimarknadsinspektionen senast den 31 juli.



### *Balansreglering*

Som systemansvarig myndighet är Svenska kraftnät ansvarig för att upprätthålla balansen i det svenska elnätet. Detta hanteras av balansstjänsten, som ansvarar för två funktioner: balansreglering, den fysiska upp- och nedregleringen i syfte att hålla frekvensen på 50 Hz, och balansavräkning, den ekonomiska regleringen av de obalanser som uppstår.

Förhållandena mellan Svenska kraftnät och de så kallade balansansvariga företagen regleras genom balansansvarsavtal mellan Svenska kraftnät och varje balansansvarig aktör (större producenter och handlare). Balansavtal får inte ingås förrän de metoder som har använts för att utforma avtalen har godkänts av nätmyndigheten<sup>7</sup>. Metoderna ska vara objektiva och icke-diskriminerande. Ett balansansvarsavtal gäller från den 1 november fram till och med den 31 oktober nästa år.

Ett viktigt syfte med balansavtalets utformning är att ge incitament för de balansansvariga att planera och handla sig i balans. Enligt balansavtalet ska den balansansvarige senast klockan 16 dagen före driftfasen lämna planer till den systemansvariga för varje timme på planerad (1) produktion, (2) förbrukning och (3) avtalad handel med andra balansansvariga. Summan av (1) till (3) kallas planerad balans. Svenska aktörer har efter det att spotmarknaden fastställts exempelvis möjlighet att handla sig i balans på Nord Pools marknad Elbas (Intra-day). Förväntade avvikelser från plan kan anmälas fram till drifttimmen.

Som grund för de balansansvarigas prognoser och som underlag för avräkningen är nätägarna skyldiga att rapportera mätvärden över tillförd och uttagen el per timme för varje balansansvarig respektive elhandlare per nätområde.

För avräkningen matchas planerad produktion och prognostiserad förbrukning mot uppmätt produktion respektive förbrukning. Differensen är balanskraft *produktion* respektive *konsumtion*. Den tredje balansen är utfallet för summan av obalanserna (1) till (3) *planerad balans* vilket syftar till att skapa incitament för balansansvariga att planera sig i balans, exempelvis genom handel med annan balansansvarig.

Balansstjänsten hos Svenska kraftnät hanterar den löpande regleringen av balansen. Balansansvariga kan lämna bud (pris och volym) om potentiella upp- eller nedreglering av produktion eller förbrukningsreduktioner inom respektive balansansvarigs område. Buden ska kunna aktiveras inom tio minuter och omfatta minst tio och högst femhundra MW. Buden rangordnas efter stigande pris på en gemensam nordisk reglerlista enligt överenskommelse mellan de nordiska systemoperatörerna. Givet att inga överföringsbegränsningar föreligger kommer således det billigaste nordiska reglerbudet användas i första hand. Bud kan lämnas

---

<sup>7</sup> Ellagen 1997:857.

tidigast 14 dagar före driftdygnet och ändras fram till 30 minuter före drifttimmen. Buden ska lämnas löpande för dygnets samtliga timmar.

### *Balansavräkning*

Balansavräkningens syfte är att fördela och beräkna kostnaden för respektive balansansvarigs obalanser och därigenom skapa ekonomiska incitament att minimera obalanserna.

För prissättningen av obalanser används en två-prismodell, där negativa obalanser avräknas till gällande upp- eller nedregleringspris för respektive timme. Nord Pools spotpris används istället för reglerpriset när en balansansvarig har en positiv obalans under en uppregleringstimme, eller en negativ obalans under en nedregleringstimme. Vid slutet av varje timme bestäms regleringspriset efter den dyraste åtgärden vid uppreglering (balanstjänsten köper el), eller den billigaste åtgärden vid nedreglering (balanstjänsten säljer el), som använts under timmen. Detta slutliga regleringspris gäller för alla som har valts ut för att reglera balansen upp eller ned. De balansansvariga betalar 0,5 SEK per MWh konsumtion och produktion. För obalanser betalas en avgift om 1,0 SEK per MWh. Utöver detta tillkommer en avgift på 500 SEK två gånger per månad och per rapporterad motpart i bilaterala affärer.

Dagen efter driftdygnet distribuerar Svenska kraftnät den första balansavräkningen till de balansansvariga vilka har ansvaret att kontrollera resultaten och rapportera eventuella fel. Avräkningen grundar sig på nätägarnas rapportering och upprepas automatiskt inom fem dagar för att ta hänsyn till eventuella korrigeringar av mätvärden från nätägarna. Fakturering sker normalt inom tolv dagar efter slutet på en halvmånadsperiod. Inom tre månader och efter ytterligare korrigeringar av mätvärden gör Svenska kraftnät ytterligare en avräkning och en eventuell korrigerande fakturering. För den del av slutanvändarna som ligger under timmätningssgränsen, sker fördelningen på de balansansvariga utifrån schabloner. Dessa kunders elmätare ska avläsas minst en gång per år. En slutlig avräkning sker därför efter 13 månader.

Det förekommer tre olika modeller för prissättning i av obalanser i Norden. För att nå målet om en gemensam nordisk slutkundsmarknad är det nödvändigt att prissättningsmodellerna harmoniseras. Nordel, organisationen för de systemansvariga i Norden, föreslår därför i en rapport till nordiska ministerrådet i april 2006 en harmoniserad modell för prissättning av balanskraft i Norden.<sup>8</sup> Förslaget remissbehandlades under våren 2006. En gemensam metod beräknas införas i slutet av 2007. NordREG, de nordiska tillsynsmyndigheternas organisation, publicerade i april 2006 en studie om förutsättningarna för att en gemensam organisation för balansavräkning ska kunna införas.<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Nordel 2006, "Balance Management – Common principles for cost allocation and settlement".

<sup>9</sup> NordREG 2006, "Development of a Common Nordic Balance Settlement".

### **3.1.3 Åtskillnad mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet**

Legal åtskillnad mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet (elproduktion/elhandel) infördes i svensk lagstiftning 1 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 av nät- och handelsverksamhet. 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 omfattar sammanlagt 20 elnätsföretag.

Enligt svensk lagstiftning finns inget hinder för ett nätföretag att ingå i en koncern som bedriver produktion av eller handel med el. Nätföretag 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 nätföretag skyldiga att upprätta en årsrapport, som är en ekonomisk särredovisning av nätverksamheten. Styrelsen ska skriva under årsrapporten och den ska också granskas av en revisor. Rapporten är offentlig och den ska skickas in till Energimarknadsinspektionen.

Energimarknadsinspektionen har möjlighet att öppna ett tillsynsärende 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. Inspektionen kan också förelägga ett nätföretag att genomföra åtgärder för att uppfylla ellagens krav. Ett föreläggande får förenas med vite.

Den första juli 2005 infördes krav i ellagen på att samtliga nätföretag ska upprätta en övervakningsplan. I övervakningsplanen ska företaget ange vilka åtgärder som vidtas för att motverka diskriminerade beteende gentemot övriga aktörer på marknaden.

## 3.2 Konkurrensfrågor

### 3.2.1 Utvecklingen på råkraftsmarknaden

#### *Installerad effekt*

Den 31 december 2005 uppgick Sveriges elproduktionskapacitet till 33,3 GW. Detta kan jämföras med 33,9 GW vid utgången av 2004. I tabell 3 redovisas Sveriges totala elproduktionskapacitet per den 31 december för åren 1998-2005.

**Tabell 3: Installerad elproduktionskapacitet i Sverige 1996-2004 (per den 31 december respektive år), GW**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Vattenkraft	16,5	16,4	16,3	16,6	16,2	16,2	16,3	16,2
Kärnkraft	10,1	10,1	9,5	9,4	9,5	9,5	9,5	9,0
Konventionell värmekraft	7,6	7,4	7,5	7,5	6,5	7,6	7,6	7,6
Vindkraft	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
<b>Totalt</b>	<b>34,4</b>	<b>34,1</b>	<b>33,5</b>	<b>33,8</b>	<b>32,6</b>	<b>33,7</b>	<b>33,9</b>	<b>33,3</b>

Källa: SCB (1998-2004) och Svensk Energi (2005)

Den 31 maj 2005 stängdes den andra och sista reaktorn i Barsebäcks kärnkraftverk.<sup>10</sup> Barsebäcks båda kärnkraftsreaktorer hade en effekt på 600 MW vardera. Denna effektreducering kompenseras emellertid till viss del av de kapacitetsökningar som ägde rum i resterande kärnkraftverk under 2005. Vidare planeras ytterligare effekthöjningar i desamma.<sup>11</sup>

Vid en uppdelning av Sveriges produktionskapacitet fördelat på respektive producent kan konstateras att de tre största producenterna Vattenfall (13,9 GW), E.ON (7,1 GW) och Fortum (6,2 GW) den 31 december 2005 hade en total produktionskapacitet på 27,2 GW. Detta motsvarar 82 procent av Sveriges totala installerade effekt. Ingen annan svensk elproducent når upp till 5 procent av den installerade kapaciteten.

#### *Den integrerade nordiska råkraftsmarknaden*

Den svenska råkraftsmarknaden är en del av en integrerad nordisk marknad.<sup>12</sup> På den nordiska råkraftsmarknaden dominerar vattenkraften, som ett normalår utgör över hälften av all elproduktion. Kärnkraften utgör knappt en fjärdedel, den konventionella värmekraften cirka en femtedel medan resterande produktion utgörs av vindkraft och övrig förnybar kraft.

<sup>10</sup> Den första reaktorn stängdes 1999.

<sup>11</sup> Se avsnitt 5.1 för omfattningen på de planerade effekthöjningarna i kärnkraftverken.

<sup>12</sup> Med Norden avses Sverige, Norge, Danmark och Finland (d.v.s. ej Island).

Vattenfall är Nordens enskilt största elproducent med en produktion på drygt 72 TWh under 2005. Finska Fortum och norska Statkraft är näst störst med drygt 48 producerade TWh vardera. E.ON producerade under 2005 drygt 34 TWh i Norden. Totalt producerades under 2005 knappt 395 TWh i Sverige, Norge, Danmark och Finland. Motsvarande uppgift för 2004 var drygt 379 TWh.

#### *Den svenska elproduktionen domineras av vatten- och kärnkraft*

Svensk elproduktion baseras till mer än 90 procent på vatten- och kärnkraft. Under 2005 var den totala produktionen i Sverige nästan 155 TWh, vilket är en ökning med drygt sex TWh jämfört med året innan. Detta kan förklaras av en kraftigt ökad vattenkraftsproduktion i form av 13 fler producerade TWh jämfört med 2004. Kärnkraftsproduktionen, som under 2004 gjorde en rekordnotering i och med 75 producerade TWh, minskade emellertid med 5,5 TWh under 2005.

Den totala elförbrukningen i Sverige uppgick under 2005 till drygt 147 TWh, vilket är knappt en TWh högre än 2004. Det maximala effektbehovet under året uppgick till 25,8 GW och inträffade den 3 mars. Detta kan jämföras med 2004 års maximala effektbehov på 26,8 GW. Denna notering är också den högsta som hittills uppmätts i Sverige. I tabell 4 redovisas Sveriges förbrukning, produktion och nettoimport för den senaste tioårsperioden.

**Tabell 4: Sveriges totalförbrukning, produktion samt nettoimport 1996-2005, TWh**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Totalförbrukning</b>	142,6	142,5	143,9	143,3	146,6	150,3	148,4	145,4	146,4	147,3
<b>Produktion</b>										
Vattenkraft	51,1	68,2	73,8	70,9	77,8	78,4	65,8	53,0	59,5	72,1
Kärnkraft	71,4	66,9	70,5	70,2	54,8	69,2	65,6	65,5	75,0	69,5
Övrig värmekraft	13,9	9,9	9,9	9,4	8,8	9,5	11,3	13,5	13,1	12,2
Vindkraft	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,9	0,9
<b>Totalt</b>	136,5	145,2	154,5	150,9	141,9	157,6	143,3	132,6	148,5	154,7
<b>Nettoimport</b>	6,1	-2,7	-10,7	-7,5	4,7	-7,3	5,2	12,8	-2,1	-7,4

Källa: SCB

Före elmarknadsreformen var produktionen i det närmaste helt svenskägd. Därefter har E.ON:s och Fortums investeringar i Sverige, i form av företagsuppköp, medfört att 42 procent av den el som producerades 2005 kontrollerades av utländska ägare.

**Tabell 5: Sveriges största elproducenter och deras elproduktion i Sverige, TWh**

	2002	2003	2004	2005	Andel i Sverige
Vattenfall	70,3	61,5	70,4	72,0	46,5 %
Sydkraft/E.ON	28,5	27,1	33,9	33,9	21,9 %
Fortum	24,5	24,7	24	28,2	18,2 %
Skellefteå Kraft	3,4	2,4	3,1	3,5	2,3 %
Övriga	16,6	16,8	17,4	17,1	11,1 %
<b>Totalt i Sverige</b>	<b>143,3</b>	<b>132,5</b>	<b>148,8</b>	<b>154,7</b>	

Källa: Svensk Energi

Ägarkoncentrationen bland Sveriges elproducenter uttryckt i producerad el har ökat sedan elmarknadsreformen. Vattenfall, Sydkraft och Stockholm energi, som 1996 var de tre största elproducenterna i Sverige, hade 78 procent av produktionen. Under 2005 var Sveriges tre största producenters andel drygt 88 procent, det vill säga en ökning med tio procentenheter sedan elmarknadsreformen.

#### *Handelsvolymen på Nord Pool samt bilateralt*

Under 2004 och 2005 handlades knappt 44 procent av all el som förbrukades i Norden på Nord Pools spotmarknad, Elspot. Denna andel förväntas stiga under 2006 i och med att flera aktörer har åtagit sig att handla all sin fysiska kraft via Elspot.

Fysiska överföringsbegränsningar hanteras mellan länderna, samt inom Danmark och Norge, med prisområdesindelning. Det innebär att det beräknas två eller fler områdespriser. Systempriset uttrycker i en sådan situation det pris som skulle ha gällt om det inte fanns några överföringsbegränsningar i Norden.

Den bilaterala marknaden är ett alternativ till att köpa och sälja på spotmarknaden. Det är främst större elintensiva industrier och mindre elhandelsföretag som köper sin el via bilaterala avtal med de större kraftproducenterna. All överföringskapacitet hanteras via Nord Pool. I tabell 6 presenteras omsättningen på Nord Pools spot- och derivatmarknad samt omsättningen i bilateral finansiell handel som clearats på Nord Pool.

**Tabell 6: Svenska aktörers omsättning på Nord Pool samt bilateralt, TWh**

	<b>Köpvolum i område Sverige på Elspot<sup>1</sup></b>	<b>Omsatt på elderivatmarknaden<sup>2</sup></b>	<b>Bilateral OTC/clearing av elderivathandel<sup>3</sup></b>
2002	40,4	387	624
2003	41,7	237	469
2004	64,3	288	506
2005	60,8	300	526

Källa: Nord Pool

<sup>1</sup> Avser total köpvolum i elspotområde Sverige. Motsvarande försäljningsvolym har under åren 2002 till 2005 varit 34,1 TWh, 32,6 TWh, 67,8 TWh och 64,9 TWh. Mellanskillnaden under ett år ger nettoimport/exporten mellan det svenska elspotområdet och angränsande elspotområden (i Norge, Finland och Danmark).

<sup>2</sup> Avser svenska aktörers omsättning på elderivatmarknaden.

<sup>3</sup> Avser svenska aktörers bilaterala finansiella handel som clearats på Nord Pool.

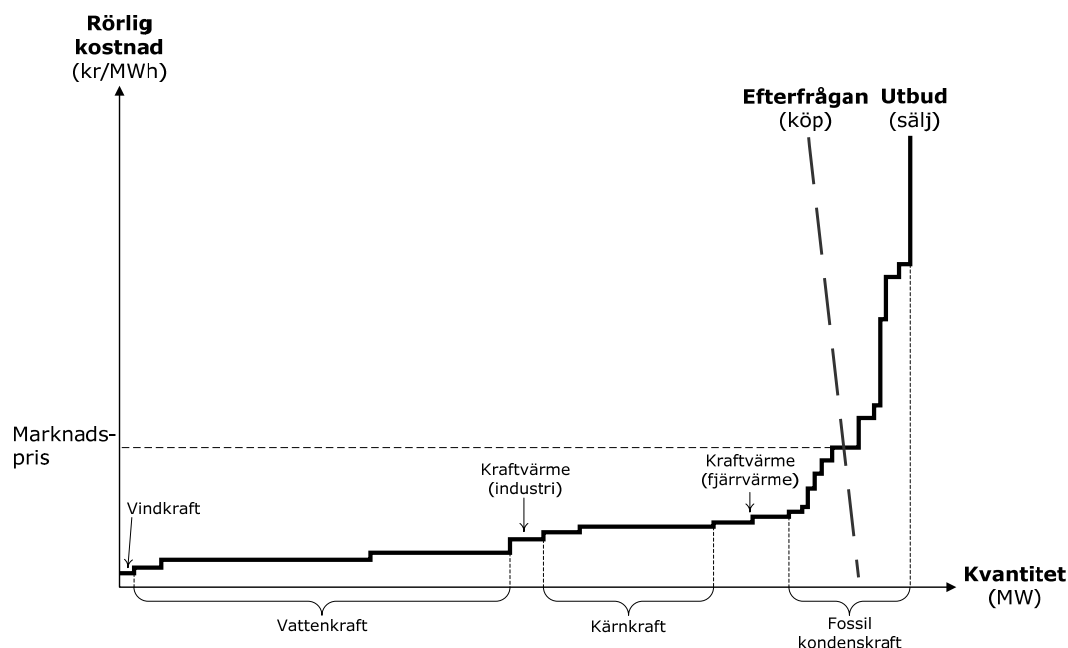
### *Nord Pools aktörer*

Aktörer på Nord Pool är elproducenter, elhandlare, industriföretag och andra slutförbrukare samt portföljförvaltare. År 2005 hade Nord Pool i genomsnitt 350 registrerade aktörer. Av dessa är huvuddelen registrerade i Norden, men de senaste åren har andelen utomnordiska aktörer ökat och uppgick under 2005 till cirka tio procent. Sedan våren 2004 finns möjlighet att handla elcertifikat och sedan februari 2005 går det att handla utsläppsrätter på Nord Pool.

### *Prisbildning på Nord Pool*

På Nord Pools spotmarknad bestäms elpriset timme för timme genom att respektive marknadsaktör i ett auktionsförfarande lämnar köp- eller säljbud till Nord Pool. Aktörerna kan lämna olika typer av bud varav den enklaste formen är prisoberoende köp eller försäljning av en viss volym el.<sup>13</sup> Samtliga aktörers köpbud sammanställs i en köpkurva och säljbuden i en säljkurva. Figur 1 presenterar en möjlig säljkurva (utbud) respektive köpkurva (efterfrågan) på den nordiska råkraftsmarknaden. Efter att buden rangordnats bestäms marknadspriset utifrån budet på den sista, marginella, produktionsenhet som behövs för att efterfrågan ska kunna mötas.

<sup>13</sup> Marknadsaktörerna kan även lämna prisberoende bud och så kallade blockbud.



**Figur 1. Princip för prisbildningen på den nordiska råkraftsmarknaden.**

Vind- och vattenkraftsproduktion har de lägsta rörliga produktionskostnaderna på den nordiska elmarknaden. Därefter följer industriell kraftvärme-, kärnkrafts- och kraftvärmeproduktion i fjärrvärmeverk. Ofta blir dock ingen av dessa produktionstekniker prissättande på Nord Pool eftersom den typen av produktion inte är tillräcklig för att möta efterfrågan. Som framgår av figuren är det istället ofta någon form av fossil kondenskraft som utgör den sista producerade enheten och som därmed blir prissättande för all produktion.

#### *Marknadskoncentration på råkraftsmarknaden*

När Norden bildar ett gemensamt prisområde (32 procent av tiden 2005) uppgår HHI till 830, vilket normalt betecknas som låg koncentration.<sup>14</sup> Under 2005 uppgick HHI för Sveriges råkraftsmarknad i genomsnitt till 1 025, det vill säga över den generella marknadens gränsvärde för en måttlig koncentration. Mot bakgrund av att det föreligger vissa speciella karaktärsdrag<sup>15</sup> på elmarknaden är det rimligt att anta att gränsvärdet borde vara lägre än på en generell marknad. Under 69 procent av tiden understeg emellertid HHI-värdet för det prisområde som Sverige tillhörde 1 000. Under 2005 var Sverige ett isolerat prisområde under endast 0,5 procent av tiden. HHI-värdet för Sverige som ett isolerat område uppgår till 3060, vilket kan betecknas som hög koncentration.

<sup>14</sup> Givet amerikanska Department of Justice och Federal Trade Commissions definition är HHI-gränsvärdet för en måttlig koncentration på en generell marknad 1 000 och för en hög koncentration 1 800. En generell marknad med ett HHI under 1 000 betecknas ha låg koncentration.

<sup>15</sup> Svårigheten att lagra varan (el), relativt låg flexibilitet på efterfrågesidan och karaktären av "repeated game" som minskar osäkerheten om andra aktörers beteende.



### 3.2.2 Utvecklingen på slutkundsmarknaden

Handel med el är en konkurrensutsatt verksamhet och kunder kan köpa el från vilken elhandlare de vill. Till skillnad från råkraftsmarknaden är slutkundsmarknaden i huvudsak nationell. Det beror på att balansansvaret är knutet till kundens uttagspunkt. En utländsk säljare 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.

Det pågår ett arbete för att etablera en nordisk slutkundsmarknad. De systemansvariga och tillsynsmyndigheterna i Norden arbetar för att harmonisera de nordiska systemen och i förekommande fall ta bort hinder för att kunna etablera en nordisk slutkundsmarknad.

#### *Marknadskoncentration på den svenska slutkundsmarknaden*

Antalet elhandelsföretag i Sverige har minskat sedan elmarknadsreformen. År 1996 fanns det drygt 220 elhandelsföretag i Sverige. År 2005 hade antalet minskat till cirka 130. Minskningen av antalet elhandelsföretag beror framför allt på uppköp och sammanslagningar.

År 2005 hade de tre största elhandelsföretagen, Vattenfall, E.ON och Fortum, en marknadsandel på ungefär 50 procent, vilket motsvarar cirka 2,5 miljoner kunder. Det är endast dessa tre företag som har en marknadsandel som överskrider fem procent. Vidare kan noteras att det utländska ägandet av elhandelsföretag i Sverige är ungefär 40 procent.

I tabell 7 redovisas marknadskoncentrationen, i form av HHI, utifrån mängden överförd el samt antalet kunder tillhörande respektive koncerns kraftsfär. Antal kunder i respektive kraftsfär har beräknats genom att summera det totala antalet kunder som tillhör en koncern samt dess intresseföretag.<sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> Det vill säga för Vattenfall: Plusenergi (400 000 kunder) ägs till lika delar av Vattenfall och Göteborgs kommun samt Luleå Energi (40 000 kunder) där Vattenfall äger 30-procent. För Fortum: Fyrfasen Energi (35 000 kunder) är dotterbolag till Härjeåns Kraft AB, i vilket Fortum äger 46-procent.

**Tabell 7: Marknadskoncentration baserat på antal kunder samt mängd levererad el 2004**

Företag	Antal kunder	Marknadsandel <sup>1</sup>	Överförd el	Marknadsandel <sup>2</sup>
Vattenfall	1 100 000	21,2 %	45,2 TWh	30,9 %
E.ON	900 000	17,3 %	37,6 TWh	25,7 %
Fortum	900 000	17,3 %	27,6 TWh	18,9 %
Övriga	2 400 000	44,2 %	36,0 TWh	24,6 %
<b>HHI över de tre största</b>	<b>1 048</b>		<b>1 969</b>	

Källa: Energimarknadsinspektionens bearbetning utifrån årsredovisningar, leverantörers webbplatser och intervjuer.

<sup>1</sup>Baserat på antal kunder

<sup>2</sup>Baserat på kvantitet överförd el

Enligt generella gränsvärden bedöms den beräknade marknadskoncentrationen baserad på antal kunder som måttlig. Vad gäller mängden överförd el betecknas emellertid marknadskoncentrationen som hög.<sup>17</sup> Följaktligen har Vattenfall, E.ON och Fortum en överrepresentation av jämförelsevis stora elförbrukare bland sina kunder. Beräkningen av HHI-värden omfattar endast de tre största marknadsaktörerna.

De flesta elhandelsföretag på den svenska marknaden ingår i en koncern med ett nät- och/eller produktionsföretag.

#### *Drygt hälften av kunderna har varit aktiva på marknaden*

Aktiva kunder är en förutsättning för en väl fungerande elmarknad. Att byta elhandlare eller att omförhandla sitt avtal med befintlig handlare är de sätt på vilka kunden kan agera på marknaden. Totalt har 54 procent av elkunderna i Sverige varit aktiva någon gång sedan elmarknadsreformen och antingen bytt elhandlare eller omförhandlat sitt avtal.<sup>18</sup> Andelen kunder som bytt elhandlare uppgår till cirka 30 procent. Det är främst kunder med låg förbrukning som varken bytt elhandlare eller omförhandlat sitt avtal.

Statistiska centralbyrån (SCB) genomför sedan 2004 en månadsvis undersökning av byten av elhandlare. I undersökningen ingår dock inte de avtal som har omförhandlats. Under perioden april 2005 till mars 2006 genomfördes i genomsnitt cirka 30 000 leverantörsbyten per månad. Totalt bytte cirka sju procent av Sveriges 5,2 miljoner abonnenterna under perioden. Av dessa stod hushållsavtalen för 82 procent. Årsvolymen el för de avtal som bytts beräknas till 11 951 GWh, vilket utgör cirka sju procent av Sveriges elförbrukning under ett år. För hushållsavtalen ligger den genomsnittliga årsvolymen på 9 901 kWh per hushåll.

<sup>17</sup> Givet amerikanska Department of Justice och Federal Trade Commissions definition är HHI-gränsvärdet för en måttlig koncentration 1 000 och för en hög koncentration 1 800. En marknad med ett HHI under 1 000 betecknas ha låg koncentration.

<sup>18</sup> TEMO-undersökning på uppdrag av Svensk Energi.

### *Bytesprocessen*

En kund som vill byta elhandlare tecknar ett avtal med den nya elhandlaren som sedan anmäler leverantörsbytet till kundens nätföretag. Nätföretaget informerar i sin tur den tidigare elhandlaren om bytet. Anmälan till nätföretaget ska göras minst en månad före bytesdagen. Detta innebär att en kund som vill byta till en ny elhandlare den 1 juli måste teckna kontrakt med den nya leverantören senast den 1 juni. Tecknas inte ett kontrakt innan det datumet kommer leverantörsbytet att förskjutas en månad. Leverantörsbyten verkställs den första varje månad.

Riksdagen har beslutat att tidsfristen för anmälan om byte av elhandlare ska förkortas, vilket betyder att konsumenter snabbare kan reagera på priser och avtalserbjudanden och byta elleverantör.<sup>19</sup> Enligt de nya lagbestämmelserna, som träder i kraft 1 januari 2007, ska elhandlare anmäla och lämna information om bytet till nätföretaget senast den femtonde dagen i månanden före den månad då leverantörsbytet ska ske.

Konsumenten betalar ingen avgift för att få byta elhandlare.

### *Elpriset till slutkund*

Det sammanlagda elpriset till slutkund består av:

- Pris för nättjänsten (nättariff)
- Pris för elenergi
- Pris för elcertifikat
- Skatter och avgifter

För en kund med eluppvärmd villa och tillsvidareavtal utgjorde nättariffen 19 procent, priset på elenergi 36 procent, elcertifikatpriset 3 procent samt skatt och moms 42 procent av det totala elpriset.<sup>20</sup> Tabell 8 visar fördelningen av det sammanlagda elpriset till slutkund.

---

<sup>19</sup> Prop. 2005/06:158 Åtgärder för att stärka kundernas ställning på energimarknaden, m.m.

<sup>20</sup> Uppgiften avser 1 januari 2005.

**Tabell 8: Elpriset till slutkund Euro/MWh**

	<b>Ig<sup>1</sup></b>	<b>Ib<sup>2</sup></b>	<b>Dc<sup>3</sup></b>
Nätтарiff <sup>4</sup>	9.85	37.66	39.48
Pris på elenergi <sup>5</sup>	41.09	42.37	47.83
Skatt och avgifter (Euro/kWh)	0.54	0.54	27.03
<b>Totalt (inkl. skatt) <sup>6</sup></b>	<b>51.48</b>	<b>80.57</b>	<b>114.34</b>

Källa: SCB

<sup>1</sup> Industrikund med en årlig konsumtion 24 GWh, maximalt effektuttag 4000 KW.

<sup>2</sup> Industrikund med en årlig konsumtion 50 MWh, maximalt effektuttag 50 KW.

<sup>3</sup> Hushållskund med en årlig konsumtion 3 500 kWh.

<sup>4</sup> inklusive myndighetsavgifter

<sup>5</sup> inklusive elcertifikatpriset

<sup>6</sup> exklusive moms

Anm: 1 Euro = 9.318 SEK, 1 januari 2006.

### 3.2.3 Åtgärder för att förhindra marknadsmakt

#### *Konkurrensverket*

Konkurrensverket är den myndighet som övervakar att företagen på de svenska elmarknaderna följer konkurrenslagen.<sup>21</sup> Konkurrensverket kan öppna tillsyn mot företag som missbrukar sin dominerande ställning genom att utöva marknadsmakt. Konkurrenslagen har till ändamål att undanröja och motverka hinder för en effektiv konkurrens i fråga om produktion av och handel med varor, tjänster och andra nyttigheter.

#### *Nord Pool*

Nord Pool Spot ägs av de nordiska systemoperatörerna tillsammans med Nord Pool ASA och har sitt säte i Norge. Under 2005 omsattes drygt 40 procent av den fysiska elhandeln i Norden via Nord Pool. Elpriset publiceras dagligen och utgör en referens för den finansiella handeln.

Alla aktörer på Nord Pool är förpliktade att följa börsens regelverk. Detta berör exempelvis hantering av prispåverkande information.

Aktörer (både producenter och andra aktörer) är skyldiga att omedelbart meddela Nord Pool Spot följande (prispåverkande information):

- All företagsinformation som kan ha väsentlig prispåverkan. Däremot omfattas inte företagets planer och strategier för handel.
- Följande information om produktionsanläggningar, konsumtion, transmission inom, inom eller i direkt anslutning till det nordiska elspotområdet:

<sup>21</sup> Konkurrenslag (1993:20).

- Planerade underhåll eller produktionsbegränsningar som berör mer än 200 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 av produktionsanläggningar som har en kapacitet som överstiger 200 MW, så snart som möjligt dock senast 60 minuter efter att haveriet inträffat. Den berörda aktören ska inom fyra timmar meddela Nord Pool Spot anledningen till haveriet inträffade samt beräknad varaktighet.

Nord Pool publicerar också information exempelvis om utbud, efterfrågan, överföringskapaciteter mellan områden, samt priser för olika områden och produkter.

För att övervaka budgivning och skapa förtroende för prisbildningen har Nord Pool även en särskild marknadsövervakningsfunktion 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 marknadsakt.

## 4 Naturgasmarknaden

### 4.1 Regleringsfrågor

Sedan den 1 juli 2005 är den svenska naturgasmarknaden öppen för konkurrens för samtliga icke-hushållskunder. Från den 1 juli 2007 kommer samtliga kunder vara berättigade att fritt välja naturgashandlare.

Tabell 9 visar de olika stegen i utvecklingen av en konkurrensutsatt svensk naturgasmarknad.

Tabell 9: Konkurrensutsättningen av naturgasmarknaden

	Gränsvärde (Nm <sup>3</sup> /year)	Konkurrensutsatt andel
1995		0 %
1997		0 %
1999		0 %
2001	25 miljoner Nm <sup>3</sup>	N.A.
2003	15 miljoner Nm <sup>3</sup>	50 %
2005	Icke-hushållskunder	95 %
2007	0	100 %

#### 4.1.1 Systemansvar

Regeringen utsåg under 2005 Affärsverket svenska kraftnät till systemansvarig myndighet på den svenska naturgasmarknaden. I systemansvaret innefattas det övergripande ansvaret för att kortsiktigt upprätthålla balansen mellan inmatning och uttag av naturgas i det nationella naturgassystemet. Systemansvaret innefattar inte driften av det svenska naturgassystemet. Ansvaret för drift och underhåll av ledningssystemet ligger på innehavarna av respektive naturgasledning.

Det svenska transmissionssystemets tillgängliga kapacitet uppgår till 15 TWh/år.<sup>22</sup> Detta ska jämföras med de cirka 9 TWh som importerades under 2005. Det förekommer för närvarande inga överföringsbegränsningar vid transport av naturgas i det svenska transmissionssystemet, varken nationellt eller på importförbindelsen från Danmark.

---

<sup>22</sup> Utan kompressorer.

Vid obalanser använder Svenska kraftnät så långt som möjligt marknadsmekanismer. 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.

Det finns för närvarande ingen andrahandsmarknad för kapacitet på den svenska naturgasmarknaden.

#### **4.1.2 Tillsyn över transmissions- och distributionsföretag**

Naturgassystemet kan delas in i transmissions- och distributionssystem samt lager. Under 2005 bedrev två företag transmissionsverksamhet (Nova Naturgas och E.ON Sverige) och åtta företag som bedrev distributionsverksamhet (E.ON Sverige, Göteborg Energi, Varberg Energi, Lunds Energi, Öresundskraft, Ängelholms Energi, Dong Sverige och Nova Naturgas).

##### *Överföringstariffer*

Enligt den nya naturgaslagen som trädde i kraft den 1 juli 2005 får en innehavare av en naturgasledning inte börja tillämpa en överföringstariff förrän de metoder som har använts för att utforma tariffen har godkänts av Energimarknadsinspektionen. Inspektionen har under året arbetat fram riktlinjer för hur bedömningen av ledningsinnehavarnas metodansökningar ska gå till. Under hösten godkände inspektionen samtliga inkomna ansökningar avseende fastställande av överföringstariffer. Tarifferna ska vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande. En av inspektionen godkänd metodansökan medför att tariffen anses vara objektiv och icke-diskriminerande. Under 2005 tog Energimarknadsinspektionen även fram en metod för tillsyn över överföringstarifferna. Tillsyn över skäligheten i tariffnivån sker i efterhand.

Enligt naturgaslagen är gasnätsföretag skyldiga att upprätta en årsrapport. Årsrapporten är en ekonomisk särredovisning av transmissions-, distributions- respektive lagringsverksamhet. Rapporten ska vara inspektionen tillhanda senast sju månader efter räkenskapsårets utgång. Syftet med årsrapporten är att uppgifterna ska användas för att bedöma tariffernas skälighet.

Eftersom överföringsverksamhet fram till den 1 juli 2005 varit integrerad med handelsverksamhet finns ingen officiell statistik som visar fördelningen mellan priset på naturgas och priset för överföring. Dock rapporterar naturgasföretagen in sina tariffer till Energimarknadsinspektionen sedan 2006, med syfte att inspektionen ska kunna ta fram statistik över överföringstariffen för ett antal typkunder.

### *Balansansvar*

Svenska kraftnät ansvarar för att upprätthålla den kortsiktiga balansen i det svenska naturgassystemet. Ansvaret utövas genom att teckna avtal med företag om balansansvar.

Energimarknadsinspektionen ansvarar för att granska att villkoren i balansavtalen är objektiva och icke-diskriminerande. Den systemansvariga myndigheten, Svenska kraftnät, får inte ingå balansavtal med de balansansvariga förrän de metoder som använts för att utforma avtalen har godkänts av inspektionen.<sup>23</sup> Vidare är Svenska kraftnät enligt naturgaslagen skyldigt att offentliggöra de villkor som tillämpas i balansavtalen, samt på begäran lämna skriftliga uppgifter rörande dessa villkor.

Enligt balansansvarsavtalet ska den balansansvarige planera för balans mellan sin tillförsel och sitt uttag av naturgas. En balansplan ska sändas in till Svenska kraftnät senast kl. 12.00 dagen före leveransdygnet. Svenska kraftnäts balansavräkning görs som en dygnsavräkning senast kl. 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 balanskontot överstiger tillåten maxgräns eller understiger tillåten minimigräns blir mellanskillnaden balansgas. Prissättningen av balansgas baseras på medelvärdet av day-ahead priset i Zeebrugge plus regleravgift. Avsikten med regleravgiften 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 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, 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.

Fakturerings sker en gång per månad och innefattar balansgas, korrektionsgas och en förbrukningsenergiavgift om 1,30 kr/MWh. Balansansvariga företag ska ställa säkerhet för den kreditexponering som kan uppstå gentemot Svenska kraftnät genom företagets löpande aktiviteter.

---

<sup>23</sup> Naturgaslagen (2005:403).



#### **4.1.3 Åtskillnad mellan överföringsverksamhet och handelsverksamhet**

Den nya naturgaslagen stadgar att ett företag som bedriver överföring av naturgas inte får bedriva handel med naturgas. Med överföring av naturgas avses överföring för annans räkning genom såväl transmissionsledningar som distributionsledningar.

Det finns inget krav i svensk lagstiftning att gasnättsverksamhet inte får bedrivas i samma koncern som handelsverksamhet. Gasnättsföretag som ingår i en koncern som bedriver handel med naturgas använder i de flesta fall koncernens namn och i vissa fall med tillägget ”gasnät”, eller liknande för att skilja naturgasverksamheten från handelsverksamheten. I de fall nätföretaget ingår i en koncern med handelsverksamhet används vanligtvis samma logotyp och koncernens webbplats.

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 Energimarknadsinspektionen.

I de fall ett naturgasföretag inte följer bestämmelserna i naturgaslagen eller Energimarknadsinspektionens 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.

Den första juli 2005 infördes krav i naturgaslagen på att naturgasföretag ska upprätta en övervakningsplan. I övervakningsplanen ska företaget ange vilka åtgärder som vidtas för att motverka diskriminerade beteende gentemot övriga aktörer på marknaden.

## **4.2 Konkurrensfrågor**

### **4.2.1 Utvecklingen på grossistmarknaden<sup>24</sup>**

Sverige har ingen egen utvinning av naturgas. 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 det svenska naturgasnätet är sammankopplat med det kontinentala systemet.

Två företag, E.ON Sverige och Dong Sverige, säljer naturgas på den svenska grossistmarknaden. E.ON Sverige stod för 57 procent av försäljningen under 2005. Tabell x visar utvecklingen på den svenska grossistmarknaden.

---

<sup>24</sup> Grossistmarknaden avser försäljning av naturgas till kunder som avser att sälja gasen vidare.

Fram till 2004 var Nova Naturgas det ledande gashandelsföretaget på den svenska marknaden. I november 2004 sålde Nova Naturgas sin handelsverksamhet, Nova Supply, till Dong Naturgas A/S och är numera ett renodlat överföringsföretag. Förvärvet granskades av Konkurrensverket, som bedömde att det skulle leda till en ökad koncentration på naturgasmarknaden. Under handläggningen av ärendet åtog sig Dong frivilligt att erbjuda samtliga av Nova Supplys kunder en möjlighet att säga upp sina avtal i förtid. Enligt Konkurrensverket innebar åtagandet ökade förutsättningar för potentiella konkurrenter att träda in på marknaden. I oktober 2004 beslutade Konkurrensverket att inte väcka talan i frågan.

**Tabell 10: Utvecklingen på grossistmarknaden**

	Efterfrågan		Produktion	Importkapacitet (TWh)		Antal företag >5% produktion och importkapacitet <sup>1</sup>	Antal företag med >5 % av gasmarknaden	De tre största grossisternas marknadsandel
	Totalt (TWh)	Max		totalt				
2001	9	N.A	0	15		1	4	100 %
2002	9,5	N.A	0	15		1	4	100 %
2003	9,5	N.A	0	15		1	4	100 %
2004	10	N.A	0	15		1	5	100 %
2005	8,9	N.A	0	15		2 <sup>1</sup>	5	100 %

<sup>1</sup>Sverige har ingen produktion av naturgas. Det finns två importörer av naturgas.

Dong Sverige och E.ON Sverige ägs av utländska privata eller statliga energibolag, medan övriga naturgasföretag ägs av svenska kommuner. E.ON är majoritetsägare i E.ON Sverige och har genom sitt ägande av Ruhrgas en andel av Nova Naturgas.

#### 4.2.2 Utvecklingen på slutkundsmarknaden

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

Drygt trettio kommuner i Sverige har tillgång till naturgas. Ungefär fyrtio procent förbrukas inom industrin, och lika mycket går till kraftvärme- och fjärrvärmeanläggningar. Resterande tjugo procent förbrukas av bostäder, lokaler och vissa mindre industrier. En mindre del förbrukas som fordonsbränsle.

År 2005 stod de tre största gashandlarna för cirka 81 procent av den naturgas som såldes till slutkund. Inget nytt naturgasföretag har etablerat sig på den svenska naturgasmarknaden sedan 1 juli 2005 då samliga icke-hushållskunder blev berättigade att välja gashandlare.

Det finns för närvarande inte någon statistik tillgänglig avseende leverantörsbyten på den svenska naturgasmarknaden. Enligt en stickprovsundersökning som Energimarknadsinspektionen genomförde i december 2004 hade endast ett fåtal kunder bytt gashandlare eller omförhandlat sina avtal med befintlig handlare. För att informera de berättigade kunderna om hur marknaden fungerar och vilka möjligheter de har att byta leverantör genomförde Energimarknadsinspektionen under 2005 en informationsinsats. Insatsen bestod i direktutskick av faktablad och webbinformation.

Tabell 11 visar utvecklingen på den svenska slutkundsmarknaden för naturgas.

**Tabell 11: Utveckling på slutkundsmarknaden**

	Total konsumtion	Antal företag med >5% slutkunds- marknaden	Antal <u>helt</u> oberoende gashandlare <sup>1</sup>	De tre största gashandlarnas marknadsandel (%)	Leverantörsbyten %
2001	9 TWh	N.A. <sup>2</sup>	0	N.A. <sup>2</sup>	N.A. <sup>2</sup>
2002	9,5 TWh	N.A. <sup>2</sup>	0	N.A. <sup>2</sup>	N.A. <sup>2</sup>
2003	9,5 TWh	N.A. <sup>2</sup>	0	N.A. <sup>2</sup>	N.A. <sup>2</sup>
2004	10 TWh	5	0	78	N.A. <sup>2</sup>
2005	8,9 TWh	5	0	81	N.A. <sup>2</sup>

<sup>1</sup> D.v.s. helt oberoende från gasnätsföretag.

<sup>2</sup> Ingen tillgänglig statistik.

Eftersom överföringsverksamhet fram till 2005 varit integrerad med handelsverksamhet finns ingen officiell statistik som visar fördelningen mellan priset på naturgas och priset på överföring. Uppgifterna i tabell 12 avser därför kundens totala pris. Priserna i tabellen är genomsnittspriser för Eurostats typkunder.

**Tabell 12: Naturgaspris, Euro/MWh**

	I4 <sup>1</sup>	I1 <sup>2</sup>	D3 <sup>3</sup>
Totalt (inkl. skatt) <sup>6</sup>	N.A	53	93,37

Källa: SCB

<sup>1</sup> Typkund med förbrukning på 116 300 MWh per år. Typkunden finns inte i Sverige.

<sup>2</sup> Typkund med förbrukning på 116,3 MWh per år.

<sup>3</sup> Typkund med förbrukning på 23 260 kWh per år.

<sup>6</sup> exklusive moms

Anm: 1 Euro = 9.318 SEK, 1 januari 2006.

## 5 Försörjningstrygghet

### 5.1 EI

Den installerade effekten i elproduktionssystemet har minskat sedan elmarknadsreformen. Kapacitetsmarginalen föll med nästan 20 procent mellan 1996 och 2000. Detta innebar en ökad risk för bortkoppling av vissa kunder i landet om ett större kraftverks skulle falla i ett läge med sträng vinterkyla. Den 1 juli 2003 trädde lagen om effektreserv i kraft. Lagen innebär att Svenska kraftnät har ett temporärt ansvar att upphandla en effektreserv på högst 2 GW per år.<sup>25</sup> Effektreserven skapas genom att Svenska kraftnät ingår avtal med elproducenter och elförbrukare om att ställa ytterligare produktionskapacitet eller möjlighet till förbrukningsreduktion till förfogande. Lagen gäller till sista februari 2008, då Svenska kraftnäts ansvar för effektreserven upphör och en marknadsmässig lösning ska ta vid. Hur effektreserven ska hanteras efter februari 2008 utreds för närvarande.

#### *Prognoser för effektbalans*

Svenska kraftnät redovisar årligen en detaljerad prognos för effektbalansen för den kommande vintern (2005/2006) som ett intervall mellan två scenarier. Det första scenariot visar en situation med normal förbrukning och relativt gynnsam tillgänglighet för produktion och import. Det andra scenariot visar en situation med maximal elförbrukning som kan förväntas vart tionde år och sådana faktorer som sänker tillgängligheten i produktionssystemet.

- Scenario A: Effekttopp vid normala vintertemperaturer. Hög tillgänglighet för produktion och import.
- Scenario B: Effekttopp vid tioårsvinter.<sup>26</sup> Reducerad vattenkraft och värmekraft, samt reducerad import på grund av kyla.

---

<sup>25</sup> Under vintern 2004/2005 uppgick effektreserven till 1,97 GW. Inför vintern 2005/2006 bedömde Svenska kraftnät att reserven skulle komma att uppgå till maximala 2 GW.

<sup>26</sup> Med tioårsvinter avses trediagnsmedeltemperaturer som statistiskt återkommer vart tionde år.

**Tabell 13: Svenska kraftnäts effektbalansprognos för vintern 2005/2006, MW**

	<b>Scenario A</b>	<b>Scenario B</b>
<b>Produktion</b>		
Vattenkraft	14 100	13 700
Kärnkraft <sup>1</sup>	9 070	9 070
Mottryck	3 080	2 900
Kondens	2 150	1 700
Gasturbiner (exkl störningsreserv)	530	500
<b>Summa produktion</b>	<b>28 930</b>	<b>27 870</b>
<b>Import</b>	<b>2 500</b>	<b>1 200</b>
<b>Summa tillförsel</b>	<b>31 430</b>	<b>29 070</b>
<b>Förbrukning</b>	<b>27 000</b>	<b>28 800</b>
<b>Marginal</b>	<b>4 430</b>	<b>270</b>

Källa: Svenska kraftnät (2005)

<sup>1</sup> Full tillgänglighet antas för de tio kärnkraftsblocken.

Som framgår av tabellen är marginalerna i händelse av en tioårsvinter små. Svenska kraftnät bedömer att det i alternativ B inte finns något utrymme för att klara situationer med väsentliga avvikelser från de antagna förutsättningarna.

Det verkliga utfallet för vintern 2005/2006 visade sig stämma väl med prognosen för scenario A. Vinterns högsta förbrukning inträffade den 19 januari med cirka 26 300 MWh/h. Tillgången på vattenkraft har varit god under vintern och tillgängligheten för kärnkraften har varit normal. Effektreserven har inte behövt aktiveras av effektbalansskäl eftersom ordinarie resurser utgjort tillräckliga marginaler.

#### *Planerade effekthöjningar*

Under 2005 stängdes den andra reaktorn i Barsebäcks kärnkraftverk. I och med stängningen av de båda Barsebäcksreaktorerna har totalt 1,2 GW kärnkraftskapacitet försvunnit. En viss kapacitetsökning har dock ägt rum i resterande kärnkraftsverk. Dessutom planeras en kapacitetsökning på totalt cirka 0,2 GW i Ringhals och Forsmark under 2006. Ytterligare effekthöjningar planeras om drygt 0,1 GW i Ringhals under 2007, knappt 0,4 GW ytterligare i Oskarshamn och Forsmark under 2008 samt totalt ytterligare knappt 0,5 GW i kapacitetsökning i Ringhals och Forsmark under perioden 2009-2011. Summan av dessa planerade effekthöjningar under perioden 2006-2011 uppgår till drygt 1,15 GW, d.v.s. nästan lika mycket som Barsebäcksreaktorernas samlade installerade effekt uppgick till.

Utöver förhöjda effekter i kärnkraftverken byggs även kraftvärmeverk som baserar sin produktion på naturgas. Under 2006 beräknas Ryaverket i Göteborg, med en effekt på 0,26 GW för elproduktion, tas i drift. Vidare planeras Öresundsverket i Malmö, med en effekt på 0,4 GW för elproduktion, att tas i drift 2009.

Importkapaciteten har ökat med 2 GW sedan 1995. Sedan vintern 2002/2003 har överföringskapaciteten mellan Sverige och Polen respektive Tyskland ökat på grund av att de vidtagit åtgärder i nätet.

Norden som helhet är under ett normalår nettoimportör av el. Under 2005 var dock Norden självförsörjande på kraft. Det berodde främst på att både Sverige och Norge hade en hög vattenkraftproduktion under året. Norden nettoexporterade ungefär en TWh under 2005.

#### *Tillståndsprocessen*

För att bygga en ny elproduktionsanläggning krävs tillstånd enligt Miljöbalken och Plan- och Bygglagen. Miljöprövningen i Sverige är omfattande. Miljöbalkskommittén har av regeringen fått i uppdrag att undersöka möjligheterna till en effektivare miljöprövning utan att hälso- och miljöskyddskraven åsidosätts. Miljöbalkskommitténs arbete mynnade ut i ett nytt lagförslag initierat av regeringen. Riksdagen har genom beslut 18 juni 2005 antagit de nya lagförslagen, som syftar till en snabbare och enklare miljöprövning. De nya lagförslagen började gälla den 1 augusti 2005. Däremot finns det inget krav på tillstånd från tillsynsmyndigheten.

#### *Nätinvesteringar*

Nordel, samarbetsorganisationen för de systemansvariga i Norden, har identifierat fem områden där nätkapaciteten bör förbättras. Syftet är att motverka överföringsbegränsningar och förbättra försörjningstryggheten i Norden. Fyra av fem planerade nätinvesteringar är beslutade.

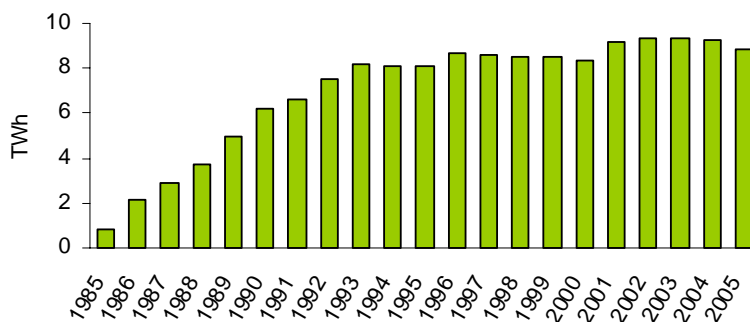
## **5.2 Naturgas**

### **5.2.1 Naturgasförbrukning i Sverige**

Det svenska naturgassystemet anlades i början 1980-talet. Leveranser till södra Sverige påbörjades sommaren 1985. Förbrukningen ökade snabbt fram till början av 1990-talet för att därefter avta något. Den senaste utbyggnaden mellan Göteborg och Stenungsund driftsattes i början på 2000-talet. Från 2001 har förbrukningen av naturgas varit i stort sett oförändrad.

Figur 2 visar naturgasförbrukningens utveckling i Sverige sedan introduktionen 1985. År 2005 importerades cirka 9 TWh, vilket motsvarar knappt 2 procent av Sveriges totala energiförbrukning. I de kommuner där naturgasnätet är utbyggt svarar naturgasen för omkring 25-30 procent av den totala energiförbrukningen.

**Figur 2. Sveriges naturgasförbrukning**



Källa: SCB

Den svenska naturgasförbrukningen förväntas öka från dagens cirka 9 TWh årligen till 15 TWh år 2010.<sup>27</sup> Huruvida dessa förväntningar realiseras, beror till stor del på företagens investeringsplaner och på politiska beslut. Befintliga utbyggnadsplaner omfattar framför allt större industrier och kraftvärmeverk. I Göteborg respektive Malmö är kraftvärmeverk under uppförande. I Göteborg beräknas Rya kraftvärmeverk tas i bruk under 2006, medan verket i Malmö planeras i drift till 2009. Tillsammans bedöms verken sammanlagt förbruka drygt 8 TWh naturgas per år vid full drift.

### 5.2.2 Naturgassystemet

Eftersom Sverige inte har någon egen produktion av naturgas, är man beroende av import. Importen sker via den rörledning som sträcker sig mellan Danmark och Sverige. Från Danmark går rörledningar till kontinenten, vilket gör att Sverige är sammankopplat med det kontinentala systemet. I Sverige är naturgasmarknaden koncentrerad till västkusten. Det svenska naturgassystemet omfattar främst Västkusten och sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr med förgrening till Gnosjö i Småland.

Naturgassystemet kan delas in i transmissions- och distributionssystem samt lager. I transmissionsledningar sker de långväga transporterna under högt tryck, normalt mellan 50 och 65 bar. Därefter sker en tryckreducering i så kallade mät- och reglerstationer (MR-stationer) 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. Det svenska naturgassystemet består av cirka 650 kilometer transmissionsledning och cirka 3 000 kilometer distributionsledning.

<sup>27</sup> Prognoser över utsläpp av växthusgaser, Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2004.

### Lagring

Lagring av naturgas kan ske antingen i särskilda lageranläggningar eller i överföringsledning genom tryckförändring, så kallad linepack. Det svenska naturgassystemets överföringskapacitet uppgår till 15 TWh och den årliga förbrukningen är i dagsläget cirka 9 TWh. Detta innebär att det svenska systemet för närvarande inte är fullt utnyttjat. Fram till 2003 fanns inga lagringsanläggningar för naturgas i Sverige. År 2003 togs en lagringsanläggning för naturgas, ägd av E.ON Sverige, i bruk på försök. Anläggningen är belägen i södra Halland och utgör för närvarande en demonstrationsanläggning. Enligt nuvarande planering avser E.ON Sverige öppna upp lagret för kommersiell drift under maj 2006. Lagret är förhållandevis litet med en volym på 10 miljoner Nm<sup>3</sup>.

### 5.2.3 Ny överföringskapacitet

Det svenska transmissionssystemet har en tillgänglig kapacitet på 15 TWh per år utan kompressorer. De senaste åren har ett flertal planer på utbyggnad av det svenska naturgassystemet presenterats. Nedan följer en kort genomgång över ett antal aktuella projekt på den svenska naturgasmarknaden.

*E.ON Gas Sverige AB*, tidigare Sydkraft Gas, beviljades hösten 2004 tillstånd för att bygga en ny tillförselledning mellan Tyskland och Sverige via Danmark. Projektet går under namnet *Baltic Gas Interconnector* (BGI). Projektet bedrivs tillsammans med svenska, danska och tyska energiföretag. Beslut om när ledningen ska börja byggas väntas under sommaren 2006. E.ON Sverige projekterar även en förlängning av befintlig ledning upp till Mellansverige.

I september 2005 skrev E.ON Sveriges moderbolag E.ON AG under en överenskommelse med ryska *Gazprom* om att anlägga en gasledning i Östersjön från Viborg i Ryssland till Greifswald i Tyskland. Projektet går under namnet *North European Gas Pipeline* (NEGP). E.ON Sverige projekterar en möjlig avgrening från denna ledning till den svenska ostkusten.

*Fortum* är involverad i den svenska naturgasmarknaden via Fortum Värme. Fortum Värme planerar en LNG-terminal för distribution av naturgas till Stockholms stadsgasnät. Stadsgasnätet har drygt 100 000 stadsgasanvändare, som tillsammans använder cirka 0,4 TWh stadsgas per år. Beräknad drifttagning för terminalen är 2008–2009.

Danska *Energinet. dk* och norska *Statnett* undersöker möjligheterna att tillsammans bygga ut transmissionsnätet för naturgas i Skandinavien. Projektet går under namnet *Scandinavian Gas Ring*. Nova Naturgas har tidigare deltagit i projektet men lämnade projektet när deras roll på marknaden förändrades under våren 2005.<sup>28</sup>

---

<sup>28</sup> Under 2004 sålde Nova Naturgas sin handelsverksamhet till Dong Naturgas A/S och bedriver numera enbart nätverksamhet.



I Norge planeras en ledning från Norges exportsystem till Sydnorge och dess industriregion. Om detta projekt realiserar, öppnas möjligheter för en anslutningsledning till det svenska naturgassystemet. Under arbetsnamnet *NGAS* (Norsk Gas Anslutet Sverige) har ett antal stora gasanvändare längs Sveriges västkust påbörjat ett arbete för att påvisa den svenska förbrukningspotentialen för vilket den norska gasledningen bör dimensioneras.

#### **5.2.4 Nätets kvalitet och nivån på dess underhåll**

##### *Transmissionssystemet*

Det svenska transmissionssystemet är byggt med modern teknik. Systemets status kontrolleras regelbundet och defekt eller utsliten utrustning byts ut.

Komponenterna i det svenska transmissionssystemet har olika livslängd.

Rörledningarna bedöms enligt aktörerna ha en förväntad livslängd på minst 40 år, medan viss utrustning för övervakning, styrning och reglering, i till exempel MR-stationer, förväntas ha en livslängd på mellan 15-20 år. Exempel på utrustning som bytts ut eller reparerats är:

- Styr, regler och mätutrustning i MR-stationerna
- Isolerkopplingar
- Reparationer av utrustning vid linjeventilerna

Därutöver pågår ett program med utbyte av pannor, som används för att värma gasen som kyls ned vid trycksänkning i MR-stationerna.

Nätföretagen är skyldiga att ge anvisningar om hur markarbeten nära naturgasledning ska utföras. De tillfällen då arbeten utförs närmare än fem meter från ledningen ska nätägaren ha speciellt ansvarig personal på plats för att informera om säkerhetsföreskrifter för arbetet. För att upptäcka oanmälda arbetsinsatser eller andra förändringar kring transmissionsledningen genomförs flyginspektioner av hela ledningssträckningen sex gånger per år. Vid inspektionen kontrolleras även att de skyltar som utmärker ledningen är intakta. I vissa skyddszoner nära bebyggelse inspekteras ledningen även från marken en gång per år. Öresundsledningen inspekteras vart tredje år genom ekolodning längs hela sträckningen. Inspektionen syftar till att fastställa förändringar av ledningens täckning eller om andra förändringar skett i ledningens närhet.

För att kartlägga eventuella skador på skyddsbeläggningen runt transmissionsledningarna och för att förhindra uppkomsten av läckage är nätföretagen ålagda att genomföra större mätningar för samtliga ledningar vart åttonde år. Med samma intervall kontrolleras även ledningarnas godstjocklek och eventuella uppkomna defekter genom att en speciell mätutrustning, en så kallad ”intelligent pig”, skickas med gasströmmen i den ledningssträckning som ska kontrolleras.

### *Distributionssystemet*

Distributionsledningarna är huvudsakligen utförda i polyeten, PE-material. Vid överföring till kunder med behov av ett gastryck högre än 4 bar förekommer ett visst inslag av ställedningar. Riktlinjer för utförande, drift, skötsel, underhåll m.m. av distributionsnät för ett högsta drifttryck av 4 bar finns samordnade i Energigasnormerna, EGN 01, som utarbetats av branschorganisationen Svenska Gasföreningen.

De driftstörningar som uppstår drabbar oftast ett fåtal kunder. Orsaken till avbrott är i de flesta fall yttre åverkan i form av avgrävningar. Distributionsbolagen har information om ledningsnätet mycket väl dokumenterade i GIS, Geografiska Informationssystem och kan förse entreprenörer med noggrann information om ledningsnätets utbredning.

Läcksökningar genomförs vart sjätte år. Det finns olika metoder för att utföra dessa undersökningar och det har blivit allt vanligare att specialdresserade hundar används.

### *Kontrollorgan för gasverksamhet*

Säkerhetsmässigt viktiga kontroller av naturgassystemet är inskrivna som krav i naturgasföreskrifterna. Dessa kontroller är obligatoriska och ska redovisas för eller utföras av ackrediterade kontrollorgan. *Swedac* utgör nationellt ackrediteringsorgan och ansvarar för kontrollfrågor enligt lagen om teknisk kontroll. På uppdrag av *Swedac* kontrollerar *ÅF Kontroll* och *DNV Sverige* att nätföretagen följer de krav som listas i naturgasföreskrifterna.

De obligatoriska kontrollerna ska genomföras före driftsättning och omfattar konstruktionskontroll, tillverkningskontroll och installationskontroll. Övriga obligatoriska kontroller är revisionskontroller och återkommande kontroller. Revisionskontroll genomförs vid skador, reparationer och ändringar. Återkommande kontroll omfattar in- och utvändigt undersökning, driftprov samt utfärdande av kontrollintyg. Tiden mellan återkommande kontroller får inte överstiga tre år. Övriga kontroller utförs som egenkontroller i egen verksamhet.

## **5.2.5 Myndigheternas roller**

### *Energimarknadsinspektionen*

*Energimarknadsinspektionen* inom Statens energimyndighet har som uppgift att utöva tillsyn enligt el- och naturgaslagen samt att följa utvecklingen på el-, naturgas och värmemarknaderna.

Energimarknadsinspektionen arbetar för en väl fungerande naturgasmarknad i Sverige. Det sker genom att inspektionen agerar som tillsynsmyndighet enligt naturgaslagen. Tillsynsarbetet innefattar bl.a. beredning av koncessionsansökningar<sup>29</sup>, förhandsgranskning (*ex ante*) av nätföretagens metoder

---

<sup>29</sup> Regeringen fattar det slutliga beslutet om koncession.

för fastställande av överföringstariffer<sup>30</sup>, i efterhand (ex post) kontrollera att överföringstarifferna är skäliga samt att innan implementering, godkänna de metoder tillämpade för utformning av Svenska kraftnäts balansavtal.

För att nå en väl fungerande naturgasmarknad där reell konkurrens kan uppstå, följer och analyserar inspektionen kontinuerligt den nationella marknaden. Inspektionen följer även utvecklingen av den europeiska gasmarknaden och verkar i samarbete med övriga europeiska tillsynsmyndigheter, för att likvärdiga förutsättningar skapas för EU:s inre marknad för naturgas.

Vidare bidrar inspektionen till att kunder som omfattas av den konkurrensutsatta marknaden ges tillräcklig information för att kunna agera på denna. Detta sker bl.a. genom att inspektionen ger ut informationsbroschyrer och rapporter.

### *Svenska Kraftnät*

*Svenska kraftnät* är från den 1 juli 2005 systemansvarig myndighet på den svenska naturgasmarknaden. Systemansvaret innebär att säkerställa att balans kortsiktigt upprätthålls mellan inmatning och uttag av naturgas i systemet och att det sker en korrekt avräkning mellan balansansvariga företag på den svenska marknaden. Systemansvaret omfattar inte driften av naturgassystemet. Drift och underhåll ansvarar respektive innehavare av naturgasledningarna för.

Normalt kan obalanser hanteras genom att använda det utrymme som finns för variationer i gstryck i transmissionsnätet, så kallat linepack. Om det krävs åtgärder därutöver kommer Svenska kraftnät så långt det är möjligt att använda sig av marknadsmekanismer för att hantera obalanser. Detta innebär att balansansvariga, och eventuellt även större förbrukare, kontaktas för att genomföra möjliga förändringar i förbrukning, lager eller införsel av gas till Sverige. I sista hand, om inte marknadsmässiga överenskommelser bedöms vara tillräckliga, kan Svenska kraftnät tvingas beordra innehavare av naturgasledningar att begränsa eller avbryta överföring av naturgas till kunder.

Svenska kraftnät har även rätt att beordra innehavare av naturgaslager och förgasningsanläggningar i den utsträckning det är nödvändigt att mot marknadsmässig ersättning, öka eller minska inmatning eller uttag av naturgas.<sup>31</sup>

För att kunna utöva sitt systemansvar tar Svenska kraftnät in uppgifter rörande uttag och inmatning av naturgas från nätföretag samt balansplaner innehållande uppgifter om handel m.m. från de balansansvariga. Nätföretagen är skyldiga att rapportera in uppgifter om balansansvarig inom sitt ledningsnät samt aggregerade mätvärden till Svenska kraftnät. De balansansvariga rapporterar dagligen in sina

---

<sup>30</sup> Dessa skall vara objektiva och icke-diskriminerande.

<sup>31</sup> Naturgaslag 7 kap, 2§ Övergripande systemansvar och balansansvar.

balansplaner inför det kommande dygnet, vilket utgör ett viktigt underlag för systemövervakningen och balansavräkningen.

Beträffande drift- och planeringssamarbete med systemansvariga i angränsande länder, pågår överläggningar mellan Svenska kraftnät och danska Energinet.dk om ett samarbetsavtal för systemdriften. Även Nova Naturgas AB deltar i dessa överläggningar eftersom avtal också behöver utarbetas kring sammankopplingen av Novas och Energinet.dk:s transmissionsledningar.

### *Räddningsverket*

*Räddningsverket* är central förvaltningsmyndighet och hanterar frågor rörande brandfarliga och explosiva varor. Räddningsverket har med stöd av bestämmelser i lagen (1988:868) eller förordningen (1988:1145) om brandfarliga och explosiva varor tillstånds-, tillsyns- och föreskriftsrätt i fråga om hantering och import av brandfarliga och explosiva varor. Med hantering avses främst tillverkning, bearbetning, behandling, förpackning, förvaring, användning, omhändertagande, förstöring, saluförande och överlåtelse.

Brandfarliga varor delas in i gaser, vätskor och brandreaktiva varor. Till gaser hör bl.a. naturgas, vilket innebär att Räddningsverket är involverat i den säkerhetsprocess som gäller för aktörerna på naturgasmarknaden. Säkerhetsprocessen sker dels genom att räddningsverket utför årliga inspektioner hos nätägarna i syfte att säkerställa att verkets säkerhetsföreskrifter efterföljs. Vidare reglerar verket via avtal med nätägarna, hur återrapportering av eventuella incidenter, skador, ändringar och reparationer ska ske.

## **5.2.6 Hantering av avbrott och bristande leveranser**

I Sverige är det främst tekniska orsaker som bedöms leda till att naturgasleveranserna upphör. I händelse av andra försörjningsstörningar har Sverige som enskild nation liten påverkansmöjlighet. I en situation med störningar av annan orsak än tekniska får Sverige agera inom ramen för direktiv (2004/67/EG) om åtgärder för att säkerställa en tryggad naturgasförsörjning och dess gemenskapsmekanism.<sup>32</sup> Denna mekanism innebär att länder inom den Europeiska gemenskapen tar ett solidariskt ansvar, för att vid behov bistå en enskild nation med åtgärder för att hantera eventuella betydande tekniska försörjningsavbrott.<sup>33</sup>

I Sverige har det inte förekommit något större icke-planerat avbrott på transmissionsnätet sedan introduktionen av naturgas 1985. Planerade mindre omfattande åtgärder på grund av behov av underhåll med mera förekommer dock. Sådana åtgärder har inte förorsakat några större avbrott eller störningar utan

---

<sup>32</sup> Se Rådets Direktiv 2004/67/EG av den 26 april 2004 om åtgärder för att säkerställa en tryggad naturgasförsörjning, artikel 9, för ytterligare information om gemenskapsmekanismen och dess innehåll.

<sup>33</sup> Betydande tekniska försörjningsavbrott som överstiger minst åtta veckor.

endast i något fall drabbat en enskild kund under kort tid. Övriga avbrott begränsas till korta avbrott till följd av skador på distributionsledningar genom yttre påverkan vid ovarsamma markarbeten eller vid underhållsreparationer. Dessa avbrott är i de flesta fall begränsade till 1-2 timmar och där några få upp till ett tiotal kunder drabbats av störningar i leveranserna. Totala antalet avbrott i E.ON:s distributionssystem var i genomsnitt sex stycken per år under perioden 1997-2004.

## **5.2.7 Möjliga åtgärder vid avbrott eller andra störningar**

I Sverige har under de senaste åren inga beredskapskrav funnits för naturgas. De legala omständigheterna i kombination med att naturgasleveranserna har fungerat utan avbrott de tjugo år som Sverige har haft naturgas medför att det i många fall saknas erfarenhet av och heltäckande rutiner för att hantera en situation med uteblivna leveranser.

I bilaga till direktiv (2004/67/EG) har ett antal åtgärder för att trygga gasförsörjningen listats. Flera av åtgärderna förutsätter ett transmissionssystem med flera tillförselvägar för att kunna utnyttjas. Då den svenska naturgasmarknaden enbart har en tillförselväg, innebär det att endast ett fåtal av dessa åtgärder är tillämpbara för den svenska naturgasmarknaden. Nedan sammanfattas de mest tillämpbara åtgärderna för den svenska naturgasmarknaden.

- Nyttjande av linepack
- Nyttjande av lager
- Bortkoppling av fjärrvärmeanläggningar
- Bortkoppling av industrianläggningar
- Långsiktiga avtal
- Investeringar i infrastruktur för gasimport via terminaler för återförgasning samt gasledningar

### *Nyttjande av linepack och lagringsanläggningar*

Transmissionssystemet är dimensionerat för ett högsta tryck på 80 bar men trycket varierar normalt mellan 50 till 65 bar. Vid händelse av en allvarig bristsituation bedöms transmissionssystemet kunna fungera från det lägsta trycket vid normal drift ned till det tekniskt lägsta trycket för nöddrift. Genom denna åtgärd kan den mängd som finns tillgänglig i rörledningen användas till att säkerställa försörjningen av kunder med liten förbrukning (hushållskunder). Detta förutsätter dock att en stor del av marknaden redan kopplats bort.

Lagringsanläggningar fungerar på motsvarande sätt som "linepack" och kan därför nyttjas ner till ett tekniskt lägsta tryck för nöddrift. För närvarande finns en lagringsanläggning i Sverige.

### *Bortkoppling av fjärrvärme- och industrianläggningar*

I de situationer då marknadsmässiga överenskommelser inte bedöms som tillräckliga för att hantera obalanser i naturgassystemet, kan bortkoppling av fjärrvärme- och industrianläggningar beordras. Denna typ av åtgärd är endast aktuell som en yttersta åtgärd och bortkopplingen sker då via beordrande av den systemansvarige myndigheten.

### *Långsiktiga avtal*

Ur ett historiskt perspektiv har i stort sett all naturgasförsörjning i Sverige baserats på långsiktiga avtal. Dessa har ofta löpt över 15-20 års tid och har ofta inneburit trygga leveranser till fördelaktiga priser, vilket i sig kan anses som positivt ur försörjningstrygghet.

### *Investeringar i infrastruktur för gasimport via terminaler för återförgasning samt gasledningar*

För närvarande utreds och planeras etablering av ett antal infrastrukturprojekt.<sup>34</sup> En realisering av dessa kan på längre sikt leda till en ökad försörjningstrygghet i Sverige.

---

<sup>34</sup> Se avsnitt 5.2.3.

## 6 Konsumentskydd

### *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 avvänts 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. Energimarknadsinspektionen 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.<sup>35</sup> Om konsumenten 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. Vidare ska ett meddelande om utebliven betalning lämnas till socialnämnden i den kommun där konsumenten får el överförd. Konsumenten har möjlighet att få hjälp av socialnämnden att betala skulden för överföringen.

Energimarknadsinspektionen har inte tillsyn över bortkoppling av enskilda kunder. Någon samlad statistik om detta finns inte.

### *Implementering av Annex A*

Sverige har säkerställt implementeringen av Annex A till direktivet genom den svenska ellagen med tillhörande föreskrifter. Dessa dokument ligger sedan till grund för de allmänna avtalsvillkor som finns. Majoriteten av elhandlarna och nätföretagen tillämpar de allmänna avtalsvillkor som Konsumentverket och branschorganisationen Svensk Energi kommit överens om. Villkoren kompletterar bestämmelser som finns i ellagen.

Det är viktigt att konsumenter känner till de allmänna avtalsvillkoren. Svensk Energi har därför uppmanat sina medlemsföretag att skicka ut avtalsvillkoren till sina kunder. Dessutom informerar Konsumentverket, kommunala konsumentvägledare och Elrådgivningsbyrån om de allmänna avtalsvillkoren.<sup>36</sup>

---

<sup>35</sup> Kapitel 1 i ellagen (1997:857).

<sup>36</sup> Elrådgivningsbyrån är en rådgivningsbyrå dit privatpersoner kan vända sig med frågor som rör elmarknaden. Huvudmän för Elrådgivningsbyrån är Energimarknadsinspektionen, Konsumentverket och Svensk Energi.

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

#### *Priser till slutkund*

Handel med el sker på en konkurrensutsatt marknad. Energimarknadsinspektionen har ingen tillsyn över elpriser. Inspektionen följer den generella prisutvecklingen, men inte för någon viss kundkategori. Däremot bedriver Energimarknadsinspektionen tillsyn över nättariffernas skälighet, eftersom nätverksamheten bedrivs som lokala monopol.



