

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, fjärrvärme och naturgas. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.

Energimarknadsinspektionen

Box 155, 631 03 Eskilstuna

Energimarknadsinspektionen R2022:06

Författare: Isa Diamant, Ali Dolovac, Maria Dalheim och Jennie Nyberg

Bilder: ©Bildarkivet (elledning)/©Johnér, Hans Berggren (Öresundsbron)/©Johnér, PhotoAlto (barn med surfplatta)

Copyright: Energimarknadsinspektionen

Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Förord

Energimarknadsinspektionen (Ei) är tillsynsmyndighet över marknaderna för el, naturgas och fjärrvärme och följer kontinuerligt utvecklingen på dessa marknader. Syftet med den här rapporten är att redogöra för utvecklingen på el- och naturgasmarknaden under 2021.

Enligt Ei:s instruktion ska myndigheten fullgöra uppgifter som följer av Europaparlamentet och rådets el- och naturgasmarknadsdirektiv (EU) 2019/944 och (2009/73/EG). I detta ingår att årligen utarbeta en rapport i enlighet med de rapporteringskrav som följer av direktiven. Rapporteringen omfattar regleringsfrågor, konkurrensfrågor och frågor om försörjningstrygghet.

Rapporten har det innehåll som de europeiska tillsynsmyndigheterna och EU-kommissionen kommit överens om. Denna rapport, tillsammans med samtliga medlemsstaters nationella rapporter, kommer att finnas tillgänglig på svenska och engelska på CEER:s (Council of European Energy Regulators) webbplats: www.ceer.eu.

Eskilstuna, juni 2022



Caroline Törnqvist
Avdelningschef



Jennie Nyberg
Projektledare

Innehåll

Förord	3
Innehåll	4
Sammanfattning	6
Elmarknaden.....	6
Det svenska elnätet	6
Grossistmarknaden för el.....	7
Slutkundsmarknaden för el	7
Naturgasmarknaden.....	8
Det svenska naturgasnätet	8
Grossistmarknaden för naturgas.....	8
Slutkundsmarknaden för naturgas.....	9
Konsumentskydd och tvister.....	9
1 Elmarknaden	11
1.1 Elnätet.....	13
1.1.1 Elområden.....	14
1.1.2 Nätföretagens roll	15
1.1.3 Utbyggnad av elnätet	16
1.1.4 Gränsöverskridande frågor och överföringsbegränsningar	18
1.1.5 Kapacitetsutmaningen i nätet.....	21
1.1.6 Leveranssäkerhet och avbrott	23
1.1.7 Elnätsavgifter och intäktsramen för elnätsföretag	25
1.2 Grossistmarknaden för el.....	32
1.2.1 Elhandelssystemet	32
1.2.2 Utvecklingen av grossistmarknaden för el.....	39
1.2.3 Prisutveckling och överföringsbegränsningar	41
1.2.4 Produktion och förbrukning.....	44
1.2.5 Ei arbetar med att främja konkurrens på grossistmarknaden för el	47
1.3 Slutkundsmarknaden för el	49
1.3.1 Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens på slutkundsmarknaden för el	49
1.3.2 Internationellt arbete	58
1.4 Försörjningstrygghet el	59
1.4.1 Övervakning av elproduktionskapacitet	59
1.4.2 Åtgärder för att hantera efterfrågetoppar eller utbudsunderskott	59
2 Naturgasmarknaden	63
2.1 Gasnätet.....	65
2.1.1 Gasnätsföretagens roll.....	66
2.1.2 Gasnätets tekniska funktion	67
2.1.3 Nätavgifter för anslutning och överföring	69
2.1.4 Gränsöverskridande frågor	71
2.2 Grossistmarknaden för naturgas	72
2.2.1 Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens	72

2.3	Slutkundsmarknaden för naturgas.....	76
2.3.1	Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens på slutkundsmarknaden för gas.....	77
3	Konsumentskydd	81
3.1	Kundinformation, klagomålshantering och konsumentrådgivning.....	81
3.1.1	Elpriskollen.....	81
3.1.2	Konsumentkontakt och Kundo.....	81
3.1.3	Anmälningar till Ei	82
3.1.4	Arbete mot oschyssta affärsmetoder	82
3.1.5	Hjälp till utsatta kunder	83
3.1.6	Konsumenternas energimarknadsbyrå som nationell kontaktpunkt.....	83
3.1.7	Övrig konsumentrådgivning.....	84
3.2	Tvistlösning	85
3.2.1	Ei prövar vissa tvistefrågor.....	85
3.2.2	Tvistlösningsstöd hos Allmänna reklamationsnämnden.....	85

Sammanfattning

De svenska el- och naturgasmarknaderna är en del av de integrerade europeiska marknaderna för energi och handeln är konkurrensutsatt. El- och naturgasnätverksamheterna är reglerade monopol, då det skulle vara både samhällsekonomiskt och miljömässigt olämpligt att bygga parallella nät över hela landet.

Ei ska, i rollen som tillsynsmyndighet, kontinuerligt följa och analysera utvecklingen på el- och gasmarknaderna och lämna förslag till ändringar i regelverk, eller andra åtgärder, för att främja marknadernas funktion.

Elmarknaden

Det svenska elnätet

Det svenska elnätet kan delas in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Regionnäten transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare. Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Elnätet består av 58 400 mil ledning, varav ungefär 42 100 mil är jordkabel och 16 300 mil är luftledning.

Affärsverket Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med ansvar att förvalta och utveckla det svenska transmissionsnätet. Svenska kraftnät ansvarar även för att upprätthålla kraftbalansen på kort sikt och driftsäkerheten i det svenska elnätet. Svenska kraftnät är certifierat som systemansvarig av Energimarknadsinspektionen (Ei). Ei har i egenskap av tillsynsmyndighet uppdraget att granska flera delar av Svenska kraftnäts verksamhet.

Lokal- och regionnätsföretagen ansvarar för att nivån på underhållet av det egna nätet är tillräcklig för att garantera att leveranssäkerheten upprätthålls.

De svenska elnäten drivs som reglerade monopol där Ei granskar nätföretagens intäkter och bedömer om de är skäliga. Mellan 2020 och 2021 minskade avgifterna i genomsnitt med 0,8 procent för lägenhetskunder, 2,4 procent för villakunder med säkring om 16 A och med 2,8 procent för villakunder med säkring om 20 A. I svenska kronor motsvarade det en minskning på cirka 14 kronor, 84 kronor och 201 kronor per år.

Ei beslutar om hur mycket elnätsföretagen får ta ut av sina kunder under en fyraårsperiod genom att fastställa så kallade intäktsramar. Under 2021 infördes även en ny lag om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet (SFS 2021:311) där nätföretagen kan ansöka om särskilt investeringsutrymme.

Grossistmarknaden för el

Under andra halvan av 2021 har elpriserna varit historiskt höga. Detta beror främst på en stor ökning av världsmarknadspriserna på naturgas. Även om Sverige inte producerar el från naturgas påverkas de svenska elpriserna i och med att elmarknaden i Europa är integrerad. Även andra faktorer har varit viktiga för prisbildningen, 2021 har varit ett år med lite blåst vilket har begränsat produktionen av vindkraft och det har även varit torrt vilket påverkat priset på vattenkraft. I genomsnitt över året har elpriset i elområde SE4 varit 80,53 euro/MWh och i elområde SE1 42,56 euro/MWh, att jämföra med föregående års priser då genomsnittspriset i SE4 var 21,19 euro/MWh och i SE1 14,39 euro/MWh. Det ska dock nämnas att 2020 var ett år med ovanligt låga elpriser på grund av väderförhållanden och minskad efterfrågan i och med pandemin.

Nord Pools dagenföremarknad är marknadsplats för merparten av den fysiska handeln med el i Norden och Baltikum. Under 2021 handlade nordiska aktörer cirka 671 TWh på Nord Pools dagenföremarknad och cirka 47 TWh på EPEX spot. Viss del av handeln sker även via bilaterala kontrakt och på intradagsmarknaden.

Den totala användningen av el, inklusive förluster vid överföring, var under 2021 140 TWh. Sveriges elproduktion var under 2021 165,5 TWh, vilket motsvarar 3,7 procent mer än föregående år. Det är huvudsakligen produktionen från kärnkraft och kraftvärme som har ökat. Den installerade kapaciteten av vindkraft har fortsatt öka, men detta har inte än fått genomslag i form av ökad produktion i och med att 2021 har bjudit på mindre blåst än 2020.

Slutkundsmarknaden för el

Under 2021 fanns cirka 140 elhandelsföretag på Ei:s jämförelsesajt elpriskollen.se. De tre största elhandelsföretagen hade i slutet av året en samlad marknadsandel på cirka 45 procent räknat på antalet kunder, vilket är en lika stor andel som föregående år.

Under 2021 bestod den största delen av en konsuments totala elkostnad för el, 43 procent, av elhandel.

Kostnaden för skatt och moms utgjorde cirka 39 procent medan kostnaden för överföring utgjorde 18 procent.

Det vanligaste elhandelsavtalet i Sverige under året var ett elhandelsavtal med rörligt pris. Den långsiktiga trenden är att fler och fler överger fasta avtalsformer

och så kallade anvisade avtal (avtalsformen för dem som inte väljer elhandelsföretag) till förmån för avtal om rörligt pris, men denna trend tycks ha mattats av något under 2021. I december 2021 hade 52,8 procent av de svenska hushållskunderna tecknat avtal om rörligt pris, vilket är en minskning med 0,2 procentenheter jämfört med december 2020. Ungefär en tredjedel av kunderna hade ett fastprisavtal med en bindningstid på antingen ett, två eller tre år.

Naturgasmarknaden

Det svenska naturgasnätet

Det västsvenska naturgasnätet består av 60 mil transmissionsledning och cirka 300 mil distributionsledning. Naturgasnätet är kopplat till det danska transmissionsnätet via en sammanlänkning i Dragör och i Sverige sträcker sig nätet längs västkusten från Trelleborg till Stenungssund, med en sträckning öster ut mot Jönköping.

I Stockholmsområdet finns ett stadsgasnät och ett fordonsgasnät som omfattar cirka 50 respektive 4 mil ledning. Utöver det finns även ett antal små gasnät runt om i Sverige. De små näten används huvudsakligen för att transportera biogas av typen fordonsgas från en produktionsanläggning till tankstationer. Gemensamt för gasnätet i Stockholm och de små lokala gasnäten runt om i landet är att de inte är kopplade till något transmissionsnät.

Ei är tillsynsmyndighet för de nät som omfattas av naturgaslagens (2005:403) bestämmelser, vilka är det västsvenska gasnätet och gasnätet i Stockholm. Med naturgas avses i naturgaslagen även biogas i den mån det är tekniskt möjligt att använda gasen i ett naturgassystem. Det finns för närvarande nio biogasproducenter kopplade till det västsvenska naturgassystemet, varav två är anslutna så att inmatning kan ske direkt i transmissionsnätet. Ytterligare två biogasproducenter är anslutna till stads- och fordonsgasnätet i Stockholmsområdet.

I likhet med reglerna på elmarknaden fastställer Ei gasnätföretagens intäktsramar som sträcker sig över en period om fyra år. Denna ram sätter en övre gräns för de totala intäkterna företagen får ta ut från sin naturgasverksamhet.

Grossistmarknaden för naturgas

Under 2021 användes 8,7 TWh naturgas i det västsvenska naturgasnätet. På grund av det västsvenska nätets utformning är den svenska naturgasmarknaden nära kopplad till den danska marknaden. Under 2021 har priserna på naturgas flerdubblats på världsmarknaden, vilket även speglats på den dansk-svenska marknaden. I början av året var gaspriset runt 20 euro/MWh, för att i september ha ökat till runt 80 euro/MWh. Gaspriset nådde sin högsta topp den 21 december på 180 euro/MWh.

Naturgas handlas sedan 2020 huvudsakligen på European Energy Exchange (EEX) där den tidigare danska handelsplattformen ETF PEGAS är integrerad. Konkurrens, prisutveckling och transparens i den svenska naturgasmarknaden är till stor del avhängigt utvecklingen i Danmark.

Slutkundsmarknaden för naturgas

I det västsvenska naturgasnätet finns cirka 34 000 hushållskunder och cirka 4 800 övriga kunder, som till exempel stora industrier. I Stockholms stads- och fordonsgasnät finns cirka 58 000 kunder varav de flesta är hushållskunder.

I slutet av 2021 fanns det totalt sju aktörer som erbjöd avtal om gas till slutkunder, varav sex aktörer i det västsvenska naturgasnätet och en aktör i Stockholms stads- och fordonsgasnät.

Konsumentskydd och tvister

Ei kontrollerar att företagen på el- och naturgasmarknaden följer den nationella lagstiftningen och EU:s regelverk för den inre marknaden för el och gas.

Bland de regler som Ei övervakar finns exempelvis regler om vilken kvalitet kunderna ska ha i sina elleveranser eftersom bristande leverans kvalitet medför stora olägenheter för kunderna och resulterar i höga kostnader för samhället. Varje år kostar avbrotten det svenska samhället runt en miljard kronor. Även brister i spänningskvaliteten i elnätet kan orsaka stora kostnader. En väl fungerande elförsörjning är av stor betydelse för samhällets funktion och utveckling.

Konsumenter har möjlighet att anmäla ett företag som inte följer bestämmelserna i ellagen (1997:857) och naturgaslagen. Som tillsynsansvarig myndighet kan Ei då undersöka om företaget brutit mot sina lagstadgade skyldigheter. Under 2021 hade Ei över 1 500 kontakter med konsumenter. Konsumenter som kontaktar Ei har oftast frågor eller klagomål om elnät eller elhandel.

För att stärka konsumenternas ställning på elmarknaden erbjuder Ei en webbplats för jämförelser av elavtal, elpriskollen.se. Webbplatsen erbjuder konsumenterna möjligheten att jämföra priser och villkor för de vanligaste avtalen från samtliga elhandelsföretag. Möjligheten att jämföra priser och andra faktorer som kan påverka valet av elhandelsföretag är en förutsättning för aktiva kunder.

Ei samarbetar med Konsumentverket inom ramen för Hallå konsument, som är en webbaserad tjänst där konsumenter kan få information om sina rättigheter på en rad marknader, däribland energimarknaderna. Ei bidrar med kunskap och uppgifter i frågor som rör energimarknaderna.

Elmarknaden



1 Elmarknaden

Ungefär en tredjedel av Sveriges energianvändning kommer från el och i takt med klimatomställningen förväntas elförbrukningen öka för att täcka upp för en minskad användning av fossila bränslen¹. För att hantera klimatomställningen och den ökade efterfrågan på el kommer mer koldioxidfri elproduktion och nya nät behöva byggas samtidigt som kunderna behöver bli mer flexibla i sin användning av el. Vi kommer därför också behöva en större grad av flexibilitet i elnäten för att hantera mer varierande energiflöden över tid.

I en väl fungerande el- och gasmarknader finns korrekta prissignaler som informerar marknadens aktörer var de nya investeringarna behövs som mest. En sådan effektiv elmarknad är därför centralt för att samhället och konsumenterna ska få el utan onödigt höga kostnader.

Energimarknadsinspektionen (Ei) verkar för välfungerande el och gasmarknader där aktörerna följer de regler som ska möjliggöra ett säkert, effektivt, flexibelt och integrerat elsystem. I Ei:s uppgifter ingår att utöva tillsyn över att företagen uppfyller sina skyldigheter enligt såväl nationell som EU-lagstiftning. Bland Ei:s uppgifter ingår därför att utöva tillsyn över såväl elnätsföretagen, som aktörerna på grossistmarknaden och elhandelsföretagens agerande i förhållande till slutkunderna.

Ei samarbetar med andra europeiska tillsynsmyndigheter i ACER (Byrån för samarbete mellan EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet) och CEER (Rådet för europeiska tillsynsmyndigheter inom energiområdet). Ei samarbetar även regionalt med de nordiska tillsynsmyndigheterna inom NordREG och med tillsynsmyndigheterna i de kapacitetsberäkningsregioner² som Sverige ingår i, det vill säga kapacitetsberäkningsområde Norden, Baltikum och Hansa. Det gränsöverskridande samarbetet syftar till att samordna ärenden, samordna ett snabbt införlivande av europeisk lagstiftning och identifiera områden som bör utvecklas.

Under 2018 beslutade EU-parlamentet och Europeiska rådet om ett paket av regler som syftar till att EU ska kunna nå upp till sina åtaganden i Parisavtalet och göra EU ledande i omställningen till ren energi. Detta kallas för Ren energipaketet (Clean Energy Package) och innehåller nya regler för elmarknaden inom EU, bland annat Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om

¹ [Framtidens elektrifierade samhälle Analys för en hållbar elektrifiering, ER 2021:28](#)

² Kapacitetsberäkningsregion: det geografiska område där samordnad kapacitetsberäkning tillämpas.

gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU (elmarknadsdirektivet) och Europaparlamentets och Rådets Förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen). Eftersom Ei är en nationell tillsynsmyndighet följer bland annat ansvar för uppgifter som anges i elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet.

Hur elmarknaderna ska organiseras är, utöver elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet, reglerat i ett antal europeiska kommissionsförordningar, som gäller direkt i Sverige.

Typ	Förkortning	Fullständigt namn	Beröringsområde
Anslutningsförordning	RfG	Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer	Anslutning av produktionsanläggningar
Anslutningsförordning	DCC	Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare	Anslutning av förbrukare
Anslutningsförordning	HVDC	Kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler	Anslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler (exempelvis vindkraftparker).
Marknadsförordning	CACM	Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning	Gemensam dagen före- och intradagsmarknad med kapacitetstilldelning för en fungerande marknadskoppling. Korrekt elområdesindelning med mera.
Marknadsförordning	FCA	Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet	Prissäkringsmöjligheter och förhandstilldelning av överföringskapacitet mellan elområden.
Marknadsförordning	EB	Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el	Välfungerande och integrerad balansmarknad.
Driftsförordning	SO	Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem	Driften av elöverföringssystem, leveranssäkerhet och frekvenshållning.
Driftsförordning	ER	Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet	Transmissionsnätföretagens hantering av nöddrifttillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd.

Ei arbetar även med marknadsövervakning. Genom övervakning av energimarknaderna skapas förtroende och goda förutsättningar för korrekt prissättning. Ei utövar tillsyn enligt Kommissionens förordning (EU) 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi (REMIT). REMIT förbjuder insiderhandel och marknadsmanipulation på de europeiska grossistenergimarknaderna, samt ålägger marknadsaktörer att omgående publicera insiderinformation. Ei utövar även tillsyn enligt Kommissionens förordning (EU) 543/2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaderna och om ändringar av bilaga 1 till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) 714/2009 (transparensförordningen).

1.1 Elnätet

Det svenska elnätet består av 58 400 mil ledning, varav ungefär 42 100 mil är jordkabel och 16 300 mil är luftledning. Elnätet kan delas in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Regionnäten transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare. Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder.

Sveriges transmissionsnät är direkt sammankopplat med Danmark, Norge, Finland, Tyskland, Polen och Litauen, och indirekt med i princip hela Europa. Det svenska transmissionsnätet för el består av cirka 16 000 km kraftledningar, drygt 175 transformator- och kopplingsstationer samt utlandsförbindelser med både växel- och likström.

Figur 1. Svenska transmissionsnätet för el samt övriga förbindelser till utlandet



Källa: Svenska kraftnät

1.1.1 Elområden

Sverige är som ett utav få länder inom EU sedan 2011 indelat i fyra så kallade elområden, SE1, SE2, SE3 och SE4. Indelningen är baserad på var de största begränsningarna av överföringskapacitet i transmissionsnätet då fanns. Kraftsystemet förändras ständigt och under 2020 påbörjades en europeisk översyn av elområdesindelningen inom EU i enlighet med elmarknadsförordningen. Transmissionsnätoperatören i Sverige, Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät), ansvarar för att presentera förslag till översynen samt för att utreda och analysera alternativa indelningar. Det slutgiltiga beslutet om vilka indelningar som

ska analyseras tas av ACER under 2022. Efter analys av de olika indelningarna kan det bli fråga om en eventuell förändring av de svenska elområdena.

1.1.2 Nätföretagens roll

Transmissionsnätsoperatören

Svenska kraftnät, som driver och förvaltar det svenska transmissionsnätet, är också den myndighet som är systemansvarig³ för det svenska överföringssystemet. Svenska kraftnät har till uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. De ska även tillhandahålla överföringskapacitet och Ei har i egenskap av tillsynsmyndighet uppdraget att granska och säkerställa att Svenska kraftnät följer reglerna för transmissionsnätsoperatörer på den inre elmarknaden.⁴

Enligt elmarknadsdirektivet ska de systemansvariga för överföringssystemen certifieras; detaljerade regler om detta finns i nationell lagstiftning⁵. Ei beslutade i juli 2012 att certifiera Svenska kraftnät som systemansvarig för det svenska transmissionsnätet för el. Certifieringen gäller tills vidare men kan omprövas av Ei om den systemansvarige inte lever upp till kraven för certifieringen.

Distributionsnäten

De svenska region- och lokalnäten drivs av ett stort antal elnätsföretag där varje elnätsföretag har ett lokalt monopol, det vill säga ensamrätt att distribuera el. Ei beslutar om ensamrätt i form av tillstånd (nätkoncession). För att säkerställa att elnätsföretagen som har ensamrätten inte utnyttjar sin monopolställning beslutar Ei om företagets intäkter genom intäktsramen, se avsnitt 1.1.7 Elnätsavgifter och intäktsramen för elnätsföretag. Det går också att ansöka hos Ei om prövning av avgifter för anslutning till elnätet.

Juridisk, redovisningsmässig samt funktionell åtskillnad av elföretag

I och med att elnätsföretag drivs som reglerade monopol medan elhandelsföretag och elproduktion agerar på en konkurrensutsatt marknad är det viktigt att dessa verksamheter skiljs åt när de förkommer inom samma koncern. För att förhindra korssubventionering⁶ får nätverksamhet i Sverige inte bedrivas i samma juridiska person som bedriver produktion av eller handel med el. Detta innebär att elnätverksamhet måste vara juridiskt åtskild från företag som bedriver

³ Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet enligt ellagen och har därmed det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el.

⁴ I Sverige finns ingen oberoende systemansvarig. Därför är de bestämmelser som särskilt omfattar tillsyn av oberoende systemansvariga inte tillämpliga för Ei.

⁵ I lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el finns bestämmelser om certifiering av transmissionsnätsföretag. Lag (2022:596).

⁶ När företag strategiskt använder intäkter från en del av verksamheten för att finansiera en annan del av verksamheten.

produktion av eller handel med el. Ett elnätsföretag får dock producera el om den är avsedd för att täcka nätförluster eller för att ersätta utebliven el i händelse av elavbrott. Nätverksamhet ska även ekonomiskt redovisas skilt från all annan verksamhet och alltså vara redovisningsmässigt åtskild från annan verksamhet som får bedrivas i samma juridiska person som nätverksamheten.

Utöver detta finns ett krav på att vissa elnätsföretag ska vara funktionellt åtskilda från företag som bedriver produktion av eller handel med el.⁷ Funktionell åtskillnad innebär bland annat att en person som är styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare i en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte samtidigt får vara styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare i en juridisk person som bedriver produktion av el eller handel med el. Den funktionella åtskillnaden gäller de företag som bedriver nätverksamhet och som ingår i en koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare, vilket endast gäller sju av Sveriges över 170 elnätsföretag.

Alla företag som bedriver nätverksamhet inom en koncern som även bedriver produktion av eller handel med el ska enligt ellagen⁸ upprätta en övervakningsplan. Företagen ska årligen publicera en rapport som redogör för de åtgärder de genomfört enligt planen. Syftet med övervakningsplanen är att säkerställa att företagen agerar objektivt och inte otillbörligt gynnar någon aktör på marknaden. I övervakningsplanen ska det framgå vilka åtgärder företaget avser genomföra för att motverka diskriminerande beteende gentemot övriga aktörer på marknaden.

1.1.3 Utbyggnad av elnätet

Det svenska transmissionsnätet befinner sig i en period av omfattande utbyggnad. Nätet förstärks för att möjliggöra ny elproduktion, fördjupa marknadsintegrationen med omvärlden och bidra till skapandet av en gemensam europeisk elmarknad. Samtidigt finns det ett betydande nyinvesterings- och reinvesteringsbehov.

Svenska kraftnät publicerade under 2021 en uppdaterad systemutvecklingsplan⁹ för perioden 2022 till 2031. Där beskrivs bland annat Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan som omfattar en rad olika planerade nätinvesteringar. Exempel på dessa är Västkustprogrammet som består av flera projekt för att eliminera flaskhalsproblemen vid västkusten, samt programmet Nord-syd som innehåller ett 50-tal olika projekt som syftar till att öka kapaciteten mellan elområdena SE2 och

⁷ I enlighet med Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG.

⁸ 1997:857, 3 kap. 17 §.

⁹ [Systemutvecklingsplan 2022-2031 – Vägen mot en dubblerad elanvändning | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://www.svk.se/om-svk/nyheter-och-press/2021/systemutvecklingsplan-2022-2031-vagen-mot-en-dubblerad-elanvandning)

SE3 fram till 2040. Därutöver finns en lång rad projekt gällande nya anslutningar, systemförstärkningar och reinvesteringar i stamnätet.

Sydvästlänken

Ett av de större projekten som pågått för att öka kapaciteten och driftsäkerheten i det nordiska kraftsystemet är Sydvästlänken. Syftet med ledningen är att minska de överföringsbegränsningar som finns från Mälardalsregionen till södra Sverige. Sydvästlänken byggs i två delar med knutpunkt vid Jönköping. Från knutpunkten går en länk söderut till Skåne, den andra går norrut till Hallsberg. I juli 2021 färdigställdes projektet när andra delen av Sydvästlänken togs i drift, en två gånger 600 MW likströmsförbindelse mellan Bankeryd och Hurva som förstärker överföringskapaciteten mellan elområdena SE3 och SE4.

Andra projekt inom Sverige

Svenska kraftnät har även förnyat ledningen mellan Hurva och Sege, vilket bidrar till att öka kapaciteten i Malmöregionen. Förbindelsen är även viktig för användningen av förbindelserna Sydvästlänken och Baltic Cable¹⁰

Utöver Sydvästlänken pågår en rad projekt för att förstärka elnäten i storstadsregionerna och överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena. Ett sådant projekt är Svenska kraftnäts projekterade ledning mellan Skogssäter (Trollhättan) och Stenkullen (Lerum) som ska bidra till att säkra elförsörjningen i Västra Götaland. Ett annat är projektet Stockholm Ström¹¹ som syftar till att elnätet i Stockholmsregionen förstärks och förnyas för att möta framtidens behov av säkra elleveranser. Svenska kraftnät har tillsammans med region- och lokalnätsägarna Vattenfall och Ellevio föreslagit en helt ny struktur för regionens elnät som nu implementeras i ett femtiotal projekt.

Projekt av gemensamt intresse

En viktig fråga för medlemsstaterna är att öka leveranssäkerheten och försörjningstryggheten för el och gas inom EU. För att åstadkomma detta lyfts ett antal infrastrukturprojekt upp som så kallade projekt av gemensamt intresse (Projects of Common Interest – PCI). Dessa projekt har ett särskilt regelverk som syftar till att förenkla och samordna tillståndprocesser mellan länderna, men också regler som ger projektägarna möjlighet att söka särskilda EU-medel för att underlätta finansieringen. För perioden 2021–2027 finns 42,3 miljarder euro i den så kallade CEF-fonden¹² som projektägarna kan söka. Projekten ska bidra till integrering av marknaden och öka konkurrensen, leda till bättre försörjningstrygghet och minska koldioxidutsläppen.

¹⁰ Baltic Cable är en förbindelse mellan elområde SE4 och Litauen.

¹¹ [Stockholms Ström | \(stockholmsstrom.net\)](http://stockholmsstrom.net)

¹² Connecting Europe Facility.

Ei har flera uppgifter enligt regelverket, bland annat att delta i utvärderingen av de projekt som ansöker om att få bli PCI-projekt, rapportera hur projekten framskrider och fatta beslut om hur kostnaderna ska fördelas mellan de inblandade länderna, på engelska cross border cost allocation(CBCA).

Sverige har för närvarande två PCI-projekt för el varav det ena utgörs av 400 kV-ledningen Ekhyddan–Nybro–Hemsjö som preliminärt uppskattas tas i drift 2025. Detta projekt syftar till att öka driftsäkerheten i transmissions- och regionnäten och att trygga elförsörjningen till likströmsförbindelsen NordBalt mellan Sverige och Litauen. Projektet bidrar också till att öka överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena SE3 och SE4 och till att överföringsförlusterna i det svenska elnätet reduceras med cirka 275 GWh/år vilket i sin tur leder till minskad miljöpåverkan i det integrerade europeiska elenergisystemet.

Det andra PCI-projektet för el utgörs av en 400-kV kabel från Messaure i norra delen av Sverige till Keminmaa i Finland. Detta projekt planeras av Svenska kraftnät tillsammans med Finlands transmissionsnätsoperatör Fingrid och planeras att tas i drift under slutet av 2025.¹³ Den planerade ledningen mellan Sverige och Finland är tänkt att resultera i stor nytta för hela den nordiska elmarknaden, öka försörjningssäkerheten i Finland, integrera Sverige ytterligare i det nordiska elsystemet och möta framtida behov av säkra elleveranser. Utbyggnadsförslaget utgörs av en cirka 180 kilometer lång sträckning mellan station Messaure i Jokkmokks kommun och finska gränsen i Torne älv vid Risudden, Övertorneå kommun. Totalt beräknas hela luftledningen bli 380 kilometer och kommer gå parallellt med befintlig transmissionsnätsledning på samma sträcka.

1.1.4 Gränsöverskridande frågor och överföringsbegränsningar

Enligt EU:s regelverk har en transmissionsnätsoperatör en skyldighet att överföra el på lika villkor och överföringen till och från grannländer får inte begränsas för att prioritera inhemska kunder. I stort klarar det svenska transmissionsnätet att överföra el inom Sverige och till våra grannländer, även om det stundtals råder vissa överföringsbegränsningar i elnätet.

Avhjälpan åtgärder för att hantera överföringsbegränsningar som Svenska kraftnät kan använda sig av är mothandel eller omdirigering. Det innebär att Svenska kraftnät betalar för en ökad elproduktion i underskottsområdet och motsvarande mängd minskad elproduktion i överskottsområdet. Kostnaderna för dessa åtgärder ökar kostnaderna för Svenska kraftnät och ger därmed signaler om

¹³ <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnaten/transmissionsnatsprojekt/aurora-line/>

att nätet behöver förstärkas. En förutsättning för att kunna mothandla är att det finns produktionsresurser i det aktuella underskottsområdet.

70-procentsregeln

Elmarknadsförordningen ställer krav på att minst 70 procent av den begränsande punktens kapacitet ska finnas tillgänglig för handel mellan elområden.

Systemansvarig för överföringssystem i Sverige, Svenska kraftnät, får alltså inte begränsa den överföringskapacitet som ska göras tillgänglig för handel mellan elområden. Detta är en förutsättning för att den europeiska integrerade marknaden ska fungera effektivt.

Om det råder problem med överbelastning i nätet ska överbelastningen avhjälpas genom åtgärder som mothandel och omdirigering så att gränsen på 70 procent av den begränsande punktens överföringskapacitet inte underskrids.

Om det är nödvändigt av driftsäkerhetsskäl får tillsynsmyndigheten (Ei) dock tillåta undantag från kravet på att 70 procent av överföringskapaciteten ska hållas tillgänglig. Undantag kan ges för högst ett år i taget, eller upp till högst två år förutsatt att undantagets omfattning minskar avsevärt efter det första året.

På grund av problem med öst-västliga flöden, samt västkustsnittet, som båda beskrivs nedan, har Svenska kraftnät under 2020 och 2021 därför ansökt och delvis beviljats undantag av Ei från 70-procentregeln.

Östvästligt flöde

Sverige fungerar som ett transitland för el inom Norden och är sammanlänkat med Norge, Finland och Danmark, men också med grannländerna Polen, Tyskland och Litauen. Transmissionsnätet är främst byggt för flöden som går från norra Sverige till södra Sverige. Ei har under 2021 begärt in uppgifter från Svenska kraftnät om den gränsöverskridande överföringen i transmissionsnätet¹⁴.

Under 2021 har det östvästliga flödet av el genom transmissionsnätet däremot ökat, främst i elområde SE3¹⁵. Flödet har uppkommit som en konsekvens av att det nordiska elsystemet genomgår flera förändringar. Exempelvis har två av reaktorerna i Ringhals kärnkraftverk tagits ur drift under 2020 och 2021. I slutet av 2020 togs också sammanlänkningslinjen mellan Norge (elområde NO2) och Tyskland/Luxemburg i drift. Under slutet av 2021 har även en sammanlänkning mellan Norge (elområde NO2) och Storbritannien tagits i drift. Dessa händelser bidrar till ett högre energiflöde från öst till väst. Eftersom nätet inte är helt anpassat för stora flöden i den riktningen har Svenska kraftnät vidtagit åtgärder

¹⁴ Ei:s ärende 2021-100460

¹⁵ Ei:s ärende 2021-102559

för att undvika överbelastning i elnätet, vilket bland annat resulterat i överföringsbegränsningar.

Svenska kraftnät ansökte under 2021 om undantag¹⁶ från den så kallade 70-procentsregeln för de överföringsledningarna som påverkas av det östvästliga flödet. Ei har i beslut under 2022 bedömt att Svenska kraftnät bör få undantag från 70-procentsregeln för det östvästliga flödet, det vill säga för elområdesgränserna FI-SE3, men även SE3-DK1 och SE3-NO1. Eftersom den danska och finska tillsynsmyndigheten motsatt sig ett undantag prövas frågan av ACER.

Västkustsnittet

Västkustsnittet är ett tvärsnitt i det svenska transmissionsnätet som ligger i västra Sverige inom elområde SE3 och består av ett antal kritiska linjesegment¹⁷ som i vissa flödessituationer i det nordiska nätet påverkar hur mycket överföringskapacitet som kan tilldelas marknaden.

Problem med överbelastning i västkustsnittet uppstår enligt uppgift från Svenska kraftnät under perioder med norrgående flöde i det svenska transmissionsnätet. Den generella maxkapaciteten på cirka 2 300 MW räcker då inte till för att hantera det norrgående flödet.

För att hantera överbelastning ska Svenska kraftnät i första hand använda avhjälpan åtgärder, såsom mothandel och omdirigering. När dessa åtgärder inte räcker till för att kunna driva nätet inom säkerhetsgränserna har Svenska kraftnät begränsat den tilldelade kapaciteten. Svenska kraftnät har för åren 2020 och 2021 därför beviljats undantag från 70-procentsregeln för sex olika sammanlänkningslinjer (SE3-NO1, DK1-SE3, DK2-SE4, DE/LU-SE4, PL-SE4 och LT-SE4) för att upprätthålla driftsäkerheten. Förekomsten av sådana situationer när begränsningar har behövt ske har beräknats med stöd av den metod som rekommenderas av ACER¹⁸ och av resultatet framgår att begränsningarna minskat betydligt under 2020. Under 2021 har situationer med höga flöden i västkustsnittet observerats mycket sällan. Ei har bedömt att något undantag från 70% regeln inte är motiverat för år 2022¹⁹.

¹⁶ Ei:s ärende 2021-102881

¹⁷ Begreppet "kritiska linjesegment" syftar på det engelska begreppet "critical network elements with contingencies (CNEC)". Detta är också i överensstämmelse med den svenska översättningen av elmarknadsförordningen. Alternativa svenska översättningar som använts av bl.a. Svenska kraftnät är "kritiska nätelement".

¹⁸ [ACER and NRAs practical note MACZT - Copy.docx \(europa.eu\)](#)

¹⁹ [ACER får avgöra om Svenska kraftnät ska få undantag från 70-procentsregeln - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#)

1.1.5 Kapacitetsutmaningen i nätet

Energiomställning, urbanisering och en åldrande nätinфраstruktur har lett till en ansträngd kapacitetssituation i delar av Sveriges elnät. I flera regioner har det medfört att nätföretag har behövt neka nya anslutningar till det lokala elnätet. Detta hämmar både tillväxt och omvandling till ett mer hållbart samhälle. Under 2020 publicerade Ei, på uppdrag av regeringen, rapporten *Kapacitetsutmaningen i elnäten*²⁰. Där presenterar Ei en handlingsplan med åtgärder för att avhjälpa kapacitetsbristen i elnäten på kort och lång sikt.

Smarta elnät

För att möjliggöra omställningen av energisystemet behöver elnäten ha den funktionalitet som behövs för att överföra el i det nya energisystemet. Smarta elnät används ofta som ett samlingsbegrepp för att beskriva framtidens elnät. Begreppet handlar både om ny teknik, nya tjänster och nya förutsättningar för reglering och marknadsdesign i syfte att möjliggöra energiomställningen. Smarta elnät är inget självändamål utan ska ses som ett verktyg för att skapa nytta för elkunderna och för samhället i stort. Smarta elnät kan bidra till integreringen av förnybar energi, ökad energieffektivitet och ett mer motståndskraftigt och tillförlitligt elnät.

Ei ska enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät med utgångspunkt i en begränsad uppsättning indikatorer. Under 2021 publicerade Ei rapporten *Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät*²¹ där Ei presenterar ett antal utvalda indikatorer som ska förklara utvecklingen av smarta elnät i Sverige.

Under 2021 presenterade Ei rapporten *Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät*²². I rapporten utvecklar Ei, på regeringens uppdrag, såväl ett strategiskt som operativt arbete med smarta elnät. I rapporten gör Ei en utvärdering av samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät jämfört med andra alternativ. Utvärderingen omfattar olika scenarier av sammansättningen av elproduktionen i det nordiska elkraftsystemet samt en ökad elektrifiering i samhället.

Nätutvecklingsplaner

Enligt elmarknadsdirektivets artikel 32.3 ska utvecklingen av distributionssystem baseras på en transparent nätutvecklingsplan. Syftet med nätutvecklingsplanen är att skapa transparens vad gäller de flexibilitetstjänster som behövs på medellång och lång sikt, och att ange planerade investeringar under de kommande 5–10 åren, med särskild tonvikt på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för

²⁰ Kapacitetsutmaningen i elnäten (EiR2020:06).

²¹ Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät (EiR2021:07).

²² Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät (EiR2021:06).

att ansluta ny produktionskapacitet och nya förbrukare inklusive laddningsstationer för elfordon.

Alla region- och lokalnätstämåret ska därefter upprätta nätutvecklingsplaner som ska skickas in till Ei. Även transmissionsnätoperatörer är skyldiga att upprätta en investeringsplan som de ska skicka in till Ei²³. Detta medför att region- och lokalnätstämåret i högre utsträckning än i dag kan behöva samordna nätutbyggnad med andra nätstämåret och med Svenska kraftnät. I framtiden kommer därefter nätutvecklingen på alla nätstämåret att genomsyras av större transparens och helhetssyn. Nätstämåret behöver också samråda med berörda systemanvändare om de scenarier som ligger till grund för prognoser för ökad förbrukning, produktion med mera.

Nätutvecklingsplaner ska enligt elmarknadsdirektivet inte bara omfatta prognoser för investeringar i infrastruktur, utan de ska även skapa transparens avseende nätstämårets framtida behov av resurser som kan användas som ett alternativ till en utbyggnad av elnätet, till exempel flexibilitetstjänster.

Reglerna kring nätutvecklingsplaner träder i kraft i Sverige under juli 2022. Ei har fått bemyndigande att meddela föreskrifter om vilken information planerna ska innehålla, hur samrådet ska ske, samt hur nätutvecklingsplanerna ska rapporteras in till myndigheten och offentliggöras. Ei har påbörjat föreskriftsarbetet.

Efterfrågefleksibilitet

På en framtida elmarknad med en högre andel variabel elproduktion blir det viktigt att ta tillvara samtliga flexibilitetsresurser i elsystemet. En sådan flexibilitetsresurs är kundernas möjlighet att variera sin förbrukning över tid, så kallad efterfrågefleksibilitet. För att åstadkomma efterfrågefleksibilitet behöver elkunder förändra sin elförbrukning utifrån olika signaler. Till exempel kan kunderna ges signaler att minska sin elförbrukning när elnätet är hårt belastat, eller att öka sin förbrukning när elpriset är lågt, vilket exempelvis är fallet vid god tillgång till elproduktion från vindkraft. Efterfrågefleksibilitet möjliggör en effektivare resursanvändning och kan underlätta frekvenshållningen i elsystemet. Efterfrågefleksibilitet kan också underlätta vid effektbristsituationer och lokala nätproblem.

Elnätstämåret får enligt ellagen (1997:857) inte ställa tekniska krav eller andra villkor som gör det svårt för marknadens aktörer att tillhandahålla tjänster för efterfrågefleksibilitet, om inte villkoret är motiverat med hänsyn till en säker, tillförlitlig och effektiv drift av elnätet.

²³ Prop. 2021/22:153.

Ei har ett övergripande ansvar att främja efterfrågeflexibilitet på elmarknaden i Sverige. Ei ska årligen sammanställa och offentliggöra de tekniska krav och andra villkor som finns för tillhandahållandet av tjänster i form av ändrad elanvändning. Undersökningen för år 2021 indikerar, liksom tidigare års undersökningar, att elnätsföretag inte ställer tekniska krav och villkor som inte är motiverade av en säker, tillförlitlig och effektiv drift av elnätet.

1.1.6 Leveranssäkerhet och avbrott

Regler om leveranssäkerhet och avbrottsersättning

Elnätsföretagen är skyldiga att göra risk- och sårbarhetsanalyser samt att upprätta åtgärdsplaner som visar hur leveranssäkerheten i de egna näten ska förbättras. Syftet med bestämmelserna är att elnätsföretagen genom förebyggande arbete ska minska sårbarheten i elnätet och att bidra till att uppfylla ellagens funktionskrav att elavbrott inte får överstiga 24 timmar. Ei har utfärdat föreskrifter om den årliga redovisningen av risk- och sårbarhetsanalyser i elnäten som även omfattar att en redovisning baserad på risk- och sårbarhetsanalysen samt åtgärdsplanen ska lämnas in till Ei.

Utöver det funktionskrav som finns i ellagen har Ei tagit fram föreskrifter om vilka andra krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet. Delar av föreskrifterna om tekniska krav på trädsäkring av regionnätledning och funktionskrav för högre lastnivåer utfärdades 2010 medan föreskrifter avseende krav på spänningskvalitet utfärdades i mitten av 2011. Under 2013 kompletterades föreskrifterna med riktlinjer för antalet avbrott på kundnivå.

En elanvändare som drabbas av avbrott i elöverföringen i minst 12 timmar har rätt till ersättning från det elnätsföretag som den är ansluten till, så kallad avbrottsersättning. Kravet gäller för avbrott som faller inom elnätsföretagets kontrollansvar²⁴. Ersättningen är schabloniserad och ska betalas ut per automatik. Ei har meddelat föreskrifter om hur ett elnätsföretag ska informera sina kunder om reglerna för avbrottsersättning. I ellagen finns också bestämmelser om rätten till skadestånd från elnätsföretag vid person-, sak- eller förmögenhetsskada.

Ei bedömer leveranssäkerheten i elnätet utifrån avbrottsrapporteringen

En väl fungerande elförsörjning är av stor betydelse för samhällets funktion och utveckling. Sedan 2011 rapporterar elnätsföretagen årligen detaljerade data om avbrott på kundnivå, både för korta och för långa avbrott. Baserat på dessa uppgifter mäter och analyserar Ei leveranssäkerheten i de svenska elnäten, vilket

²⁴ Händelser inom kontrollansvaret är händelser som företaget rimligen kan förutse och för vilka nätföretagen kan förväntas dimensionera konstruktionen och driften av nätet.

till stor del görs genom att ta fram flera olika indikatorer. Elnätsföretagen ska också rapportera långvariga och omfattande elavbrott löpande till Ei.

Ett av syftena med rapporteringen är även att göra det möjligt för Ei att bedöma leveranskvaliteten i elnäten och att ingripa om de åtgärder som genomförts av elnätsföretagen är otillräckliga. Bedömningen av leveranskvaliteten får också betydelse för storleken på intäktsramen. Principen är att bristande kvalitet minskar intäktsramens storlek, läs om intäktsramen i 1.1.7 Elnätsavgifter och intäktsramen för elnätsföretag.

Tabell 1 visar elavbrott i lokalnäten åren 2003–2020. Siffrorna anger genomsnittliga värden per kund och delas in i oaviserade och aviserade avbrott. Aviserade avbrott är avbrotten som kunden underrättats om i god tid före avbrottet. Dessa avbrott kan vara motiverade av elsäkerhetsskäl eller av driftskäl, exempelvis på grund av reparationer och förebyggande underhåll i syfte att upprätthålla en god drift- och leveranssäkerhet. Enligt ellagen får inte det aviserade avbrottet pågå längre tid än åtgärden kräver.

Tabell 1. Elavbrott i lokalnäten på grund av fel i eget lokalnät, genomsnittliga värden per kund²⁵

År	SAIFI, aviserade avbrott (avbrott/år)	SAIFI, oaviserade avbrott (avbrott/år)	SAIDI, aviserade avbrott (minuter/år)	SAIDI, oaviserade avbrott (minuter/år)
2011	0,19	1,31	16	174
2012	0,14	1,03	17	75
2013	0,14	1,02	18	139
2014	0,15	0,98	16	69
2015	0,14	0,96	16	107
2016	0,15	0,85	18	61
2017	0,14	0,82	16	52
2018	0,13	1,01	15	73
2019	0,15	0,96	17	120
2020	0,17	0,83	17	65

Statistik för 2021 färdigställs under sommaren 2022. Källa: Ei

Elnät på landsbygden drabbas i genomsnitt av både fler avbrott och längre avbrottstider än elnät i tätorter. Landsbygdsnät är generellt sett mer exponerade för väderrelaterade störningar, bland annat på grund av att dessa nät ofta har en högre andel oisolerade luftledningarna och en lägre andel jordkabel jämfört med stadsnät. I syfte att minska elnätens sårbarhet mot extremt väder har andelen jordkabel i lokalnäten ökat. Jordkabel kan dock drabbas av icke väderberoende störningar, till exempel avbrott vid kabelbrott på grund av grävningssarbete eller åldrande komponenter. Inom kategorin luftledningarna är isolerade ledningar mer

²⁵ SAIFI=System Average Interruption Frequency Index (genomsnittligt antal avbrott per kund under året (antal avbrott/år)).

SAIDI=System Average Interruption Duration Index (genomsnittlig avbrottstid per kund under året (avbrottsminuter/år)).

robusta än oisolerade ledningar. Ungefär 99 procent av lokalnätens totala ledningslängd i lågspänningsnätet är isolerad. På mellan- och högspänningsnivån i lokalnäten är cirka 82 procent av ledningarna isolerade.²⁶

1.1.7 Elnätsavgifter och intäktsramen för elnätsföretag

Elnätsföretagen har som ovan nämnts monopol för att driva elnät och är därför inte utsatta för konkurrens. För att säkerställa att nätföretagen inte utnyttjar sin position och tar ut oskäligt höga avgifter från sina kunder utövar Ei tillsyn över elnätsföretagen.

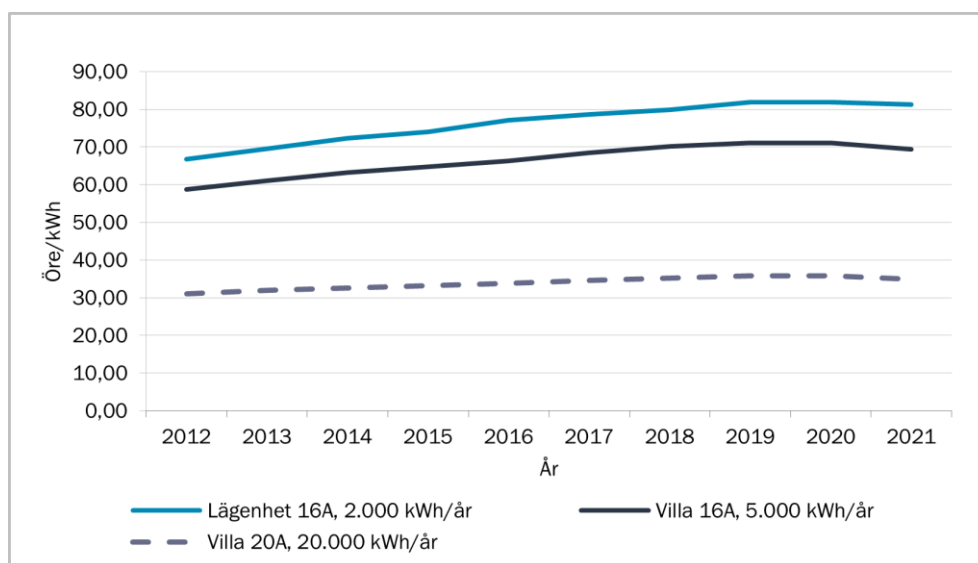
Elnätsavgifter

Elnätsavgifterna som varje kund betalar ska enligt ellagen vara objektiva och icke-diskriminerande samt vara förenliga med ett effektivt utnyttjande av elnätet. Objektiviteten handlar om att företagets samlade avgifter för en kundkategori måste reflektera de kostnader som nätföretaget har för just denna kategori. Företagen får därför ha olika avgifter för olika kundkategorier, till exempel villakunder och lägenhetskunder. Med icke-diskriminering avses att företagen inte får gynna en kundkategori på bekostnad av en annan kundkategori. Elnätsavgiften består ofta av en fast del (abonnemangsavgift) och en rörlig del (elöverföringsavgift). Den fasta delen varierar med säkringens storlek eller den abonnerade effekten. Den rörliga delen varierar utifrån kundens förbrukning. För att kunna jämföra elnätsföretagen samlar Ei in data från företagen för 15 olika typkundgrupper.

I Figur 2 visas hur nätavgifterna för olika typer av hushållskunder utvecklats de senaste åren. Mellan 2020 och 2021 minskade avgifterna i genomsnitt med 0,8 procent för lägenhetskunder, 2,4 procent för villakunder med säkring om 16 A och med 2,8 procent för villakunder med säkring om 20 A. I svenska kronor motsvarade det en minskning på cirka 14 kronor, 84 kronor och 201 kronor över året.

²⁶ Siffrorna gäller 2020. Statistik för 2021 färdigställs under hösten 2022.

Figur 2. Real utveckling av nätavgifter för hushållskunder²⁷



Källa: Ei

Kunder med låg elanvändning har i regel färre alternativ än kunder med hög elanvändning. Flertalet elnätsföretag erbjuder endast en avgiftstyp, så kallad enkeltariff, till kunder med låg förbrukning. Enkeltariff innebär att kunden betalar lika mycket oavsett när på dygnet elen förbrukas.

Ett alternativ till enkeltariff är någon form av tidsdifferentierad tariff där kunden betalar olika mycket per kilowattimme beroende på när på dygnet eller året förbrukningen sker. Ett antal elnätsföretag har även infört effektbaserade tariffer för hushållskunder. Båda dessa tariffer består av en mindre, fast avgift som är knuten till säkringsstorleken, vilken bestämmer det maximala effektuttaget. Förutom det innehåller tidstariffen även en avgift per kilowattimme – ett så kallat rörligt pris som beror på hur mycket el som förbrukas. Detta rörliga pris kan variera mellan dygnets timmar och/eller mellan säsonger. En effektbaserad tariff är å sin sida i stället baserad på effekt, den innehåller en avgift som debiteras på den effekt som kunden använder. Detta effektpris kan baseras på hushållets tidigare uppmätta högsta tim- eller timmedelseffekter²⁸. Även effektavgiften kan dock tidsdifferentieras likt tidstariffen och vara olika stor mellan olika tider på dygnet och/eller året.

Ei fick 2018 ett bemyndigande att föreskriva om hur utformningen av tariffer ska se ut. Sedan dess har ett projekt pågått på myndigheten för att utforma nättariffer som främjar ett effektivt nätutnyttjande. I mars 2022 beslutades den nya föreskriften som ska börja tillämpas 2027.

²⁷ Medelvärde uppräknat i 2021 års prisnivå, ej viktat.

²⁸ Mer info om tariffer finns i promemorian Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av nättariffer (Ei PM2020:06).

De nya föreskrifterna anger att nättariffer behöver innehålla fyra kostnadsriktiga delar för att de ska anses främja ett effektivt nätutnyttjande. Den första komponenten, energiavgiften, ska tas ut som en avgift per kilowattimme och utgå från marginalkostnaderna för överföring av el. Den får även variera över tid beroende på hur kostnaderna varierar i nätet. Den andra komponenten är effektavgiften, som ska baseras på de framåtblickande kostnaderna och tas ut som en avgift på uppmätt effekt (kr/kW). Effektavgiften ska enligt föreskriften tidsdifferentieras, alltså på något sätt variera över dygnet och/eller året. Den tredje komponenten är den kundspecifika avgiften, och den ska motsvara de kostnader som nätföretaget har för en specifik kund eller kundgrupp, i form av mätning, rapportering och dylikt. Denna avgift tas ut som en fast avgift. Den fjärde och sista komponenten är den tariffdel som ska motsvara verksamhetens övriga kostnader, som inte redan täckts av övriga delar (så kallade residualkostnader). Denna komponent ska tas ut av kunderna som en abonnemangsavgift, antingen som ett säkringsabonnemang eller som ett effektabonnemang. Kunderna ska så långt som möjlig uppfatta även denna kostnad som fast.

Ei:s beslut om intäkter från elnätsavgifter för distributionsföretag

Elnätsföretagens intäkter prövas genom att Ei på förhand fastställer en ram för varje nätföretags intäkter under en fyraårsperiod, en så kallad intäktsram. Efter tillsynsperioden stämmer Ei av företagets intäktsram för att avgöra om de hållit sig inom den på förhand beslutade intäktsramen.

Syftet med intäktsramarna är att elnätsföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader och att företagen får en rimlig avkastning. Den ska säkerställa att kunden får betala ett skäligt pris för överföringen av elen. Intäktsramarna ska bidra till att ge kunderna en långsiktigt god leveranssäkerhet och trygga den svenska elförsörjningen. Elnätsföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för att bedriva nätverksamhet.

Intäktsramarna ska, som tidigare redovisats, täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten, kapitalbasen. Kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av nätverksamheter med likartade objektiva förutsättningar ska anses som skäliga kostnader för att bedriva nätverksamheten. När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till kvaliteten i elnätsföretagens sätt att bedriva nätverksamheten. Detaljerna för beräkningen av intäktsramen anges i intäktsramsförordningen²⁹.

Av intäktsramsförordningen framgår det bland annat att anläggningarnas ålder ska beaktas vid bedömningen av företagets kapitalkostnader. Vidare anges

²⁹ Förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsföretag.

anläggningarnas ekonomiska livslängd, avskrivningstiden. Som en direkt följd av energieffektiviseringsdirektivet³⁰ har det också införts en bestämmelse i ellagen som anger att Ei vid bedömningen av intäktsramen också ska ta hänsyn till i vilken utsträckning nätverksamheten bedrivs på ett sätt som är förenligt med eller bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet. Ei har även meddelat föreskrifter med mer detaljerade regler om bedömningen av kvaliteten, effektiviteten och kostnaderna, bland annat hur anläggningarnas ålder ska bestämmas.³¹

Om ett elnätsföretags intäkter avviker från intäktsramen påverkar det intäktsramen för den efterföljande tillsynsperioden. Om företagets intäkter har varit lägre än vad ramen tillåter innebär det att intäktsramen för kommande period höjs med motsvarande belopp. Om nätföretaget i stället har överskridit ramen minskar intäktsramen för den kommande perioden och om överträdelserna överstiger 5 procent tillkommer ett överdebiteringstillägg som ytterligare minskar intäktsramen. I ellagen finns det också regler om omprövning av intäktsramarna under och efter tillsynsperioden.

Intäktsramen för Svenska kraftnät

Svenska kraftnäts intäktsram beslutas på förhand för en tillsynsperiod. Svenska kraftnät hade från 2012 till och med 2015 tillsynsperioder på ett kalenderår. Från och med 2016 har Svenska kraftnät en tillsynsperiod på fyra år, det vill säga samma period som övriga elnätsföretag.

De olika delarna i intäktsramen

De skäligena kostnader som företagen ska få täckning för genom intäktsramarna delas in i kapitalkostnader samt påverkbara och opåverkbara löpande kostnader. Hur de olika delarna i intäktsramen hänger ihop framgår av Figur 3.

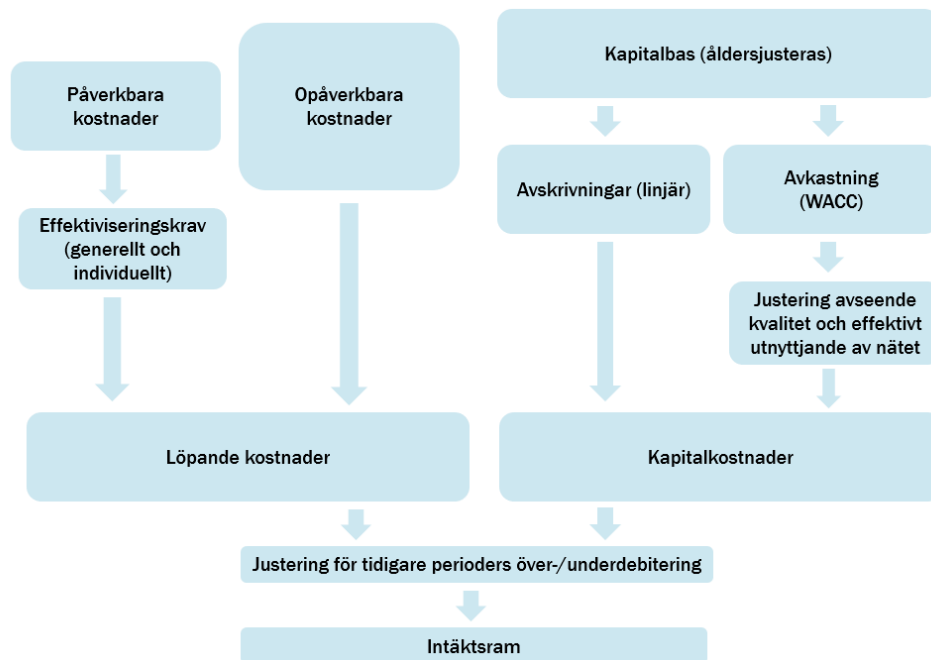
Kapitalkostnad är kostnad för att använda kapital. Grunden för beräkning av kapitalkostnaderna är kapitalbasen. I kapitalbasen ingår anläggningstillgångar, som exempelvis elledningar och nätstationer, som ett elnätsföretag använder för att bedriva nätverksamheten. Kostnaden utgörs av två delar, kostnad för kapitalförslitning (avskrivning) och kostnad för kapitalbindning (avkastning). Kapitalbasen värderas utifrån nuanskningsvärde och avkastningen beräknas

³⁰ Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG.

³¹ Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2019:4) om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram och Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2019:2) om beräkning av intäktsram för elnätsföretag.

med en real kalkylränta före skatt.³² När kapitalkostnaderna beräknas tar Ei hänsyn till investeringar som skett under respektive tillsynsperiod.

Figur 3. Delar i intäktsram el



Avkastningens storlek påverkas också dels av kvaliteten i nätverksamheten, dels av hur effektivt nätet utnyttjas. Kvaliteten bedöms utifrån avbrott i överföringen. Avgörande vid bedömningen av effektiviteten är nätförluster och belastningen på nätet. Dessa incitament får tillsammans högst öka eller minska den regulatoriska avkastningen med en tredjedel per år.

Opåverkbara kostnader är bland annat kostnader för nätförluster, abonnemang till överliggande och angränsande nät, anslutning till överliggande och angränsande nät och kostnader för myndighetsavgifter. Företagen får full täckning för opåverkbara kostnader.

Exempel på påverkbara kostnader är kostnader för drift och underhåll samt kundspecifika kostnader för exempelvis mätning, beräkning och rapportering. Ei använder företagens historiska kostnader som utgångspunkt för att fastställa de påverkbara kostnaderna för tillsynsperioden. För att kunderna ska få del av förväntade produktivitetsökningar innehåller regleringen ett krav på effektivisering. Effektiviseringskravet innebär en årlig minskning av de påverkbara kostnaderna mellan 1 och 1,82 procent beroende på företagets effektivitet.

³² Ei har i domstolsprocess medgett en kalkylränta om 2,35 procent för tillsynsperioden 2020–2023.

Under april 2021 fattade regeringen beslut om lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet. Syftet med lagen är att skapa särskilda drivkrafter för elnätsföretag att göra investeringar som ökar kapaciteten i elnätet. I praktiken innebär lagen att de företag som har ett outnyttjat utrymme kvar från tillsynsperioden kan få använda detta utrymme till ersättning för investeringar under tillsynsperioden 2020-2023. Det krävs dock att företagen ansöker om att få använda detta utrymme.

I slutet av 2021 hade det kommit in cirka ett 60-tal ansökningar om särskilt investeringsutrymme och Ei har fattat beslut om dessa ansökningar löpande. Beloppen som företagen sammanlagt kan ansöka om rör sig om cirka 35 miljarder kronor i 2018 års prisnivå, innan avdrag och justeringar. Beloppen som följer av besluten är preliminära och kan utöka företagets intäktsramar under åren 2020–2031. Företagen kan även ansöka om särskilt investeringsutrymme för kommande tillsynsperiod 2024–2027.

Förslag till lagändring gällande incitament för effektivisering på totalt kapital

Under 2020 lämnade Ei ett förslag till ändring av ellagen som gör det möjligt att införa incitament i regleringen som styr nätföretagen mot andra lösningar än traditionella nätinvesteringar när det är motiverat, för att uppnå kostnadseffektivitet i nätverksamheten på sikt. Förändringen syftar till att ge nätföretagen incitament att arbeta med att effektivisera hela nätverksamhetens kostnads massa, både kapitalkostnader och löpande kostnader, inte bara påverkbara kostnader vilket är fallet idag. Förslaget remitterades av Regeringskansliet under förra året.

Nuvarande osäkerhet kring de rättsliga förutsättningarna för regleringen (läs mer om detta nedan i avsnitt *Domstolsprocesser under tillsynsperioderna*) innebär dock att möjligheterna att införa förslaget tills vidare är oklara. Inom nuvarande reglering finns det däremot utrymme att göra andra justeringar i den modell som används för att beräkna elnätsföretagens effektivitet. Eftersom nätföretagen har olika förutsättningar, beroende på bland annat geografiska och demografiska skillnader, så kan kostnaden för att bedriva verksamheten variera trots att näten har liknande kapacitet. Det är viktigt att effektiviseringskravet grundar sig på en så träffsäker modell som möjligt för att regleringen ska ge incitament till kostnadseffektiva nät och inte styra i en oönskad riktning. Därför finns det behov av att löpande utvärdera och utveckla denna modell framöver. Bland annat har Ei beställt en konsultstudie som ska vara färdig i början av 2022.

Domstolsprocesser under tillsynsperioderna

Under 2019 fattade Ei 179 beslut om intäktsramar inför tillsynsperioden 2020–2023. Cirka 120 beslut överklagades till förvaltningsrätten. Det som företagens överklaganden främst handlar om är ifall Ei får tillämpa intäktsramsförordningen,

vilken beskrivits kortfattat ovan, vid fastställandet av elnätsföretagens intäktsramar eller om bestämmelserna om kalkylräntan i intäktsramsförordningen strider mot ellagen eller elmarknadsdirektivet och därför inte ska få användas av Ei. Denna fråga har betydelse för stora delar av beräkningen av intäktsramarna. Förvaltningsrätten meddelade i slutet av februari 2021 att bestämmelserna om kalkylräntan i intäktsramsförordningen inte ska få användas och återförvisade målen till Ei. Ei överklagade förvaltningsrättens domar till Kammarrätten i Jönköping.

I juni 2022 meddelade Kammarrätten i Jönköping domar i målen som handlar om elnätsföretagens intäktsramar för perioden 2020–2023³³. Kammarrättens domar innebär att intäktsramsförordningen och tidigare domstolsavgöranden inte ska tillämpas vid beräkning av elnätsföretagens avkastning. Istället ska Ei utgå ifrån de ramar som det unionsrättsliga regelverket ställer upp när avkastningen ska bestämmas. I domen poängteras Ei:s roll som oberoende tillsynsmyndighet med en exklusiv befogenhet. Om domarna inte överklagas innebär de att Ei nu har att fastställa intäktsramar på nytt för tillsynsperioden 2020–2023 utifrån elmarknadsdirektivets mål och kriterier.

Ansökta och beslutade intäktsramar

Nivån på intäktsramarna i Tabell 2 visar vilka intäktsramar som elnätsföretagens ansökt om, Ei:s beslutade intäktsramar och de intäktsramar som fastställts efter prövning i domstol för tillsynsperioderna 2012–2015 och 2016–2019.³⁴ Vid jämförelser mellan de olika tillsynsperioderna ska det noteras att beloppen för tillsynsperioderna anges i olika års prisnivåer.

Tabell 2. Intäktsramar

Intäktsramar, miljarder kronor	Ansökta belopp	Beslutade ramar	Ramar efter domstolens prövning
2012–2015 (2010 års prisnivå)	183	160 ³⁵	196 ³⁶
2016–2019 (2014 års prisnivå)	176	164 ³⁷	173 ³⁸
2020–2023 (2018 års prisnivå)	. ³⁹	168	. ⁴⁰

Källa: Ei

³³ Mål: 1103--1222-21. [Nationella bestämmelser för att beräkna elnätsföretagens avkastning strider mot unionsrätten - Kammarrätten i Jönköping \(domstol.se\)](#)

³⁴ Svenska Kraftnäts intäktsram är inte inkluderad i tabellen.

³⁵ Ei medgav i domstolsprocessen att den övergångsmetod som använts ändrades i några delar.

Konsekvensen blev bland annat att intäktsramarna då ökade från cirka 150 till 160 miljarder kronor.

³⁶ De 196 miljarder kr motsvarar efter avstämda uppgifter och i 2014 års prisnivå cirka 201 miljarder kr.

³⁷ Ei medgav ändrad kalkylränta från 4,53 till 4,56 procent i domstolsprocessen och intäktsramarna ökade då från 163 till 164 miljarder.

³⁸ På företagets ansökan om korrigering av kapitalbas omprövade Ei ett antal intäktsramar under tillsynsperioden 2016–2019. De omprövade intäktsramarna ledde till att intäktsramarna ökade från 172 till 173 miljarder.

³⁹ Från och med tillsynsperioden 2020–2023 ansöker inte företagen om belopp. Alla företag får en intäktsram utifrån vad beräkningen medger och Ei justerar beräkningen efter perioden utifrån de faktiska förutsättningarna.

⁴⁰ Då domstolsprocesser pågick fram till juni 2022 har det inte gått att kartlägga någon ram ännu. Om domarna inte överklagas ska Ei på nytt fastställa intäktsramar för perioden 2020–2023 utifrån elmarknadsdirektivets mål och kriterier.

1.2 Grossistmarknaden för el

Elpriset varierar med utbud och efterfrågan för varje timme. Elmarknaden är speciell i och med att det vid varje tidpunkt måste produceras lika mycket el som förbrukas för att systemet ska vara i balans och driften ska vara säker. För att hantera detta har marknaden delats in i olika delmarknader.

1.2.1 Elhandelssystemet

Elhandelssystemet kan delas in i fyra delmarknader där handeln med el sker vid olika tidpunkter i förhållande till leverans: prissäkringsmarknaden, dagenföremarknaden, intradagsmarknaden och slutligen balansmarknaden, se Figur 4.

Figur 4. Elhandelssystemet



Källa: Ei (OTC = bilateral handel - over the counter)

Det finns organiserade marknadsplatser för handel på de olika delmarknaderna. Utöver handel på dessa marknadsplatser är det möjligt att handla el bilateralt mellan aktörer. Priserna på de organiserade marknadsplatserna fungerar som referenspriser för den bilaterala handeln.

Dagenföre-, intradags-, balans- och risksäkringsmarknaden styrs av EU:s regelverk. Dagenföre och intradagsmarknaden regleras i CACM medan balansmarknaden och risksäkringsmarknaden styrs av regler i EB respektive FCA

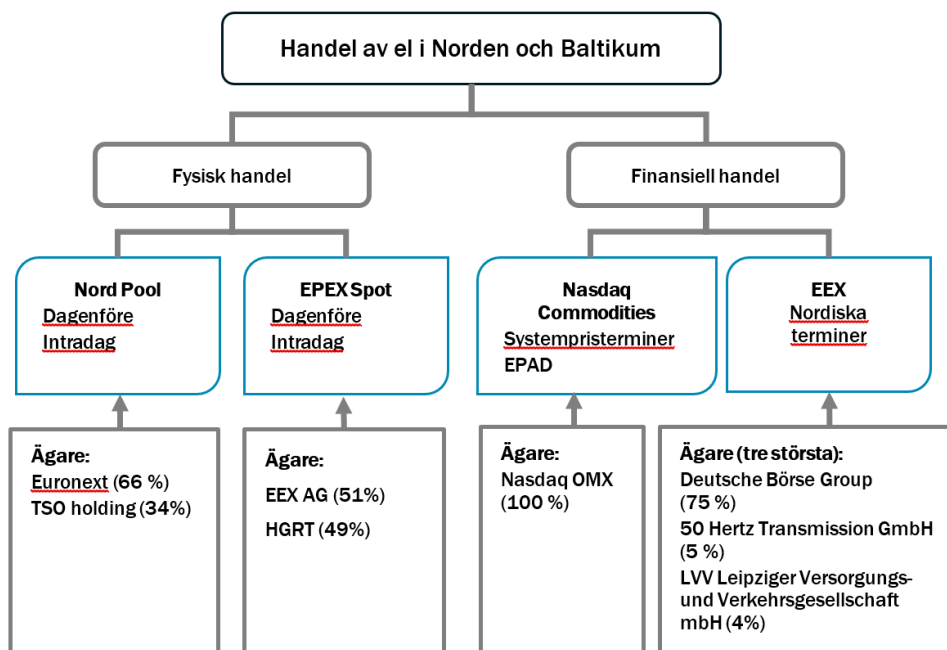
Handelsplatser för el

Enligt CACM behöver en elbörs ha tillstånd för att bedriva elbörsverksamhet i ett elområde. Nord Pool och EPEX Spot har tillstånd att agera som nominella elmarknadsoperatörer (NEMO) och får bedriva elbörsverksamhet på dagenföremarknaden och intradagsmarknaden i Sverige. Nasdaq Spot har tillstånd att bedriva elbörsverksamhet på dagenföremarknaden. I nuläget har enbart Nord Pool och EPEX Spot en etablerad verksamhet.

Nord Pools dagenföremarknad är marknadsplats för merparten av den fysiska handeln med el i Norden och Baltikum. Under 2021 handlade nordiska aktörer cirka 671 TWh på Nord Pools dagenföremarknad, och cirka 47 TWh på EPEX Spot. Den större delen av all el som handlas i Norden handlas på dagenföremarknaden.

För Sverige och Norden organiserar såväl Nasdaq Commodities som EEX handel med och avräkning av finansiella kontrakt, se mer nedan under rubriken Prissäkringsmarknaden.

Figur 5. Handelsplatser för el på den nordisk-baltiska marknaden



Källa: Nord Pool⁴¹, EPEX Spot, Nasdaq Commodities och EEX

Prissäkringsmarknaden

Det finns flera sätt för aktörerna att hantera variationen i pris på elmarknaden. I Norden används huvudsakligen kombinationer av olika finansiella kontrakt för prissäkring, och i övriga EU används huvudsakligen långsiktiga överföringsrättigheter.

Prissäkringsmarknaden styrs av reglerna i FCA-regelverket. Reglerna syftar till att säkerställa att marknadsaktörer har tillräckliga möjligheter att hantera de ekonomiska riskerna som finns på elmarknaderna.

I Sverige och övriga Norden sker prissäkring vanligast genom att aktörerna handlar med systempriskontrakt, som i vissa fall kombineras med EPAD-kontrakt

⁴¹ De nordiska systemoperatörerna tillsammans med den litauiska (Litgrid) äger totalt 34 % av Nord Pool genom ett gemensamt holdingbolag, TSO holding.

(Electricity Price Area Differentials). Ett systempriskontrakt är knutet till systempriset⁴² som avräkningspris. Den prisrisk som återstår, det vill säga skillnaden mellan priset i ett specifikt elområde och systempriset, risksäkras med hjälp av EPAD-kontrakt.

Prissäkringskontrakt i Sverige kan handlas bilateralt, via mäklare eller på handelsplatser. För Norden organiserar såväl Nasdaq Commodities som EEX handel med och avräkning av finansiella kontrakt. Kontrakt som handlats bilateralt avräknas i allmänhet hos ett clearinghus⁴³. Avräkningen innebär att parterna får clearinghuset som motpart. På så sätt övertar clearinghuset motpartsrisken. I dagsläget är det möjligt att prissäkra sin produktion eller förbrukning upp till flera år i förväg. Handeln sker kontinuerligt och prissätts enligt budprissättning⁴⁴. Att delta i den finansiella marknaden är frivilligt och aktörerna väljer därmed själva vilka kontrakt som är lämpliga att använda för att hantera sin risk.

Dagenföremarknaden

Dagenföremarknaden, ofta kallad spotmarknaden, utgör den huvudsakliga marknaden för planering av morgondagens elleveranser. Utformningen av dagenföremarknaden regleras i CACM-förordningen. CACM finns till för att kunna åstadkomma en gemensam inre marknad för el inom EU. I CACM finns bestämmelser som bland annat reglerar att tillgänglig överföringskapacitet beräknas och tilldelas marknaden på ett samordnat sätt. Den ska även säkerställa att korrekta elområden fastställs inom unionen, att nominerade elmarknadsoperatörer (NEMOs) inom EU kan konkurrera med varandra på lika villkor, samt att kostnaderna som uppstår i samband med utvecklingen och driften av marknadskopplingen fördelas mellan berörda aktörer och medlemsstater på ett rimligt sätt.

Handeln på de europeiska dagenföremarknaderna går till så att aktörerna lämnar in sina köp- och säljbud till elbörsen senast kl. 12.00. Buden gäller för nästkommande dygn och lämnas för varje hel timme. I buden specificeras hur mycket aktören vill köpa respektive sälja och till vilka priser och i vilka elområden. I nästa steg, när alla buden har kommit in, summerar elbörserna alla bud i en köpstege och en säljstege för respektive timme. Där köp- och säljbud möts etableras marknadspriset och den volym som kommer att köpas och säljas. Alla säljbud som är lägre än det etablerade priset får producera och sälja sin el på marknaden den timmen och alla köpbud över det etablerade priset får köpa el den

⁴² Systempriset är det pris som skulle råda i det nordisk-baltiska handelsområdet om det inte fanns några överföringsbegränsningar.

⁴³ Clearinghus: aktör som agerar neutral mellanhand vid bilateral handel med finansiella produkter.

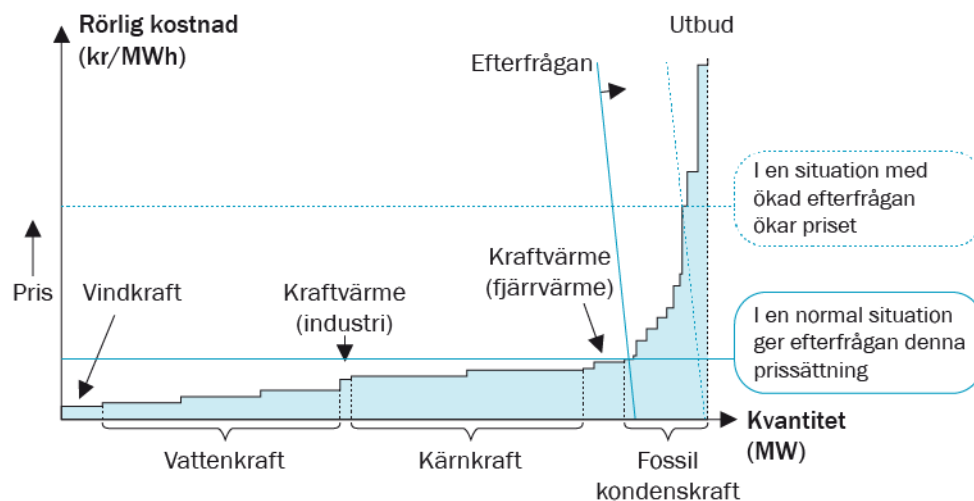
⁴⁴ Budprissättning (*Pay as bid*) innebär att de köp- och säljbud som får tillslag avräknas till det pris aktören lämnat i marknaden.

aktuella timmen. Detta brukar benämnas att köpare och säljare får tillslag och innebär att anläggningar som är beredda att sälja till lågt pris eller oberoende av pris används först och att dyrare bud får tillslag efter behov. Senast kl. 13.00 ska de nominerade marknadsoperatörerna publicera priserna för nästkommande dygn.

På dagenföremarknaden tillämpas marginalprissättning, vilket betyder att alla aktörer som får tillslag får handla till det etablerade marknadspriset, oavsett sina initiala bud. Det görs ingen skillnad mellan olika produktionsteknologier. Därmed konkurrerar buden på lika villkor oavsett typ av produktion som bjuds in i marknaden.

I Figur 6 presenteras en principiell bild över prisbildningen på spotmarknaden och i vilken ordning olika kraftslag får tillslag. Värt att notera är att vattenkraftsproducenter normalt sett lämnar bud vid flera olika prisnivåer. Detta beror på att en vattenkraftsproducent, som har tillgång till magasinkapacitet, har möjlighet att välja mellan produktion i dag och produktion vid senare tillfälle beroende på hur mycket man får betalt för sin kapacitet. Om producenten förväntar sig ett högre pris längre fram i tiden, kommer den sannolikt att avstå från att producera el och i stället spara vatten i magasinerna. Ett annat väsentligt inslag i utbudskurvan är möjligheten till import, som varierar i både omfång och pris från timme till timme.

Figur 6. Prisbildning i Sverige



Källa Ei

För att hantera överföringsbegränsningar är elmarknaden indelad i elområden. När överföringskapaciteten är tillräcklig mellan elområden blir priset lika i dessa områden och de kommer att bilda ett gemensamt prisområde. När handelskapaciteten inte är tillräcklig uppstår separata prisområden med olika priser. Ett prisområde kan därför bestå av ett eller flera elområden.

I dag samarbetar de flesta NEMOs i Europa för att beräkna marknadspriser och handelsvolymer för dagenförehandeln, detta kallas för marknadskopplingen. Reglerna för marknadskopplingen har föreslagits av NEMOs och godkänts av berörda tillsynsmyndigheter och ACER. För att beräkna ett priskryss, där utbud och efterfrågan möts, för varje elområde behöver hänsyn tas till utbud och efterfrågan på hela EU:s integrerade elmarknad, samt vilka möjligheter det finns att överföra el mellan elområden. Den beräkningsmetod, priskopplingsalgoritm, som elbörserna använder tas fram av elbörserna gemensamt och börserna turas om att göra marknadskopplingen. Hur algoritmen fungerar är offentligt och går att läsa om på elbörsernas respektive hemsidor. Att elbörserna beräknar börspriser gemensamt innebär att de beräknar flöden över större områden så att tillgänglig produktions- och överföringskapacitet nyttjas på bästa sätt. Börserna turas om att beräkna priserna så att bara en elbörs åt gången beräknar priserna för det gemensamma området.

Handeln på dagenföremarknaden utgör en stor del av den fysiska handeln och prisbildningen i Norden och därmed Sverige. Marknaden bedöms därmed vara central för aktörernas intjäningsförmåga.

Centralt för en fungerande marknadskoppling är att tillgängliga överföringskapaciteter i elnätet beräknas och allokeras på ett effektivt sätt. För närvarande används en metod för kapacitetsberäkning i Sverige och övriga Norden där nettoöverföringskapaciteten (NTC) beräknas. Beräkningen görs baserat på en prognos för hur flödena kommer gå i transmissionsnätet och hur mycket överföring en sammanlänkning kan klara av inom ramen för driftsäkerhet. Det är transmissionsnätsoperatören som gör prognosen och kapacitetsberäkningen. Under 2023 avser de nordiska transmissionsnätsoperatörerna övergå till en ny metod som är flödesbaserad. Med den flödesbaserade metoden kommer beräkningen ske via ett regionalt samordningscentrum (RCC). Med hjälp av bland annat en gemensam nätmodell (CGM) ska man med den flödesbaserade metoden kunna ta bättre hänsyn till systemet som helhet, och på så sätt ta fram en mer exakt prognos som maximerar den totala överföringskapaciteten som kan tilldelas marknaden i regionen. Under 2021 har den nordiska transmissionsnätsoperatörerna arbetat med att förbereda införandet av den flödesbaserade metoden.

Intradagsmarknaden

Intradagsmarknadens utformning regleras precis som dagenföremarknaden av kommissionsförordningen CACM. Intradagsmarknaden är en justeringsmarknad som ger aktörerna möjlighet att handla sig i balans fram till en timme före drifttimmen om förutsättningarna har ändrats efter det att dagenföremarknaden stängt. Exempelvis kan temperaturen ha avvikit från den prognostiserade, vilket påverkar uppvärmningsbehovet och därmed förbrukningen.

Intradagsmarknaden används främst av balansansvariga, det vill säga de företag som åtagit sig att ta den ekonomiska risken för obalanser på marknaden, även om det inte är ett krav att vara balansansvarig för att få delta på intradagsmarknaden.

Handeln på intradagsmarknaden öppnar kl. 14.00 dagen före och stänger en timme före leveranstimmen. Buden matchas kontinuerligt när en motpart hittas vilket betyder att handeln sker mellan två parter och utan prispåverkan på övriga transaktioner.

Volymerna som handlas på de handelsplattformar som erbjuder intradagsmarknad i Norden är små i jämförelse med dagenföremarknaden. På andra europeiska handelsplatser spelar intradagsmarknaden en större roll än i Norden eftersom många aktörer utför en större del av sin handel där.

Även för intradagsmarknaden är det centralt att kapaciteter i elnätet beräknas och allokeras på ett effektivt sätt, så att marknadskopplingen i sin tur blir effektiv. För närvarande används NTC-metoden i Sverige och övriga Norden även för intradagsmarknaden. Även på intradagsmarknaden ska man övergå till en flödesbaserat metod för kapacitetsberäkning.

Balansmarknaden

Elsystemet behöver vara i balans vid varje tidpunkt genom att det tillförs lika mycket el som förbrukas. I Sverige är det Svenska kraftnät som ansvarar för att upprätthålla balansen i elsystemet. Denna balans uppnås i stor mån av att aktörerna fullföljer sina köp- och säljkontakt från den fysiska handeln, som beskrivs ovan, men obalans på minut- och sekundnivå samt oförutsedda händelser gör att det behöver finnas möjlighet att balansera elsystemet inom timmen, i realtid. För att göra detta används balanstjänster, som utgörs av produktion eller förbrukning. Balanstjänsterna köps av Svenska kraftnät och tjänsterna kan erbjudas av elproducenter eller elanvändare mot ersättning.

För närvarande pågår en förändring av den svenska balansmarknaden på grund av anpassning till EB-regelverket som trädde i kraft den 18 december 2017. EB sätter ramarna för en gemensam och välfungerande europeisk balansmarknad. I stora drag fungerar balansmarknaden i dag enligt följande.

Balanstjänsterna består av produkter som upphandlas av Svenska kraftnät på två delmarknader, den automatiska och manuella reservmarknaden. För att kunna erbjuda tjänster på de två marknaderna behöver aktörernas anläggningar uppfylla vissa krav. De automatiska reserverna behöver kunna aktiveras inom ett par minuter för att hålla systemet i balans. De aktörer som erbjuder de automatiska reserverna får en betalning enligt budprissättning vid upphandlingen för att vara tillgängliga med sin kapacitet under drifttimmen, detta kallas kapacitetsbetalning.

Vissa automatiska produkter får även ersättning för den energi som levereras, men ofta är volymen energi liten.

De manuella reserverna har en långsammare minsta aktiveringstid på 15 minuter och handlas på den nordiska reglerkraftmarknaden. Till reglerkraftmarknaden lämnas frivilliga bud på upp- och nedreglering med början 14 dygn före leveransdygnets början och fram till 45 minuter före leveranstimmen. Det är enbart balansansvariga som lämnar bud.

På reglerkraftmarknaden tillämpas marginalprissättning. Det betyder att de billigaste buden aktiveras först och alla aktiverade bud får samma pris som det dyraste aktiverade budet. Aktörer har således ett incitament att, precis som på dagenföremarknaden, bjuda in sin produktion till rörlig kostnad/alternativkostnad. Det innebär goda förutsättningar för en kostnadseffektiv allokering av balansresurser.

Ibland finns överföringsbegränsningar i elnätet och ibland kan det ta tid innan ett reglerobjekt är fullt aktiverat. Avsteg från principen "lägsta bud först" blir då aktuellt och detta förfarande benämns specialreglering. De bud som avropas vid specialregleringen blir inte prissättande på reglerkraftmarknaden och avräknas enligt budprissättning.

Priserna för upp- respektive nedreglering används i den efterföljande balansavräkningen, när de balansansvariga får betala, alternativt får ersättning, för de obalanser de haft. Det finns en gemensam funktion för avräkning för Sverige, Finland och Norge. Detta sker emellertid med bibehållet ansvar för varje nationell systemansvarig. Under 2021 infördes enpris i balansavräkningen vilket innebär att balansansvariga möter samma obalanspris oavsett riktningen på deras obalans i förhållande till systemets totala obalans, tidigare har det varit två olika priser beroende på obalansens riktning.

De senaste åren har Ei och övriga berörda tillsynsmyndigheter fattat beslut om ett antal nya metoder och villkor för balansmarknaden i enlighet med EU-regler.⁴⁵ De nordiska systemansvariga har även ett pågående projekt "Nordic Balancing Model" som syftar till att genomföra de nya metoderna och villkoren men också andra förändringar av den nordiska balansmarknaden. Dessa nya metoder och villkor kommer att genomföras under de kommande åren och förändra den nuvarande svenska balansmarknaden i grunden.

⁴⁵ En fullständig lista av de metoder och villkor som beslutats finns på www.ei.se.

1.2.2 Utvecklingen av grossistmarknaden för el

Ei arbetar aktivt med utvecklingen av grossistmarknaden för el inom Sverige och Norden och lämnar regelbundet förslag till förändringar i olika rapporter. Där ingår bland annat arbete med att öka integrationen på den europeiska elmarknaden. Ei arbetar tillsammans med övriga europeiska tillsynsmyndigheter genom att aktivt delta i olika arbetsgrupper inom ACER och CEER. Ei arbetar även aktivt med grossistmarknadsfrågor inom samarbetsorganet för de nordiska tillsynsmyndigheterna, NordREG, samt med övriga tillsynsmyndigheter i de kapacitetsberäkningsregioner som Ei ingår i.

Förbättringar i elmarknadsmodellen

Under 2020 utarbetade Ei en genomförandeplan⁴⁶ för Sverige i enlighet med artikel 20.3. i elmarknadsförordningen. Ei har i genomförandeplanen identifierat tre huvudsakliga förbättringsområden, balansmarknaden, styrmedel och efterfrågefleksibilitet. Idag finns det förhållanden på balansmarknaden som utgör inträdeshinder och hinder för en effektiv prisbildning. Det försvårar för innovativa produkter och tjänster, som till exempel energilagring eller efterfrågefleksibilitet, att komma in på marknaden. Vidare är det viktigt att såväl existerande som nya nationella styrmedel är ändamålsenligt utformade och inte i onödan påverkar elmarknadens funktion. För att förbättra elmarknadens funktion finns det även behov av ett fortsatt aktivt arbete med att undanröja hinder för efterfrågefleksibilitet.

Möjlighet till risksäkring

FCA-förordningen⁴⁷ (EU:s förordning om fastställande av riktlinjer för överföringsrättigheter) ska säkerställa att marknadens aktörer har tillräckliga möjligheter att hantera ekonomiska risker och kräver att en utvärdering om risksäkringsmöjligheter utförs vart fjärde år. Ei har under 2021 utvärderat risksäkringsmöjligheterna⁴⁸, och beställt en konsultrapport⁴⁹ som undersöker alternativ för att förbättra prissäkringsmöjligheterna i Sverige.

Ei bedömer att likviditeten på risksäkringsmarknaden har försämrats sedan den senaste utvärderingen gjordes 2017, men drar inte slutsatsen att risksäkringsmöjligheterna är otillräckliga. Enligt FCA-förordningen behöver åtgärder vidtas om någon av medlemsstaterna på en sida av en gräns inte tycker

⁴⁶ [Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion - Ei R2020:09 - Energimarknadsinspektionen](#)

⁴⁷ Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet.

⁴⁸ [Utvärdering av risksäkringsmöjligheter på den svenska elmarknaden – för samråd enligt FCA-förordningen](#) (2021)

⁴⁹ [Measures to improve risk hedging opportunities on the electricity market in Sweden - a report to the Swedish energy markets inspectorate](#) (2022)

att risksäkringsmöjligheterna är tillräckliga. Dialogen med tillsynsmyndigheterna i de länder som Sverige gränsar till fortgår under 2022.

Efterfrågefleksibilitet och flexibilitetsmarknader

Efterfrågefleksibilitet lyfts fram i elmarknadsdirektivet som ett viktigt verktyg för att klara av framtidens utmaningar i elsystemet. På Ei har vi ett främjandeuppdrag i vår instruktion som gäller just efterfrågefleksibilitet och under 2021 följde vi till exempel utvecklingen av de lokala marknaderna för efterfrågefleksibilitet. Ei beställde bland annat en konsultstudie⁵⁰ för att sammanställa kunskap om hur lokala marknader för flexibilitet är utformade i Sverige.

En viktig möjliggörare för efterfrågefleksibilitet är aggregatorer. En aggregator är en särskild aktör på elmarknaden som samlar ihop flera flexibla resurser och paketerar dessa till större enheter som i sin tur kan säljas på elmarknaden. För att säkerställa att aggregatorer deltar på marknaden på ett effektivt sätt, och på likvärdiga villkor som andra aktörer, har EU beslutat om vissa gemensamma regler för hur aggregatorer ska kunna agera på elmarknaden.

Enligt elmarknadsdirektivet ska en aggregator på ett icke-diskriminerande sätt ha tillträde till alla marknader utan att behöva medgivande från kundens befintliga elleverantör (elhandelsföretag) eller annan marknadsaktör, det vill säga att aggregatorn ska kunna verka oberoende. En kund ska därmed kunna välja en aggregator oberoende av sin befintliga elleverantör. Direktivet kräver också att en aggregator ska vara ekonomiskt ansvarig för sina obalanser, det vill säga för de obalanser som aggregeringen kan orsaka andra aktörer på marknaden.

Under våren 2021 lämnade Ei rapporten *Oberoende aggregatorer - Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet*⁵¹ till regeringen med rekommendationer på hur EU-regelverket om oberoende aggregering bör genomföras i Sverige. Rapporten innehåller förslag som möjliggör att aggregatorer kan agera oberoende, samtidigt som de tar ekonomiskt ansvar för de obalanser som de kan orsaka i systemet.

Fortsatt arbete för ökad europeisk harmonisering

Ei arbetar aktivt med att genomföra olika delar av Ren energipaketet som främjar den integrerade europeiska elmarknaden. Inom de europeiska samarbetsorganisationerna för tillsynsmyndigheter ACER och CEER, samt det nordiska samarbetsorganet NordREG, arbetar Ei för att säkerställa att EU-regler tolkas på ett harmoniserat sätt, så att målen med Ren energipaketet kan uppnås. Ei är också positiva till och stödjer att interna regler och praxis i de nordiska länderna utvecklas i riktning mot ökad harmonisering.

⁵⁰ [Konsultstudie om lokala flexibilitetsmarknader - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#) (2022)

⁵¹ (Ei R2021:03)

1.2.3 Prisutveckling och överföringsbegränsningar

Sverige är uppdelat i så kallade elområden (även benämnt spotprisområden eller budområden), se Figur 7. Priserna i de enskilda områdena bestäms av produktion och förbrukning inom respektive område samt av överföring av kraft till och från intilliggande områden. När det inte går att överföra all kraft som efterfrågas mellan två elområden kommer de få olika pris. Läs mer om överföringsbegränsningar under avsnitt 1.1.4 Gränsöverskridande frågor och överföringsbegränsningar.

Det är många olika faktorer som påverkar elpriset, som ofta varierar timme för timme beroende på efterfrågan och utbud i systemet.

Figur 7 De nordisk-baltiska elområdena



Källa: Ei

Höga elpriser under andra halvan av 2021

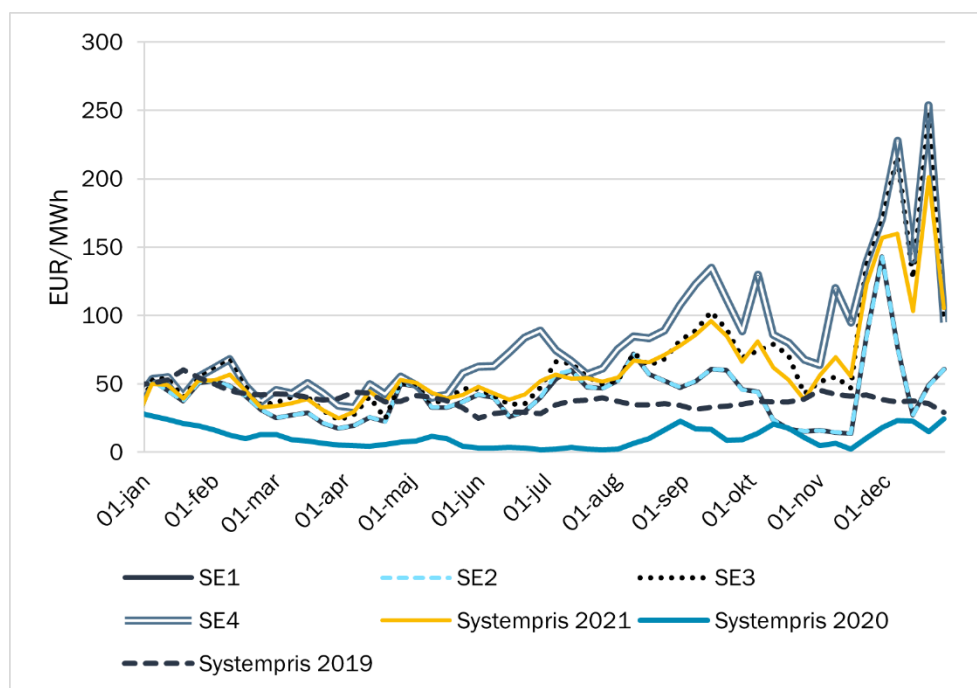
Under 2021 ökade elpriserna jämfört med föregående år i samtliga svenska elområden, särskilt under andra halvan av året, och i synnerhet under slutet av året. I genomsnitt var systempriset under 2021 62 euro/MWh⁵².

Tabell 3: Medelårspris samt högsta och lägsta dygnsmedelpris för respektive elområde, samt systempris. EUR/MWh (datum)

	Systempris	SE1	SE2	SE3	SE4
2021	62,32	42,56	42,56	66,01	80,52
2020	10,93	14,39	14,39	21,19	21,19
2019	38,94	37,94	37,94	38,36	39,80
2018	43,99	44,23	44,23	44,54	46,36
Max 2021	309,78 (2021-12-21)	233,69 (2021-11-29)	233,69 (2021-11-29)	413,48 (2021-12-06)	413,48 (2021-12-06)
Min 2021	5,77 (2021-04-05)	6,93 (2021-04-05)	6,93 (2021-04-05)	7,10 (2021-04-05)	7,10 (2021-04-05)

Källa: SKM Syspower

Figur 8. Genomsnittspriser veckovis på dagenföremarknaden EUR/MWh



Källa: SKM Syspower

Som framgår av Figur 8 har spotpriserna varit ovanligt höga, särskilt i södra Sverige, under andra halvan av 2021, och även volatila. Viktigt att notera är att priset på timbasis har större variation än vad som framgår av Figur 8.

⁵² För omvandling till kr/kWh, som är den enhet som oftast anges på elräkningen, går det att använda tumregeln att 1 euro/MWh motsvarar ungefär 1 öre/kWh. Under 2021 handlades 1 euro i genomsnitt för 10,49 SEK, vilket innebär att euro/MWh motsvarar 1,049 öre/kWh.

Det är inte bara i Sverige elpriserna har varit höga. Hela Europa har haft höga elpriser under 2021 och enligt ACER⁵³ är den främsta förklaringen till de höga elpriserna ökningen i priset på naturgas. Priset på gas ökade från att ligga runt 20 euro/MWh i början av året till att i slutet på september nå 80 euro/MWh och den högsta pristoppen inföll 21 december då gaspriset uppgick till 180 euro/MWh. Den 21 december var även dagen då medeldygnspriset för el i SE3 och SE4 var som högst.

Väderförhållanden har också påverkat prisbildningen, det har varit låga nivåer i vattenmagasinen i hela Norden under 2021 och samtidigt begränsad vindkraftsproduktion på grund av lite blåst. Dessa faktorer har pressat upp elpriset. Dessutom har den ekonomiska aktiviteten tagit fart igen efter covid-19-pandemin, vilket ökat efterfrågan på el.⁵⁴

Prisskillnader och begränsad överföring mellan elområden

När två intilliggande elområden inte har några överföringsbegränsningar får de samma pris och bildar ett prisområde. Det är inte ovanligt att alla Sveriges fyra elområden bildar ett gemensamt prisområde, särskilt under timmar med lägre efterfrågan. Det är också vanligt att prisområden sträcker sig över landsgränser där sammanlänkningslinjer finns.

När överföringskapaciteten mellan elområden inte är tillräcklig kommer priserna i områdena att skilja sig åt. Vid överföring av el från områden med lågt pris till områden med högt pris, uppstår ett överskott hos elbörsen som tillfaller Svenska kraftnät, så kallade kapacitetsintäkter som ibland även benämns flaskhalsintäkter. Dessa öronmärks för förstärkningar av transmissionsnätet för att öka överföringskapaciteten och jämna ut priserna på sikt.

De stora skillnaderna i pris mellan norra och södra Sverige under 2021 har berott på att det inte funnits kapacitet nog att föra över all den kraft som efterfrågats från SE1 och SE2 till SE3 och SE4. I SE3 och SE4 har efterfrågan ökat i och med återgången efter pandemin och även på grund av den ökade elektrifieringen. I december spelade även det kalla vädret in. På utbudssidan har nedstängningen av Ringhals 1 och 2 tillsammans med lite blåst gjort att södra Sverige efterfrågat mer el norr ifrån. SE3 och SE4 är även sammankopplade med övriga Europa genom olika förbindelser, och i och med de höga gaspriserna och de ogynnsamma väderförhållandena har efterfrågan från kontinenten gjort att södra Sverige efterfrågat mer el från norra Sverige än vanligt. Under dessa förhållanden har befintliga ledningar inte alltid räckt till för att överföra så mycket el som efterfrågats, och det har blivit prisskillnader. Reglerna för hur själva marknadskopplingen och prissättningen går till följer av EU-reglerna i

⁵³ ACER, [High Energy Prices](#) October 2021.

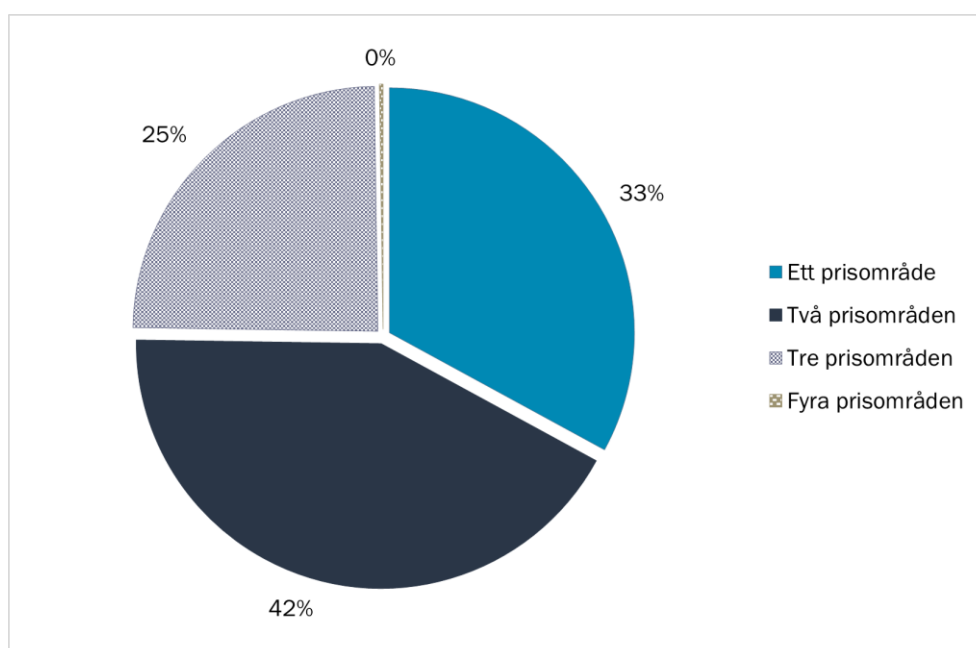
⁵⁴ ACER, [High Energy Prices](#) October 2021.

kommissionsförordningen CACM och är alltså inte något som Sverige själva beslutar om.

Sverige har oftare delats in i flera olika prisområden 2021

Sveriges fyra elområden bildade under 2021 ett gemensamt prisområde under 33 procent av tiden, se Figur 9 nedan. Landet var indelat i två olika prisområden under 42 procent av tiden och majoriteten av den tiden fanns det prisskillnader mellan norra och södra Sverige. Antingen då SE1 och SE2 bildat ett prisområde tillsammans och SE3 och SE4 har haft ett gemensamt pris eller då SE1, SE2 och SE3 bildat ett prisområde tillsammans och SE4 har haft ett annat pris.

Figur 9. Andel av tiden under 2021 Sverige var uppdelat i 1-4 prisområden



Källa: SKM

1.2.4 Produktion och förbrukning

Elproduktion och elanvändning

Sveriges elproduktion var under 2021 165,5 TWh, vilket var 3,7 procent mer än under föregående år. Det är huvudsakligen produktionen från kärnkraft och kraftvärme som har ökat, se Tabell 4. Sverige har under 2021 haft ungefär lika stor nettoexport av el som föregående år, 25,6 MWh. Den installerade kapaciteten av vindkraft har fortsatt öka (se avsnitt 1.4.1 Övervakning av elproduktionskapacitet) men detta har inte materialiserats i en ökad produktion eftersom 2021 har bjudit på mindre blåst än 2020. I Tabell 4 nedan visas en sammanställning av Sveriges energibalans under åren 2017–2021.

Tabell 4. Sveriges elbalans 2017-2021, TWh (% av total produktion inom landet), negativa värden anger export.

	2017	2018	2019	2020	2021
Total produktion	159,3	158,5	164,9	159,6	165,5
Vindkraft	17,5 (11 %)	16,6 (10 %)	19,9 (12 %)	27,6 (17 %)	27,4 (17 %)
Solkraft	0,2 (0,1 %)	0,4 (0,2 %)	0,7 (0,4 %)	1,0 (0,6 %)	1,2 (1 %)
Vattenkraft	63,9 (40 %)	61,0 (38 %)	64,6 (39 %)	71,2 (45 %)	70,6 (43 %)
Kärnkraft	63,0 (40 %)	65,8 (42 %)	64,3 (39 %)	47,3 (30 %)	51,0 (31 %)
Kraftvärme	14,9 (9 %)	15,0 (9 %)	15,6 (9 %)	12,7 (8 %)	15,5 (9 %)
Elanvändning inom landet	140,4	141,3	138,7	134,6	140,0
Nätförluster	11,1	11,0	8,7	9,3	9,9
Nettoutbyte	-19,0	-17,2	-26,2	-25,0	-25,6

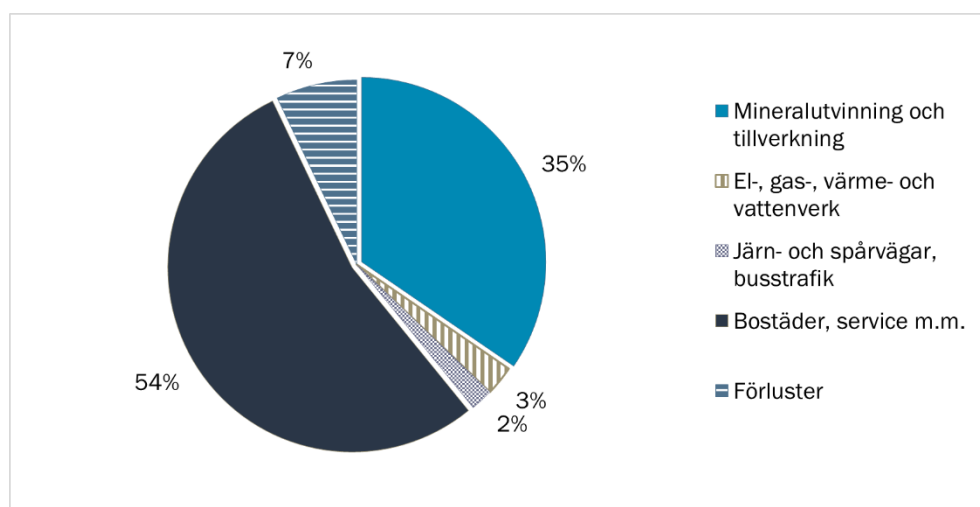
Källa: Energimyndigheten och SCB

Den totala användningen av el inom Sverige, inklusive förluster vid överföring, var 140 TWh år 2021, vilket är en ökning om 4 procent jämfört med 2020. Ökningen kan förklaras delvis av kallt väder i slutet av året samt att 2020 hade ovanligt låg förbrukning på grund av bland annat väderförhållanden och lägre ekonomisk aktivitet i samband med pandemin.

Drygt hälften av elektriciteten, 75,3 TWh, användes inom sektorn bostäder och service med mera⁵⁵. Industrins elanvändning uppgick 2021 till drygt 48,3 TWh och utgjorde ungefär 35 procent av den totala elanvändningen.

Elanvändningen fördelat efter sektor presenteras i Figur 10 nedan.

Figur 10. Elanvändning 2021 fördelat på användningsområden



Källa: SCB

⁵⁵ Källa SCB, kategorin Bostäder Service m.m. utgör en restpost i beräkningen av elanvändningen per sektor, här inkluderas alltså den elanvändning som inte faller under någon av de andra kategorierna.

Högsta elförbrukningen under 2021 inträffade kl. 08.00–09.00 den 10 februari då användningen uppgick till 25 660 MW. Det är 1 330 MW lägre än Sveriges hittills högsta elförbrukning som noterades den 5 februari 2001, då förbrukningen uppgick till 27 000 MW.

Konkurrensen på grossistmarknaden

Den svenska elproduktionen domineras av ett fåtal större aktörer. Vattenfall står ensamt för drygt 38 procent av produktionen och tillsammans står de tre största aktörerna (Vattenfall, Fortum och Uniper⁵⁶) för 67 procent.⁵⁷ De tre största aktörerna äger i olika konstellationer majoriten av den svenska kärnkraften.

Vid varje bedömning av konkurrensen på elmarknaden måste det tas i beaktande att svenska elområden sällan bildar isolerade prisområden. I regel sträcker sig ett prisområde över flera nationsgränser vilket gör att en isolerad studie om konkurrensen i de svenska elområdena riskerar att missa hur elmarknaden i praktiken fungerar.

I Ei:s rapport från 2014 om elområdesindelningen konstaterades att förutsättningarna för konkurrens på grossistmarknaden var goda.⁵⁸ I allt väsentligt är det Ei:s uppfattning att de beskrivna förhållandena gäller även för 2021.

Under stora delar av året är priset detsamma i flera av Sveriges elområden och Ei:s analys är att det inte finns enskilda aktörer som då kan utöva marknadsmakt på dagenföre- och intradagsmarknaden. Under perioder med överföringsbegränsningar då elområdena blir egna prisområden kan enstaka aktörer i elområde SE1 längst i norr och enstaka aktörer i elområde SE4 längst i söder få en position som ger möjlighet att utöva marknadsmakt⁵⁹ på någon delmarknad. I elområde SE1 finns det en producent vars produktion dominerar området, dock bildar elområdena SE1 och SE2 i mycket hög utsträckning ett gemensamt prisområde vilket begränsar en enskild aktörs möjlighet att utöva marknadsmakt. I elområde SE4 är situationen liknande med endast en större producent. Ei anser dock att konkurrenssituationen är acceptabel eftersom elområde SE4 ofta bildar gemensamt prisområde med intilliggande svenska och danska elområden vilket minskar enskilda aktörers marknadsmakt på dagenföre och intradagsmarknaden.

⁵⁶ Sedan 31 december 2020 äger Fortum 76,1% av Unipers aktier.

⁵⁷ Källa: Energiföretagen.

⁵⁸ Utvärdering av effekterna av elområdesindelningen (Ei R2014:08).

⁵⁹ Marknadsmakt kan beskrivas som ett företags förmåga att påverka vilka priser en produkt handlas för på marknaden. Den yttersta formen av marknadsmakt råder när en aktör har en monopolställning och därmed är ensam på en viss marknad och kan agera utan konkurrens från andra aktörer.

1.2.5 Ei arbetar med att främja konkurrens på grossistmarknaden för el

Flera myndigheter och organ samverkar i övervakningen av den svenska och nordiska elmarknaden i syfte att med olika åtgärder skapa en väl fungerande elmarknad och förhindra utövande av marknadsakt.

Ansvarsområden inom övervakningen av elmarknaden

Ei är den nationella energitillsynsmyndigheten i Sverige. Utöver att bedriva tillsyn följer och analyserar Ei kontinuerligt utvecklingen på el- och gasmarknaderna och lämnar förslag till ändringar i regelverk eller andra åtgärder för att främja marknadernas funktion.

På marknadsplatserna som drivs av Nord Pool, EEX och Nasdaq Commodities övervakas handeln och företagens ageranden av bland annat Ei. Ei har tillsyn över att de aktörer som har tillstånd och är NEMOs i svenska elområden följer de regler som gäller för nominerade elmarknadsoperatörer. Marknadsplatsen Nord Pool, som har sitt säte i Norge, övervakas även av de norska tillsynsmyndigheterna Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) och Finanstilsynet.

Finansinspektionen utövar tillsyn över de svenska aktörer som med myndighetens tillstånd agerar på den finansiella elmarknaden. Konkurrensverket är den myndighet som övervakar att företagen på den svenska elmarknaden inte överträder förbuden mot konkurrensbegränsande samarbete och missbruk av dominerande ställning enligt fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (EUF-fördraget) och konkurrenslagen (2008:579). Konkurrenslagen innehåller också förbud mot konkurrensbegränsande offentlig säljverksamhet. Konkurrensverket kan på eget initiativ eller efter anmälningar från företag och allmänhet aktivt ingripa mot ovanstående konkurrensbegränsningar. I konkurrenslagen finns också regler om kontroll av företagskoncentrationer. Konkurrensverket ger också förslag till regeländringar och andra åtgärder för att undanröja existerande konkurrenshinder.

Övervakning av de svenska marknaderna enligt REMIT och transparensförordningen

REMIT-förordningen möjliggör en sammanhållen övervakning av de alltmer integrerade europeiska el- och gasmarknaderna. Ei har rutiner som tillämpas dagligen inom ramen för arbetet med marknadsövervakningen.⁶⁰

Enligt REMIT ska all handel av grossistenergi produkter som sker, såväl via elbörs som bilateralt, rapporteras till ACER av marknadsaktörerna. Ei har ingått avtal med ACER om att få ta del av aktörernas handelsuppgifter. Exakt hur handeln ska

⁶⁰ Marknadsövervakning 2021 (Ei PM2022:02).

inrapporteras regleras i genomförandeakterna⁶¹. Övervakningen av handeln av grossistenergiprodukter på Ei finansieras genom att Ei tar ut en avgift från registrerade marknadsaktörer.

Ei bedriver även marknadsövervakning enligt transparensförordningen, vars syfte är att öka transparensen på energimarknaderna genom att säkerställa att information från marknadens aktörer på ett effektivt sätt når alla berörda. Information som ska rapporteras enligt förordningen inkluderar bland annat fysiska begränsningar i näten, produktion och förbrukning. Informationen samlas på en transparensplattform som drivs av samarbetsorganisationen för europeiska systemansvariga för el, ENTSO-E⁶² och är tillgänglig för allmänheten. Ei:s roll är att se till att transparensförordningen efterlevs i Sverige.

Ei granskar löpande de uppgifter som aktörerna offentliggör via marknadsmeddelanden om otillgänglighet i produktion, förbrukning och överföring. Under 2021 granskade Ei 43 marknadsmeddelanden mer ingående. Dessa var fördelade på tio olika aktörer. I 42 av fallen bad Ei aktörerna att inkomma med kompletterande redogörelser över vad som hade hänt för att säkerställa att aktörerna har nödvändiga rutiner för att informera marknaden. Under 2021 resulterade inte tillsynen i några förelägganden till företag om vidare åtgärder.⁶³

Marknadsplatsernas regelverk och marknadsövervakning

Alla aktörer på Nord Pool, EPEX Spot och Nasdaq Commodities måste följa särskilda regelverk för handel på respektive handelsplats. Reglerna gäller särskilt hanteringen av prispåverkande information. Både Nord Pool, EPEX Spot och Nasdaq Commodities har interna funktioner för marknadsövervakning där handeln följs kontinuerligt.⁶⁴ Funktionerna för marknadsövervakning på Nord Pool, EPEX Spot och Nasdaq Commodities bidrar även till Ei:s arbete då eventuella överträdelser av regelverket måste anmälas till Ei.

Åtgärder för att minska riskerna med samägandet i kärnkraften

Konkurrensverket har i olika sammanhang uppmärksammat de generella risker som finns för otillåtet samarbete genom samägandet i elproduktionsresurser. Under 2011 antog ägarna till kärnkraftverken med stöd av Ei fram gemensamma branschetiska regler för informationsutbytet mellan företagen. Oberoende observatörer är ledamöter i de styrelser där kärnkraftsföretagen är samägda av

⁶¹ Kommissionens genomförandeförordning (EU) nr 1348/2014 av den 17 december 2014 om rapportering av uppgifter för att genomföra artikel 8.2 och 8.6 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi.

⁶² European Network of Transmission System Operators – Electricity.

⁶³ Marknadsövervakning 2021 (Ei PM2022:02).

⁶⁴ Detta ska utföras enligt artikel 15 i Europaparlamentets och Rådets förordning (EU) nr 1227/2011 av den 25 oktober 2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi.

flera kraftproducenter. Ledamoten har ett särskilt uppdrag att övervaka de branschetiska reglerna. Ei:s uppgift är att nominera en observatör per styrelse. Ei publicerar varje år en övervakningsrapport från respektive styrelse, inklusive eventuella kommentarer från observatören.

1.3 Slutkundsmarknaden för el

Den svenska slutkundsmarknaden för el är sedan 1996 konkurrensutsatt och priserna sätts av aktörerna på marknaden. Det finns cirka 5,5 miljoner elkunder i Sverige varav cirka 4,7 miljoner är hushållskunder.

Ei har i uppdrag att verka för att stärka elkundernas ställning genom att bland annat möjliggöra aktiva valmöjligheter med lättillgänglig information. Ei ska även främja konsumenters rättigheter i samverkan med Konsumentverket. Samverkan med Konkurrensverket ska ske bland annat i frågor som rör kunder.

1.3.1 Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens på slutkundsmarknaden för el

Elpriskollen

Ei driver Sveriges enda oberoende prisjämförelsesajt för elavtal, elpriskollen.se. Elhandelsföretag som erbjuder elavtal till elanvändare med en förbrukning på upp till 100 000 kWh per år är skyldiga enligt Ei:s föreskrift⁶⁵ att rapportera in de vanligaste avtalstyperna till elpriskollen.se. Elpriskollen drivs av Ei och möjliggör jämförelser mellan olika elhandelsföretag och deras aktuella erbjudanden.

Under 2021 har Ei tagit fram ett förslag på hur sajten kan utvecklas för att bli mer användarvänlig för besökaren. Förslaget ska genomföras under 2022 med målet att en ny jämförelsesajt kan lanseras i slutet av året. Sedan mars 2021 går även företagsavtal att jämföra på elpriskollen.se.

Många elhandelsföretag – men vissa verkar endast lokalt

På elpriskollen.se finns det cirka 140 elhandelsföretag. Vissa elhandelsföretag erbjuder endast avtal i vissa elområden och några mindre, lokala elhandelsföretag har valt att vara verksamma enbart i det lokala området. En enskild kund har alltså inte möjlighet att välja bland alla elhandelsföretag som finns i Sverige.

De tre största elhandelsföretagen hade i slutet av 2021 en samlad marknadsandel på knappt 45 procent⁶⁶ räknat på antalet kunder, vilket är relativt oförändrat från 2020.

⁶⁵ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2020:4) om elleverantörers skyldighet att lämna uppgift om priser och leveransvillkor som tillämpas mot elanvändare.

⁶⁶ Källa: Energiföretagen. Antalet uttagpunkter är baserat på 2020 års data.

Stabil kundaktivitet

Totalt bytte 10,6 procent av kunderna elhandelsföretag under 2021 vilket är ungefär som 2019 och 2020.

Antalet omförhandlade avtal har varit relativt oförändrat det senaste decenniet. Totalt tecknade 20,1 procent⁶⁷ av alla hushållskunder om sitt elhandelsavtal 2021. En annan tendens som går att se sedan flera år tillbaka är att flest avtal omförhandlas under höst- och vintermånaderna. Under 2021 var månaden med flest omförhandlade elhandelsavtal december.

Byten och omförhandlade elavtal ger dock inte hela bilden av hur aktiva kunderna på en marknad är. En kund kan vara aktiv genom att välja att stanna kvar i sitt elavtal eftersom den anser att exempelvis elhandelsföretaget, priset eller avtalsvillkoren är bra. En kund kan även anse att kostnaden för elen utgör en så pass liten andel av den totala hushållskostnaden att kunden bestämt sig för vara mindre aktiv och inte engagera sig i att få ner elkostnaden.

Grossistmarknaden påverkar slutkundpriserna

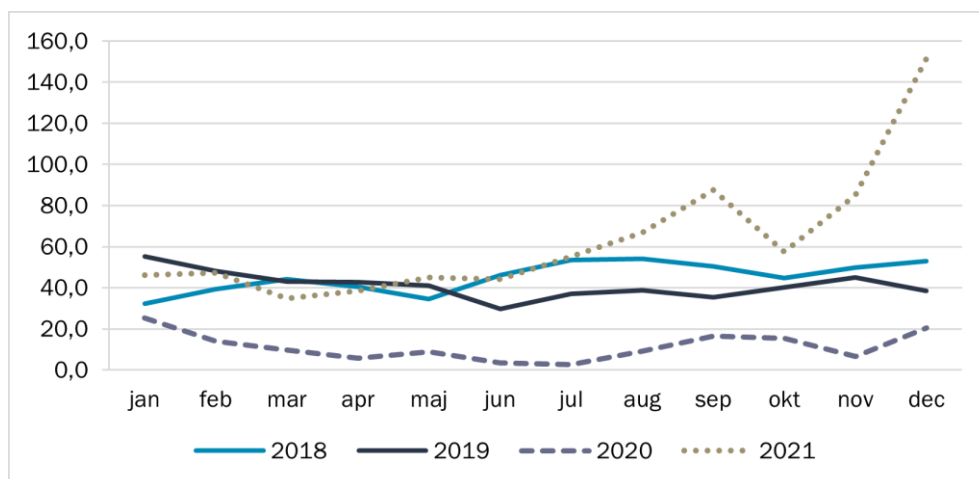
Den största delen av elpriset utgörs av elhandelsföretagens kostnad för att köpa in el för att täcka kundernas förbrukning. Elen köps in på en elbörs eller via bilaterala avtal med producenter. I avtal om rörligt elpris utgår elhandelsföretaget från spotpriset (priset på dagenföremarknaden) justerat för kundens uttagsprofil, medan fastprisavtalen baseras på kostnaden som elhandelsföretaget har för att köpa el på termin justerat för kundens uttagsprofil. För fastprisavtalen ingår också ibland en kostnad för områdesprissäkring med EPAD-kontrakt. Läs mer om prissäkring i avsnitt 1.2.1 Elhandelssystemet. Utöver inköpspriset för el tillkommer kostnader för bland annat elcertifikat, ursprungsmärkning, administration och moms.

Spotprisernas koppling till slutkundpriserna

Spotpriserna under den senare delen av 2021 sticker ut som ovanligt höga jämfört med tidigare år, särskilt i södra Sverige. Under 2021 var systempriset i allmänhet högre än för 2020 då elpriserna var ovanligt låga. Den högsta noteringen görs för december, då systempriset var 151,4 öre/kWh. Det genomsnittliga systempriset under 2021 var 63,3 öre/kWh, vilket kan jämföras med genomsnittet för 2020 som var 11,4 öre/kWh och 2019 som var 41,2 öre/kWh, se Figur 11. Läs mer om prisutvecklingen på grossistmarknaden för el i avsnitt 1.2.2.

⁶⁷ Källa: SCB.

Figur 11. Systempris Nord Pool, öre/kWh genomsnitt per månad



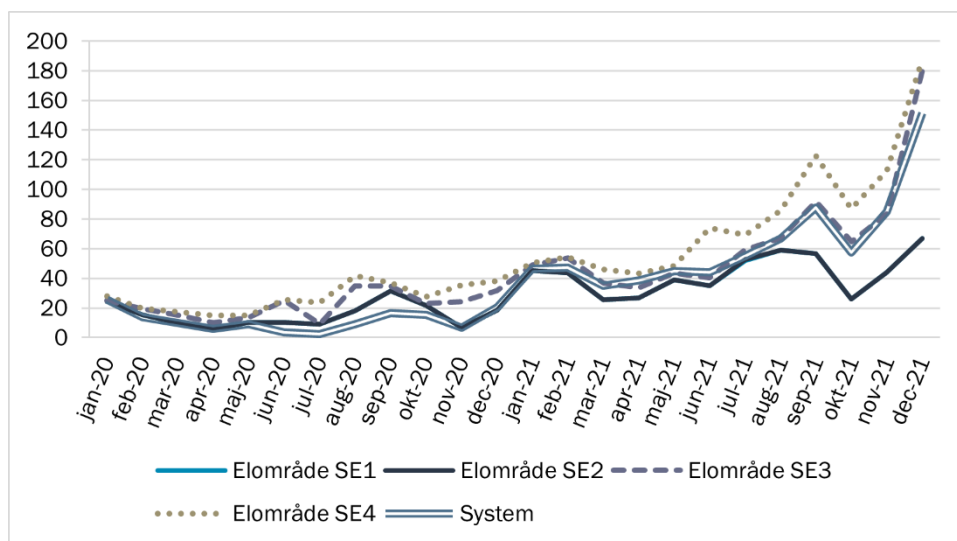
Källa: Nord Pool

Prisskillnaderna mellan elområden

Prisskillnaderna mellan olika elområden var större under de flesta av årets månader än under året innan. I genomsnitt var skillnaden mellan elområde SE4 och SE1 38,5 öre/kWh under 2021 vilket kan jämföras med 2020 då skillnaden i genomsnitt var 11,9 öre/kWh. Skillnaden mellan elområde SE4 och SE3 var i genomsnitt 14,7 öre/kWh under 2021 vilket kan jämföras med 4,8 öre/kWh i genomsnitt under 2020.

December var den månad med störst prisskillnad mellan elområden där elområde SE4 hade ett spotpris som var i genomsnitt 120,7 öre högre än i elområde SE1, se Figur 12. Priserna i elområde SE1 och SE2 var nästan desamma och bildar därför tillsammans en trend med två färger. Lägst var skillnaden under januari då det skiljde 5,2 öre i pris mellan elområde SE4 och SE1.

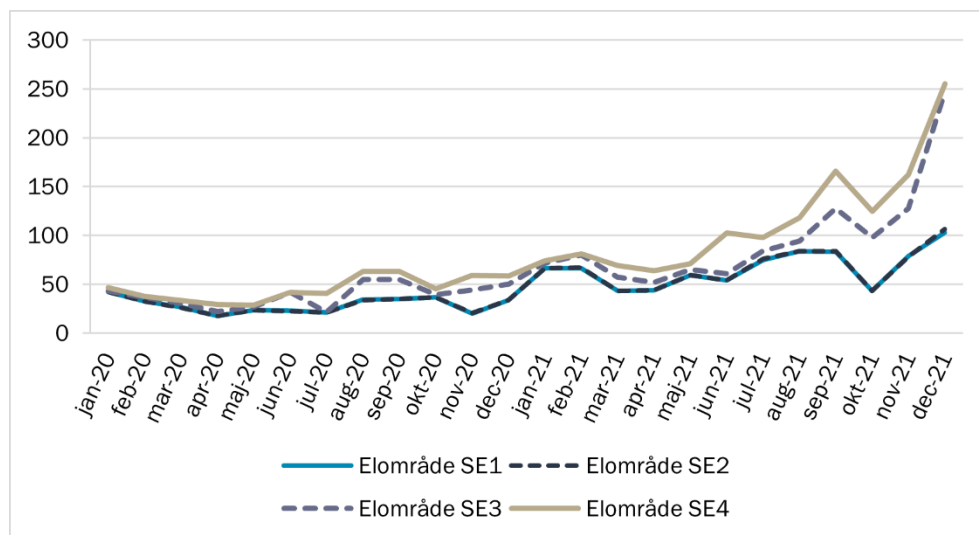
Figur 12. Spotpris per elområde samt systempris 2020–2021, öre/kWh



Källa: Nord Pool

I Figur 13 framgår att slutkundspriserna i de olika elområdena följer spotpriserna i respektive elområde. Prisskillnaderna mellan slutkundspriserna för avtal om rörligt pris⁶⁸ mellan de fyra elområdena var större under 2021 än under 2020. Priserna i elområde SE1 och SE2 bildar återigen en trend med två färger.

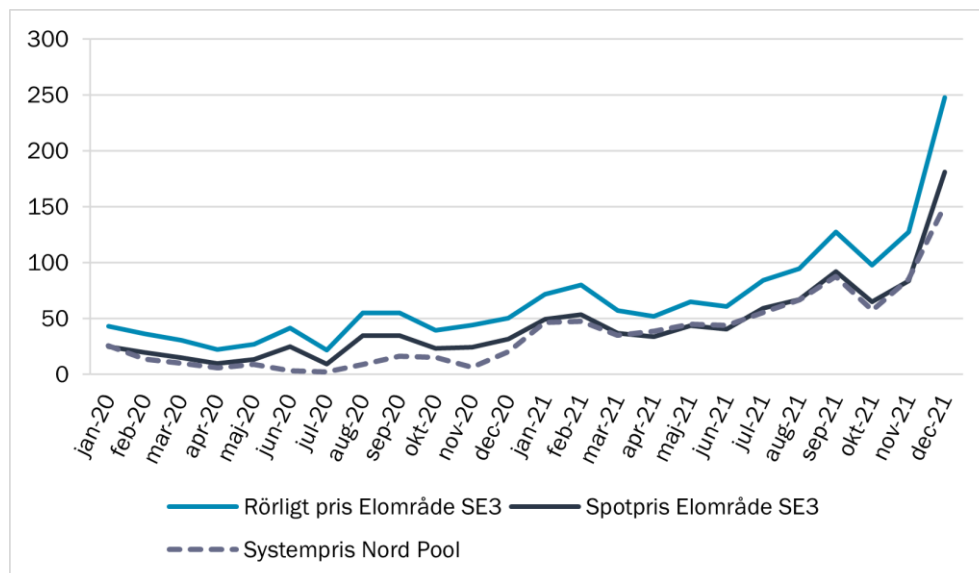
Figur 13. Elhandelspris för avtal med rörligt pris för typkund 20 000 kWh/år, öre/kWh



Källa: Ei

I Figur 14 visas rörliga priser för en hushållskund i elområde SE3 i förhållande till spotpris och systempris.

Figur 14. Rörligt pris för typkund 20 000 kWh/år i SE3 i förhållande till spot- och systempris, öre/kWh



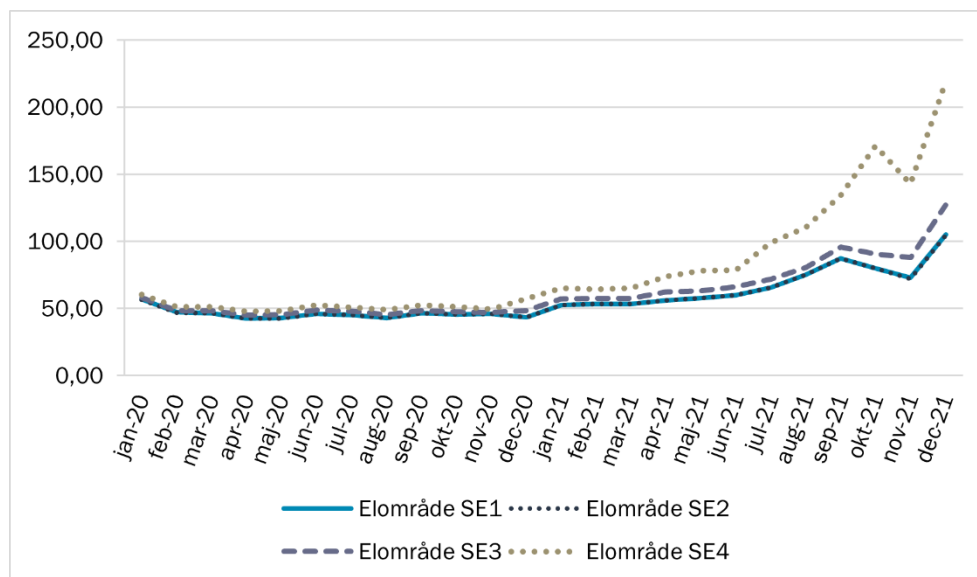
Källa: Ei, Nord Pool

⁶⁸ Det pris som anges här är ett genomsnitt av alla avtal med rörligt pris löpande som erbjuds på Elpriskollen den 15:e för respektive månad.

Även för avtalen med fast pris och en bindningstid på ett år syns skillnader mellan elområdena. Priserna var genomgående högst i SE4 under hela 2021. Under andra halvan av året ökade skillnaderna varje månad, med undantag för november. I genomsnitt över året var fastprisavtalen med en bindningstid på ett år 40,2 öre dyrare i SE4 än i SE1. Den högsta skillnaden syns i december då ett fastprisavtal i SE4 kostade 114,2 öre mer per kWh än motsvarande avtal i SE1. Den största skillnaden mellan fastprisavtal med bindningstid på ett år i SE3 och SE1 var också i december. Skillnaden var då 22,1 öre per kWh, se Figur 15. De fasta priserna är vad kunder erbjuds att ingå avtal om den månaden, medan det rörliga priset är vad kunderna med rörligt pris betalade.

Priset på fastprisavtalen bygger på kostnaden för de terminskontrakt och risksäkringskontrakt för respektive elområde som elhandelsföretaget köper. Priset på dessa bestäms i sin tur av det förväntade framtida elpriset. I ett elområde med priser som skiftar mycket uppstår ett större behov av prissäkring, vilket ger ökade kostnader för elhandelsföretagen och därmed ett högre pris på den el som de kan erbjuda slutkunden. Det finns även vissa elhandelsföretag som verkar endast i norra eller södra Sverige och deras påslag samt kostnader kan vara olika stora vilket får genomslag i elpriset som de erbjuder kunderna.

Figur 15. Elhandelspris för fast pris 1 år för typkund 20 000 kWh/år, öre/kWh



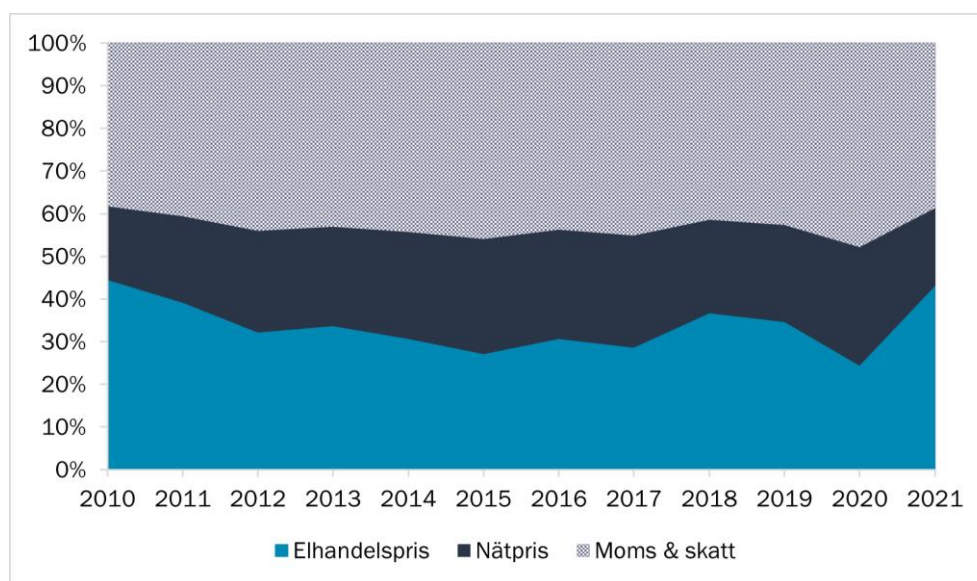
Källa: Ei

Elhandel utgör största delen av totala elkostnaden

Fördelningen mellan de olika delarna i den totala kostnaden för el som en villa med elvärme betalar har varierat de senaste åren. Förklaringar till detta är att nätavgiften och elhandelsprisernas nivåer har varierat samtidigt som energiskatten har ändrats, se Figur 16. Energiskatten återfinns på och betalas genom elnätsfakturan och var 35,60 öre/kWh under 2021. De flesta kommuner i elområde

SE1 och SE2 har reducerad energiskatt och under 2021 var energiskatten i dessa kommuner 26,40 öre/kWh. Under 2021 bestod den största delen av elkostnaden, 43 procent, av elhandelspriset. Moms och skatt utgjorde 39 procent av elkonsumentens totala kostnad för el medan kostnaden för överföring i nätet utgjorde 18 procent, se Figur 16. De höga elpriserna under andra halvan av 2021 var en anledning till att elhandelsprisets andel ökade från 2020, då elpriset i stället varit historiskt lågt.

Figur 16. Fördelningen av elkostnaden för en elkonsument som förbrukar 20 000 kWh/år.



Källa: Ei, SCB

Total elkostnad för en konsument

Den totala elkostnaden för 2021 för en lägenhetskund med årlig förbrukning om 2 000 kWh per år och som har avtal med rörligt pris uppgick till cirka 5 300 kronor, se Tabell 5. För en villakund som förbrukar 20 000 kWh per år och som har avtal med rörligt pris, uppgick till elkostnaden under 2021 till cirka 38 100 kronor, se Tabell 6. Priserna är genomsnittspriser och förbrukningen är viktad enligt förbrukningsmönster för olika månader.

Tabell 5. Total årskostnad 2021 rörligt pris, lägenhetskund i elområde SE3 2 000 kWh

	Kronor
Elhandel	1 914
Moms	478
Elhandel inkl. moms	2 392
Elnät	1 624
Skatt	712
Moms	584
Totalt	5 312

Källa: Ei, SCB

Tabell 6. Total årskostnad 2021, rörligt pris, villakund i elområde SE3 20 000 kWh

	Kronor
Elhandel	16 435
Moms	4 109
Elhandel inkl. moms	20 544
Elnät	6 964
Skatt	7 120
Moms	3 521
Totalt	38 149

Källa: Ei, SCB

Den totala årskostnaden för en kund som har avtal med fast pris på 1 år varierar beroende på när kunden tecknade avtalet. För en lägenhetskund som förbrukar 2 000 kWh per år uppgick den totala årskostnaden 2021 i genomsnitt till mellan cirka 4 400 och 5 800 kronor, beroende på vilken månad under året kunden tecknade avtalet, se Tabell 7. För en villakund som förbrukar 20 000 kWh per år uppgick i stället den totala årskostnaden till mellan 29 000 och 43 000 kronor under 2021, se Tabell 8.

Tabell 7. Total årskostnad 2021, fast pris 1 år, lägenhetskund i elområde SE3

Total elkostnad vid fast pris 1 år, lägenhetskund 2 000 kWh	Kronor
Elhandel	1 156–2 267
Moms	289–567
Elhandel inkl. moms	1 445–2 833
Elnät	1 624
Skatt	712
Moms	584
Totalt	4 365–5 756

Källa: Ei, SCB

Tabell 8. Total årskostnad 2021, fast pris 1 år, villakund i elområde SE3

Total elkostnad vid fast pris 1 år, villakund 20 000 kWh	Kronor
Elhandel	9 147–20 346
Moms	2 287–5 086
Elhandel inkl. moms	11 434–25 432
Elnät	6 964
Skatt	7 120
Moms	3 521
Totalt	29 039–43 037

Källa: Ei, SCB

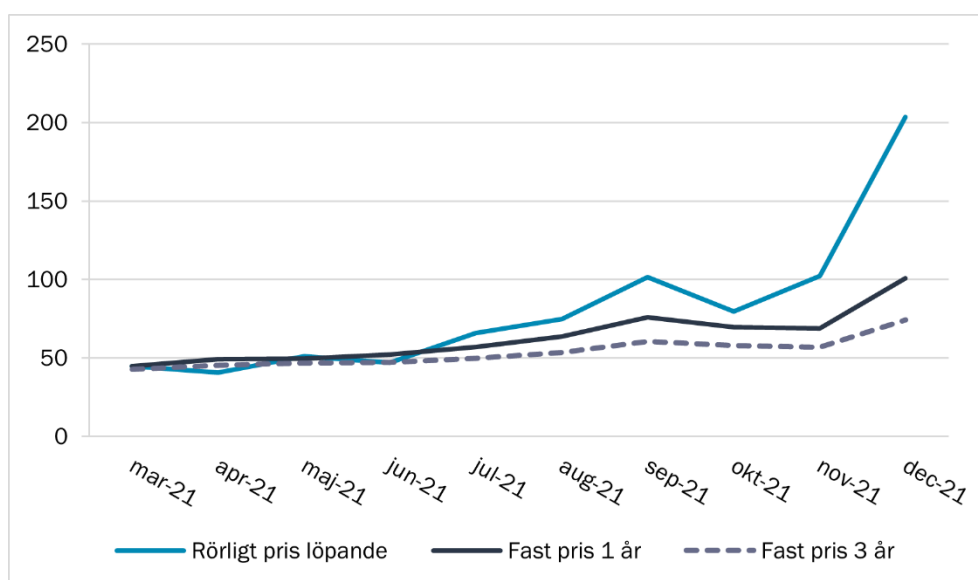
Prisskillnad mellan elhandelsföretag

Ei har kommit fram till att en lägenhetskund i elområde SE3 kan spara 418 kronor per år på att byta från ett genomsnittligt prissatt rörligt avtal till ett av marknadens tio billigaste rörliga avtal.⁶⁹

Priser för företag

Sedan mars 2021 rapporterar elhandelsföretagen till Ei även in avtal som erbjuds till företagskunder med en förbrukning på upp till 100 000 kWh per år. Även på företagssidan syns en ökning av priserna under andra halvan av 2021, se Figur 17. Ökningen är störst för avtalen med de rörliga priserna.

Figur 17. Genomsnittliga priser under 2021 för avtalstyperna rörligt pris löpande samt fastpris 1 och 3 år för en företagskund med en förbrukning på 99 999 kWh per år i elområde SE3⁷⁰



Källa: Ei

Rörligt pris fortfarande vanligast

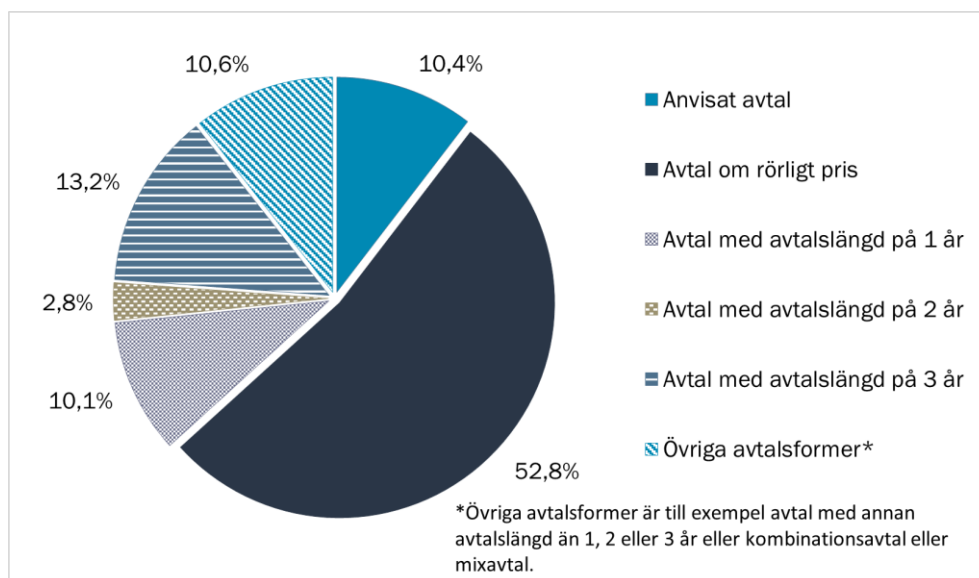
En trend som pågått i ett antal år är att fler kunder⁷¹ väljer rörliga avtalsformer. Under 2021 verkar trenden dock ha mattats av, förmodligen delvis på grund av de höga elpriserna som rådde under slutet av året. I december 2021 hade 52,8 procent av de svenska kunderna tecknat avtal om rörligt pris, vilket är en minskning med 0,2 procentenheter jämfört med december 2020. Drygt en fjärdedel av kunderna hade ett fastprisavtal med en bindningstid på antingen ett, två eller tre år, se Figur 18.

⁶⁹ Beräkning av priser från Elpriskollen med prisuppgifter från 2021.

⁷⁰ Priserna är exklusive moms.

⁷¹ Här avses både hushållskunder och företagskunder.

Figur 18. Fördelning av kunder⁷² per avtalstyp i december 2021, procent



Källa: SCB

Kunder med anvisade avtal

Kunderna på den svenska elmarknaden har möjlighet att välja det elhandelsföretag de föredrar. Det innebär att aktörerna agerar på en fri marknad i konkurrens med andra företag och med fri prissättning. Om kunden inte gör ett aktivt val är elnätsföretaget skyldigt att anvisa kunden ett elhandelsföretag. Priset på anvisningsavtalen är ofta högre än priserna på övriga avtalsformer.

Att kunderna, trots de ofta höga priserna, stannar kvar i anvisningsavtalen kan ha olika förklaringar. Kunderna kan vara omedvetna om att de har en avtalstyp som är dyrare än andra avtalstyper och att de enkelt kan byta till ett annat, billigare, avtal. Ei har vid olika tillsynsinsatser sett att informationen till de anvisade kunderna är bristfällig. Det kan också vara så att kunden anser att kostnaden för elen utgör en så pass liten del av den totala hushållsekonomin att kunden inte bryr sig om att byta. Några av de elhandelsföretag som anvisas lägger kunderna på sina vanliga rörliga avtal. I dessa fall betalar inte elhandelsföretagets kunder mer bara för att de inte har valt ett elhandelsavtal själva.

Andelen kunder med anvisade avtal har ökat med 0,2 procentenheter från 10,2 till 10,4 procent sedan december 2020.

⁷² Här avses både hushållskunder och företagskunder.

1.3.2 Internationellt arbete

Arbete med att stärka kunderna i Norden

Ei har under året haft en aktiv roll som bland annat ordförande i NordREG:s slutkundsmarknadsgrupp⁷³. Slutkundsmarknadsgruppens arbete syftar till att stärka kundernas ställning på de nordiska slutkundsmarknaderna för el.

Under 2021 har gruppen påbörjat en kartläggning av oschyssta affärsmetoder på elmarknaderna i Danmark, Finland, Norge och Sverige. Oschyssta affärsmetoder utgör ett problem på alla marknader i Norden och med kartläggningen vill NordREG dela erfarenheter, bland annat om åtgärder för att motverka oschyssta affärsmetoder. En rapport kommer att publiceras under 2022.

I november genomförde gruppen för fjärde gången NordREG Retail Market Monitoring Workshop i syfte att utbyta kunskap och erfarenheter inom tillsynsområdet och identifiera områden för samverkan, utbyte av information samt behov av vidareutveckling av regelverk.

Ei:s engagemang i att verka för väl fungerande slutkundsmarknader inom Europa

Ei är medlem i CEER och för frågor som gäller slutkundsmarknader deltar Ei i arbetsgruppen Customer and Retail Markets Working Group (CRM WG). Under året har CEER enats om gemensamma ståndpunkter för hur CEER vill att de europeiska el- och gasmarknaderna ska utvecklas under de kommande åren och publicerat flera rapporter.

Ei har deltagit aktivt i arbetet med den årliga rapport om kundskydd som CEER publicerar tillsammans med ACER, EU:s byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter. Rapporten, som publicerades i slutet av 2021, heter *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020 - Energy Retail Markets and Consumer Protection Volume*.

Ei har även lett arbetsgruppen Retail Market Roadmap Work Stream (RMR WS) som tagit fram en färdplan mot väl fungerande slutkundsmarknader för el och gas i alla medlemsländer år 2025. Arbetet utgår från en handbok som CEER publicerade 2017, som beskriver hur varje tillsynsmyndighet genom 25 mätbara kriterier själv kan avgöra hur väl den egna slutkundsmarknaden fungerar. Under 2021 har RMR WS tagit fram en rapport som ger exempel på hur enskilda länder arbetat utifrån handboken för att få sina marknader att fungera bättre. Namnet på rapporten är *CEER Roadmap for 2025 Well-Functioning Energy Retail Markets - 2020 Self-Assessment Report*.

⁷³ Retail Market Working Group.

1.4 Försörjningstrygghet el

Försörjningstryggheten i det svenska elsystemet är generellt sett god. Manuell fränkoppling av vissa elanvändare, som är den metod som Svenska kraftnät enligt ellagen ska använda då det inte är möjligt att på annat sätt uppnå balans mellan inmatning och uttag i elsystemet, har aldrig behövt tillämpas.

1.4.1 Övervakning av elproduktionskapacitet

Tillskott av förnybar produktion

I Sverige sker investeringar i ny elproduktionskapacitet på i huvudsak marknadsbaserade grunder. För att bygga en ny anläggning för elproduktion i Sverige krävs inget tillstånd från Ei. Däremot krävs tillstånd enligt både miljöbalken (1998:808) och plan- och bygglagen (2010:900).

Förnybar kraft såsom vattenkraft, vindkraft och solkraft utgör idag mer än 75 procent av den totala installerade effekten. Dessa kraftslag utgjorde även det största tillskottet till den installerade effekten under 2021. I Tabell 9 visas den installerade effekten fördelat på produktionslag exklusive värmekraft.

Tabell 9. Installerad effekt i Sveriges kraftstationer 2014–2021, MW.

Kraftslag	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Kärnkraft	9 528	9 714	9 076	8 586	8 614	7 725	6 871	6 882
Vattenkraft	16 155	16 184	16 181	16 301	16 315	16 328	16 334	16 286
Vindkraft	5 420	6 029	6 495	6 691	7 406	8 980	10 017	12 074
Solkraft	79	126	185	254	435	690	1 090	1 593

Källa: Energiföretagen Sverige

1.4.2 Åtgärder för att hantera efterfrågetoppar eller utbudsunderskott

Svenska kraftnät ansvarar för att en strategisk reserv (den så kallade Effektreserven) finns tillgänglig under vinterperioden, mellan 15 november och 15 mars.⁷⁴ Svenska kraftnät upphandlar reserven genom att ingå avtal med elproducenter och elanvändare om att de ska ställa produktionskapacitet eller förbrukningsreduktion till Svenska kraftnäts förfogande. För båda upphandlingarna gäller att resursen/anläggningen ska finnas i elområdena SE3 eller SE4. Vid aktivering av effektreserven sätts effektreservspriset till takpriset på 3 000 euro/MWh.

Effektreserven gäller enligt lag till den 15 mars 2025. Lagen har förlängts, senast 2016⁷⁵. I dag är det bara Fingrid i Finland och Svenska kraftnät i Sverige som upphandlar effektreserver inför kalla vintrar i Norden. Hanteringen av

⁷⁴ Enligt lagen (2003:436) om effektreserv.

⁷⁵ SFS (2016:422).

effektreserverna grundar sig bl.a. på de riktlinjer som de nordiska systemansvariga transmissionsnätföretagen gemensamt har tagit fram.⁷⁶

Resurstillräcklighet och tillförlighetsnorm för Sverige

Elmarknadsförordningen innehåller bland annat regler om hur resurstillräckligheten på elmarknaden – det vill säga måttet på i vilken mån som produktionsresurser och annan tillförsel av energi förmår möta den förväntade efterfrågan - ska beräknas och bedömas inom EU. Dessa regler anger att medlemsstater med resurstillräcklighetsproblem i första hand ska uppnå resurstillräcklighet genom väl fungerande marknader. Medlemsländerna ska därför först utveckla sina elmarknader så att nationella hinder som motverkar utvecklingen av väl fungerande elmarknader tas bort och se över om sammankopplingarna med grannländerna kan öka. Endast under vissa omständigheter och under en begränsad tid är det tillåtet för ett land att vidta stödåtgärder i form av kapacitetsmekanismer⁷⁷ för att uppnå resurstillräcklighet.

Enligt elmarknadsförordningen ska de länder som har eller avser ha kapacitetsmekanismer ha en tillförlitlighetsnorm. En tillförlitlighetsnorm ska på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån på medlemstatens försörjningstrygghet. Tillförlitlighetsnormen ska uttryckas genom nyckeltalen förväntad energi ej levererad (expected energy not served, EENS) och förväntad förlorad last (loss of load expectation, LOLE). Enligt elmarknadsförordningen ska Europeiska unionens byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) besluta en metod för att beräkna tillförlitlighetsnormen. Ett sådant beslut har fattats av ACER under 2020. ACER:s metod innebär att tillförlitlighetsnormen motsvarar ett beräknat LOLE-värde medan EENS beräknas indirekt. LOLE beräknas i sin tur med stöd av två nyckeltal, värdet av förlorad last (value of lost load, VoLL) och kostnaden för ny resurs (cost of new entry, CONE). De resurser som avses är produktion, lager, efterfrågeflexibilitet eller motsvarande. De uppgifter och antaganden som ska ligga till grund för beräkningen av VoLL och CONE anges också i ACER:s metod.

I januari 2021 beslutade Ei att VoLL för Sverige ska uppgå till 7 869 EUR/MWh i 2020 års prisnivå. Vidare har Ei beräknat fast och rörlig CONE för elva olika referenstekniker. Av de elva referensteknikerna är en lagringsteknik, fyra efterfrågeflexibilitetstekniker och resterande sex är produktionstekniker.

⁷⁶Nordel: "[Guidelines for implementation of transitional peak load arrangements](#)" (2009)

⁷⁷ Kapacitetsmekanism: en åtgärd som innebär ersättning till resurser i elsystemet så att dessa hålls tillgängliga för att vid behov kunna producera el respektive dra ned på sin elförbrukning och på så sätt säkerställa en önskad nivå av resurstillräcklighet

Efter att ha beräknat CONE för samtliga referenstekniker får teknikerna olika LOLE-värden och den referensteknik som sätter värdet på tillförlitlighetsnormen i Sverige vid tillämpningen av ACER:s metod, är referenstekniken efterfrågefleksibilitet från uppvärmning av bostäder, det vill säga den teknik som i rapporten benämns efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning. Detta innebär att användandet av denna referensteknik är det billigaste sättet att hantera den största möjliga effektbristen i Sverige under de kommande fem åren. Den största möjliga effektbristen i Sverige antas i Ei:s analys vara 1 750 MW baserat på underlag från Svenska kraftnät. Effektbristen 1 750 MW är framräknad av Svenska kraftnät enligt en metod som påminner om ERAA-metoden, som är den resurstillräcklighetsanalysmetod som ACER beslutat om och som ska användas för att utvärdera en medlemsstats resurstillräcklighet. Svenska kraftnäts värde 1 750 MW får antas vara det värde som i nuläget bäst estimerar den högsta möjliga effektbristen i Sverige.

Utifrån den av ACER beslutade metoden, Ei:s beslut att VoLL ska uppgå till 7 869 EUR/MWh, att den referensteknik som anger LOLE-värdet är referenstekniken efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning och att den störst möjliga effektbristen i Sverige antas vara 1 750 MW, föreslog Ei att tillförlitlighetsnormen för Sverige ska uppgå till 0,99 timmar per år. En tillförlitlighetsnorm på 0,99 timmar per år motsvarar ett mål på tillförlitlighet där produktion och import av el ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet 99,989 procent av tiden.

Vidare föreslog Ei att tillförlitlighetsnormen på 0,99 timmar ska gälla för perioden 2021- 2026, det vill säga för en femårsperiod. Ei har valt en femårsperiod eftersom en beräkning för en längre tidsperiod ökar osäkerheterna i beräkningen. Utöver att ACER:s metod för att beräkna tillförlitlighetsnormen är ny finns det för närvarande ett stort förändringstryck på elmarknaden och en längre tidshorisont bedöms därför inte ge tillförlitliga resultat. En femårsperiod sammanfaller med hur ofta tillsynsmyndigheterna ska se över och beräkna nyckeltalet VoLL⁷⁸

⁷⁸ Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige, Ei R2021:05.

Naturgasmarknaden



2 Naturgasmarknaden

Naturgas introducerades i Sverige först 1985 och utgör idag cirka tre procent av Sveriges totala energianvändning. Gas används framför allt som processbränsle och råvara inom industrin, för kraft- och fjärrvärmeproduktion, som fordonsbränsle, samt i hushåll som använder gas för uppvärmning och matlagning.

I Sverige distribueras gasen genom ett större naturgasnät längs västkusten, ett mindre gasnät i Stockholm, ett antal små lokala gasnät samt via tankstationer och LNG⁷⁹-terminaler. Det är bara det västsvenska gasnätet samt Stockholms gasnät som omfattas av naturgaslagen (2005:403) och därför även av Ei:s tillsyn.

Sverige har ingen egen naturgasproduktion utan är beroende av import via en ledning från Danmark och av LNG som transporteras med fartyg. Sverige har dock en viss andel egen produktion av biogas som kan uppgraderas för att blandas med naturgas i nätet.

Ei är tillsynsmyndighet enligt naturgaslagen⁸⁰ och har därför uppgiften att se till att denna följs. Enligt Ei:s instruktion har myndigheten i uppgift att följa och analysera utvecklingen på naturgasmarknaden och lämna förslag till ändringar i regelverk eller andra åtgärder för att främja marknadens funktion. Av instruktionen framgår vidare att Ei ska verka för en effektiv konkurrens på naturgasmarknaden.

Ei får enligt naturgaslagen⁸¹ meddela de förelägganden som behövs för att trygga efterlevnaden av de föreskrifter och villkor som omfattas av tillsynen. Ett sådant föreläggande får förenas med vite. Av lagen⁸² framgår också att tillsynsmyndigheten har rätt att på begäran få de upplysningar och ta del av de handlingar som behövs för tillsynen.

I instruktionen för Ei anges också att myndigheten, inom sitt område, ska fullgöra uppgifter som följer av Europaparlamentets och Rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG (gasmarknadsdirektivet). Enligt gasmarknadsdirektivet och nationella bestämmelser ska tillsynsmyndigheten följa

⁷⁹ Liquefied Natural Gas (LNG), flytande naturgas.

⁸⁰ Naturgaslag (2005:403), 1 kap. 9 §.

⁸¹ Naturgaslag 2005:403, 10 kap. 3 §.

⁸² Naturgaslag 2005:403, 10 kap. 2 §.

och genomföra de rättsligt bindande och relevanta beslut som fattas av ACER och Europeiska kommissionen.

Utöver naturgaslagen finns det fem EU-förordningar inom gasområdet som avser både marknad och nät:

Typ	Förkortning	Fullständigt namn	Beröringsområde
Marknadsförordning	TAR	KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2017/460 av den 16 mars 2017 om fastställandet av nätföreskrifter för harmoniserade tariffstrukturer för överföring av gas	Harmonisering av tariffstrukturer för överföring av gas
Marknadsförordning	BAL	Kommissionens förordning (EU) nr 312/2014 av den 26 mars 2014 om fastställande av nätföreskrifter för balansering av överföringsnät för gas	Balansering av överföringsnät för gas
Marknadsförordning	CAM	KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) nr 984/2013 av den 14 oktober 2013 om upprättandet av nätföreskrifter för mekanismer för kapacitetstilldelning i överföringssystem för gas och komplettering av Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 715/2009	Mekanismer för kapacitetstilldelning i överföringssystem för gas
Marknadsförordning	CMP	Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 715/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005	Hantering av överbelastningar
Driftsförordning	IO	KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2015/703 av den 30 april 2015 om fastställandet av nätföreskrifter med regler för driftskompatibilitet och informationsutbyte	Driftkompatibilitet och informationsutbyte

Det är framför allt EU-förordningarna för tariffer (TAR) och balansering (BAL) som berör Sverige. CAM, CMP och IO handlar till stor del om krav för sammanlänkningspunkter (punkter mellan två överföringssystem), vilket saknas i Sverige. Av den anledningen är många av reglerna inte tillämpliga för Sveriges del. Ei har, tillsammans med de andra europeiska tillsynsmyndigheterna, inom ramen för ACER:s arbete deltagit i dialogen om utformningen av dessa EU-förordningar. Tillsynsmyndigheterna bistår ACER i diskussioner med kommissionen och ENTSO-G⁸³.

⁸³ Det europeiska sammarbets organet för gasnätsoperatörer.

2.1 Gasnätet

Naturgasnätet delas in i fyra olika verksamhetsområden: transmission, distribution, förgasning och lager. I transmissionsledningarna transporteras gasen långa sträckor under högt tryck. Därefter sker en tryckreducering i mät- och reglerstationer innan det lokala distributionsnätet tar vid för transport till kund.

Det västsvenska naturgassystemet är litet i jämförelse med de flesta andra naturgasnät i Europa och består av cirka 60 mil transmissionsledning och cirka 300 mil distributionsledning. Nätet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr och en liten bit österut in i Småland, se Figur 19. Det är drygt 30 av Sveriges 290 kommuner som har tillgång till naturgas. Gasen kommer till Sverige via en ledning från danska Dragör.

Figur 19. Transmissionsledningar i det västsvenska naturgasnätet



Källa: Ei

Det finns också ett stadsgasnät och ett fordonsgasnät i Stockholmsområdet som båda ägs av Gasnätet Stockholm AB, vilka ansvarar för utveckling, drift och underhåll av näten. Stadsgasnätet omfattar cirka 50 mil ledning och täcker stora delar av Stockholm stad samt Solna och Sundbyberg. Framställning och inmatning av gas till stadsgasnätet sker i huvudsak från en förgasningsanläggning i Stockholm dit såväl biogas som LNG, det vill säga flytande naturgas, levereras. I anläggningen förångas LNG till naturgas som sedan blandas med luft för att bli den stadsgas som är anpassad för de kundapparater som används i stadsgasnätet. Distributionen sker via ledningar som trycksätts i särskilda regleringsstationer runt

om i staden. Det 4 mil långa fordonsgasnätet knyter samman biogasleverantörers produktionsanläggningar för gas i Stockholm med bussdepåer för busstankning och tankstationer för fordonsgas.

Det finns även ett antal små lokala gasnät runt om i Sverige. Många av de små lokala näten används huvudsakligen för att transportera biogas av typen fordonsgas från en produktionsanläggning till tankstationer. Gemensamt för gasnätet i Stockholm samt de små lokala gasnäten runt om i Sverige är att de inte är kopplade till något transmissionsnät. De nät som omfattas av naturgaslagens bestämmelser och det europeiska regelverket är det västsvenska gasnätet och gasnätet i Stockholm. Med naturgas avses i naturgaslagen även biogas i den mån det är tekniskt möjligt att använda gasen i ett naturgassystem.

2.1.1 Gasnätsföretagens roll

Certifiering av systemansvariga

Enligt gasmarknadsdirektivet⁸⁴ och nationella regler ska systemansvariga⁸⁵ för överföringssystemen certifieras. Ei certifierade Swedegas AB som systemansvarig i juli 2012. En certifiering gäller tills vidare men Ei kan ompröva beslutet om den systemansvarige inte lever upp till kraven för certifieringen.

Sedan januari 2020 är Swedegas tillsammans med systerföretaget Weum en del av Nordion Energi som ägs av European Diversified Infrastructure (EDIF II). EDIF II förvaltas i sin tur av First State Investment.

Funktionell åtskillnad av naturgasföretag

I syfte att förhindra korssubventionering mellan företag som bedriver olika typer av naturgasverksamhet krävs en så kallad funktionell åtskillnad mellan företagen. Detta innebär att företag som bedriver överföring, förgasning eller lagring av naturgas inte får bedriva handel. I ett företag som innehar rörledningar i ett svenskt naturgassystem får inte en styrelseledamot, vd eller firmatecknare samtidigt inneha någon av dessa roller i ett företag som bedriver handel med naturgas. Det finns dock inget krav i svensk lagstiftning att ett gasnätsföretag inte får ingå i en koncern som bedriver produktion av eller handel med naturgas.

Alla företag som bedriver överföring av naturgas och som ingår i samma koncern som ett företag som bedriver produktion av eller handel med naturgas ska enligt naturgaslagen⁸⁶ upprätta en övervakningsplan. Syftet med övervakningsplanen är att säkerställa att företagen agerar objektivt och inte otillbörligt gynnar någon

⁸⁴ Europaparlamentets och Rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas. Artikel 10.

⁸⁵ Begreppet systemansvarig för överföringssystem är synonymt med transmissionsnätsoperatör och transmissionsnätsföretag.

⁸⁶ Naturgaslag 2005:403, 3 kap. 9 §.

aktör på marknaden. Av övervakningsplanen ska det framgå vilka åtgärder företaget avser genomföra för att motverka diskriminerande beteende gentemot övriga aktörer på marknaden. De ska också publicera en årlig rapport som redogör för de åtgärder de genomfört.

2.1.2 Gasnätets tekniska funktion

Det västsvenska naturgasnätet består av flera olika nättyper. De största ledningarna som transporterar gasen under högt tryck är transmissionsledningarna. Därefter sker en tryckreducering i mät- och reglerstationer innan det lokala distributionsnätet tar vid för transport till kund. I Sverige ägs och drivs transmissionsnätet av Swedegas som även har systembalansansvaret. Ett fåtal mycket stora förbrukare är anslutna direkt till transmissionsnätet.

Biogas i naturgasnätet

Natur- och biogasmarknaderna i Sverige är till viss del integrerade eftersom naturgasnätet också kan användas för distribution av biogas. Idag är cirka 30 procent⁸⁷ av gasen i det västsvenska gasnätet biogas. Biogas som uppgraderas till naturgaskvalitet kan, i de flesta fall, föras in på naturgasnätet utan några tekniska konsekvenser för naturgasanvändarna. Det finns för närvarande nio biogasproducenter kopplade till det västsvenska naturgassystemet, varav två är anslutna så att inmatning kan ske i transmissionsnätet. Ytterligare två biogasproducenter är anslutna till Gasnätet Stockholm AB:s nät. Den största andelen biogas i nätet är importerad via Danmark.

Balansering av naturgas

I egenskap av transmissionsnätsoperatör äger Swedegas det västsvenska naturgasnätet och ansvarar för drift och underhåll av det. Rollen är jämförbar med den Svenska kraftnät har på elmarknaden då Swedegas både äger ledningsnätet och ansvarar för att kortsiktigt balansera in- och utmatning av gas.

För att säkerställa balanseringen tecknar Swedegas balansavtal med aktörer på gasmarknaden, så kallade balansansvariga. De balansansvariga åtar sig att ansvara ekonomiskt för att slutanvändarnas förbrukning motsvaras av tillförseln. Det västsvenska naturgasnätet erbjuder stora möjligheter att lagra gas i ledningarna, så kallad linepack, vilket underlättar balanseringen. Kortvariga obalanser kan utgöra så mycket som 25 procent av en vinterdagsförbrukning utan att nätets tekniska funktion äventyras.

Den systembalansansvariga får inte teckna balansansvarsavtal med enskilda balansansvariga förrän avtalsvillkoren har godkänts av Ei. Enligt naturgaslagen ska Ei granska avtalsvillkoren så att de uppfyller kraven om att vara objektiva och

⁸⁷ Källa: Swedegas.

icke-diskriminerande. Det senaste balansansvarsavtalet godkändes av Ei i slutet av 2021 med anledning av ändringar i avtalsvillkoren kopplade till kommande anslutning till Baltic Pipe, som enligt beräknad tidplan ska tas i drift den 1 oktober 2022 (läs mer om Baltic Pipe under avsnitt 2.1.4 Gränsöverskridande frågor). Från den 1 april 2019 är balanseringsmarknaderna för Sverige och Danmark integrerade. Syftet med den gemensamma balanszonen är att öka effektiviteten i gränsöverskridande handel mellan den svenska och danska marknaden samt harmonisera balanseringsförfarandena.

Kvalitetskontroll av naturgasnätet

Ei tar fram föreskrifter och allmänna råd (så kallade mätföreskrifter) som innehåller bestämmelser för ledningsinnehavare gällande mätning och rapportering av gasleverans. Gasnätsföretagen ansvarar för att driften och skötseln av deras anläggningar ska vara säker, tillförlitlig och effektiv så att de på lång sikt uppfyller rimliga krav på överföring, lagring och förgasning av gas.

Nätägaren samlar in mätvärden från gräns-, uttags- och inmatningspunkter. Mätvärdena rapporteras sedan vidare till gashandelsföretag, balansansvarig och systembalansansvarig. Mätvärdena ligger till grund för avräkning av inmatade och uttagna energimängder.

Debitering av gas baseras på levererad energi. För att beräkna energimängden multipliceras gasens volym, mätt i kubikmeter (m^3), med gasens energiinnehåll per volymenhet, mätt i kWh/ m^3 . Energiinnehåll per volymenhet kallas i regel för värmevärde och i det svenska systemet används ett värmevärde för hela systemet. Värmevärdet kan anges antingen som övre eller undre värmevärde beroende på om förbränningens produkter, i naturgasens fall rökgaserna, kylts av till samma temperatur som gasen innan förbränningen började eller inte. För en anläggning som har utrustning som kan ta tillvara rökgasernas energi är gasens energiinnehåll per volymenhet alltså högre.

Anslutning till naturgasledning

Den som äger en naturgasledning är skyldig att på skäliga villkor ansluta andras naturgasledningar, lagringsanläggningar och förgasningsanläggningar. Men om ledningen saknar kapacitet finns inte denna skyldighet. Innehavaren av naturgasledningen ska vid begäran om anslutning inom skälig tid lämna skriftliga uppgifter om avgiften och övriga villkor för anslutningen.

Anslutning till lagringsanläggning och förgasningsanläggning

Den som äger en anläggning eller rörledning för lagring av naturgas eller en förgasningsanläggning i det svenska naturgassystemet är skyldig att på skäliga villkor mata in naturgas för annans räkning, för att lagra alternativt förgasa den. Om anläggningen saknar kapacitet finns ingen sådan skyldighet. Innehavaren av

en lagrings- eller förgasningsanläggning ska vid begäran om inmatning inom skälig tid lämna skriftliga uppgifter om avgiften och övriga villkor för inmatningen.

Prövning av villkor för anslutning till naturgasanläggning

Metoderna för att utforma avtal för anslutning till olika typer av naturgasanläggningar godkänns av Ei innan de tas i bruk. De villkor som anges i anslutningsavtalen ska även de godkännas innan de tas i bruk av ägarna av naturgasanläggningar.

Genomförande av skyddsåtgärder

Innehavare av en naturgasledning, lagringsanläggning eller förgasningsanläggning ska planera för att i en krissituation kunna hantera den egna anläggningens drift och säkerhet.⁸⁸ Innehavarna ska upprätta en handlingsplan för krissituationer samt se till att planen sprids inom den egna organisationen och att den följs. Innehavarna ska även informera myndigheterna och andra relevanta aktörer om sina planer.

2.1.3 Nätavgifter för anslutning och överföring

Gasnätsavgifter

Gasnätsföretagens intäkter regleras i likhet med reglerna på elmarknaden. Detta innebär att intäkterna regleras på förhand i en intäktsram som sträcker sig över en period om fyra år. Intäktsramen sätter en övre gräns för de totala intäkterna företagen får ha från sin nätverksamhet. Syftet med intäktsramsregleringen är att gasnätsföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader och att gasnätsföretagen får en rimlig avkastning och kunderna ett skäligt pris för nättjänsten. Ei bedriver tillsyn över gasnätsföretagen och godkänner nätföretagens intäktsram. Tillsynen av nätföretagens tariffer omfattar de företag som är anslutna till det svenska naturgassystemet enligt villkoren i naturgaslagen.

Intäktsramen består av kapitalkostnader, löpande påverkbara kostnader och löpande opåverkbara kostnader. Intäktsramen ska beräknas så att den täcker skäliga kostnader, och i och med att gasnätsföretagen har monopol saknas marknadsmekanismer som naturligt sätter press för effektivisering. Därför behöver det finnas ett effektiviseringskrav i intäktsregleringen för att alla kostnadsökningar inte ska kunna vidareföras till kundkollektivet. Ei bedömer att ett generellt effektiviseringskrav ska användas och har beräknat de påverkbara kostnaderna för perioden 2019–2022 med ett årligt effektiviseringskrav på 1 procent.

⁸⁸ Föreskrifter är utformade i Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd (STEMFS 2016:1) om trygg naturgasförsörjning.

Ei fastställer en intäktsram för respektive gasnätsföretags naturgasverksamhet inför varje tillsynsperiod. Eftersom det inte går att veta alla uppgifter innan tillsynsperioden börjar, till exempel vilka investeringar gasnätsföretagen kommer att göra under tillsynsperioden, baserar Ei besluten inför tillsynsperioden på företagens prognoser. Prognoserna stäms av med faktiskt utfall efter tillsynsperiodens slut, i ett avstämningsbeslut. Ei beslutar då vilken faktisk intäktsram gasnätsföretaget har för tillsynsperioden. Denna beslutade intäktsram jämförs därefter i ett separat beslut med de intäkter som gasnätsföretagen tagit ut från sina kunder under den aktuella tillsynsperioden, i ett så kallat avvikelsebeslut. Eventuella under- eller överuttag ökar respektive minskar gasnätsföretagets intäktsram för påföljande tillsynsperiod. Detta innebär att Ei som minst meddelar tre beslut för respektive period: beslut inför tillsynsperioden, beslut efter tillsynsperioden och ett avvikelsebeslut. Omprövning av en intäktsram kan även ske under tillsynsperioden, under vissa förutsättningar.

Vid utformande av avgifter för överföring av naturgas (nätтарiffer) ska företagen särskilt beakta antalet anslutna kunder, kundernas geografiska läge, mängden överförd energi, abonnemangskostnader för överliggande ledningar, leveranssäkerhet och ledningarnas tryck. Ei:s tillsyn enligt naturgaslagen gäller även tariffer för tillträde till förgasningsanläggningar.

Ei:s tillsyn av de metoder som ligger till grund för utformningen av tariffer syftar till att säkerställa att de enligt kraven i naturgaslagen är objektiva och icke-diskriminerande. Ei:s beslut får överklagas inom tre veckor av den som beslutet angår. Prövningen sker hos allmän förvaltningsdomstol.

Inför tillsynsperioden 2019–2022 ansökte företagen om intäktsramar på sammanlagt 6,41 miljarder kronor i 2017 års prisnivå. Under 2019 fattade Ei beslut om intäktsramar på cirka 6 miljarder kronor. Sex av nio företag överklagade beslutet till Förvaltningsrätten i Linköping. I dom den 17 maj 2019 (mål nr 7369-18) biföll domstolen överklagandet om att den reglermässiga avskrivningstiden ska vara 90 år för distributionsledningar och 40 år för mät- och reglerstationer för både transmission och distribution vid beräkningen av intäktsram för tillsynsperioden 2019–2022. Besluten återförvisades till Ei som under februari 2020 utifrån förutsättningarna i förvaltningsrättens dom fastställde företagens intäktsramar till cirka 6,05 miljarder kronor.⁸⁹

Gasnätsföretagen är enligt naturgaslagen⁹⁰ skyldiga att upprätta en ekonomisk särredovisning av transmissions-, distributions-, lagrings- och förgasningsverksamhet i form av en årsrapport. Årsrapporten ska ges in till Ei senast sju månader efter

⁸⁹ Mer detaljerad historik kring domstolsprocesserna gällande intäktsramarna för gasnätsföretagen går att läsa i tidigare årsrapport, Ei R2021:08 Sveriges el- och naturgasmarknad 2020.

⁹⁰ Naturgaslag 2005:403, 3 kap. 3 §.

räkenskapsårets utgång och innehålla bland annat fullständig resultat- och balansräkning för respektive redovisningsenhet. Rapporten ligger till grund för vidare tillsyn.

Översyn av intäktsregleringen för gasnätsföretag

Regeringen gav den 17 december 2020 i uppdrag till Ei att se över regleringen av gasnätsföretagens intäkter. Av uppdraget framgick att reglerna i större omfattning borde harmonisera med motsvarande reglering av intäkter för elnätsverksamhet. I uppdraget ingick även att beakta att avkastningen på det kapital som används i verksamheten bör bestämmas med metoder som är allmänt vedertagna, transparenta för aktörerna och som tar nödvändig hänsyn till förhållandena på kapitalmarknaden samtidigt som gasnätskundernas intressen beaktas. Uppdraget skulle avrapporteras till regeringen den 13 april 2021. Med anledning av det rådande rättsläget (läs mer om rättsläget som även påverkar gasnätsregleringen i avsnitt 1.1.3) anser Ei att det i nuläget inte är lämpligt att föreslå nya regler i lag eller förordning i intäktsramsregleringen för naturgas.

2.1.4 Gränsöverskridande frågor

Ei samarbetar med övriga europeiska tillsynsmyndigheter inom ACER och CEER. Det pågår även kontinuerliga diskussioner med den danska tillsynsmyndigheten om hur den gemensamma marknaden kan utvecklas och på vilket sätt försörjningstryggheten kan förbättras i det dansk-svenska området.

Det gränsöverskridande samarbetet syftar till att samordna ett snabbt införlivande av europeisk lagstiftning och identifiera områden som bör utvecklas. Ei har via samarbetsorganet ACER bland annat medverkat i arbetet med att genomföra de europeiska regelverken för den inre marknaden för naturgas.

Mekanismer för kapacitetstilldelning i överföringssystem för gas

Under 2017 trädde kommissionens förordning i kraft för mekanismer för kapacitetstilldelning i överföringssystem för gas, också kallad CAM. CAM ska bidra till en flexibel användning av befintliga överföringssystem så att gas kan transporteras från områden där priset är lägre till områden där priset är högre.

Både CAM och CMP (tillträde till naturgasöverföringsnäten) handlar om regler i sammanlänkningspunkter. Eftersom sådana saknas i Sverige bedriver Ei inte tillsyn enligt förordningarna och genomför inte heller några åtgärder med anledning av förordningarna. För de svenska aktörer som handlar med gas inom EU och transporterar gas från andra länder inom EU till Danmark, och ut från Danmark till Sverige, har reglerna i CAM och CMP betydelse.

Ei bevakar därför tillämpningen genom att delta i ACER:s arbetsgrupper.

Driftskompatibilitet och informationsutbyte

Under 2015 trädde kommissionens förordning i kraft som innehåller regler för driftskompatibilitet och informationsutbyte (IO). Förordningen IO ska främja och underlätta gashandel och överföring av gas inom EU genom harmoniserade regler för den operativa driften av gasnätet och informationsutbytet mellan transmissionsnätsföretagen. Reglerna i IO ska genomföras av Swedegas.

Ei har tillsyn över att bestämmelserna i förordningen IO följs. Ei bevakar tillämpningen av IO genom deltagandet i ACER:s arbetsgrupper.

Baltic Pipe

Baltic Pipe är en ledning som skapar en ny förbindelse för gasleveranser från Norge till Danmark och Polen samt till slutanvändare i Central- och Östeuropa. Baltic Pipe bidrar bland annat till att säkra tillförseln av gas och minska beroendet av rysk gas.

Den 1 oktober 2022 beräknas den svensk-danska gasmarknaden integreras med Baltic Pipe. Baltic Pipe innebär en ökad mängd gas i systemet, vilket har påverkan på både volym och flexibilitet. Med detta som bakgrund har den nuvarande balansmodellen fått ses över. Den största förändringen i balansmodellen innebär balansavstämningar varje timme under gasdygnet. Revideringarna i balanseringsmodellen medför ändringar i balansansvarsavtalet som rör förhållandet mellan Swedegas och de svenska gasaktörerna. Ei godkände dessa föreslagna ändringar 1 december 2021 och ändringarna träder i kraft 1 oktober 2022.

2.2 Grossistmarknaden för naturgas

Naturgas täcker cirka 2 procent av Sveriges totala energibehov och är därmed en relativt liten energikälla. I de kommuner där naturgasnätet är utbyggt står dock naturgasen för drygt 20 procent av den slutliga energianvändningen, vilket är i linje med genomsnittet i övriga Europa. Den svenska naturgasmarknaden är nära sammankopplad med den danska.

2.2.1 Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens

Sverige producerar ingen egen naturgas utan tillförsel sker från Danmark genom en ledning under Öresund (från Dragör). Naturgasen som förbrukas i Sverige har därför historiskt i huvudsak kommit från de danska gasfälten i Nordsjön. Den danska gasplattformen är sedan 2019 under renovering som beräknas vara färdig 2023. På grund av detta kommer naturgasen under 2021 via det europeiska gasnätet och består av rörbundna importers från bland annat Ryssland, Norge, Algeriet, Storbritannien. Det förekommer även gas som importerats i flytande form (LNG) via fartyg från bland annat USA, Ryssland och Qatar. Systemet försörjs

också av produktion av biogas och naturgas från till exempel Nederländerna, Tyskland och Danmark.

På grund av det svenska nätets utformning är den svenska naturgasmarknaden nära kopplad till den danska. De balansansvariga aktörerna i det svenska naturgassystemet är även aktiva på den danska gasmarknaden. Naturgas handlas sedan 2020 huvudsakligen på European Energy Exchange (EEX) där handelsplattformen PEGAS⁹¹ är integrerad. Konkurrens, prisutveckling och transparens i den svenska naturgasmarknaden är till stor del avhängigt utvecklingen i Danmark.

Det finns en teknisk kapacitet att årligen överföra ungefär 32 TWh naturgas från Danmark till Sverige via ledningen från Dragör. I Tabell Tabell 10 nedan presenteras energianvändning och den totala importkapaciteten av naturgas i Sverige under åren 2008–2020.

Tabell 10. Överföring av naturgas i det västsvenska naturgasnätet 2016–2021⁹²

År	Total energianvändning (TWh)	Importkapacitet totalt (TWh)
2016	10,6	22
2017	8,7	22
2018	9,2	22
2019	9,0	32
2020	8,1	32
2021	8,7	32

Källa: Energinet och Swedegas

Naturgas i Sverige används i huvudsak av industrin och i kraftvärmeverk medan endast ett fåtal procent används i bostäder. Det finns därför en stark koppling mellan väderlek, i synnerhet under vinterhalvåret, och naturgasförbrukning i Sverige. Naturgasförbrukningen under 2021 ökade med 0,6 TWh jämfört med 2020.

Handel med naturgas

På EEX kan en aktör handla gas samma dag som leveransen, dagen före, inför helg och inför nästkommande månad samt terminskontrakt med leverans upp till 6 år framåt i tiden. All handel sker med fysisk leverans och aktörerna måste ha avtal med den danska transmissionsnätsoperatören Energinet.

⁹¹ Pan-European Gas Cooperation (PEGAS)

⁹² Till följd av att Sverige övergick till en gemensam balanseringszon ihop med Danmark skedde en tryckhöjning 2019. Det sker ingen tryckreglering mellan länderna längre, varpå Sverige nu har det fulla trycket som råder i Danmark. Detta förklarar den högre importkapaciteten på svensk sida medan energianvändningen är i princip oförändrad.

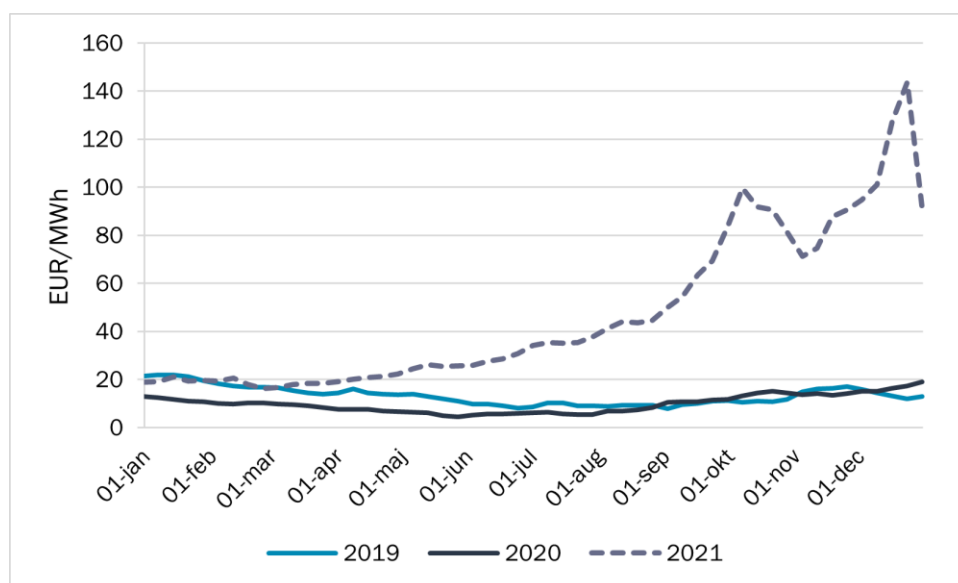
Balanseringen av gas sker inom den gemensamma balanseringzonen i Sverige och Danmark och sköts av den så kallade Balancing Area Manager (BAM) som använder den danska virtuella handelspunkten ETF för att sköta balanseringen av gasmarknaden. BAM administreras gemensamt av Energinet och Swedegas.

För att transportera naturgasen till Sverige behöver en aktör boka kapacitet i Dragör. Kapaciteten i överföringen auktioneras ut i Energinets ordinarie kapacitetsauktioner. För att kunna transportera gas från Danmark till Sverige måste balansansvariga aktörer även vara registrerade som shippers hos Energinet. På grund av den låga förbrukningen i förhållande till systemets överföringskapacitet finns det med dagens förbrukning ingen risk för flaskhalsproblem i överföringen. Vål i Sverige kan gasen säljas vidare till förbrukare såsom industrier och gasdistributörer.

Prisutvecklingen på gasmarknaden 2021

Under andra halvan av 2021 har det varit historiskt höga gaspriser. I september var priset på gas uppe i de högsta nivåerna sedan finanskrisen 2008 och utvecklingen fortsatte under hösten och vintern. Gaspriset nådde sin högsta topp den 21 december, och låg då på 180 euro/MWh.

Figur 20. Spotpriset på den dansk-svenska gasmarknaden, medel per vecka för 2019–2021. EUR/MWh



Källa: SKM Syspower

Prisuppgången på gas beror på en signifikant ökning i den globala efterfrågan på naturgas som inte åtföljts av en motsvarande ökning i utbudet. Den ökade efterfrågan på naturgas globalt har drivits på av ekonomisk återhämtning sedan lättningen av restriktioner kopplade till covid-19-pandemin, men även av vissa väderförhållanden. Efterfrågan på LNG har ökat särskilt i Sydostasien och Sydamerika, där LNG handlas dyrare än i Europa, vilket har drivit priserna uppåt.

I Asien drivs den ökade efterfrågan på av en ökad lagring inför vintern samt av det pågående bränslebytet⁹³ från kol till gas. I Sydamerika har bland annat låga nivåer i vattenmagasin resulterat i en ökad efterfrågan på gas för elproduktion. I Europa har gasmagasinen haft en låg fyllnadsgrad efter den kalla vintern 2020/2021 och begränsade gasleveranser från Ryssland har gjort att magasinen inte heller fyllts på till normala nivåer. I slutet av september var fyllnadsgraden i de europeiska gaslagren 73 procent, vilket är lågt i förhållande till tidigare år då fyllnadsgraden normalt legat över 90 procent.

Begränsningen i utbud inom Europa beror bland annat på att Ryssland inte har ökat sina leveranser i takt med den ökade efterfrågan. Det har även varit en minskad inhemsk produktion av gas i Europa, bland annat på grund av åldrande gasfält, olika styrmedel för att minska användningen av fossil energi och att underhåll och revisioner skjutits upp på grund av pandemin⁹⁴.

Åtgärder för att täcka efterfrågetoppar eller utbudsunderskott

Förbrukningstoppar och bristande leveranser från de balansansvariga hanteras genom det balanseringsutrymme som finns i transmissionsnätsledningarna, så kallad linepack. Om det krävs åtgärder därutöver använder sig den systembalansansvariga så långt det är möjligt av marknadsmekanismer för att hantera obalanser. Energimyndigheten kan beordra nätägare att begränsa eller avbryta överföring av naturgas till industrikunder. Om detta görs ska försörjningen till konsumenter säkras.

Övervakning av balansen mellan utbud och efterfrågan

Även om försörjningstryggheten historiskt sett varit hög kan den svenska naturgasmarknaden sägas vara sårbar, både på kort och på lång sikt. Situationen med en enda tillförselpunkt tillsammans med det faktum att Sverige inte har någon egen produktion av naturgas gör den svenska naturgasmarknaden känslig för yttre störningar på kort sikt, i synnerhet för produktionsstopp i de danska naturgasfälten.

Energimyndigheten är tillsynsmyndighet enligt lagen (2012:273) om trygg naturgasförsörjning. I enlighet med naturgasförsörjningsförordningens⁹⁵ krav publicerades 2019 en nationell förebyggande åtgärdsplan och en nationell krisplan för tryggad naturgasförsörjning⁹⁶.

⁹³ Gas anses mindre klimat- och miljöbelastande än kol, vilket innebär att det i flera länder pågår en omställning från kolkraft till mer gaskraft som en miljö- och klimatåtgärd.

⁹⁴ ACER, [High Energy Prices](#) Oktober 2021.

⁹⁵ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 994/2010 av den 20 oktober 2010 om åtgärder för att trygga naturgasförsörjningen och om upphävande av rådets direktiv 2004/67/EG

⁹⁶ Nationell krisplan för Sveriges naturgasförsörjning - enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2017/1938.

Förväntningar om framtida efterfrågan och leveranser samt tillförd kapacitet

Den framtida efterfrågan på gas ser ut att hålla i sig. I och med kriget i Ukraina har EU-kommissionen under 2022 lanserat en ny energiplan, REPower EU. REPower EU består av tre delar som berör gasmarknaden:

- 1 Spara energi där kommissionen bl.a. föreslår att höja energieffektiviseringsmålet i energieffektiviseringsdirektivet.
- 2 Minska beroendet av rysk naturgas, som idag står för 40 procent av EU:s gasimport, bland annat genom fler LNG-terminaler för att kunna importera mer flytande naturgas.
- 3 Öka utbyggnadstakten av förnybar energiproduktion, för att främja klimatvänliga lösningar samt vätgasteknologi.

Gaspriserna förespås fortsatt vara volatila, vilket skapar utmaningar avseende lagerhållning. Höga priser och en osäkerhet på marknaden skapar en ovilja hos aktörerna att hålla gaslager, vilket i sin tur leder till en problematik för försörjningstryggheten. Av denna anledning har EU-kommissionen lagt fram ett förslag om ändring i gasförsörjningsförordningen där krav ställs på lagernivåer för gas med start vintern 2022/2023 för att säkerställa försörjningstryggheten i EU.

Det danska gasfältet Tyra, som har varit nedstängt för underhåll, beräknas åter vara i drift till sommaren 2023, vilket förbättrar leveransförutsättningarna för naturgas.

EU-kommissionen lanserade i december 2021 ett gasmarknadspaket, som består av direktiv och förordning. Det nya gasmarknadspaketet speglar den ökade ambitionsnivån i Europeiska unionens gröna giv och är en del av arbetet för att nå målet om klimatneutralitet 2050. De föreslagna ändringarna avser att bidra till en harmonisering av gasregelverket med redan befintligt regelverk för EU:s elmarknad. Ändringarna är också i linje med den utveckling som har skett i det andra och tredje energimarknadspaketet. Med de föreslagna reglerna vill kommissionen även stärka kundernas möjligheter att göra förnybara och hållbara val. Detta underlättas bland annat genom att kunderna får grundläggande information om sin energikonsumtion och dess ursprung, vilket förbättrar kundernas möjligheter att göra aktiva val. En stor del av de nya reglerna utgörs av förslag till ny reglering av vätgasanläggningar och en framväxande vätgasmarknad.

2.3 Slutkundsmarknaden för naturgas

Den svenska slutkundsmarknaden för gas är konkurrensutsatt och priserna sätts av aktörerna på marknaden. I det västsvenska naturgasnätet finns cirka 34 000

hushållskunder⁹⁷ och även större kunder, som till exempel stora industrier och kraftvärmeverk. I Stockholms stads- och fordonsgasnät finns det cirka 58 000 kunder, varav de flesta är hushållskunder.

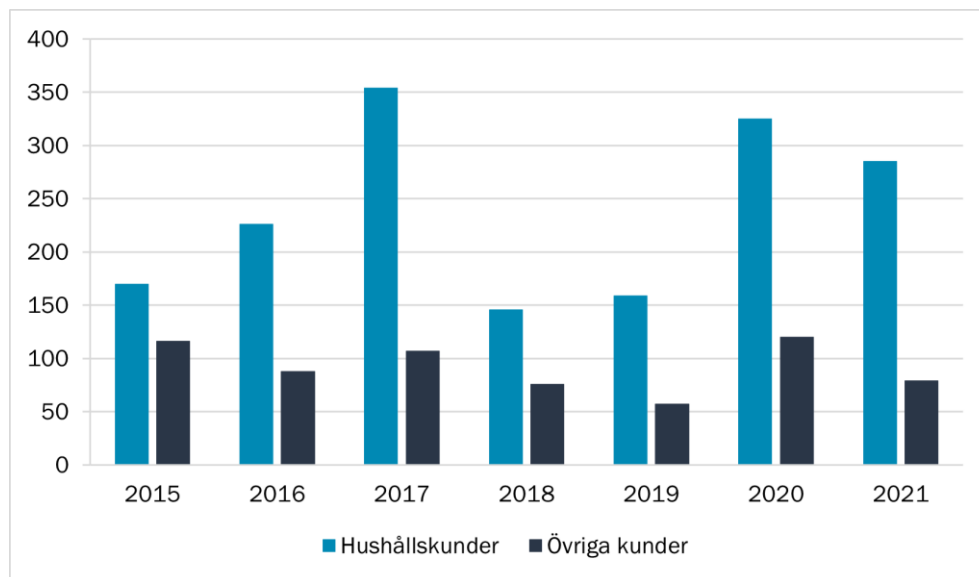
I slutet av 2021 fanns det totalt sju aktörer⁹⁸ på den svenska slutkundsmarknaden för naturgas, varav sex aktörer i det västsvenska naturgasnätet och en aktör i Stockholms stads- och fordonsgasnät.

Ei har i uppdrag att verka för att stärka naturgaskundernas ställning genom att bland annat möjliggöra aktiva valmöjligheter med lättillgänglig information. Ei ska även främja konsumenters rättigheter i samverkan med Konsumentverket. Samverkan med Konkurrensverket ska ske bland annat i frågor som rör kunder.

2.3.1 Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens på slutkundsmarknaden för gas

Gashandelsmarknaden är konkurrensutsatt och kunder i västsvenska nätet är fria att byta leverantör. Detta är dock inte möjligt i Stockholm då endast en leverantör verkar där. Statistik om leverantörbyten för naturgas visas i Figur 21. Ei tar emot få frågor och klagomål från konsumenterna om gashandel och gasnät, vanligtvis endast ett par stycken per område varje år.

Figur 21. Antal leverantörbyten naturgas 2015 - 2021



Källa SCB

⁹⁷ Källa: Swedegas.

⁹⁸ ApportGas, Eon Försäljning Sverige AB, Göteborg Energi, Krafringen Energi AB, Varberg Energi, Öresundskraft, Stockholm Gas. Källa: Konsumenternas Energimarknadsbyrå.

Naturgasprisernas utveckling på slutkundsmarknaden

Som går att se i Tabell 11 och Tabell 12 har priserna på naturgas generellt sett ökat mellan 2018 och första halvan av 2020, för att sedan se ut att minska något.

Minskningen kan exempelvis bero på effekter av pandemin och varmt väder.

Under andra halvan av 2021 syntes ovanligt höga gaspriser, vilket även återspeglats i slutkundspriserna på gas. Läs mer om gaspriserna i avsnitt 2.2

Grossistmarknaden för naturgas.

Tabell 11. Priser i öre per kWh på naturgas för hushållskunder 2018–2021⁹⁹, 5 500 - <55 000 MWh årsförbrukning

	Handelspris	Nätpris	Totalt
2018 jan–jun	38,40	27,26	117,17
2018 jul–dec	45,43	26,90	125,51
2019 jan–jun	42,54	27,93	123,92
2019 jul–dec	41,22	22,17	115,07
2020 jan–jun	48,52	29,69	134,13
2020 jul–dec	44,65	31,19	131,16
2021 jan–jun	44,04	27,68	126,38
2021 jul–dec	72,89	33,94	170,26

Tabell 12. Priser i öre per kWh på naturgas för hushållskunder 2018 - 2021¹⁰⁰, <5 000 MWh årsförbrukning

	Handelspris	Nätpris	Totalt
2018 jan–jun	42,92	49,36	150,45
2018 jul–dec	46,66	73,54	185,35
2019 jan–jun	49,90	80,73	199,12
2019 jul–dec	46,68	62,01	171,70
2020 jan–jun	51,52	67,11	184,64
2020 jul–dec	46,68	71,71	184,34
2021 jan–jun	44,42	77,53	189,16
2021 jul–dec	71,08	139,64	300,12

Källa: SCB

⁹⁹ Tabellen visar genomsnittligt totalpris på naturgas som betalas av hushållskunder, per halvår. I totalpriset ingår naturgas, nät, energi- och koldioxidskatt och moms. Vid jämförelser med tidigare år, var god observera att SCB genomfört stora metodförändringar vilket medfört att hela tidsserien reviderats.

¹⁰⁰ Tabellen visar genomsnittligt totalpris på naturgas som betalas av hushållskunder, per halvår. I totalpriset ingår naturgas, nät, energi- och koldioxidskatt och moms. Vid jämförelser med tidigare år, var god observera att SCB genomfört stora metodförändringar vilket medfört att hela tidsserien reviderats.

Enkelt att jämföra priser på naturgas för hushåll

Konsumenternas energimarknadsbyrå driver sedan 2014 webbplatsen gaspriskollen.se där hushållskunder kan jämföra priser på naturgas från naturgashandelsföretag i Sverige. Läs mer om konsumenternas energimarknadsbyrå i avsnitt 3.1.6 Konsumenternas energimarknadsbyrå som nationell kontaktpunkt. På webbplatsen finns även information om hur man byter gashandelsföretag samt information om de olika kostnadsposterna i gaspriset.

Konsumentskydd



3 Konsumentskydd

3.1 Kundinformation, klagomålshantering och konsumentrådgivning

3.1.1 Elpriskollen

För att stärka konsumenternas ställning på elmarknaden erbjuder Ei en webbplats för prisjämförelser, elpriskollen.se, där konsumenterna kan jämföra priser och villkor på de vanligaste avtalen från samtliga elhandelsföretag.

Möjligheten att jämföra priser och andra faktorer som kan påverka valet av elhandelsföretag är en förutsättning för aktiva kunder. Ei arbetar därför med att ständigt utveckla och förbättra prisjämförelsesajten för att förenkla för konsumenterna och möjliggöra utökade sökningar. Antalet unika besökare var drygt 305 000 under 2021.

Ei gör också löpande kontroller av de inrapporterade priserna med tillhörande villkor för att säkerställa att elhandelsföretagen rapporterar in korrekta uppgifter. Under 2021 har Ei kontrollerat elhandelsföretagens priser och avtalsvillkor. När brister upptäckts har elhandelsföretagen uppmanats att åtgärda dessa, vilket också skett i samtliga fall. Under 2021 påbörjade Ei en granskning av inrapporterade timprisavtal på Elpriskollen. Av totalt 62 elhandelsföretag som under året erbjöd timprisavtal har 30 blivit granskade under tillsynsinsatsen. Resultatet och analysen av granskningen publiceras under 2022. Alla elhandelsföretag som vänder sig till konsumenter är skyldiga att rapportera priser och villkor för sådana avtal som framgår av Ei:s föreskrifter gällande inrapportering¹⁰¹ (vilket är de allra flesta elavtalen, till exempel rörliga och fasta avtal samt så kallade mixavtal). Elhandelsföretag som inte rapporterar ett avtal som omfattas av inrapporteringsskyldigheten, och nya elhandelsföretag som inte känner till sina skyldigheter, kontaktas av Ei och Ei ber dem börja rapportera i enlighet med den föreskrift och den handbok som finns.

3.1.2 Konsumentkontakt och Kundo

För att samla kundernas frågor och klagomål till en punkt har Ei funktionen Konsumentkontakt. Samtliga skriftliga frågor och klagomål till Ei som kommer från konsumenter hänvisas till Konsumentkontakt. Ei besvarar även frågor och klagomål från näringsidkare. Förutom att besvara frågor och ta emot klagomål

¹⁰¹ EIFS 2013:8.

rörande energimarknadernas aktörer kan Konsumentkontakt utifrån detta också ta fram underlag för regelutveckling och tillsyn för olika avdelningar inom Ei.

Konsumentkontakt tar emot frågor och klagomål via e-post, formulär på Ei:s webbplats, telefon och via det webbaserade frågeforumet Kundo. Konsumenterna kan ställa frågor till Kundo eller leta efter svar på tidigare ställda frågor direkt via webben. Målsättningen med detta arbetssätt är att hålla en hög servicenivå med korta svarstider och relevanta svar till konsumenterna.

Ei har ett fördjupat samarbete med Konsumenternas energimarknadsbyrå avseende hantering av frågor och klagomål. Konsumenter som har frågor utanför Ei:s ansvarsområden hänvisas till byrån. Det gäller avtalsrättsliga frågor där Ei saknar befogenheter att agera i ärendet. Konsumenternas energimarknadsbyrå besvarar även en del av de frågor som ställs via Kundo.

Under 2021 hade Ei 1 550 konsumentkontakter. Dessa kontakter fördelades främst på områdena elnät, elhandel och elpriskollen.se, men även på fjärrvärme, gasnät och gashandel. Konsumentkontakter sorteras in som frågor eller klagomål; en fråga är när kunden undrar över någonting och ett klagomål är när kunden uttrycker missnöje. Det kom något fler klagomål än frågor under 2021. De flesta frågor och klagomål handlar om elnät och elhandel. Konsumentkontakterna om elnätsavgifter kan till exempel handla om att avgifterna höjs, vilken nivå de ligger på, skillnaden i avgifterna mellan olika nätområden eller avgifternas olika delar såsom den rörliga delen, den fasta delen eller effektagiften. Konsumentkontakter om elhandel handlar ofta om oschyssta affärsmetoder, vilket ibland förekommer vid uppsökande försäljning, vilka nivåer elpriserna är på och om avtalsvillkor, till exempel oskäligen avtalsvillkor eller avsaknad av information om avtalsvillkoren.

Kontakterna med kunder gör även att Ei kan rikta sin tillsyn och sitt regelutvecklingsarbete till områden där det gör mest nytta.

3.1.3 Anmälningar till Ei

Konsumenter kan förutom att ställa frågor om energimarknaderna också anmäla att ett företag inte följer de bestämmelser i ellagen och naturgaslagen som Ei ansvarar för. Som tillsynsansvarig myndighet kan Ei då undersöka om företaget brutit mot sina lagstadgade skyldigheter.

3.1.4 Arbete mot oschyssta affärsmetoder

Ei har, bland annat genom sina många konsumentkontakter, uppmärksammat en rad tveksamma affärsmetoder som vissa företag på elhandelsmarknaden använder sig av och som på olika sätt försvårar kundernas situation. Det kan handla exempelvis om elhandelsföretag som tillämpar oskäligen avtalsvillkor eller genomför byte av elhandelsföretag utan konsumentens godkännande. Under 2021

initierade Ei därför ett projekt för att ta fram åtgärdsförslag för att motverka oschyssta affärsmetoder på elhandelsmarknaden. Under arbetet skedde samverkan med marknadsaktörer och andra myndigheter. Projektet utmynnade i en rapport med åtgärdsförslag som publicerades i början av 2022¹⁰².

3.1.5 Hjälp till utsatta kunder

Den svenska definitionen av utsatta kunder är formulerad i Ei:s myndighetsinstruktion och lyder "med utsatta kunder avses personer som varaktigt saknar förmåga att betala för den el eller naturgas som överförs eller levereras till dem för ändamål som faller utanför näringsverksamhet". På den svenska el- och naturgasmarknaden skyddas denna kategori av konsumenter av sociallagstiftningen på så sätt att konsumenten har rätt att få ekonomiskt bistånd för att klara sin el- och naturgasförsörjning.

Det finns också såväl i ellagen som i naturgaslagen bestämmelser som skyddar den konsument som riskerar att fränkopplas från el- eller naturgasnätet på grund av bristande betalning eller annat väsentligt avtalsbrott. Bestämmelserna innebär att det företag som genomför fränkopplingen först måste följa ett visst lagstadgat tillvägagångssätt. Detta inkluderar bland annat konsumentens rätt till korrekt information från företaget, möjlighet för konsumenten att rätta sig utan att fränkoppling sker, samt att företaget måste skicka ett meddelande till socialtjänsten i kommunen där konsumenten bor en viss tid innan fränkoppling kan bli aktuell.

3.1.6 Konsumenternas energimarknadsbyrå som nationell kontaktpunkt

Ei har under 2021 fortsatt arbetet som en av huvudmännen i Konsumenternas energimarknadsbyrå. Det är en oberoende byrå som ger information och vägledning till konsumenter i frågor som rör el- och naturgasmarknaden. Rådgivningen till konsumenter är kostnadsfri. Det finns en överenskommelse mellan Ei och Konsumenternas energimarknadsbyrå som innebär att byrån är nationell kontaktpunkt för el- och naturgasmarknaden. Därmed uppfylls kraven om detta enligt EU:s el- och gasmarknadsdirektiv. Byråns webbplats hade under 2021 drygt en miljon unika besök, vilket var en stor ökning i jämförelse med 2020 då 655 000 unika besök registrerades. Konsumenter kan kontakta Konsumenternas energimarknadsbyrå via telefon och e-post och cirka 3 900 ärenden besvarades under året, vilket var en liten ökning jämfört med 2020. De flesta klagomålen rörde elhandel och inom detta område handlade en majoritet om oschyssta affärsmetoder. Dessa kan handla om exempelvis vilseledande marknadsföring, bluffakturor eller hot om fränkoppling. Småföretagare utgjorde cirka 12 procent av

¹⁰² Oschyssta affärsmetoder på elhandelsmarknaden – En rapport med åtgärdsförslag (EiR2022:02).

kontakterna under 2021, vilket är en minskning med 10 procentenheter från året innan.¹⁰³

Vid många och återkommande klagomål skickar Konsumenternas energimarknadsbyrå rapporter till berörda företag och har i några fall haft dialogmöten. När skäl finns informerar byrån konsumenter om att det finns möjlighet att anmäla ärendet hos tillsynsmyndighet eller begära en prövning av tvisten hos Allmänna reklamationsnämnden (ARN).¹⁰⁴

Konsumenternas energimarknadsbyrå publicerar kvartalsvis klagomålsinformation om enskilda elhandelsföretag.¹⁰⁵ Syftet är att visa vilka elhandelsföretag som det klagas mest på och att tipsa den som har eller vill teckna avtal med något av företagen. Byrån beskriver även vilka problem kunder har med dessa elhandelsföretag. För att elhandelsföretagen ska finnas med i klagomålsinformationen krävs att antalet klagomål har överstigit en fastställd miniminivå. Innan klagomålsinformation om ett elhandelsföretag publiceras kontrollerar byrån om det kan finnas en grund för klagomålen.

Konsumenternas energimarknadsbyrå har under året också fortsatt med att redovisa sammanställningar av konsumentproblemen på energimarknaderna till myndigheter och företag. Detta arbete har bland annat skapat möjligheter för företagen att vidta åtgärder för att minska klagomålen. För Ei har det, tillsammans med myndighetens egna sammanställningar över konsumenternas klagomål, inneburit att tillsynsinsatser har kunnat sättas in där de gör mest nytta.

3.1.7 Övrig konsumentrådgivning

Bland övriga myndigheter som har ett konsumentansvar på el- och naturgasmarknaden kan särskilt Konsumentverket nämnas. Konsumentverket granskar bland annat om företag har använt vilseledande eller aggressiv marknadsföring, använt sig av oskäligen avtalsvillkor eller gett bristfällig prisinformation.

Konsumentverket driver en central konsumentupplysningstjänst under namnet Hallå konsument.¹⁰⁶ Hallå konsument täcker inte bara energimarknaderna utan inkluderar samtliga konsumentmarknader. Till Hallå konsument kan konsumenten vända sig med frågor om exempelvis köp, villkor i avtal och reklamationer.

Flera andra myndigheter, däribland Ei, är ansvariga för att samverka med Konsumentverket i utvecklingen av Hallå konsument. Konsumenternas

¹⁰³ Konsumenternas Energimarknadsbyrå Verksamhetsberättelse 2021.

¹⁰⁴ Konsumenternas Energimarknadsbyrå Verksamhetsberättelse 2020.

¹⁰⁵ www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/valja-elavtal/klagomalsinformation/
Hämtad i april 2022.

¹⁰⁶ www.hallakonsument.se

energimarknadsbyrå ansvarar för att besvara frågor som hänvisas från Hallå konsument samt för viss information på Hallå konsumenters webbplats.

För rådgivning i olika frågor har konsumenten på el- och naturgasmarknaden också möjlighet att vända sig till hemkommunen. Där erbjuder konsumentväglarna bland annat rådgivning före tecknande av avtal samt vägledning vid tvister. Budget- och skuldrådgivarna kan erbjuda råd och stöd vid betalningsproblem medan energi- och klimatrådgivarna bland annat kan erbjuda analys av energianvändningen samt råd vid val av ny värmekälla. En annan rådgivande funktion är Energimyndighetens *Solelportalen*. Där kan konsumenter få information om solceller och göra beräkningar inför beslutet att införskaffa solceller till sitt hus.

3.2 Tvistlösning

Elhandelsföretag, elnätsföretag, gashandelsföretag och gasnätsföretag ska på sina webbplatser och på fakturan till konsument bland annat lämna tydlig information om konsumentens rättigheter, hur konsumenten ska gå till väga för att lämna klagomål samt vart konsumenten kan vända sig för information eller tvistlösning.

För information och vägledning kan konsumenten vända sig till Konsumenternas energimarknadsbyrå eller till kommunal konsumentvägledare.

3.2.1 Ei prövar vissa tvistefrågor

Ei kontrollerar att företagen på el- och naturgasmarknaden följer lagstiftningen och har också i vissa fall en tvistlösande funktion för tvister mellan en konsument och ett företag. Detta gäller tvister i frågor om elnätsföretags skyldighet att ansluta en anläggning till elnätet, kostnaden för mätning och beräkning av el, ersättning vid inmatning av el samt nättariffer för mindre produktionsanläggningar.

Enligt ellagens bestämmelser ska anslutningsavgiften vara skälig.¹⁰⁷ Om konsumenten anser att kostnaden är för hög kan den vända sig till Ei som då prövar denna. Om Ei konstaterar att anslutningsavgiften är för hög måste elnätsföretaget betala tillbaka mellanskillnaden till konsumenten. Ei:s beslut om skälig anslutningsavgift kan överklagas och det är domstolarna som ytterst bestämmer vad som gäller. Det är kostnadsfritt att begära prövning hos Ei och att överklaga Ei:s beslut.

3.2.2 Tvistlösningsstöd hos Allmänna reklamationsnämnden

Konsumenten på el- och naturgasmarknaden kan anmäla en tvist med ett företag till Allmänna reklamationsnämnden (ARN). En sådan anmälan är att beteckna som ett snabbt och enkelt men ändå rättssäkert alternativ till domstol. ARN är en statlig myndighet som kostnadsfritt prövar tvister mellan kunder och företag på bland

¹⁰⁷ Ellag 1997:857, 4 kap. 9 §.

annat el- och naturgasmarknaden. ARN gör ingen egen utredning av vad som hänt utan det är upp till parterna att lämna in och presentera det underlag nämnden ska ta ställning till. Vid bedömning av en tvist utgår nämnden från gällande lagstiftning och rättspraxis. Nämnden ger i sitt beslut ett förslag till hur tvisten bör lösas. För att konsumenten ska kunna anmäla en tvist till ARN krävs att företaget ska ha avvisat konsumentens krav eller inte alls besvarat konsumenten, att anmälan inkommer senast 6 månader från den dag då företaget sa nej till konsumentens krav samt att kravet ligger över värdegränserna 500 kronor, 1 000 kronor eller 2 000 kronor beroende på vad anmälan gäller.

Konsumenten får oftast vänta ungefär 6 månader på ett beslut i ärendet från ARN. Konsumenten kan också vända sig till allmän domstol för att lösa en tvist med ett el- eller naturgasföretag. En näringsidkare kan endast vända sig till allmän domstol för tvistelösning vilket medför vissa risker då det kan bli en kostsam process.

