

Sveriges el- och naturgasmarknad 2022



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 fjärrkyla samt 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 R2023:12

Författare: Johan Anderson, Frida Berggren, Maria Dalheim, Johannes Järvinen, Michelle Karlsson Savolainen, Bianca Kasemi, Fredrik Prinz Blix och Linda Tran

Copyright: Energimarknadsinspektionen

Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Förord

Energimarknadsinspektionen (Ei) är tillsynsmyndighet över marknaderna för el, naturgas, fjärrvärme och fjärrkyla och följer kontinuerligt utvecklingen på dessa marknader. Syftet med den här rapporten är att redogöra för utvecklingen på el- och naturgasmarknaden under 2022.

Enligt Ei:s instruktion ska myndigheten fullgöra uppgifter som följer av Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU (elmarknadsdirektivet) och 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 (naturgasmarknadsdirektivet). 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 2023

Ulrika Hesslow
Generaldirektör

Fredrik Prinz Blix
Projektledare

Innehåll

Sammanfattning	6
2022 – ett speciellt år	6
Elmarknaden.....	7
Det svenska elnätet	7
Grossistmarknaden för el.....	7
Slutkundsmarknaden för el	8
Naturgasmarknaden.....	8
Det svenska naturgasnätet	8
Grossistmarknaden för naturgas.....	9
Slutkundsmarknaden för naturgas	9
Konsumentskydd och tvister.....	10
1 2022 – ett speciellt år	12
1.1 Händelser på naturgasmarknaden	12
1.2 Väderförhållanden och kärnkraft	12
1.3 Åtgärder och efterfrågeminskning	13
1.3.1 Sänkt elförbrukningen.....	14
1.3.2 Åtgärder på naturgasområdet.....	14
1.3.3 Elprisstöd	14
1.3.4 Gasprisstöd	15
1.3.5 Utveckling av regelverket på elmarknadsområdet.....	15
2 Elmarknaden	16
2.1 Elnätet	18
2.1.1 Elområden.....	19
2.1.2 Nätföretagens roll	20
2.1.3 Icke-koncessionspliktiga elnät.....	22
2.1.4 Utbyggnad av elnätet	23
2.1.5 Gränsöverskridande frågor och överföringsbegränsningar	26
2.1.6 Kapacitetsutmaningen i nätet.....	28
2.1.7 Leverans kvalitet	31
2.1.8 Elnätsavgifter och intäktsramen för elnätsföretag	33
2.2 Grossistmarknaden för el.....	40
2.2.1 Elhandelssystemet	40
2.2.2 Utvecklingen av grossistmarknaden för el.....	49
2.2.3 Prisutveckling och överföringsbegränsningar	52
2.2.4 Produktion och förbrukning.....	57
2.2.5 Ei arbetar med att främja konkurrens på grossistmarknaden för el	60
2.3 Slutkundsmarknaden för el	63
2.3.1 Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens på slutkundsmarknaden för el	63
2.3.2 Internationellt arbete	72
2.4 Försörjningstrygghet el	72
2.4.1 Övervakning av elproduktionskapacitet.....	74
2.4.2 Resurstillräcklighet och tillförlighetsnorm för Sverige.....	74

3	Naturgasmarknaden.....	78
3.1	Gasnätet.....	79
3.1.1	Gasnätsföretagens roll.....	81
3.1.2	Gasnätets tekniska funktion.....	82
3.1.3	Nätavgifter för anslutning och överföring.....	84
3.1.4	Gränsöverskridande frågor.....	86
3.2	Grossistmarknaden för naturgas.....	88
3.2.1	Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens.....	88
3.3	Slutkundsmarknaden för naturgas.....	92
3.3.1	Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens på slutkundsmarknaden för gas.....	93
3.4	Utveckling av vätgasinfrastruktur.....	95
4	Konsumentskydd.....	97
4.1	Kundinformation, klagomålshantering och konsumentrådgivning.....	97
4.1.1	Elpriskollen.....	97
4.1.2	Konsumentkontakt.....	97
4.1.3	Anmälningar till Ei.....	98
4.1.4	Arbete mot oschyssta affärsmetoder.....	98
4.1.5	Hjälp till utsatta kunder.....	99
4.1.6	Konsumenternas energimarknadsbyrå som nationell kontaktpunkt.....	99
4.1.7	Övrig konsumentrådgivning.....	100
4.2	Tvistlösning.....	101
4.2.1	Ei prövar vissa tvistefrågor.....	101
4.2.2	Tvistlösningsstöd hos Allmänna reklamationsnämnden.....	101

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.

2022 – ett speciellt år

Under hösten 2021 och under 2022 steg energipriserna till avsevärt högre nivåer än vad som tidigare förekommit. Som en följd av Rysslands krig mot Ukraina minskade gästförseln från Ryssland, vilket var en starkt bidragande orsak till ökade priser på naturgas som i sin tur slog igenom på elpriserna. Priserna på naturgas i Europa har under 2022 varit åtskilliga gånger högre än priserna innan covid-pandemin. EU vidtog åtgärder för att minska beroendet av rysk gas och utfärdade sanktioner mot Ryssland. Samtidigt hade gaslagren i Europa låg påfyllnadsgrad och det fanns en stor oro för att de ryska gasflödena skulle upphöra innan de europeiska gaslagren fyllts på inför vintern 2022/2023. Efterfrågan på naturgas ökade bland annat på grund av den ekonomiska återhämtningen efter covid-19-pandemin, och som en följd ökade även priset på utsläppsrätter. Eftersom det svenska elsystemet är sammankopplat med det europeiska påverkades de svenska elpriserna av den europeiska prisutvecklingen.

De höga elpriserna har resulterat i att den svenska regeringen vidtagit en rad åtgärder under 2022 och början av 2023, framför allt genom el- och gasprisstöd för hushåll och industrier. Förutom sanktioner mot Ryssland har EU-kommissionen infört åtgärder i syfte att mildra de negativa effekterna av de höga el- och gaspriserna på samhället. EU-kommissionen har även fört diskussioner kring huruvida den nuvarande elmarknadsdesignen eventuellt behövs ändras i syfte att göra EU:s energimarknader mer effektiva och motståndskraftiga under kristider.

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 58 900 mil ledning, varav ungefär 43 000 mil är jordkabel och 16 000 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 och Ei beslutar om hur mycket elnätsföretagen får ta ut av sina kunder under en fyraårsperiod genom att fastställa så kallade intäktsramar. Mellan 2021 och 2022 ökade avgifterna i genomsnitt med 0,1 procent för lägenhetskunder, 1,4 procent för villakunder med säkring om 16 A och med 1,7 procent för villakunder med säkring om 20 A.¹ I svenska kronor motsvarade det en ökning på cirka 2 kronor, 50 kronor respektive 123 kronor över året. 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 2022 ökade elpriserna jämfört med föregående år i samtliga svenska elområden, särskilt under andra halvan av året. I genomsnitt var systempriset² i Norden under året 136 euro/MWh vilket var en ökning med 118 procent jämfört med föregående år. I SE4 var årsmedelpriset 152 euro/MWh medan det i SE3 var något lägre och landade på 129 euro/MWh. I SE1 och SE2 var det motsvarande priset cirka 60 euro/MWh. Åren 2013–2018 har det årliga genomsnittliga spotpriset befunnit sig runt 20–40 EUR/MWh i samtliga elområden. I jämförelse med 2022

¹ Realvärden i 2022 års prisnivå, ej viktat.

² Systempriset fungerar som ett referenspris för den finansiella elhandeln. Systempriset beräknas utan att ta hänsyn till var elen produceras och var den ska konsumeras.

motsvarade detta en ökning av det årliga genomsnittliga spotpriset med 33 procent i SE1, 40 procent i SE2, 190 procent i SE3 samt 228 procent i SE4.

Nord Pools dagen föremarknad är marknadsplats för merparten av den fysiska handeln med el i Norden och Baltikum. Under 2022 handlade nordiska aktörer cirka 696 TWh på Nord Pools dagen föremarknad och cirka 47 TWh på EPEX spot. Viss del av handeln sker även via bilaterala kontrakt och på intradagsmarknaden.

Under 2022 producerades 169,9 TWh el i Sverige, vilket var 2,7 procent mer än föregående år. Det är produktionen från vindkraft och även i viss mån solkraft som har ökat, se Tabell 4. Under 2022 producerade vindkraften 33 TWh vilket är en ökning med 21 procent jämfört med 2021. Nettoexporten av el uppgick till 33 TWh under 2022, vilket var en ökning med 32 procent jämfört med föregående år. Sverige var även en av de största exportörerna av el i EU. Under vissa tidpunkter är Sverige dock beroende av import för att klara av elförsörjningen, under vintern 2022/2023 importerades el under 147 timmar.³

Slutkundsmarknaden för el

Under 2022 fanns cirka 140 elhandelsföretag på Ei:s jämförelsesajt elpriskollen.se. De tre största elhandelsföretagen hade i slutet av 2022 en samlad marknadsandel på cirka 51 procent räknat på antalet kunder, vilket är en ökning på 6 procentenheter från år 2021.

Under 2022 bestod den största delen av elkostnaden, 55 procent, av elhandelspriset. Moms och skatt utgjorde 33 procent av elkonsumentens totala kostnad för el medan kostnaden för överföring i nätet utgjorde 13 procent.

En trend som pågått i ett antal år är att fler kunder, både hushålls- och företagskunder, väljer rörliga avtalsformer. Under 2022 verkar trenden ha tagit fart, förmodligen i hög grad på grund av de höga elpriserna på fastprisavtal som rådde under året. I december 2022 hade 57,6 procent av de svenska kunderna tecknat avtal om rörligt pris, vilket är en ökning med 4,8 procentenheter jämfört med december 2021.

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

³ [En vinter med tuffa förutsättningar och elsparande svenskar | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

längs västkusten från Trelleborg till Stenungssund, med en sträckning österut mot Jönköping.

I Stockholmsområdet finns ett stadsgasnät och ett fordonsgasnät som omfattar cirka 50 respektive 4 mil ledning.

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 2022 användes 6,5 TWh naturgas i det västsvenska naturgasnätet. På grund av det västsvenska nätets utformning är den svenska naturgasmarknaden nära kopplad till den danska marknaden. Under hösten 2021 och under 2022 steg energipriserna till avsevärt högre nivåer än vad som tidigare förekommit. Priserna på naturgas i EU har under 2022 varit åtskilliga gånger högre än priserna innan pandemin. Gaspriset var som högst under augusti 2022 och uppgick då till 339 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 27 000 hushållskunder och cirka 4 200 övriga kunder, som till exempel stora industrier. I Stockholms stads- och fordonsgasnät finns cirka 50 000 kunder varav de flesta är hushållskunder. 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.

I slutet av 2022 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 energilagstiftningen 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 2022 hade Ei kontakt med drygt 3 000 konsumenter och näringsidkare. De flesta frågor och klagomål som kommer in till Ei handlar om elnät och 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. Under 2022 har Ei arbetat med en ny lansering av sajten där målet har varit att elpriskollen.se ska vara mer användarvänlig för besökaren. Den nya jämförelsesajten lanserades den 1 juni 2023.

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 2022 – ett speciellt år

Under 2022 har en rad händelser skett i omvärlden och nationellt som på olika sätt påverkat EU:s och Sveriges energimarknader. Det har bland annat kommit i form av störningar i energitillförseln och höga el- och gaspriser. Avsnittet nedan avser att ge en överblick över några viktiga händelser som påverkat energimarknaderna och åtgärder som vidtagits under 2022 som ansetts relevanta av Energimarknadsinspektionen.

1.1 Händelser på naturgasmarknaden

I samband med Rysslands krig mot Ukraina och införandet av EU:s sanktioner mot Ryssland stängde Ryssland periodvis ned rörledningen Nord Stream 1 för underhåll och så småningom stängdes ledningen permanent. Den minskade tillgången till rysk gas orsakade oro på naturgasmarknaden och ett prisrekord på naturgas på 339 euro/MWh uppnåddes under augusti 2022, vilket i sin tur påverkade elpriserna. Senare orsakade ett antal explosioner också stora tryckfall på ledningarna Nord Stream 1 och 2 på grund av läckorna som uppstod. Orsaken till explosionerna är inte klarlagd men det har konstaterats att det inte berodde på ett tekniskt fel. Nord Stream 2 har av olika anledningar aldrig varit i drift men skadades även den av explosioner. Vid tidpunkten för läckorna var inte ledningarna i drift och därför påverkades inte gaspriserna nämnvärt. Som en följd av Rysslands krig mot Ukraina ökade användningen av LNG (flytande naturgas) inom EU och under 2022 minskade naturgasanvändningen med 13 procent.

EU:s lagernivåer av naturgas låg 2022 avsevärt över de genomsnittliga lagernivåerna jämfört med föregående år och i slutet av året var lagerfyllnadsgraden för naturgas 96 procent. Se avsnitt Prisutveckling på gasmarknaden 2022 under avsnitt 3.2.1 Övervakning av prisutveckling, transparens och konkurrens.

1.2 Väderförhållanden och kärnkraft

Under 2022 ökade elpriserna jämfört med föregående år i samtliga svenska elområden, särskilt under andra halvan av året. I genomsnitt var systempriset 136 euro/MWh under 2022, vilket var en ökning med 118 procent jämfört med föregående år. I elområdet SE4 var årsmedelpriset 152 euro/MWh medan det i SE3 var något lägre och landade på 129 euro/MWh. Motsvarande pris i SE1 och SE2 var cirka 60 euro/MWh.

De väderberoende faktorerna hade, liksom naturgaspriserna, också en påverkan på elpriset i Europa. Det torra vädret resulterade i lägre nivåer i vattenmagasinen både i Norden och Sverige. Den hydrologiska balansen i Norden var under det normala under större delar av 2022. Underskottet var som högst 20 TWh under hösten. Under november återhämtade sig den hydrologiska balansen något för att sedan åter försvagas under december. Vindkraften hade både i Norden och i delar av Europa periodvis producerat lite el i förhållande till installerad effekt trots ökad produktion jämfört med 2021. Detta skapade volatila priser från dag till dag då priset pressades uppåt under perioder av lite blåst. Även isläggningsen av älvar minskade kapaciteten för vattenkraft och inträffade under samma period som Oskarshamn 3 och Ringhals 4 var ur drift, vilket också påverkade elpriset.

I Finland sköts startdatumet för kärnkraftverket Olkiluoto 3 upp till våren 2023. Kärnkraften i Frankrike har också varit begränsad under sommarperioden 2022 på grund av underhållsarbeten och höga temperaturer i floderna som används för att kyla reaktorerna. Se avsnitt Höga elpriser under 2022 under avsnitt 2.2.3 Prisutveckling och överföringsbegränsningar för mer information.

1.3 Åtgärder och efterfrågeminskning

Prisökningarna på energiområdet påverkade hushåll, industri och företag i hela EU. Mot bakgrund av detta utarbetades och antogs förordningen (EU) 2022/1854 av den 6 oktober 2022 om en krisintervention för att komma till rätta med de höga energipriserna (krisförordningen) under 2022 vars syfte var att komplettera befintliga EU-initiativ och EU-lagar som antagits för att säkra EU:s energiförsörjning samt hantera och minska konsekvenserna av de höga energipriserna. Krisförordningen innehöll framförallt tre åtgärder för att sänka energipriserna. Den första åtgärden syftade till att minska elförbrukningen och innebar frivilliga åtgärder för att minska den sammanlagda elförbrukningen inom EU till slutet av mars 2023 med 10 procent. Det innebar även en skyldighet för EU-länderna att minska konsumtionen med minst 5 procent under de timmarna med störst efterfrågan samt möjligheter för länderna att välja åtgärder för att minska elförbrukningen.

Den andra åtgärden innebar införandet av ett tak för elproducenternas intäkter och riktar sig till elproducenter som inte använt gas för sin elproduktion vilket kan resultera i stora ekonomiska vinster. Syftet med ett tak för marknadsintäkter var att möjliggöra en omfördelning till de som drabbas av höga elpriser. Den tredje åtgärden handlade om att säkerställa s.k. solidaritetsbidrag från företag med verksamhet inom råpetroleum-, naturgas-, kol- och raffinaderisektorerna i syfte att bidra till överkomliga energipriser för hushåll och företag. Utöver detta

tydliggjordes också att flaskhalsintäkter (kapacitetsavgifter)⁴ fick användas för att stödja slutkunderna.

1.3.1 Sänkt elförbrukningen

Under 2022 lanserade Energimyndigheten kampanjen "Varje kilowattimme räknas". Syftet med kampanjen var att uppmärksamma allmänheten på att minska elanvändningen och energieffektivisera för att dämpa elkostnaderna, minska risken för elbrist och visa solidaritet med övriga svenska medborgare samt våra grannländer. Enligt Energimyndigheten minskade elanvändningen i hela Sverige med 5 procent för helåret 2022 jämfört med 2021.⁵

1.3.2 Åtgärder på naturgasområdet

Den 27 juni beslutade EU:s ministerråd om ändringar i gasförsörjningsförordningen där krav ställs på lagernivåer för gas med början vintern 2022/2023 för att säkerställa försörjningstryggheten i EU. Den 5 augusti 2022 beslutade EU:s ministerråd även om en frivillig efterfrågeminskning på naturgas på 15 procent inför vintern 2022/23 och den 22 december 2022 beslutades om en marknadskorrigeringsmekanism för gas.

Marknadskorrigeringsmekanismen innebär, under förutsättning att vissa villkor är uppfyllda, ett tak för priset på gas motsvarande 180 euro/MWh. EU:s ministerråd beslutade också om allmän inriktning för det så kallade gasmarknadspaketet den 28 mars 2023 (se avsnitt 3.2.1). Lagstiftningsarbetet kommer under 2023 att fortsätta med syfte att nå en överenskommelse mellan ministerrådet och Europaparlamentet.

1.3.3 Elprisstöd

I augusti 2022 gav regeringen Svenska kraftnät i uppdrag att ansöka hos Energimarknadsinspektionen om att använda intäkter från flaskhalsintäkterna för att finansiera ett elprisstöd för hushåll (privatpersoner), näringsidkare och juridiska personer i elområde SE3 och SE4. Elstödet för samtliga grupper avsåg perioden 1 oktober 2021 till 30 september 2022 och ersättningsnivån låg på 50 öre per förbrukad kWh i elområde SE3 respektive 79 öre per förbrukad kWh i elområde SE4. Totalt omfattades cirka 4,3 miljoner hushåll av elprisstödet.

I början av januari 2023 beslutades ytterligare ett elprisstöd till hushåll (privatpersoner) som denna gång skulle omfatta hela Sverige, det vill säga elområde SE1, SE2, SE3 och SE4. Detta elprisstöd avsåg perioden november och december 2022 och omfattade cirka 5 miljoner hushåll. I februari 2023 tog

⁴ 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 finansiellt överskott hos elbörsen som tillfaller transmissionsnätsoperatören eller företaget som överför elen mellan de två elområdena. Det kallas kapacitetsintäkter som ibland även benämns flaskhalsintäkter.

⁵ [Årskrönika energimarknaderna 2022 \(energimyndigheten.se\)](https://www.energi.se/Arskrönika-energimarknaderna-2022)

regeringen även beslut om att ge elprisstöd till elintensiva företag för perioden oktober till december 2022.

1.3.4 Gasprisstöd

Regeringen aviserade i början av december 2022 ett gasprisstöd till hushåll anslutna till det västsvenska gasnätet. Stödet avsåg perioden oktober 2021-september 2022 och uppgick till 79 öre per uppmätt kilowattimme.

1.3.5 Utveckling av regelverket på elmarknadsområdet

Ända sedan hösten 2021 har diskussioner pågått på EU-nivå om hur elmarknadens design eventuellt skulle kunna ändras för att bli mer effektiv och mildra konsekvenser för elkunderna under kristider. Bland annat gav EU-kommissionen byrån för samarbete mellan EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet (ACER) i uppdrag att ta fram förslag till förändringar av nuvarande elmarknadsmodell på längre sikt. ACER presenterade sin slutrapport under våren 2022 och noterade att förbättringar kan göras, bland annat genom att effektivisera de långsiktiga energimarknaderna och öka flexibiliteten i elsystemet.⁶ Arbetet kring elmarknadsdesignen fortsätter under 2023. Se vidare i avsnitt 2 Elmarknaden om olika direktiv och förordningar.

⁶ [ACER publishes its Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design | www.acer.europa.eu](https://www.acer.europa.eu)

2 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 bränslen⁷. För att hantera klimatomställningen och den ökade efterfrågan på el kommer mer koldioxidfri elproduktion och nya elnät behöva byggas samtidigt som kunderna behöver bli mer flexibla i sin användning av el. Förutom nybyggnation kommer vi därför också behöva en större grad av flexibilitet i elanvändningen för att hantera mer varierande energiflöden i elnäten över tid.

På väl fungerande el- och gasmarknader är det prissignalerna som informerar marknadens aktörer om 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 lagstiftning som EU-lagstiftning. Ei utövar tillsyn över elnätsföretagen och övervakar aktörerna på grossistmarknaden. Vidare granskar vi elhandelsföretagens agerande i förhållande till slutkunderna.

Ei samarbetar med andra nationella energitillsynsmyndigheter, ACER och samverkar med tillsynsmyndigheterna i CEER (Rådet för europeiska tillsynsmyndigheter inom energiområdet). Ei samarbetar även regionalt med de nordiska tillsynsmyndigheterna inom NordREG och med tillsynsmyndigheterna i de kapacitetsberäkningsregioner⁸ 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

⁷ [Framtidens elektrifierade samhälle Analys för en hållbar elektrifiering, ER 2021:28](#)

⁸ Kapacitetsberäkningsregion: det geografiska område där samordnad kapacitetsberäkning tillämpas.

annat Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om 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.

Under våren 2023 har europeiska kommissionen också presenterat förslag till reviderat elmarknadsdirektiv, elmarknadsförordning, Europaparlamentets och Rådets Förordning (EU) 2019/942 av den 5 juni 2019 om inrättande av Europeiska unionens byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (byråförordning) samt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi (REMIT-förordning).

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

Typ	Förkortning	Fullständigt namn	Beröringsområde
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 har också ett uppdrag att övervaka grossitmarknaden för el och genom denna övervakning skapas förtroende och goda förutsättningar för korrekt prissättning. De regler som Ei utövar tillsyn över är REMIT, vilket 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).

2.1 Elnätet

Det svenska elnätet består av 58 900 mil ledning, varav ungefär 43 000 mil är jordkabel och 16 000 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

2.1.1 Elområden

Sedan 2011 är Sverige ett av de få EU-länder som är indelade i så kallade elområden. Sverige har fyra elområden: SE1, SE2, SE3 och SE4. Indelningen är baserad på var de största begränsningarna av överföringskapacitet i transmissionsnätet fanns vid tidpunkten för indelningen. Kraftsystemet förändras och under 2020 påbörjades en europeisk översyn av elområdesindelningen inom EU i enlighet med elmarknadsförordningen. Transmissionsnätsoperatören (TSO) i Sverige, Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät), ansvarar för att presentera förslag till översynen samt för att utreda och analysera alternativa indelningar. Svenska kraftnät och Europas övriga ansvariga för

elöverföringssystem (TSO) har ett år på sig att göra sin bedömning av förslagen och i dagsläget hålls en konsultation med elmarknadens aktörer, vilket beräknas avslutas i mitten av juli 2023. Ett förslag om att ändra eller bibehålla nuvarande elområden kan förväntas att lämnas in till regeringen i februari 2024 och om det beslutas att ändra elområden i Sverige kan det tidigast bli genomfört under 2027.⁹

2.1.2 Nätföretagens roll

Transmissionsnätsoperatören

Svenska kraftnät, som driver och förvaltar det svenska transmissionsnätet, är också den myndighet som är systemansvarig¹⁰ 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.¹¹

Enligt elmarknadsdirektivet ska de systemansvariga för överföringssystemen certifieras; detaljerade regler om detta finns i nationell lagstiftning¹². 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. Region- och lokalnätsföretagen är systemansvariga för distributionssystemet i Sverige vilket innebär att de har ansvar för drift och underhåll, utbyggnad av distributionssystemet och dess sammanlänknings inom ett visst område, samt säkerhetsställande av att systemet kan uppfylla rimliga krav på distribution av el på långsikt.¹³ 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

⁹ [Elområdesöversyn | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

¹⁰ Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet enligt ellagen (1997:857) 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.

¹¹ I Sverige finns ingen oberoende systemansvarig. Därför är de bestämmelser som särskilt omfattar tillsyn av oberoende systemansvariga inte tillämpliga för Ei.

¹² I lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el finns bestämmelser om certifiering av transmissionsnätsföretag.

¹³ 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.

avsnitt 2.1.8 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

Eftersom elnätsföretag drivs som reglerade monopol medan elhandelsföretag och elproduktion agerar på en konkurrensutsatt marknad, är det viktigt att dessa verksamheter skiljs åt när de förekommer inom samma koncern. För att förhindra korssubventionering¹⁴ får nätverksamhet i Sverige inte bedrivas i samma juridiska person som bedriver produktion av eller handel med el. Detta innebär att elnätsverksamhet måste vara juridiskt åtskild från företag som bedriver produktion av eller handel med el. Ett elnätsföretag får dock producera el om produktionen sker tillfälligt för att ersätta utebliven el vid 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. Från och med juli 2022 gäller även att ett nätföretag inte får bedriva någon annan verksamhet än nätverksamhet, med några få undantag.¹⁵

Den som bedriver nätverksamhet ska lämna in en särskild årsrapport för nätverksamheten till Ei senast sju månader efter räkenskapsårets utgång. Uppgifterna som rapporteras in till Ei i årsrapporterna är en viktig grund i beräkningen av intäktsramarna samt grund för vidare tillsynsarbete och ekonomiska analyser. Under november 2022 beslutade Ei om uppdaterade föreskrifter om redovisning av elnätsverksamhet (EIFS 2022:10). Föreskriften trädde i kraft den 1 februari 2023 och tillämpas i den inrapportering av företagens årsrapporter som ska ske innan den 31 juli 2023. En ändring i redovisningsförfordningarna under hösten 2022 har gjort det möjligt att hantera all inrapportering av årsrapporter digitalt. Ei har därför uppdaterat sina föreskrifter, så att inrapportering av årsrapporter och revisorsintyg kan ske helt digitalt.

Det finns även krav på att vissa elnätsföretag ska vara funktionellt åtskilda från företag som bedriver produktion av eller handel med el.¹⁶ 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

¹⁴ När företag strategiskt använder intäkter från en del av verksamheten för att finansiera en annan del av verksamheten.

¹⁵ Nätföretag får utöver elnätsverksamhet även förvalta eller driva andra nät än elnät, producera el, om produktionen sker tillfälligt för att ersätta utebliven el vid elavbrott och reparera och underhålla ett annat företags nät.

¹⁶ 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.

koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare, vilket endast gäller sju av Sveriges över 170 elnätsföretag.

Ett distributionsnätsföretag¹⁷ som ingår i samma koncern som ett företag som bedriver produktion av eller handel med el ska enligt ellagen (1997:857)¹⁸ 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.

2.1.3 Icke-koncessionspliktiga elnät

I vissa fall är elledningar undantagna från kravet på nätkoncession och får byggas och användas utan tillstånd, så kallade icke koncessionspliktiga nät (IKN).

Undantagen från kravet på nätkoncession finns i förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857). Vid oklarhet om en ledning eller ett ledningsnät är undantaget från kravet på nätkoncession eller inte finns möjlighet att hos Ei begära ett bindande besked.

Genom den pågående energiomställningen har frågorna om IKN och begäran om bindande besked ökat. Det handlar bland annat om ledningar som används för att ta vara på el som kommer från förnybara energikällor dels lokalt nära producenten, dels från produktionsanläggningar där all den producerade elen matas in på det ordinarie överföringsnätet, samt ledningar som överför el för fordons elbehov.

Tillströmningen av ärenden accelererade kraftigt när nya och förändrade regler trädde i kraft den 1 januari 2022. De nya möjligheterna om delning av lokalproducerad el och överföring av el från energilagrar har inneburit att Ei fått ge mer information och meddelat flera bindande besked. Trenden håller i sig att intresset för IKN är stort och inflödet av frågor och ärenden fortsätter att vara högt.

Trots att IKN-förordningen genomgick förändringar i januari 2022 ansåg Ei i rapporten *Slutna distributionssystem och interna nät*¹⁹ att det finns ytterligare behov av ändringar. När det gäller förslagen i rapporten till ändringar i IKN-förordningen föreslår Ei att överföring av el för någon annans räkning ska utökas och även omfatta nät inom allmänna och enskilda institutioner, att ledningar för

¹⁷ Distributionsnätsföretag definieras i ellagen (1997:857) som ett nätföretag som innehar ett lokalnät eller ett regionnät och med stöd av en nätkoncession ställer en starkströmsledning till förfogande för överföring av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för överföringen.

¹⁸ 3 kap. 24 §.

¹⁹ Slutna distributionssystem och interna nät (Ei R2022:12)

fartygs elbehov ska undantas från kravet på nätkoncession samt utökning av undantaget för produktionsanläggningar när det gäller inmatning av el till det allmänna elnätet till att, under särskilda angivna förutsättningar, även omfatta energilagransanläggningar, anläggning för förbrukning av el eller anläggning för omvandling av el till en annan energibärare. Därtill där överföring för annans räkning redan idag får ske att kravet, om att ett internt nät i sin helhet ursprungligen ska ha använts för överföring av el uteslutande för egen räkning, tas bort. En väsentlig ändring som föreslås är i ellagen om att utöka rätten till byte av elleverantör så att även innehavare av nät utan nätkoncession är skyldig att upplåta sina interna nät för att elanvändaren ska kunna byta elleverantör. Rapporten överlämnades till regeringen i december 2022. För att möta det ökade behovet av information om IKN intensifierades under 2022 det arbete som hade påbörjats föregående år om att ta fram helt ny information till myndighetens externwebb.

Under andra kvartalet 2023 har det publicerats uppdaterad information om IKN på Ei:s webbplats för att ge tydligare vägledning och svar på många frågor. Nya bindande besked i oprövade situationer blir framöver vägledande för liknande situationer. Det kommer sammantaget skapa förutsättningar för att mängden bindande besked kan minska och att ledtiderna i ärenden om IKN blir kortare.

2.1.4 Utbyggnad av elnätet

Det svenska distributions- och transmissionsnätet befinner sig i en period av omfattande utbyggnad. Detta drivs av en ökande elektrifiering i samhället för att uppnå nettonollutsläpp i transportsektorn och industrin. Nätet förstärks för att möjliggöra ny elproduktion, fördjupa marknadsintegrationen med omvärlden, bidra till skapandet av en gemensam europeisk elmarknad och inte minst för att möta det kraftigt ökade behov som elektrifieringen innebär. Samtidigt finns det ett betydande reinvesteringsbehov.

Kortare ledtider för elnätsutbyggnad

För att möta det kraftigt ökade behov som elektrifieringen medför behöver åtgärder vidtas, både för att använda och producera el på ett effektivt sätt och för att förstärka möjligheterna att överföra el. En förutsättning för det senare är effektivare tillståndsprocesser och kortare ledtider för elnätsutbyggnad. Ei fick tillsammans med Lantmäteriet och länsstyrelserna i september 2021 i uppdrag av regeringen att utveckla och testa nya arbetssätt för en koordinerad process för hantering av de tillstånd och rättigheter som krävs för att bygga ut eller förstärka det svenska elnätet. Under 2022 har ett antal åtgärder identifierats, både hos myndigheter och nätägare. Dessa har sedan testats i fem pågående nätutvecklingsprojekt och resultatet visar på att ledtiderna bör kunna förkortas väsentligt. Det slutliga resultatet redovisas till Regeringskansliet våren 2023. Några av de åtgärder som föreslogs var att nätägare tidigt tar kontakt med

Försvarsmakten, markägare och berörda myndigheter, planera tidigt för naturvärdesinventeringar samt att tidigarelägga stolpprojektering.

Nätutvecklingsprojekt

Svenska kraftnät publicerade under 2021 en uppdaterad systemutvecklingsplan²⁰ 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 SE3, även benämnd snitt 2. Därutöver finns en lång rad projekt gällande nya anslutningar, systemförstärkningar och reinvesteringar i stamnätet.

Nord-syd är ett omfattande investeringspaket som planeras sträcka sig över drygt 20 år. Syftet är som tidigare nämnts att öka kapaciteten över snitt 2, vilket ska resultera i ett mer framtidssäkert transmissionsnät som kan möta behovet av en ökad överföring från norr till söder. Överföringskapaciteten över snittet beräknas öka från 7 300 MW till 10 000 MW. Detta görs genom att reinvestera, förnya och förstärka sex av de elva befintliga ledningar som korsar snittet.

Paketet är i huvudsak uppdelat i fyra nord-sydliga korridorer, av Svenska kraftnät benämnda Uppsalabenet, Västeråsbenet, Karlstadbenet och Hallsbergbenet. De två första delarna planeras kunna tas i drift 2033–2035. Utredningar för de två sista benen planerar Svenska Kraftnät att starta år 2025.

Andra projekt inom Sverige

Under året beviljades Vattenfall linjekoncession för två 130 kV ledningar mellan Hedenlunda och Oxelösund. Det handlar om nya anslutningsledningar till SSAB:s ståltillverkningsfabrik i Oxelösund. Anledningen är ett större behov av elenergi för att framställa stål med hjälp av den så kallade Hybrit-tekniken. Resultatet kommer enligt SSAB att bli världens första fossilfria ståltillverkningssteknik. Enligt Hybrit-projektet kommer denna anslutning att minska Sveriges koldioxidutsläpp med 10 procent.

Utöver detta pågår en rad projekt för att förstärka elnäten i storstadsregionerna och överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena. Exempel på sådana är ett flertal projekt i det så kallade västkustprogrammet som ska bidra till att säkra elförsörjningen i Västra Götaland. Ett annat är projektet Stockholms Ström²¹ som syftar till att elnätet i Stockholmsregionen förstärks och förnyas för att möta framtidens behov av säkra elleveranser. Svenska kraftnät har tillsammans med

²⁰ [Systemutvecklingsplan 2022-2031 – Vägen mot en dubblerad elanvändning | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://svk.se)

²¹ [Stockholms Ström | \(stockholmsstrom.net\)](https://stockholmsstrom.net)

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

Att öka leveranssäkerheten och försörjningstryggheten för el och gas inom EU är en viktig fråga för medlemsstaterna. 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-fonden²² som projektägarna kan söka. Projekten ska bidra till integrering av marknaden och öka konkurrensen, leda till bättre försörjningstrygghet och minska koldioxidutsläppen.

Under 2022 reviderades den EU-förordning²³ som reglerar processerna och skyldigheterna inom ramen för PCI-regelverket. Bland annat har möjligheten att ansöka om PCI-status utökats till fler infrastrukturkategorier utöver de redan förekommande, såsom bland annat energiinfrastruktur för havsbaserad förnybar el, smarta el- och gasnät och vätgasinfrastruktur. Den nya förordningen införde dessutom ett nytt begrepp som i viss utsträckning utökar förordningens giltighet till tredje land. Detta är i förordningen benämnt projekt av ömsesidigt intresse (projects of mutual interest, PMI).

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 uppdelad i två enskilda koncessioner som preliminärt uppskattas tas i drift 2025. Koncessionerna för ledningarna har beviljats men den ena koncessionen har dock överklagats och har därför ännu inte vunnit laga kraft. 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

²² Connecting Europe Facility.

²³ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2022/869 av den 30 maj 2022 om riktlinjer för transeuropeisk energiinfrastruktur, om ändring av förordningarna (EG) nr 715/2009, (EU) 2019/942 och (EU) 2019/943 och direktiven 2009/73/EG och (EU) 2019/944, och om upphävande av förordning (EU) nr 347/2013.

i sin tur leder till minskad miljöpåverkan i det integrerade europeiska elenergisystemet.

Det andra PCI-projektet för el är Aurora line som utgörs av en 400-kV kabel från Messaure i norra delen av Sverige till Keminmaa i Finland och är 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 transmissionsnätledning på samma sträcka. Eftersom detta är en utlandsförbindelse beslutar inte Ei om koncession men har i ett yttrande till regeringen uppgett att koncessionen kan beviljas. Projektet har planerats av Svenska kraftnät tillsammans med Finlands transmissionsnätoperatör Fingrid och planeras att tas i drift under slutet av 2025.²⁴ 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.

2.1.5 Gränsöverskridande frågor och överföringsbegränsningar

Enligt EU:s regelverk har en transmissionsnätoperatör 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.

Svenska kraftnät ska använda sig av så kallade avhjälpande åtgärder, mothandel eller omdirigering, för att hantera överföringsbegränsningar. Det innebär att Svenska kraftnät betalar för en ökad elproduktion i underskottsområdet och motsvarande mängd minskad elproduktion i överskottsområdet. En förutsättning för att kunna mothandla är att det finns produktions- och eller flexibilitetsresurser i det aktuella underskottsområdet.

70-procentsregeln

Elmarknadsförordningen ställer krav på att minst 70 procent av det begränsande nätelementets kapacitet ska finnas tillgänglig för handel mellan elområden. Systemansvarig för överföringssystem i Sverige, Svenska kraftnät, får endast begränsa överföringskapaciteten på en sammanlänkning för att det begränsande nätelementet inte ska understiga 70 procent. Detta är en förutsättning för att den europeiska integrerade marknaden ska fungera effektivt.

²⁴ <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnätet/transmissionsnatsprojekt/aurora-line/>

Om det råder problem med överbelastning i nätet ska överbelastningen avhjälpas genom åtgärder som mothandel och omdirigering så att gränsen på 70 procent av det begränsande nätelementets 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 utmaningar med elnätet, bland västkustsnittet, som beskrivs nedan, har Svenska kraftnät under 2020 och 2021 därför ansökt hos Ei om undantag från 70-procentregeln. Svenska kraftnät har för åren 2020 och 2021 beviljats undantag från 70-procentsregeln för sex olika sammanlänknings (SE3–NO1, DK1–SE3, DK2–SE4, DE/LU–SE4, PL–SE4 och LT–SE4) för att upprätthålla driftsäkerheten.²⁵ Förekomsten av sådana situationer när begränsningar har behövt ske har beräknats med stöd av den metod som rekommenderas av ACER²⁶ och av resultatet framgår att begränsningarna minskat betydligt under 2020. Under 2021 har situationer med höga flöden i västkustsnittet observerats mycket sällan.

Svenska kraftnät ansökte under 2021 om undantag²⁷ från 70-procentsregeln för år 2022 för överföringsledningar som påverkas av ökande östvästliga flöden, se beskrivning av problematiken nedan. Ei bedömde 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 prövades frågan av ACER som kom fram till att något undantag inte kunde ges. ACER motiverar sitt beslut med att det begärda undantaget inte var nödvändigt för att upprätthålla driftsäkerheten samt att Svenska kraftnät inte har tillhandahållit tillräckliga skäl eller bevis för motsatsen. Vidare motiverar ACER sitt beslut med att Svenska kraftnät i sin ansökan inte hade förklarat hur de skulle se till att omfattningen av undantaget inte skulle sträcka sig längre än vad som vore nödvändigt för att upprätthålla driftsäkerhet. Slutligen kunde ACER i sitt beslut konstatera att Svenska kraftnät i sin ansökan inte tillräckligt kunnat förklara hur de skulle säkerställa att det begärda undantaget inte skulle leda till diskriminering mellan interna och gränsöverskridande utbyten. Av dessa anledningar valde ACER att inte bevilja Svenska kraftnät ett undantag från 70-procentsregeln för år 2022.²⁸

²⁵ Se ärendena 2019-102946 och 2020-102975.

²⁶ [ACER and NRAs practical note MACZT - Copy.docx \(europa.eu\)](#)

²⁷ Ei:s ärende 2021-102881

²⁸ [ACER has decided not to grant the Swedish TSO a derogation from the 70% requirement | www.acer.europa.eu](#)

Västkustsnittet

Västkustsnittet är ett tvärsnitt i det svenska transmissionsnätet som ligger i västra Sverige inom elområde SE3 och består av ett antal kritiska linjesegment²⁹ som i vissa flödessituationer i det nordiska nätet påverkar hur mycket överföringskapacitet som kan tilldelas marknaden om driftsäkerheten ska kunna bibehållas.

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.

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 begärt in uppgifter från Svenska kraftnät om den gränsöverskridande överföringen i transmissionsnätet.³⁰ Rapportering från Svenska kraftnäts startade under 2021 och har fortsatt löpande.

Under 2021 har det östvästliga flödet av el genom transmissionsnätet däremot ökat, främst i elområde SE3.³¹ Flödet har uppkommit som en konsekvens av att det nordiska elsystemet genomgår flera förändringar. Exempelvis har två av reaktorer 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 generellt 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 för att undvika överbelastning i elnätet, vilket bland annat resulterat i överföringsbegränsningar.

2.1.6 Kapacitetsutmaningen i nätet

Energiomställningen, urbaniseringen och en åldrande nätinфраstruktur har lett till en ansträngd kapacitetssituation i delar av Sveriges elnät. I flera regioner har det medfört att nätföretagen 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*

²⁹ 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".

³⁰ Ei:s ärende 2021–100460

³¹ Ei:s ärende 2021–102559

elnäten³². Där presenterade 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*³³ där Ei presenterar ett antal utvalda indikatorer som ska ge en bild av utvecklingen av smarta elnät i Sverige. Ei har nu färdigställt föreskrifter³⁴ om vilka uppgifter som elnätsföretagen ska rapportera in för att Ei ska kunna följa upp utvecklingen av smarta elnät. Föreskrifterna trädde i kraft den 1 oktober 2022. Elnätsföretagen börjar rapportera in dessa uppgifter till Ei år 2024.

Under 2021 presenterade Ei rapporten *Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät*.³⁵ I rapporten utvecklade 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 för distributionsnätsföretag

Enligt elmarknadsdirektivets artikel 32.3 ska utvecklingen av distributionssystem baseras på en nätutvecklingsplan. Syftet med nätutvecklingsplaner är att säkerställa en långsiktig och transparent planering från distributionsnätsföretagens sida och ett stärkt samarbete mellan distributions- och transmissionsnätsföretag samt andra berörda systemanvändare.

Nätutvecklingsplanen ska beskriva nätföretagets planerade investeringar under de kommande 5–10 åren, med särskild tonvikt på den huvudsakliga

³² Kapacitetsutmaningen i elnäten (EiR2020:06).

³³ Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät (EiR2021:07).

³⁴ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd EIFS 2022: 5 om skyldighet att rapportera uppgifter om utvecklingen av smarta elnät

³⁵ Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät (EiR2021:06).

distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och nya förbrukare inklusive laddningsstationer för elfordon. Den ska även omfatta behovet av resurser som kan användas som ett alternativ till en utbyggnad av nätet, till exempel flexibilitetstjänster.

En nätutvecklingsplan ska bearbetas genom ett samrådsförfarande. Varje distributionsnätsföretag ska samråda med transmissionsnätsföretag och berörda systemanvändare när de tar fram sin nätutvecklingsplan. I framtiden kommer därför nätutvecklingen att genomsyras av större transparens och helhetssyn.

Reglerna kring nätutvecklingsplaner har trätt i kraft i Sverige under juli 2022. Samtliga distributionsnätsföretag omfattas av skyldigheten att upprätta en nätutvecklingsplan som ska skickas in till Ei. Ei får meddela föreskrifter om vilken information planerna ska innehålla och hur de ska tas fram, samt hur nätutvecklingsplanerna ska offentliggöras och vilka uppgifter som ska offentliggöras tillsammans med planen. Ei har påbörjat föreskriftsarbetet.

Efterfrågefleksibilitet

På en framtida elmarknad med en högre andel variabel elproduktion blir det viktigt att ta tillvara samtliga resurser, såväl produktion som flexibilitet, i elsystemet. Flexibilitet kan definieras på olika sätt i olika sammanhang men vad som kännetecknar en flexibilitetsresurs är att de är flexibla i sin inmatning eller sitt uttag av energi eller effekt, exempelvis värmepumpar, elbilsladdare med mera. De flexibilitetsresurser som ger kunderna möjlighet att variera sin förbrukning över tid kallas för efterfrågefleksibilitet. För att ge elkunderna incitament att vara efterfrågefleksibla är det effektivt med prissignaler där priset på el respektive nätavgiften varierar med tillgång och efterfrågan. 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.

Elnätsföretagen 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.

Ei har ett övergripande ansvar att främja efterfrågefleksibilitet på elmarknaden i Sverige vilket framgår av regeringens förordning (2016:742) med instruktion för Ei.

Som en vägledning i främjandearbetet tog Ei fram en strategi³⁶ för flexibilitet 2020 som består av tre strategiska områden: effektiva prissignaler, effektivt nätutnyttjande och kundens bidrag till flexibilitet. I praktiken sker främjandearbetet på olika sätt, exempelvis genom den så kallade Effektdialogen som är ett forum som drivs av Ei för dialog med marknadsaktörerna om flexibilitetsfrågor. Ei ska även årligen sammanställa och offentliggöra de tekniska krav och andra villkor som finns för tillhandahållandet av tjänster i form av ändrad elanvändning. Undersökningen för år 2022 indikerar, liksom tidigare års undersökningar, att elnätsföretagen inte ställer tekniska krav och villkor som inte är motiverade av en säker, tillförlitlig och effektiv drift av elnätet.

2.1.7 Leverans kvalitet

Regler om leveranssäkerhet, spänningskvalitet och avbrottsersättning

Den svenska ellagen innehåller bestämmelser om att överföring av el ska vara av god kvalitet, och det så kallade funktionskravet i ellagen innebär att ett elavbrott inte får överstiga 24 timmar. 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. Föreskrifterna innehåller krav på spänningskvalitet, trådsäkring av regionnätledning, antalet avbrott på kundnivå och funktionskrav för högre lastnivåer. Just nu pågår det en revidering av föreskriften, där Ei bland annat planerar att komplettera med ett undantag från ellagens 24-timmarskrav. Nuvarande plan är att den nya uppdaterade föreskriften träder i kraft från 2024.

Nätföretagen 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 nätföretagen 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 beslutat om 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.

En elanvändare som drabbas av avbrott i elöverföringen under minst 12 timmar har rätt till ersättning från det nätföretag som den är ansluten till, så kallad avbrottsersättning. Kravet gäller för avbrott som faller inom nätföretagets kontrollansvar³⁷. Ersättningen är schabloniserad och ska betalas ut per automatik. Ei har meddelat föreskrifter om hur ett nätföretag ska informera sina kunder om

³⁶ [Ei:s strategi för flexibilitet i elsystemet](#)

³⁷ Händelser inom kontrollansvaret är händelser som företaget rimligen kan förutse och för vilka nätföretagen kan förväntas dimensionera konstruktionen och driften av nätet.

reglerna för avbrottsersättning. I ellagen finns också bestämmelser om rätten till skadestånd från nätföretag 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 (avseende avbrott 2010) rapporterar nätföretagen 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 till stor del görs genom att följa upp olika indikatorer. Nätföretagen 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 nätföretagen är otillräckliga. Bedömningen av leveranskvaliteten får också betydelse för storleken på intäktsramen, det vill säga hur stora intäkter som nätföretaget får ha under en tillsynsperiod. Principen är att sämre kvalitet än en på förhand beslutad norm minskar intäktsramens storlek, medan högre kvalitet i stället kan ge en högre intäktsram. Läs mer om intäktsramen i 2.1.8 Elnätsavgifter och intäktsramen för elnätsföretag.

Tabell 1 visar elavbrott i lokalnäten åren 2010–2021 (företagen skickar in avbrottsdata årsvis per kalenderår baserat på föregående år)³⁸. Siffrorna anger genomsnittliga värden per kund och delas in i oaviserade och aviserade avbrott. Aviserade avbrott är avbrott 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.

³⁸ För mer avbrottsstatistik se Ei:s årliga rapport om leveranssäkerhet i Sveriges elnät, Ei R2022:11

Tabell 1. Elavbrott i lokalnäten på grund av fel i eget lokalnät, genomsnittliga värden per kund³⁹

År	SAIFI, aviserade avbrott (avbrott/år)	SAIFI, oaviserade avbrott (avbrott/år)	SAIDI, aviserade avbrott (minuter/år)	SAIDI, oaviserade avbrott (minuter/år)
2010	0,14	1,03	20	71
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
2021	0,21	0,80	17	53

Statistik för 2022 färdigställs under sommaren 2023. Källa: Ei

Kunder anslutna till elnäten på landsbygden drabbas i genomsnitt av både fler avbrott och längre avbrottstider än kunder anslutna till 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 elnätets 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 grävningsarbete eller åldrande komponenter. Inom kategorin luftledningarna är isolerade ledningar mer robusta än oisolerade ledningar. Ungefär 99 procent av lokalnätets totala ledningslängd i lågspänningsnätet är isolerad. På mellan- och högspänningsnivån i lokalnäten är cirka 84 procent av ledningarna isolerade.⁴⁰

2.1.8 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

³⁹ SAIFI=System Average Interruption Frequency Index (genomsnittligt antal avbrott per kund under året (antal avbrott/år)).

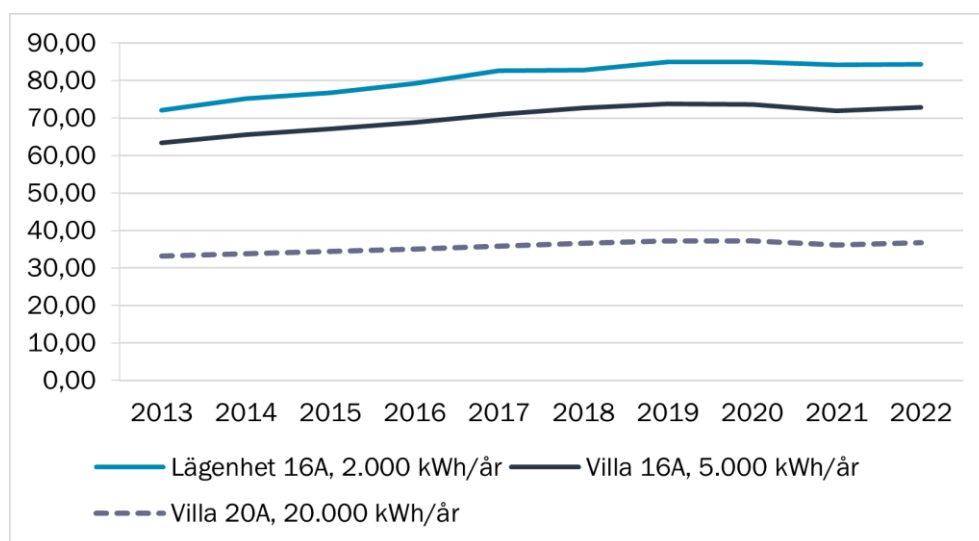
SAIDI=System Average Interruption Duration Index (genomsnittlig avbrottstid per kund under året (avbrottsminuter/år)).

⁴⁰ Siffrorna gäller 2021. Statistik för 2022 färdigställs under hösten 2023.

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.

Varje år rapporterar elnätsföretagen in uppgifter om sina elnätsavgifter till Ei, vilka Ei sedan sammanställer och publicerar. För att det ska vara möjligt att jämföra elnätsavgifterna hos olika elnätsföretag samlar Ei in data från företagen för 15 olika typkundgrupper. I Figur 2 visas hur nätavgifterna för olika typer av hushållskunder utvecklats de senaste tio åren. Mellan 2021 och 2022 ökade avgifterna i genomsnitt med 0,1 procent för lägenhetskunder, 1,4 procent för villakunder med säkring om 16 A och med 1,7 procent för villakunder med säkring om 20 A⁴¹. I svenska kronor motsvarade det en ökning på cirka 2 kronor, 50 kronor respektive 123 kronor över året.

Figur 2. Real utveckling av nätavgifter för hushållskunder⁴²



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

⁴¹ Realvärden i 2022 års prisnivå, ej viktat.

⁴² Medelvärdet uppräknat i 2022 års prisnivå, ej viktat.

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 effektpreis kan baseras på hushållets tidigare uppmätta högsta tim- eller timmedelseffekter⁴³. Även effektagiften 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 de nya föreskrifterna (EIFS 2022:1⁴⁴) som syftar till att bidra till ett mer effektivt användande av elnätet och därmed bidra till att samhällets elbehov kan tillgodoses till en så låg kostnad som möjligt. De nya föreskrifterna trädde i kraft i juli 2022 och ska börja tillämpas senast januari 2027.

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 effektagiften, som ska baseras på de framåtblickande kostnaderna och tas ut som en avgift på uppmätt effekt (kr/kW). Effektagiften 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.

⁴³ Mer info om tariffer finns i promemorian Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av nättariffer (Ei PM2020:06).

⁴⁴ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet EIFS 2022:1.

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 mot verkligt utfall.

Syftet med intäktsramarna är att elnätsföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader och att företagen får en rimlig avkastning. Intäktsramarna ska säkerställa att kunden får betala ett skäligt pris för överföringen av elen samt bidra till att ge kunderna en långsiktigt god leveranssäkerhet.

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.

Vid beräkningen av intäktsramarna beaktas bland annat anläggningarnas ålder vid bedömningen av företagets kapitalkostnader. Vidare anges anläggningarnas ekonomiska livslängd, den så kallade avskrivningstiden. Som en direkt följd av energieffektiviseringsdirektivet⁴⁵ 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.

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 överträdelsen överstiger fem procent tillkommer ett överdebiteringstillägg som ytterligare minskar intäktsramen. I ellagen finns det också regler om omprövning av intäktsramarna under och efter tillsynsperioden.

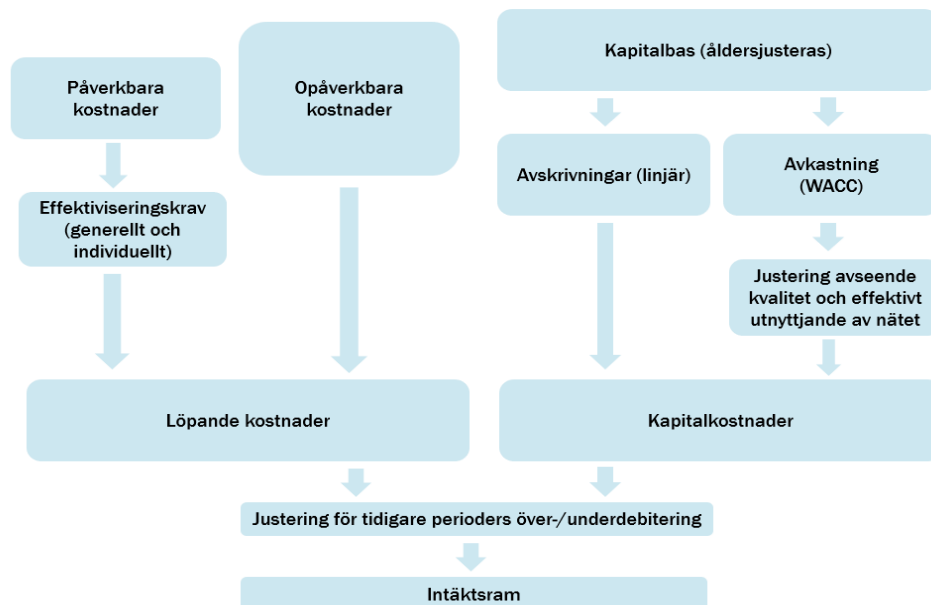
⁴⁵ Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG.

Reglermodellen för tillsynsperioden 2020–2023

De skäliga 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 beräknas framgår av Figur 3.

Kapitalkostnaden är kostnad för att använda kapital. Grunden för beräkningen 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 värderades för perioden 2020–2023 utifrån nuanskningsvärde och avkastningen beräknas med en real kalkylränta före skatt.⁴⁶ När kapitalkostnaderna beräknas tar Ei hänsyn till investeringar som skett under respektive tillsynsperiod.

Figur 3. Delar i intäktsram el tillsynsperioden 2020–2023



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

⁴⁶ Ei har i domstolsprocess medgett en kalkylränta om 2,35 procent för tillsynsperioden 2020–2023.

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 använde för tillsynsperioden 2020–2023 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. Ett arbete för att se över regleringen av elnätsföretagen pågår på Ei och beslut inför nästa tillsynsperiod 2024–2027 kommer att fattas senast den 31 oktober 2023.

Under april 2021 fattade regeringen beslut om lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet. Syftet med lagen är att försöka 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 2012–2015 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 mars 2023 hade det kommit in 88 ansökningar om ett investeringsbelopp och Ei har fattat beslut i 75 av dessa ärenden. Ei har efter att den så kallade Tysklandsdomen meddelades inte fattat fler beslut utan utreder just nu om regelverket kring lagen om investeringsutrymme överhuvudtaget kan tillämpas.

Domstolsprocesser under tillsynsperioden

Under 2019 fattade Ei 179 beslut om intäktsramar inför tillsynsperioden 2020–2023. Cirka 120 beslut överklagades till förvaltningsrätten. Det som företagens överklaganden främst handlade om var om Ei fick tillämpa intäktsramsförordningen⁴⁷ vid fastställandet av elnätsföretagens intäktsramar och om bestämmelserna om kalkylräntan i intäktsramsförordningen strider mot ellagen eller elmarknadsdirektivet i fråga om Ei:s oberoende i förhållande till offentliga och privata aktörer och lagstiftaren, och därmed inte kunde tillämpas. 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.

⁴⁷ Förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet.

I juni 2022 meddelade Kammarrätten i Jönköping domar i målen som handlar om elnätsföretagens intäktsramar för perioden 2020–2023.⁴⁸ Kammarrättens domar innebär att intäktsramsförordningen och tidigare domstolsavgöranden inte ska tillämpas vid beräkning av elnätsföretagens avkastning. I stället ska Ei utgå ifrån de ramar som EU-rätten, framför allt elmarknadsdirektivet⁴⁹, ställer upp när avkastningen ska bestämmas. I domen poängteras Ei:s roll som oberoende tillsynsmyndighet med en exklusiv befogenhet. Domen överklagades till Högsta förvaltningsdomstolen (HFD) av 120 elnätsföretag. Den 12 januari 2023 meddelade HFD att prövningstillstånd inte skulle medges i målet och därmed vann också kammarrättens dom laga kraft.

Ansökta och beslutade intäktsramar

Nivån på intäktsramarna i Tabell 2 visar vilka intäktsramar som elnätsföretagen ansökt om, Ei:s beslutade intäktsramar och de intäktsramar som fastställts efter prövning i domstol för tillsynsperioderna 2012–2015 och 2016–2019.⁵⁰ 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 ⁵¹	196 ⁵²
2016–2019 (2014 års prisnivå)	176	164 ⁵³	173 ⁵⁴
2020–2023 (2018 års prisnivå)	.. ⁵⁵	168	.. ⁵⁶

Källa: Ei

⁴⁸ Mål: 1103--1222-21. [Nationella bestämmelser för att beräkna elnätsföretagens avkastning strider mot unionsrätten - Kammarrätten i Jönköping \(domstol.se\)](#)

⁴⁹ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72 av den 13 juli 2009.

⁵⁰ Svenska Kraftnäts intäktsram är inte inkluderad i tabellen.

⁵¹ 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.

⁵² De 196 miljarder kr motsvarar efter avstämda uppgifter och i 2014 års prisnivå cirka 201 miljarder kr.

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

⁵⁴ På företagets ansökan om korrigerande av kapitalbas omprövade Ei ett antal intäktsramar under tillsynsperioden 2016–2019. De omprövade intäktsramarna ledde till att intäktsramarna ökade från 172 till 173 miljarder.

⁵⁵ 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.

⁵⁶ Besluten om intäktsramar är återförvisade till Ei för ny prövning. Ei ska därför på nytt fastställa intäktsramar för perioden 2020–2023 men nu utifrån elmarknadsdirektivets mål och kriterier.

Tillämpning av bestämmelserna om intäktsramar efter domar från EU-domstolen och Kammarrätten i Jönköping

Efter besluten om intäktsramar för perioden 2020–2023 som Ei fattade under 2019, har EU-domstolen meddelat dom i målet som handlade om ifall Tyskland har införlivat delar av el- och naturgasmarknadsdirektivet på ett korrekt sätt. Domen har kommit att kallas Tysklandsdomen (C-718/18). EU-kommissionen ansåg att så inte skett, och fick också rätt av EU-domstolen. Liknande frågeställningar har även behandlats i processerna (som nämns i avsnittet ovan om domstolsprocesser under tillsynsperioden) om de svenska intäktsramarna för elnät. Kammarrätten meddelade dom den 16 juni 2022 i elnätsmålen 2020–2023. Domen tar i vissa centrala delar utgångspunkt i Tysklandsdomen vilket innebär att bestämmelser i det svenska regelverket som är detaljerade inte får tillämpas eftersom bestämmelserna inskränker Ei:s oberoende från regering och riksdag.

Rättsläget innebär att de detaljerade reglerna om beräkning av intäktsramen strider mot EU-rätten och att de därför inte kan tillämpas. Ei ska i stället inom ramen för sin exklusiva befogenhet självständigt bestämma vilka metoder som ska användas i besluten när intäktsramarna fastställs så som framgår av Tysklandsdomen.

De föreskrifter som Ei har utfärdat har till övervägande del meddelats med utgångspunkt i bestämmelser som fastställts i förordningen (2018:1520) om fastställande av intäktsramar (intäktsramsförordningen). Eftersom dessa inte längre kan tillämpas har Ei den 11 november 2022 fattat beslut om att upphäva ett antal föreskrifter, bland annat de som reglerar vilka uppgifter som elnätsföretagen ska rapportera in till Ei senast 31 mars 2023. Ei har därför i stället gått ut med en särskild begäran om uppgifter från alla elnätsföretag senast den 20 april 2023. Dessa uppgifter ska användas vid fastställandet av intäktsramen för tillsynsperioden 2024–2027. Besluten ska vara fattade senast den 31 oktober 2023.

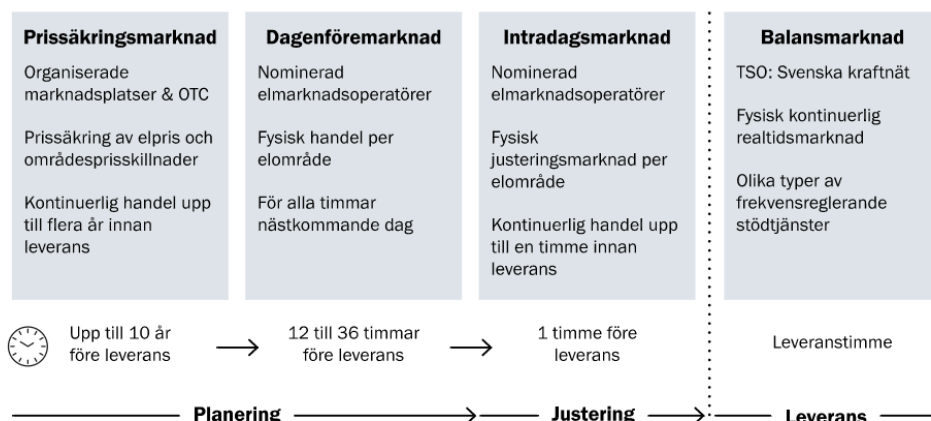
2.2 Grossistmarknaden för el

Elpriset varierar med utbud och efterfrågan för varje timme. Elmarknaden är speciell då 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 handeln med el ska kunna ske med olika tidshorisont har marknaden delats in i olika delmarknader.

2.2.1 Elhandelssystemet

Elhandelssystemet kan delas in i fyra delmarknader där handeln med el sker vid olika tidpunkter i förhållande till leverans: prissäkringsmarknaden, dagen föremarknaden, 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.

Dagen före-, intradags-, balans- och risksäkringsmarknaden styrs av EU:s regelverk. Dagen före- och intradagsmarknaden regleras i CACM medan balansmarknaden och risksäkringsmarknaden styrs av regler i EB respektive kommissionsförordningen FCA⁵⁷.

Handelsplatser för el

Enligt CACM behöver en elbörs ha tillstånd för att bedriva elbörsverksamhet i ett elområde. Nord Pool och EPEX Spot⁵⁸ har tillstånd att agera som nominerade elmarknadsoperatörer (NEMO⁵⁹) och får bedriva elbörsverksamhet på dagen föremarknaden och intradagsmarknaden i Sverige. Nasdaq Spot har tillstånd att bedriva elbörsverksamhet på dagen föremarknaden. I nuläget har enbart Nord Pool och EPEX Spot en etablerad verksamhet.

Nord Pools dagen föremarknad är marknadsplats för merparten av den fysiska handeln med el i Norden och Baltikum. Under 2022 handlade nordiska och baltiska aktörer cirka 696 TWh på Nord Pools dagen föremarknad och cirka

⁵⁷ Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet.

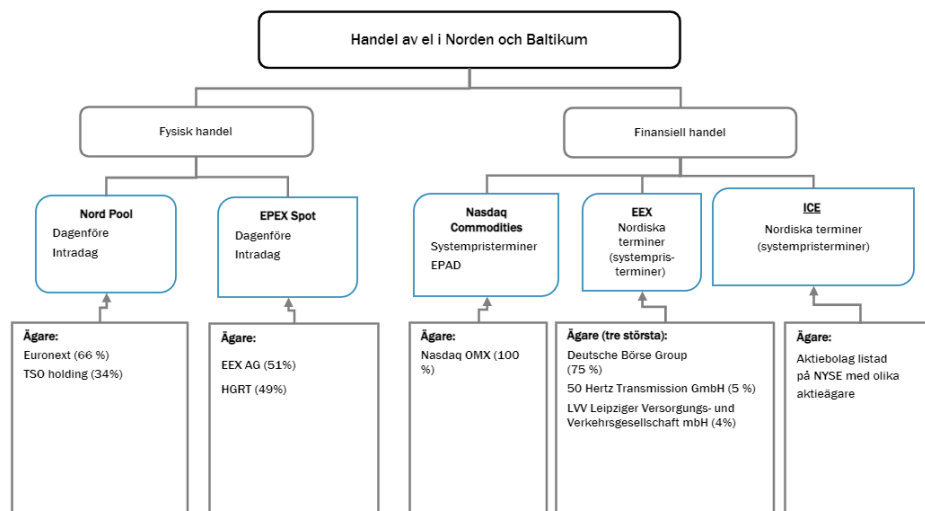
⁵⁸ EEX gruppen driver både EPEX spot och EEX. EPEX:s fokus är spotmarknader och EEX:s fokus är finansiella produkter.

⁵⁹ *Nominerad elmarknadsoperatör (NEMO)*: Ett företag som vill erbjuda sina tjänster på den europeiska dagen före- och intradagsmarknaden måste vara utnämnd till nominerad elmarknadsoperatör och kontinuerligt leva upp till kriterierna.

47 TWh på EPEX Spot. Den större delen av all el som handlas i Norden handlas på dagen föremarknaden.

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 Pool⁶⁰, EPEX Spot, Nasdaq Commodities och EEX.

Prissäkringsmarknaden

Elpriserna kan variera över tid och mellan elområden. Det finns flera sätt för aktörerna att hantera de risker som uppkommer genom variationen i pris på elmarknaden. Prissäkringsmarknaden för överföring mellan elområden styrs av reglerna i FCA-regelverket. Reglerna syftar till att säkerställa att marknadsaktörer har tillräckliga möjligheter att hantera de ekonomiska risker som finns på elmarknaderna.

I Norden används huvudsakligen kombinationer av olika finansiella kontrakt för prissäkring, och i övriga EU används huvudsakligen finansiella kontrakt för prissäkring över tid (exempelvis tyska terminskontrakt) och långsiktiga överföringsrättigheter för prissäkring av överföring mellan elområden. Huvudskillnaden är att långsiktiga överföringsrättigheter utfärdas av systemansvariga medan finansiella kontrakt i Norden kan köpas och säljas fritt och kontinuerligt av marknadsaktörer på handelsplatser eller bilateralt.

⁶⁰ De nordiska systemoperatörerna tillsammans med den litauiska (Litgrid) äger totalt 34 procent av Nord Pool genom ett gemensamt holdingbolag, TSO holding.

I Sverige och övriga Norden sker prissäkring vanligast genom att aktörerna handlar med systempriskontrakt, som i vissa fall kombineras med så kallade EPAD-kontrakt (Electricity Price Area Differentials). Ett systempriskontrakt är knutet till ett referenspris, det så kallade systempriset.⁶¹ Den prisrisk som återstår, det vill säga skillnaden mellan priset i ett specifikt elområde och systempriset, risksäkras med hjälp av EPAD-kontrakt. Om marknadsaktörer förväntar sig att priset i ett elområde blir samma som systempriset finns inget behov att komplettera systempriskontrakt med EPAD-kontrakt.

Systempriskontrakt och EPAD-kontrakt är derivatinstrument som kan handlas av aktörerna bilateralt, antingen via mäklare eller på handelsplatser. I Norden organiserar Nasdaq Commodities, ICE och EEX handel med, och avräkning av, finansiella kontrakt. Kontrakt som handlats bilateralt avräknas i allmänhet av ett clearinghus.⁶² Avräkningen innebär att parterna får clearinghuset som motpart. På så sätt övertar clearinghuset motpartsrisken. I dagsläget är det möjligt att i Sverige prissäkra sin elproduktion eller elförbrukning upp till flera år i förväg. Handeln sker kontinuerligt och prissätts enligt budprissättning.⁶³ Att delta i den finansiella marknaden är frivilligt och aktörerna väljer därmed själva vilka kontrakt som är lämpliga att använda för att hantera deras risk. Ei följer inte upp vilken typ av risksäkringspolicy som aktörerna tillämpar. Börserna är fria att utveckla och erbjuda marknaden olika derivatinstrument.

Tillräckligt med likviditet på derivatmarknaden är en förutsättning för effektiv handel. Ju högre likviditet i marknaden desto mindre prisspridning mellan köp- och sälj bud, dvs desto effektivare prissignaler. Syftet med systempriskontrakt är att generera tillräcklig likviditet. Likviditet för systempriskontrakt är ett resultat av handeln som finns i Sverige, Norge, Danmark och Finland, vilket utgör ett gemensamt elområde (eftersom kapaciteten mellan dessa är satt som oändlig i beräkningen). Under de senaste åren har likviditeten i systempriskontrakt minskat och därmed också på EPAD-kontrakt (särskilt EPAD SE3). Ökad bilateral handel (exempelvis i form av så kallade power purchase agreements eller energiköpsavtal, PPAs) och elhandelsföretags minskade behov av risksäkring till följd av färre fastprisavtal mot kunderna kan delvis förklara varför likviditeten har minskat i systempriskontrakt och EPAD-kontrakt.

⁶¹ *Systempriset* är det pris som skulle råda i det nordiska handelsområdet om det inte fanns några överföringsbegränsningar.

⁶² Clearinghus: en aktör som agerar som neutral mellanhand vid bilateral handel med finansiella produkter.

⁶³ Budprissättning (*Pay as bid*) innebär att de köp- och säljbud som får tillslag avräknas till det pris aktören lämnat på marknaden.

Dagen föremarknaden

Dagen föremarknaden, ofta kallad spotmarknaden, utgör den huvudsakliga marknaden för planering av morgondagens elleveranser. Utformningen av dagen föremarknaden 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 (NEMO) 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 kostnadseffektivt sätt.

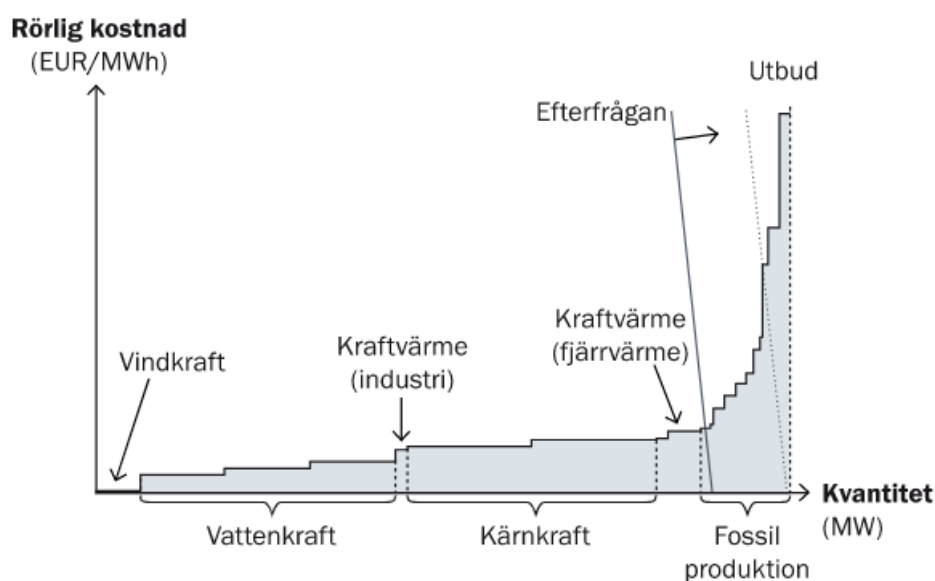
Handeln på de europeiska dagen föremarknaderna går till så att aktörerna lämnar in sina köp- och säljbud till elbörsen senast kl. 12.00. Buden gäller för nästkommande dygn och lämnas för varje hel timme. I buden specificeras hur mycket aktören vill köpa respektive sälja och till vilka priser och i vilka 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 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 dagen föremarknaden 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.

Priset på el sätts där utbudskurvan skär efterfrågekurvan. I Figur 6 presenteras en principiell bild över prisbildningen på spotmarknaden och i vilken ordning olika kraftslag får tillslag i förhållande till utbud och efterfrågan. Vindkraft har generellt lägst rörlig kostnad följt av vattenkraft. 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 magasinen. Vid en efterfrågeökning

flyttas efterfrågekurvan åt höger i Figur 6. I exemplet innebär det att mer fossil produktion behövs för att möta efterfrågan, vilket innebär högre kostnader och därmed ett högre pris. Ett annat väsentligt inslag i utbudskurvan är möjligheten till import, som varierar i både omfattning och pris från timme till timme. Möjligheten till export kommer in på efterfrågesidan och finns därav representerat i efterfrågekurvan i bilden. Elen flödar fritt inom de sammankopplade länderna i Europa och det är utbud, efterfrågan och överföringskapacitet som påverkar import och export.

Figur 6. Prisbildning i Sverige



Källa Ei

I dag samarbetar nominerade elmarknadsoperatörer i Europa för att beräkna marknadspriser och handelsvolymen för dagen förehandeln, detta kallas för marknadskopplingen. Reglerna för marknadskopplingen har föreslagits av de nominerade elmarknadsoperatörerna 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 EUPHEMIA⁶⁴ fungerar är offentligt och går att läsa om på elbörsernas respektive webbplatser. 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

⁶⁴ Akronym för Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm

det gemensamma området. För att hantera överföringsbegränsningar är elmarknaden indelad i elområden, se avsnitt 2.2.3 för mer information. Handeln på dagen föremarknaden 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 2024 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 2022 har fortsatt arbete skett bland de nordiska transmissionsnätsoperatörerna för att förbereda införandet av den flödesbaserade metoden.

Intradagsmarknaden

Intradagsmarknadens utformning regleras precis som dagen föremarknadens 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 dagen föremarknaden stängt. Exempelvis kan vädret ha avvikit från den prognostiserade, vilket kan påverka både produktionen, i form av vind- och solkraft, och förbrukningen, till exempel via uppvärmningsbehoven.

Intradagsmarknaden används främst av balansansvariga, det vill säga de företag som åtagit sig att ta det ekonomiska ansvaret 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 dagen föremarknaden. På andra europeiska handelsplatser spelar intradagsmarknaden en större roll än i

Norden. 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 flödesbaserad metod för kapacitetsberäkning.

Nominerade elmarknadsoperatörer och transmissionsnätsoperatörer arbetar med att införa EU-gemensamma intradagsauktioner (IDA), som skulle varit på plats i januari 2023 men har försenats till Q1 2024. Intradagsauktioner är en implicit form av auktion som kommer att genomföras på paneuropeisk nivå för att allokera tillgänglig överföringskapacitet mellan olika elområden på intradagsmarknaden med hjälp av samma algoritm och marknadskopplingsmekanism som används på den EU-gemensamma dagen föremarknaden. Tanken är att det ska kunna anordnas tre olika auktionsförfaranden för berörd leveransdag. Dessa auktionsförfaranden ska då följa denna kronologiska ordning:

- Första IDA: En dag före leverans (D-1) kl. 15:00 för varje timme gällande leveransdag D.
- Andra IDA: En dag före leverans (D-1) kl. 22:00 för varje timme gällande leveransdag D.
- Tredje IDA: Leveransdag D kl. 10:00 för timmarna 12–24 gällande leveransdag D.

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 kommissionsförordningen EB 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 vid upphandlingen för att vara tillgängliga med sin kapacitet under drifttimmen, detta kallas kapacitetsbetalning. Beroende på produkt får automatiska reserver betalning enligt budprissättning eller marginalprissättning, men i framtiden ska alla automatiska reserver få betalning enligt marginalprissättning. Exempelvis så fick frekvensåterställningsreserver för automatisk aktivering, aFRR, marginalprissättning i maj 2022 och senast den 1 februari 2024 ska även frekvenshållningsreserver, FCR (Frequency Containment Reserve), få marginalprissättning. 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 klockan 13:00 dagen 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 dagen föremarknaden, 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" kan då bli 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, Danmark, 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.⁶⁵ 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. Syftet med projektet är att möjliggöra för de nordiska systemansvariga att ansluta sig till de europeiska balanseringsplattformarna MARI⁶⁶ och PICASSO⁶⁷, vilket rör stödtjänsterna mFRR respektive aFRR. De nya metoderna och villkoren kommer att genomföras under de kommande åren och förändra den nuvarande svenska balansmarknaden i grunden. Anslutningen till MARI och PICASSO är också ett krav enligt EB och var planerat att ske senast 24 juli 2022. Ei beslutade däremot i augusti 2022 att bevilja Svenska kraftnäts ansökan om undantag från att ansluta till MARI och PICASSO under den uppsatta tidslinjen. Enligt besluten ska Svenska kraftnät senast ansluta till plattformarna den 24 juli 2024.⁶⁸

2.2.2 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.

Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion

På uppdrag av regeringen utarbetade Ei 2020 ett förslag till genomförandeplan⁶⁹ för Sverige i enlighet med artikel 20.3. i elmarknadsförordningen. Ei har i förslaget till genomförandeplanen identifierat tre huvudsakliga förbättringsområden, balansmarknaden, styrmedel och efterfrågefleksibilitet. Ei konstaterade 2020 att det fanns s förhållanden på balansmarknaden som utgjorde 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 ansåg Ei att det var viktigt att såväl existerande som nya nationella styrmedel är ändamålsenligt utformade och inte i onödan påverkar

⁶⁵ En fullständig lista av de metoder och villkor som beslutats finns på www.ei.se.

⁶⁶ Akronym för Manually Activated Reserves Initiative

⁶⁷ Akronym för Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation

⁶⁸ För mer information, läs beslutsärendet med diarienummer 2022–100136 och 2022–100137 för MARI respektive PICASSO.

⁶⁹ [Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion - Ei R2020:09 - Energimarknadsinspektionen](#)

elmarknadens funktion. Ei ansåg också att för att förbättra elmarknadens funktion fanns det även behov av ett fortsatt aktivt arbete med att undanröja hinder för efterfrågefleksibilitet. I juni 2022 fick Ei i uppdrag av regeringen att följa upp nio av de åtgärder som föreslogs i rapporten 2020. I 2022 års uppföljning, *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion* (Ei R2022:09)⁷⁰, framgår vilka åtgärder som genomförts, hur arbetet går med resterande åtgärder och om det finns några hinder för att de ska kunna genomföras. Ei kommer årligen, till och med 2025 att följa upp att åtgärderna genomförs. Läget på elmarknaden har i flera delar ändrats sedan Ei rekommenderade åtgärderna i genomförandeplanen. Åtgärderna är fortfarande aktuella och Ei vill därför framhäva vikten av att så snart som möjligt genomföra de åtgärder som ännu inte genomförts för att få en mer välfungerande elmarknad.

Möjlighet till risksäkring

FCA-förordningen (EU:s förordning om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet) ska säkerställa att marknadens aktörer har tillräckliga möjligheter att hantera ekonomiska risker för överföring mellan elområden och kräver att en utvärdering om risksäkringsmöjligheter utförs minst vart fjärde år. Ei har under 2021 utvärderat risksäkringsmöjligheterna⁷¹, och beställt en konsultrapport⁷² som undersöker alternativ för att förbättra prissäkringsmöjligheterna i Sverige. Ei slutsats från utvärderingen är att likviditeten på risksäkringsmarknaden har försämrats sedan den senaste utvärderingen gjordes 2017, men utvärderingen 2021 visar inte att risksäkringsmöjligheterna är otillräckliga. Enligt FCA-förordningen behöver åtgärder vidtas om någon av medlemsstaterna på en sida av en gräns inte tycker att risksäkringsmöjligheterna är tillräckliga. Bland annat beslutade ACER i september 2022 att andra långsiktiga risksäkringsprodukter än överföringsrättigheter ska göras tillgängliga mellan Sverige och Finland som ett stöd till grossistmarknadernas funktioner. Syftet är att förbättra risksäkringsmöjligheterna mellan de svenska och finska elområdena i enlighet med FCA-förordningen. Svenska kraftnät och dess finska motsvarighet Fingrid har i uppgift att senast till oktober 2023 utarbeta de nödvändiga metoder och villkor som krävs för att andra långsiktiga risksäkringsprodukter⁷³ än överföringsrättigheter görs tillgängliga. Parallellt med detta ärende har dialogen med tillsynsmyndigheterna i de länder som Sverige gränsar till fortgick under 2022.

⁷⁰ [Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion- Ei R2022:09-](#)

⁷¹ [Utvärdering av risksäkringsmöjligheter på den svenska elmarknaden – för samråd enligt FCA-förordningen](#) (2021)

⁷² [Measures to improve risk hedging opportunities on the electricity market in Sweden - a report to the Swedish energy markets inspectorate](#) (2022)

⁷³ [ACER har fattat beslut om risksäkringsprodukter mellan elområden i Finland och Sverige - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#)

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. I augusti 2022 fick Ei tillsammans med Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Swedac) i uppdrag av regeringen att utveckla förutsättningar för att realisera potentialen för flexibilitet i elsystemet.⁷⁴

Deluppdraget är uppdelat i fem delar och Ei ansvarar för deluppdrag 2 och 3 samt har ett samordningsansvar för deluppdrag 5. Deluppdrag 2 utreder åtgärder som ska främja flexibilitet, inklusive implicit flexibilitet, på slutkundsmarknaden. Det tredje deluppdraget har som syfte att främja flexibilitet på lokal distributionsnättnivå där det blir samhällsekonomiskt effektivt på kort eller längre sikt. Deluppdrag 5 är en samordning mellan myndigheterna som ska göra en gemensam sammanställning av vad som görs för att främja flexibilitet, en analys av om det krävs ytterligare åtgärder för att potentialen för flexibilitet ska realiseras och lämna förslag till en handlingsplan för implementeringen av eventuella ytterligare åtgärder. Åtgärdsförslagen ska utgå från användarens behov och se till att det blir enkelt och lönsamt för användaren att bidra till flexibilitet. Ei samordnar redovisningen. Deluppdrag 2 och 3 samt en delleverans av deluppdrag 5 redovisades till Regeringskansliet 6 april 2023.⁷⁵ Det femte deluppdraget ska slutredovisas den 15 december 2023.

Under 2021 och 2022 har Ei även deltagit i framtagandet av så kallade ramriktlinjer⁷⁶ för efterfrågefleksibilitet på EU-nivå genom ACER. Ramriktlinjerna, som presenterades för EU-kommissionen i slutet av december, utgör de kärnprinciper som ska ligga till grund för nya och bindande EU-regler för efterfrågefleksibilitet inom elsektorn och som kommer gälla för alla medlemsstater. De nya EU-regler som ska tas fram syftar till att göra det enklare för aktörer att delta på marknaden genom sin efterfrågefleksibilitet, till exempel i form av lagring eller flytt av elförbrukning till en annan tidpunkt. De nya reglerna ska också underlätta marknadsbaserad upphandling av flexibilitets tjänster för elnätsföretagen, inklusive transmissionsnätoperatörer.

Ett exempel på marknadsbaserad upphandling av flexibilitet är så kallade lokala flexibilitetsmarknader där nätföretagen kan köpa flexibilitet. Ett flertal pilotprojekt har testats i Sverige i bland annat Stockholmsregionen, Skåne och Göteborg⁷⁷. Två av dessa, sthlmflex och CoordiNet, granskades i en konsultstudie av Sweco under

⁷⁴ <https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/08/uppdrag-att-framja-ett-mer-flexibelt-elsystem/>

⁷⁵ Konsumenter och efterfrågefleksibilitet – deluppdrag 2 (Ei R2023:04), Flexibilitet i distributionsnäten – deluppdrag 3 (Ei R2023:05) och Främjande av ett mer flexibelt elsystem – deluppdrag 5 (Ei R2023:06).

⁷⁶ Listan med ramriktlinjerna finns publicerade på ACER:s hemsida och kan nås via denna länk: [ACER submitted the framework guideline on demand response to the European Commission – first step towards binding EU rules | www.acer.europa.eu](#) (2022)

⁷⁷ I Göteborg etablerades den lokala flexibilitetsmarknaden Effekthandel Väst under 2022.

2021 på uppdrag av Ei.⁷⁸ Av konsultstudien framgår att lokala flexibilitetsmarknader på sikt kan bidra med kostnadsoptimering samt möjliggöra fler anslutningar, framför allt genom att minska risken för överuttag och avbrott. Det kräver dock att fler flexibilitetsleverantörer deltar på marknaden och att identifierade hinder och utmaningar tas i beaktande, bland annat låg lönsamhet, brist på standarder och otillräcklig prisinformation.

Genom elmarknadsdirektivet introduceras också så kallade aggregatorer vilket 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 elmarknadens olika delmarknader. 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* (Ei R2021:03) till regeringen med rekommendationer om 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. Riksdagen beslutade att godkänna lagändringarna den 26 april 2023 och dessa träder i kraft den 1 juni 2023.

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 positiv till och stödjer att interna regler och praxis i de nordiska länderna utvecklas i riktning mot ökad harmonisering.

2.2.3 Prisutveckling och överföringsbegränsningar

Sverige är indelat i fyra så kallade elområden (även benämnt spotprisområden eller budområden), se Figur 7. Priserna i de enskilda områdena bestäms av

⁷⁸ [Konsultstudie om lokala flexibilitetsmarknader - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#)

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 2.1.5 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 2022

Under 2022 ökade elpriserna jämfört med föregående år i samtliga svenska elområden, särskilt under andra halvan av året. I genomsnitt var systempriset⁷⁹ i Norden under året 136 euro/MWh, se Tabell 3. I SE4 var årsmedelpriset 152 euro/MWh medan det i SE3 var något lägre och landade på 129 euro/MWh. I SE1 och SE2 var det motsvarande priset cirka 60 euro/MWh. I jämförelse hade Tyskland, som är mer beroende av naturgas, ett årsmedelpris som uppgick till 235 euro MWh⁸⁰. Åren 2013–2018 har det årliga genomsnittliga spotpriset befunnit sig runt 20–40 EUR/MWh i samtliga elområden. I jämförelse med 2022 motsvarade detta en ökning av det årliga genomsnittliga spotpriset med 33 procent i SE1, 40 procent i SE2, 190 procent i SE3 samt 228 procent i SE4. I Tabell 3 redovisas medelårspris, högsta och lägsta dygnsmedelpris för respektive elområde samt systempris mellan 2018–2022.

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

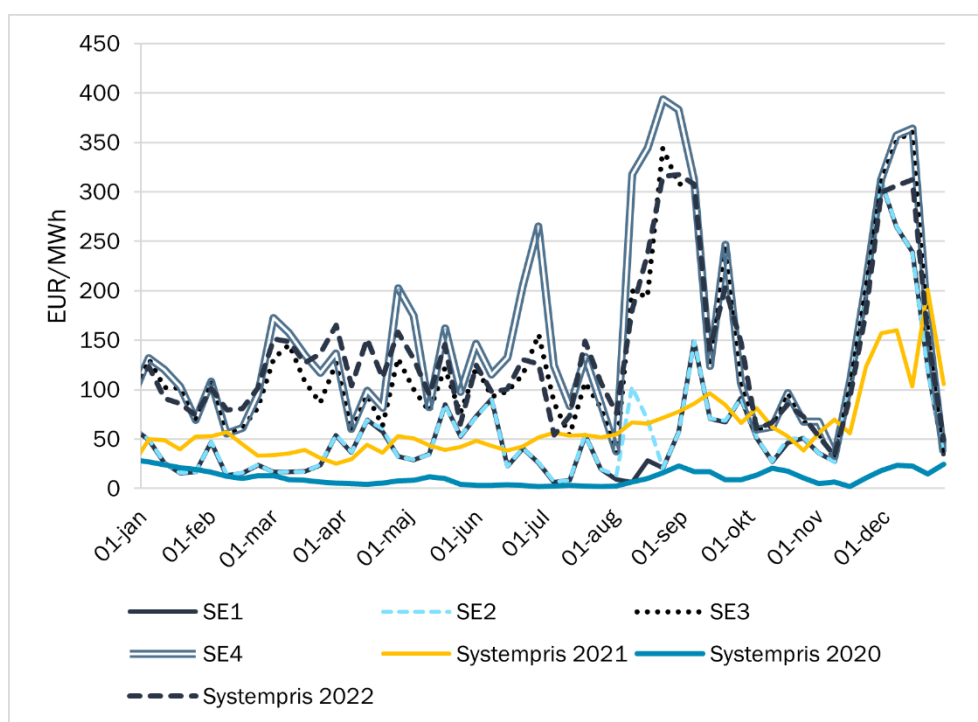
	Systempris	SE1	SE2	SE3	SE4
2022	135,86	59,06	61,95	129,21	152,10
2021	62,32	42,56	42,56	66,01	80,52
2020	10,93	14,39	14,39	21,19	21,19
2019	38,94	37,94	37,94	38,36	39,80
2018	43,99	44,23	44,23	44,54	46,36
Max 2022	462,1	443,74	443,74	485,82	542,23
	(2022-08-30)	(2022-12-14)	(2022-12-14)	(2022-08-23)	(2022-08-22)
Min 2022	2	1,18	1,18	1,95	1,95
	(2022-11-11)	(2022-07-16)	(2022-07-16)	(2022-11-11 och 2022-11-12)	(2022-11-11 och 2022-11-12)

Källa: SKM Syspower

⁷⁹ Systempriset fungerar som ett referenspris för den finansiella elhandeln. Systempriset beräknas utan att ta hänsyn till var elen produceras och var den ska konsumeras.

⁸⁰ Nordpool (2022), day-ahead prices (Nordpool, day-ahead prices). Under 2022 handlades 1 euro i genomsnitt för 10,63 SEK, vilket innebär att euro/MWh motsvarar 1,063 öre/kWh).

Figur 8. Genomsnittspriser veckovis på dagen föremarknaden EUR/MWh



Källa: SKM Syspower

Som framgår av Figur 8 har de genomsnittliga spotpriserna varit ovanligt höga och volatila, särskilt i södra Sverige under andra halvan av 2022. Viktigt att notera är att priset på timbasis har större variation än vad som framgår av Figur 8.

Exempelvis har skillnaden mellan det högsta och lägsta priset för en enskild timme varit extremt stor med ett högsta pris för en enskild timme på 800 euro/MWh i SE3 och SE4 och 590 euro/MWh i SE1 och SE2. Det lägsta timpriset, -2 euro/MWh inföll under november för samtliga elområden. De högsta dygnsmedelpriserna i SE3 och SE4 infann sig under augusti medan de högsta priserna i SE1 och SE2 inföll i december.

Det är inte bara i Sverige elpriserna har varit högre under 2022 än tidigare år. Hela Europa har haft höga elpriser under 2022 och den främsta förklaringen är ökningen av priset på naturgas som är ett viktigt bränsle för att producera el på många håll i Europa. Priset på naturgas började öka redan under 2021, sedan dess har priset varit volatilt på grund av det ovissa försörjningsläget som en följd av kriget i Ukraina. I slutet av augusti låg priset på naturgas på 339 euro/MWh vilket är det högsta priset någonsin. För mer information om de höga gaspriserna, se avsnitt 3.2 Grossistmarknaden för naturgas.

Väderförhållanden har också påverkat prisbildningen under 2022. Det har likt 2021 varit låga nivåer i vattenmagasinen i hela Norden under 2022, speciellt under sommarperioden. Samtidigt har vindkraftsproduktionen varit förhållandevis låg på grund av periodvis lite blåst, dock mer än 2021. Dessa faktorer har ytterligare

pressat upp elpriset. Dessutom tog den ekonomiska aktiviteten fart igen efter covid-19-pandemin, vilket ökat efterfrågan på el. Även problem med kärnkraften, särskilt i Frankrike, har höjt priserna i Norden så väl som i Europa. Under december 2022 ökade efterfrågan i Sverige på el som ett resultat av låga temperaturer samtidigt som tillgängligheten i kärnkraften var låg. Vidare uppkom samtidigt den årliga isläggningsen i flera älvar som minskade produktionsförmågan. Vindkraftsproduktion var periodvis låg och hade också problem med isbeläggning på vissa håll. Summerat resulterade detta i att prisnivåerna blev höga i hela landet, se avsnitt 1 för mer information).

Prisskillnader och begränsad överföring mellan elområden

När inga överföringsbegränsningar finns mellan två intilliggande elområden 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. Det medför till exempel att SE4 vissa timmar har haft samma pris som Danmark och Tyskland.

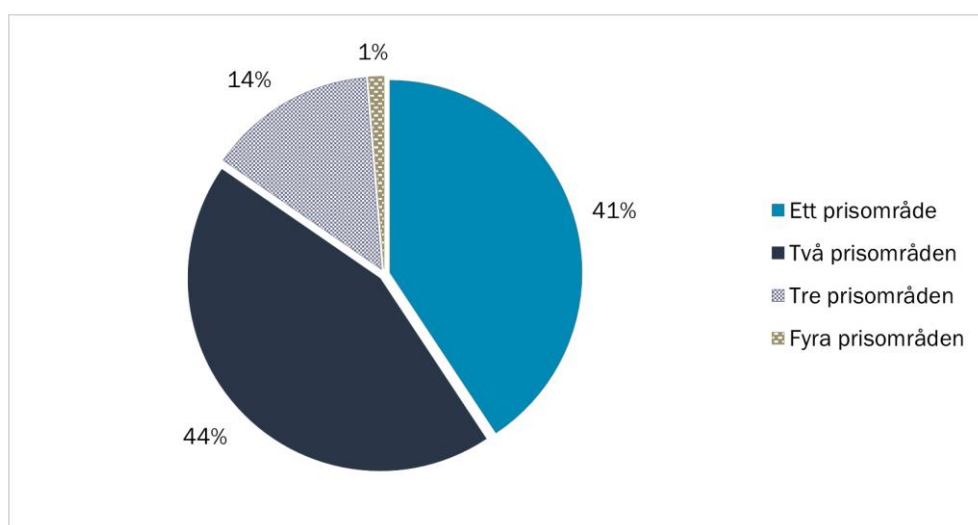
När överföringskapaciteten mellan elområden inte är tillräcklig kommer priserna i områdena att skilja sig åt. Vid överföring av el från områden med lågt pris till områden med högt pris uppstår ett finansiellt överskott hos elbörsen som tillfaller transmissionsnätoperatören eller företaget som överför elen mellan de två elområdena. Det kallas kapacitetsintäkter som ibland även benämns flaskhalsintäkter. Dessa öronmärks för åtgärder som syftar till att öka överföringsförmågan mellan elområdena, till exempel genom förstärkningar av transmissionsnätet, vilket jämnar ut priserna på sikt.

De stora skillnaderna i pris mellan elområdena i norra och södra Sverige under 2022 har bland annat berott på att det inte funnits kapacitet nog att föra över all den kraft som efterfrågats från SE1 och SE2 till SE3 och SE4. Kärnkraften har stor inverkan på nätets överföringsförmåga. Revisioner av kärnkraftverken Oskarshamn 3 och Ringhals 4 under 2022 har därför påverkat den tillgängliga överföringskapaciteten ytterligare sedan nedstängningen av Ringhals 1 (2020) och 2 (2019). Periodvis har lite blåst också minskat elproduktionen i södra Sverige och ökat behovet av överföring av el till södra Sverige från norr. Kopplingen mellan SE4 och Danmark och Tyskland i kombination med höga gaspriserna och de ogynnsamma väderförhållandena har också gjort att flödet ökar från lågpris- till högprisområde lett. Under dessa förhållanden har befintliga ledningar inte alltid räckt till för att överföra så mycket el som efterfrågats, och det har blivit prisskillnader mellan olika elområden. Reglerna för hur själva marknadskopplingen och prissättningen går till följer av EU-reglerna i kommissionsförordningen CACM.

Sveriges olika prisområden 2022

Under 2022 har elprisskillnaderna inom Sverige varit stora, där södra Sverige haft mycket högre priser än den norra delen. Under 2022 var Sverige ett prisområde 41 procent av tiden, under 2021 motsvarade detta 33 procent av tiden (se Figur 9 nedan). Vidare var Sverige under 2022 indelat i två olika prisområden under 44 procent av tiden vilket är en ökning med två procentenheter då Sverige 2021 var indelat i två prisområden 42 procent av tiden. Antingen var SE1 och SE2 ett prisområde tillsammans och SE3 och SE4 ett, eller så bildade SE1, SE2 och SE3 ett prisområde tillsammans och SE4 hade ett eget pris. Som nämns i avsnitt 2.1.1 är prisområdenas utformning under utredning.

Figur 9. Andel av tiden under 2022 Sverige var uppdelat i 1-4 prisområden



Källa: SKM Syspower

2.2.4 Produktion och förbrukning

Elproduktion och elanvändning

Under 2022 producerades 169,9 TWh el i Sverige, vilket var 2,7 procent mer än föregående år. Det är produktionen från vindkraft och även i viss mån solkraft som har ökat, se Tabell 4. Under 2022 producerade vindkraften 33 TWh vilket är en ökning med 21 procent jämfört med 2021. Detta beror dels på att det i genomsnitt har blåst mer under 2022 i jämförelse med 2021, dels på att den installerade produktionskapaciteten har ökat (se avsnitt 2.4.1 Övervakning av elproduktionskapacitet). Trots ökningen av vind- och solkraft har det höga gaspriset pressat upp elpriserna. Nettoexporten av el uppgick till 33 TWh under 2022, vilket var en ökning med 32 procent jämfört med föregående år. Störst elexport gick till Finland på drygt 15 TWh följt av Danmark (8,6 TWh) och Litauen (4,9 TWh). I Tabell 4 nedan visas en sammanställning av Sveriges energibalans under åren 2018–2022 och i Tabell 5 visas Sveriges import och export av el under 2022.

Tabell 4. Sveriges elbalans 2018–2022, TWh (procent av total produktion inom landet), negativa värden anger export.

	2018	2019	2020	2021	2022
Total produktion	158,5	164,9	159,6	165,5	169,9
Vindkraft	16,6 (10 %)	19,9 (12 %)	27,6 (17 %)	27,4 (17 %)	33,1 (19%)
Solkraft	0,4 (0,2 %)	0,7 (0,4 %)	1,0 (0,6 %)	1,2 (1 %)	1,9 (1%)
Vattenkraft	61,0 (38 %)	64,6 (39 %)	71,2 (45 %)	70,6 (43 %)	69,9 (41%)
Kärnkraft	65,8 (42 %)	64,3 (39 %)	47,3 (30 %)	51,0 (31 %)	50,1 (29%)
Kraftvärme	15,0 (9 %)	15,6 (9 %)	12,7 (8 %)	15,5 (9 %)	15,3 (9%)
Elanvändning inom landet	141,3	138,7	134,6	143,6 ⁸¹	136,8
Nätförluster	11,0	8,7	9,3	9,9	10,2
Nettoutbyte	-17,2	-26,2	-25,0	-25,6	-33,2

Källa: Energimyndigheten och SCB

Tabell 5. Sveriges import och export av el 2022 i TWh.

Land	Export	Import	Netto
Finland	15,3	0,07	15,23
Danmark	8,6	1	7,6
Litauen	4,9	0,04	4,86
Norge	3,5	4,9	-1,4
Polen	3,9	0,1	3,8
Tyskland	3,2	0,09	3,11
Summa	39,4	6,2	33,2

Källa: Svenska kraftnät

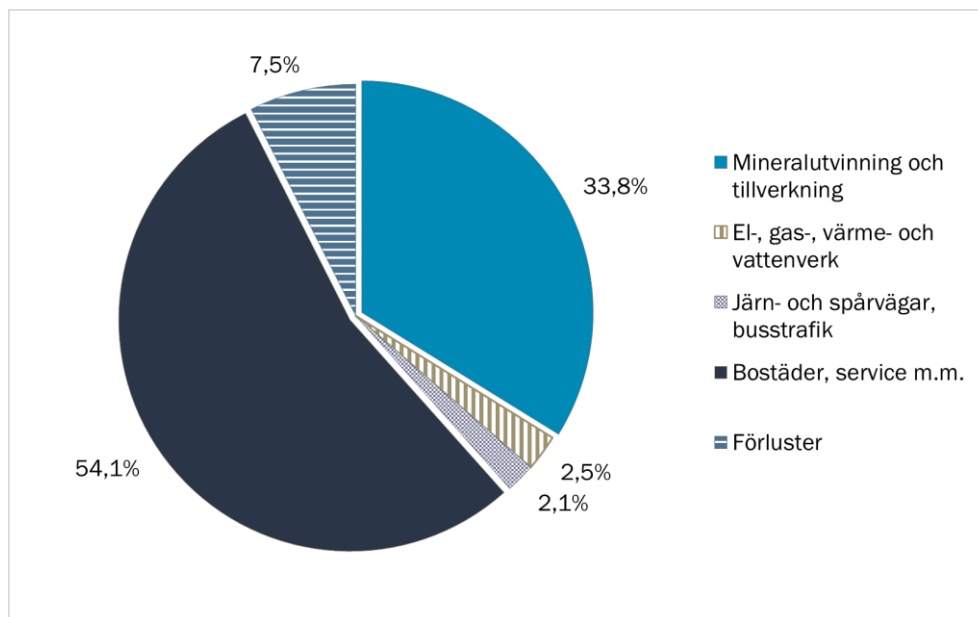
Den totala användningen av el inom Sverige, inklusive förluster vid överföring, var cirka 137 TWh år 2022, vilket är en minskning om cirka 5 procent jämfört med 2021. Minskningen kan huvudsakligen förklaras av varmare väder under hösten och i slutet av året samt att företag och privatpersoner minskade sin elförbrukning, till följd av de höga elpriserna. Under hösten 2022 uppmanade även Energimyndigheten elkunderna att minska sin elförbrukning genom kampanjen "Varje kilowattimme (kWh) räknas". Kampanjen syftade till att hålla nere elkostnaderna och därmed även elpriserna.

Elanvändningen fördelat efter sektor presenteras i Figur 10 nedan. Mer än hälften av elektriciteten, 74 TWh, användes inom sektorn bostäder och service med mera.⁸² Industrins elanvändning uppgick 2022 till drygt 46 TWh och utgjorde ungefär en tredjedel av den totala elanvändningen.

⁸¹ I Sveriges el- och naturgasmarknad 2021 angavs siffran 140 TWh vilket nu är åtgärdad.

⁸² 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.

Figur 10. Elanvändning 2022 fördelat på användningsområden



Källa: SCB

Den högsta elförbrukningen under 2022 inträffade mellan kl. 09.00 och 10.00 den 16 december då användningen uppgick till 23 900 MW. Föregående år var den högsta elförbrukningen 25 660 MW. Sveriges hittills högsta elförbrukning noterades den 5 februari 2001, då förbrukningen uppgick till 27 000 MW. Den högsta netto-exporten låg på 7815 MW och inträffade den 29 oktober mellan klockan 03.00 - 04.00. Störst netto-import inträffade kl 08.00 - 09.00 den 16 december och uppgick till 3237 MW.

Konkurrensen på grossistmarknaden

Den svenska inhemska elproduktionen domineras av ett fåtal större aktörer. Vattenfall står ensamt för drygt 37 procent av produktionen och tillsammans står de tre största aktörerna (Vattenfall, Fortum och Uniper⁸³) för 63 procent, motsvarande siffra för 2021 var 67 procent⁸⁴. De tre största aktörerna äger i olika konstellationer majoriteten av den svenska kärnkraften.

Vid varje bedömning av konkurrensen på elmarknaden måste det tas i beaktande att enskilda 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.

⁸³ Sedan 31 december 2020 äger Fortum 76,1 procent av Unipers aktier.

⁸⁴https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/statistik/energiaret/2022/energiaret-2022_tabeller.pdf

I Ei:s rapport från 2014 om elområdesindelningen konstaterades att förutsättningarna för konkurrens på grossistmarknaden var goda⁸⁵. I allt väsentligt är det Ei:s uppfattning att de beskrivna förhållandena gäller även för 2022. Under stora delar av året är priset detsamma i flera av Sveriges elområden och Ei:s analys är att risken för att det finns enskilda aktörer som då kan utöva marknads⁸⁶ på dagen före- och intradagsmarknaden är liten. 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 marknads⁸⁶ på någon av elmarknadens delmarknader. I SE1 finns det en producent vars produktion dominerar området, dock bildar SE1 och SE2 i mycket hög utsträckning ett gemensamt prisområde vilket begränsar den enskilda aktörens möjlighet att utöva marknads⁸⁶. I SE4 är situationen liknande med endast en större producent. Ei anser dock att konkurrenssituationen är acceptabel eftersom SE4 ofta bildar gemensamt prisområde med intilliggande svenska och danska elområden vilket minskar enskilda aktörers marknads⁸⁶ på dagen före- och intradagsmarknaden. Som beskrivits under avsnitt 2.1.1 så pågår en översyn av elområdena. Under våren 2023 publicerade Konkurrensverket en rapport om energimarknader i kristider som har till syfte att beskriva elmarknadens konkurrensförutsättningar.

2.2.5 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 marknads⁸⁶.

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, Epex och Nasdaq övervakas handeln och företagets ageranden av bland annat Ei. Ei har tillsyn över att de aktörer som har tillstånd och är nominerade elmarknadsoperatörer 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.

⁸⁵ Utvärdering av effekterna av elområdesindelningen (Ei R2014:08)

⁸⁶ Marknads⁸⁶ kan beskrivas som ett företags förmåga att påverka vilka priser en produkt handlas för på marknaden. Den yttersta formen av marknads⁸⁶ råder när en aktör har en monopolställning och därmed är ensam på en viss marknad och kan agera utan konkurrens från andra aktörer.

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.

Finansinspektionen (FI) utövar tillsyn över de svenska aktörer som med myndighetens tillstånd agerar på den finansiella elmarknaden. Ei och Finansinspektionen (FI) har under 2022 inlett ett samarbete där myndigheterna skapar en löpande och återkommande samverkan om övervakning och tillsyn av energi- och elderivatmarknaden. Samverkan innebär ökat informationsutbyte, upparbetade kontaktvägar och löpande avstämningar mellan myndigheterna. Syftet med samarbetet är att säkerställa stabiliteten på marknaden, skapa förutsättningar för korrekt och sund prissättning och säkra förtroendet för energi- och elderivatmarknaderna⁸⁷.

Övervakning av de svenska marknaderna enligt REMIT och transparensförordningen
REMIT- och transparensförordningarna möjliggör en sammanhållen övervakning av de alltmer integrerade europeiska el- och gasmarknaderna. Ei har rutiner som tillämpas dagligen inom ramen för arbetet med marknadsövervakningen för att öka tillförlitligheten till marknaden samt säkerställa att aktörerna följer de regler som gäller på grossistmarknaden.

Enligt REMIT ska all handel av grossistenergiprodukter 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 inrapporteras regleras i genomförandeakterna.⁸⁸ 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.

⁸⁷ Energimarknadsinspektionen (14 december 2022) Ökat samarbete för att övervaka elmarknaden - Energimarknadsinspektionen (ei.se)

⁸⁸ 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.

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-E⁸⁹ 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 2022 granskade Ei 2 427 marknadsmeddelanden, fördelade på tretton olika aktörer, mer ingående. I dessa fall bad Ei aktörerna att komma in med kompletterande redogörelser över vad som hade hänt för att säkerställa att aktörerna har nödvändiga rutiner för att informera marknaden. Under 2022 resulterade inte tillsynen i några förelägganden till företag om vidare åtgärder. Se Marknadsövervakning 2022 (Ei PM2023:03) för mer information.

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.⁹⁰ Funktionerna för marknadsövervakningen på Nord Pool, EPEX Spot och Nasdaq Commodities bidrar även till Ei:s arbete då eventuella misstänkta 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 flera kraftproducenter. Ledamoten har ett särskilt uppdrag att övervaka efterlevnaden av de branschetiska reglerna. Ei:s uppgift är att nominera en observatör per styrelse. I slutet av 2022 blev samägande på nytt aktuellt i kärnkraftverkets styrelse i OKG AB. Ei har därför nominerat en oberoende observatör till OKG:s styrelse. Ei publicerar varje år en övervakningsrapport från respektive styrelse, inklusive eventuella kommentarer från observatören. Rapporterna publiceras på vår webbplats.

⁸⁹ European Network of Transmission System Operators – Electricity.

⁹⁰ 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.

2.3 Slutkundsmarknaden för el

Den svenska slutkundsmarknaden för el är sedan 1996 konkurrensutsatt och priserna sätts av aktörerna på marknaden. Det finns cirka 5,6 miljoner elkunder i Sverige varav cirka 3,8 miljoner är hushållskunder⁹¹.

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 elkunderna.

2.3.1 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 föreskrift⁹² att rapportera in de vanligaste avtalstyperna till elpriskollen.se. Elpriskollen drivs av Ei och möjliggör jämförelser mellan olika elhandelsföretag och deras aktuella erbjudanden.

Under 2022 har Ei arbetat med att ta fram en ny version av sajten där målet har varit att elpriskollen.se ska vara mer användarvänlig för besökaren. Den nya versionen av jämförelsesajten lanserades den 1 juni 2023.

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 2022 en samlad marknadsandel på cirka 51 procent⁹³ räknat på antalet kunder, vilket är en ökning på 6 procentenheter från 2021.

Kundaktivitet

Totalt bytte 15,4 procent⁹⁴ av kunderna elhandelsföretag under 2022 vilket är en ökning på cirka 5 procentenheter jämfört med 2021.

⁹¹ Källa: SCB. Antalet uttagspunkter är baserat på 2021 års data.

⁹² Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2020:4) om elleverantörers skyldighet att lämna uppgift om priser och leveransvillkor som tillämpas mot elanvändare.

⁹³ Källa: Energimarknaden. Antalet uttagspunkter är baserat på 2021 års data.

⁹⁴ Källa: SCB. Antalet uttagspunkter är baserat på 2021 års data.

Vad gäller antalet omförhandlade avtal tecknade 17,6 procent⁹⁵ av alla hushållskunder om sitt elhandelsavtal 2022. En tendens som har gått att se sedan flera år tillbaka är att flest avtal omförhandlas under höst- och vintermånaderna. Det uppstår däremot ett trendavbrott under 2022 där andelen omförhandlade avtal var mer eller mindre oförändrad under höst- och vintermånaderna, med undantag för januari som var månaden där flest kunder omförhandlade sina elhandelsavtal.

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. Under 2022 (se kapitel 4 Konsumentskydd) kan vi konstatera att antalet aktiva kunder på elpriskollen.se har ökat med 155 procent jämfört med tidigare år.

Grossistmarknaden påverkar slutkundspriserna

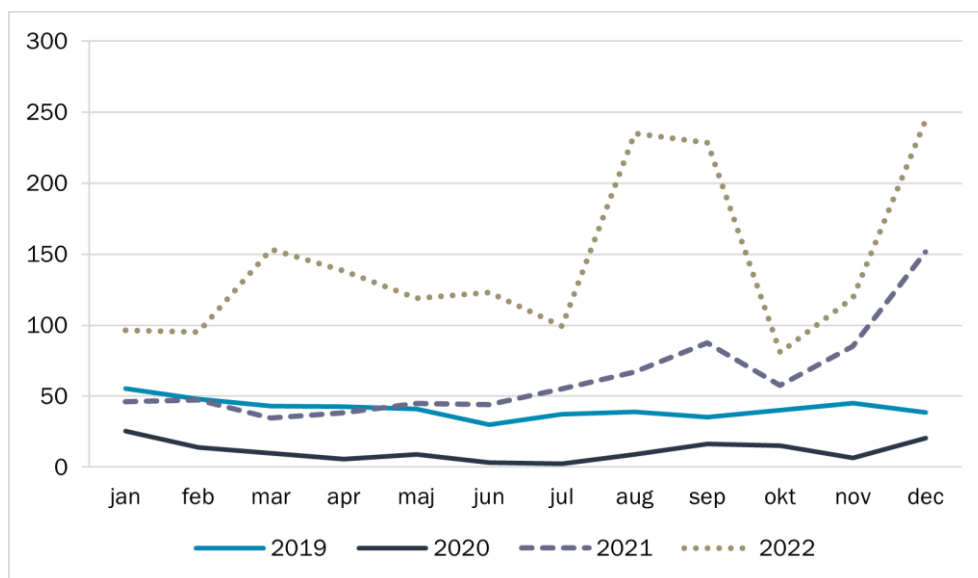
Den största delen av elpriset utgörs av elhandelsföretagens kostnad för att köpa in el för att täcka kundernas förbrukning. Elen köps in på en elbörs eller via bilaterala avtal med producenter. I avtal om rörligt elpris utgår elhandelsföretaget från spotpriset (priset på dagen föremarknaden) justerat 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 och riskhantering, läs mer om prissäkring i avsnitt 2.2.1 Elhandelssystemet. Utöver inköpspriset för el tillkommer kostnader för bland annat elcertifikat, ursprungsmärkning, administration och moms.

Spotprisernas och systemprisets utveckling

Under nästan hela år 2022 sticker spotpriserna i södra Sverige ut som ovanligt höga jämfört med tidigare år. Under den senare delen av 2022 var även spotpriserna i norra Sverige ovanligt höga jämfört med tidigare år. Under 2022 var systempriset i allmänhet högre än för 2021. Den högsta noteringen görs för december, då systempriset var 244,30 öre/kWh. Det genomsnittliga systempriset under 2022 var 144,3 öre/kWh, vilket kan jämföras med genomsnittet för 2021 som var 63,3 öre/kWh och 2020 som var 11,4 öre/kWh, se Figur 11. Läs mer om prisutvecklingen på grossistmarknaden för el i avsnitt 2.2.2.

⁹⁵ Källa: SCB.

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



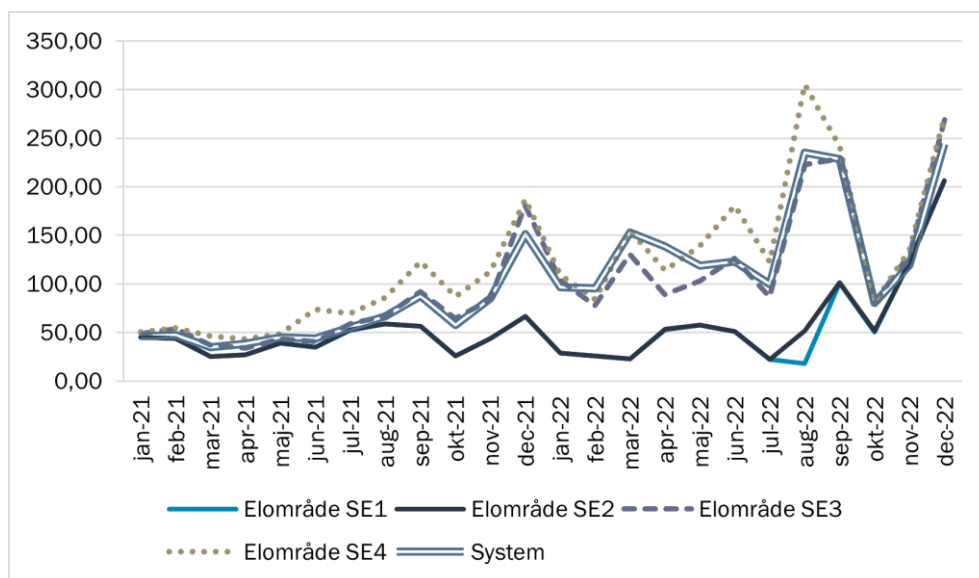
Källa: Nord Pool

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 161,1 öre/kWh under 2022, vilket kan jämföras med 2021 då skillnaden i genomsnitt var 38,5 öre/kWh. Skillnaden mellan elområde SE4 och SE3 var i genomsnitt 22 öre/kWh under 2022, vilket kan jämföras med 14,7 öre/kWh i genomsnitt under 2021.

Under 2022 var augusti den månad med störst prisskillnad mellan elområden där elområde SE4 hade ett spotpris som var i genomsnitt 286,7 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. Vid en jämförelse mellan SE4 och SE1/SE2 var den lägsta prisskillnaden under november då det skiljde 8,8 öre.

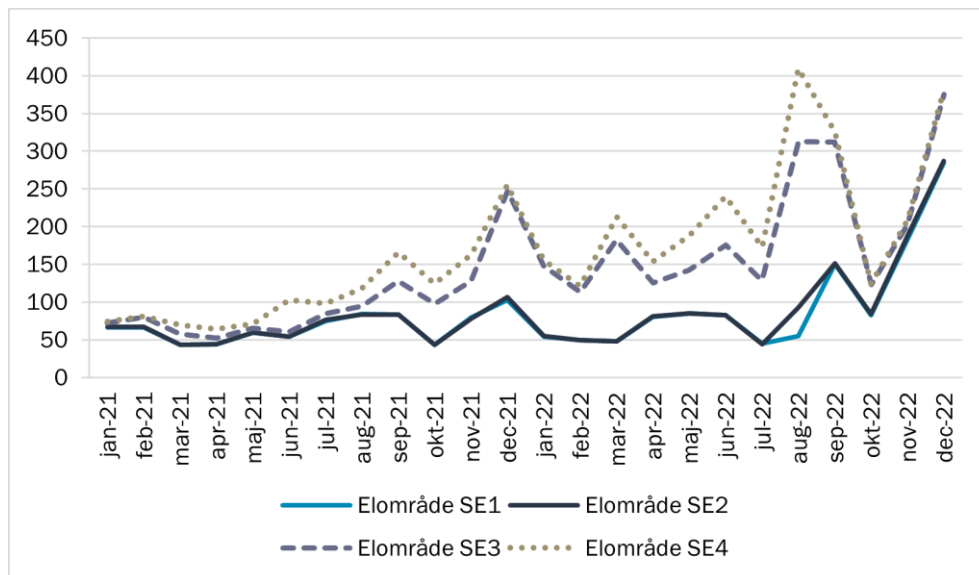
Figur 12. Spotpris per elområde samt systempris 2021–2022, öre/kWh



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 pris⁹⁶ mellan de fyra elområdena var större under 2022 än under 2021. Priserna i elområde SE1 och SE2 bildar återigen en trend med två färger förutom under augusti 2022 där priserna i SE2 var aningen högre.

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

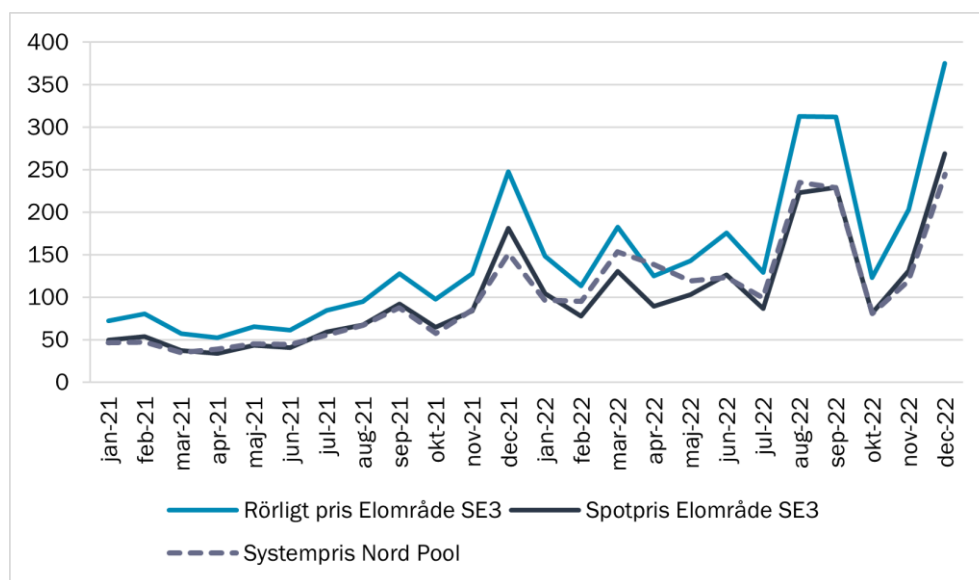


Källa: Ei

⁹⁶ Det pris som anges här är ett genomsnitt av alla avtal med rörligt pris löpande som erbjuds på Elpriskollen den 15:e i respektive månad.

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

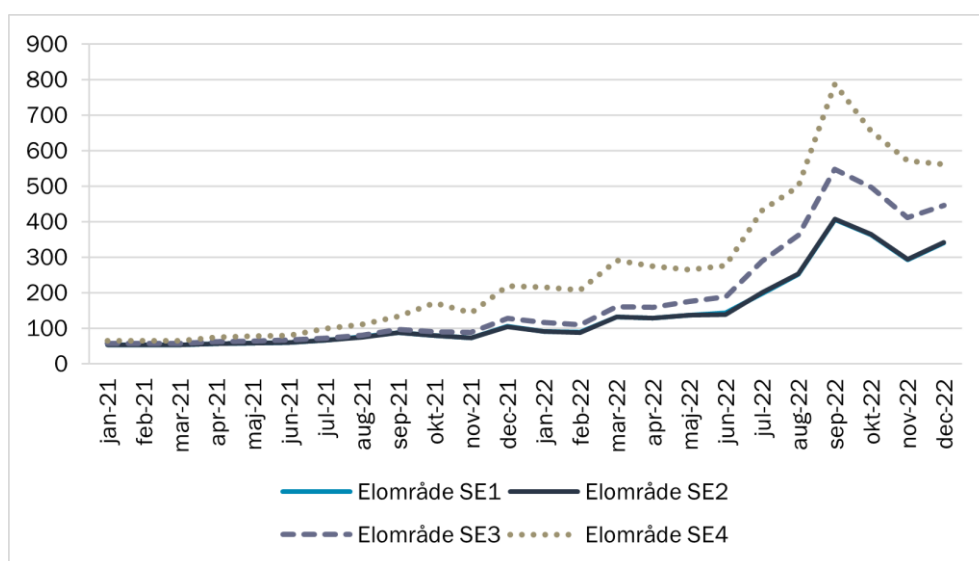


Källa: Ei, Nord Pool

Även för avtalen med fast pris och en bindningstid på ett år syns skillnader mellan elområdena. Priserna var genomgående högst i SE4 under hela 2022. Under andra halvan av året ökade skillnaderna varje månad. I genomsnitt över året var fastprisavtalen med en bindningstid på ett år 205,6 öre dyrare i SE4 än i SE1. Den högsta skillnaden syns i september då ett fastprisavtal i SE4 kostade 383,2 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 141,9 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 vanligtvis 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

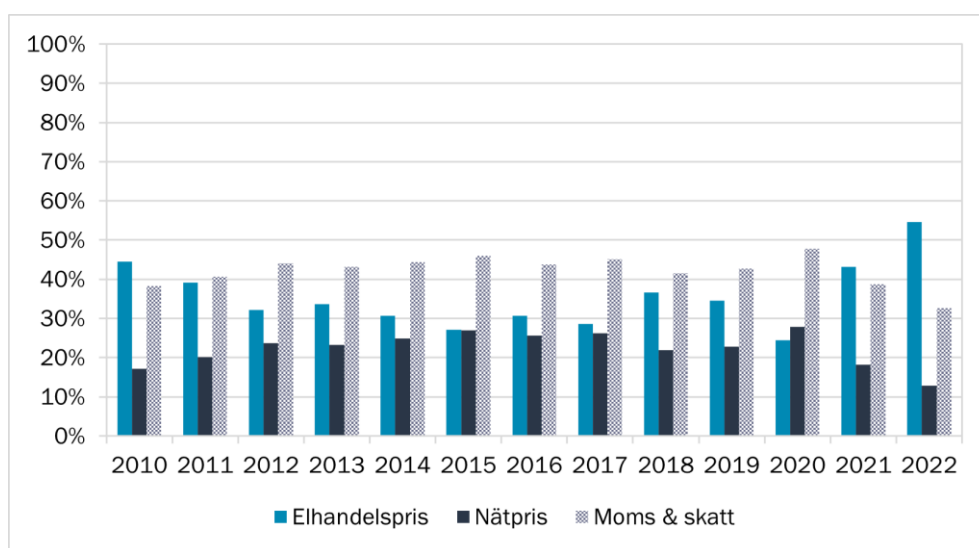


Källa: Ei

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 36 öre/kWh under 2022. De flesta kommuner i elområde SE1 och SE2 har reducerad energiskatt och under 2022 var energiskatten i dessa kommuner 26,40 öre/kWh. Under 2022 bestod den största delen av elkostnaden, 55 procent, av elhandelspriset. Moms och skatt utgjorde 33 procent av elkonsumentens totala kostnad för el medan kostnaden för överföring i nätet utgjorde 13 procent, se Figur 16.

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 2022 för en lägenhetskund med årlig förbrukning om 2 000 kWh per år och som har avtal med rörligt pris uppgick till cirka 7 200 kronor, se Tabell 6. Detta kan jämföras med 5 300 kronor år 2021. För en villakund som förbrukar 20 000 kWh per år och som har avtal med rörligt pris, uppgick till elkostnaden under 2022 till cirka 56 900 kronor, se Tabell 7. Priserna är genomsnittspriser och förbrukningen är viktad enligt förbrukningsmönster för olika månader.

Tabell 6. Total årskostnad 2022 rörligt pris, lägenhetskund i elområde SE3 2 000 kWh

	Kronor
Elhandel	3 429
Moms	857
Elhandel inkl. moms	4 286
Elnät	1 686
Skatt	720
Moms	602
Totalt	7 206

Källa: Ei, SCB

Tabell 7. Total årskostnad 2022, rörligt pris, villakund i elområde SE3 20 000 kWh

	Kronor
Elhandel	31 444
Moms	7 861
Elhandel inkl. moms	39 305
Elnät	7 340
Skatt	7 200
Moms	3 635
Totalt	56 910

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 2022 i genomsnitt till mellan cirka 5 021 och 12 044 kronor, beroende på vilken månad under året kunden tecknade avtalet⁹⁷, se Tabell 8. För en villakund som förbrukar 20 000 kWh per år uppgick i stället den totala årskostnaden till mellan 35 771 och 105 662 kronor under 2022, se Tabell 9.

⁹⁷ Priset har räknats fram genom summan av årsförbrukning multiplicerat med avtalspriset för den aktuella månaden som avtalet tecknades och ett år framåt.

Tabell 8. Total årskostnad 2022, fast pris 1 år, lägenhetskund i elområde SE3

Total elkostnad vid fast pris 1 år, lägenhetskund 2 000 kWh		Kronor
Elhandel		2 013-9 036
Moms		503-2 259
Elhandel inkl. moms		2 517-11 296
Elnät		1 686
Skatt		720
Moms		602
Totalt		5 021-12 044

Källa: Ei, SCB

Tabell 9. Total årskostnad 2022 fast pris 1 år, villakund i elområde SE3

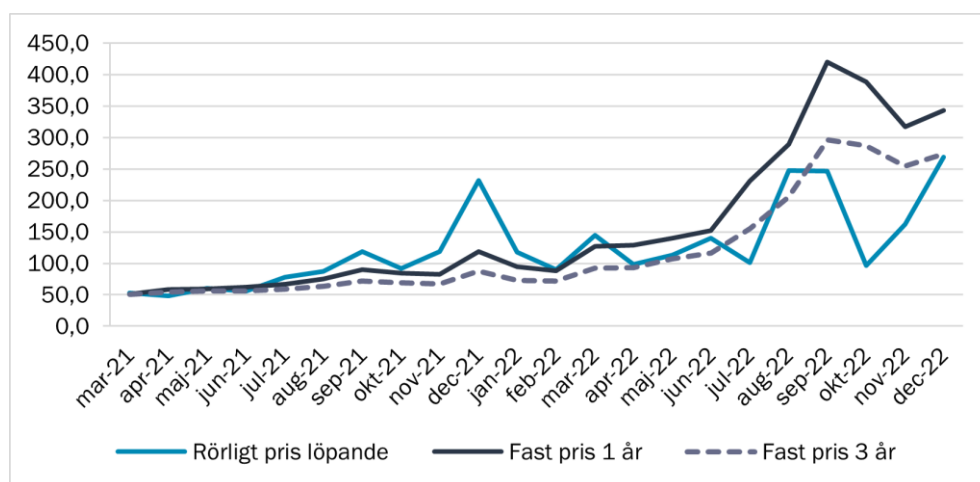
Total elkostnad vid fast pris 1 år, villakund 20 000 kWh		Kronor
Elhandel		17 596-87 487
Moms		4 399-21 871
Elhandel inkl. moms		21 996-109 359
Elnät		7 340
Skatt		7 200
Moms		3 635
Totalt		35 771-105 662

Källa: Ei, SCB

Priser för företagskunder

Sedan mars 2021 rapporterar elhandelsföretagen också in avtal till Elpriskollen som erbjuds till företagskunder med en förbrukning på upp till 100 000 kWh per år. Även på företagsidan syns en ökning av priserna genomgående under 2022, se Figur 17⁹⁸. Ökningen är störst för avtalen med fast pris 1 år.

Figur 17 Genomsnittliga priser 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 SE3 under 2022⁹⁹



Källa: Ei

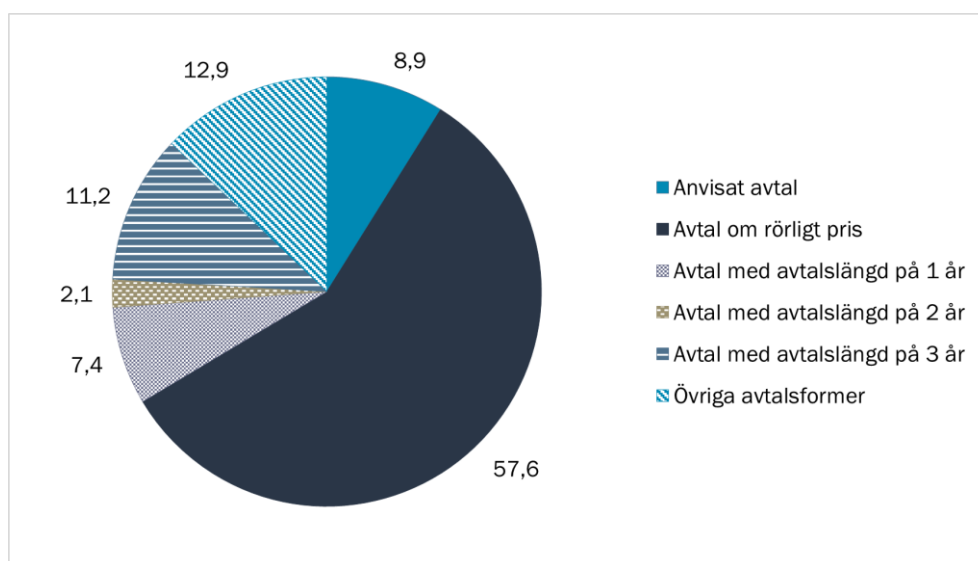
⁹⁸ Siffrorna kan skilja sig från förgående årsrapport på grund av bättre kvalitetssäkring.

⁹⁹ Priserna är exklusive moms och visas i öre/kWh.

Rörligt pris fortfarande vanligast

En trend som pågått i ett antal år är att fler kunder¹⁰⁰ väljer rörliga avtalsformer. Under 2022 verkar trenden ha tagit fart, förmodligen delvis på grund av de höga elpriserna på fastprisavtal som rådde under året. I december 2022 hade 57,6 procent av de svenska kunderna tecknat avtal om rörligt pris, vilket är en ökning med 4,8 procentenheter jämfört med december 2021. Drygt en fjärdedel av kunderna hade ett fastprisavtal med en bindningstid på antingen ett, två eller tre år, se Figur 18.

Figur 18. Fördelning av kunder¹⁰¹ per avtalstyp i december 2022, 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 på längre sikt.

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 i tillsynsinsatser sett att informationen till de anvisade kunderna är bristfällig. 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.

¹⁰⁰ Här avses både hushållskunder och företagskunder.

¹⁰¹ Här avses både hushållskunder och företagskunder.

Andelen kunder med anvisade avtal har minskat med 1,5 procentenheter från 10,4 till 8,9 procent sedan december 2021.

2.3.2 Internationellt arbete

Arbete med att stärka kunderna i Norden

Ei har under året haft en aktiv roll som bland annat ordförande i NordREGs slutkundsmarknadsgrupp¹⁰². Slutkundsmarknadsgruppens arbete syftar till att stärka kundernas ställning på de nordiska slutkundsmarknaderna för el.

Under 2022 publicerade gruppen en rapport som kartlägger 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. NordREG genomförde även en kundundersökning där 6 000 konsumenter i Danmark, Finland, Norge och Sverige fick svara på frågor till exempel om när de senast tecknade eller jämförde elavtal, varför de var aktiva eller inte, kunskaper om det egna elavtalet och om det var lätt eller svårt att teckna ett elavtal. Undersökningens resultat presenterades i en rapport i slutet av 2022.

I november genomförde gruppen för femte 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 Council of European Energy Regulators (CEER) och deltar bland annat i arbetsgruppen Customer and Retail Markets Working Group (CRM WG). Under året har CEER bland annat 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 även deltagit aktivt i arbetet med den årliga rapport om kundskydd som CEER publicerar tillsammans med ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). Rapporten, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021 - Energy Retail and Consumer Protection Volume*, publicerades i oktober 2022.

2.4 Försörjningstrygghet el

Försörjningstryggheten i det svenska elsystemet är generellt sett god. Manuell fränkoppling av vissa elanvändare, som är den metod som Svenska kraftnät enligt

¹⁰² Retail Market Working Group.

ellagen ska använda då det inte är möjligt att på annat sätt uppnå balans mellan inmatning och uttag i elsystemet, har aldrig behövt tillämpas.

Under 2022 då Sverige hade ovanligt höga elpriser ifrågasattes elmarknadens funktionssätt av både hushåll och företag. Höga och volatila elpriser innebär dock inte automatiskt att Sverige inte har en god resurstillräcklighet eftersom resurstillräcklighet är ett mått på i vilken mån produktionsresurser och annan tillförsel av energi förmår att möta den förväntade efterfrågan. ENTSO-E konstaterade i studien *Winter Outlook Report 2022–2023*¹⁰³ att det fanns en ökad risk för effektbrist i södra Sverige under vintern 2022. Även Svenska kraftnäts bedömning av risken för effektbrist under vintern 2022 gick från låg risk till reell risk.

Eftersom Svenska kraftnät bedömde att risken för effektbrist hade ökat varnade de allmänheten för att de eventuellt skulle behöva koppla bort elanvändare under vinter. Bidragande faktorer för Svenska kraftnäts bedömning var att kärnkraftreaktorn Ringhals 4 var avstängd på grund av underhåll, och förväntades vara åter i drift först den 1 april 2023, vilket innebar att den var avställd under delar av vintern.

Svenska kraftnät ansvarar för att en strategisk reserv (den så kallade effektreserven) finns tillgänglig under vinterperioden, mellan 15 november och 15 mars.¹⁰⁴ Svenska kraftnät upphandlar effektreserven genom att ingå avtal med elproducenter om att de ska ställa produktionskapacitet till Svenska kraftnäts förfogande som ska kunna aktiveras vid en effektbristsituation. Effektreserven aktiverades dock aldrig fullt ut under 2022 men beordrades att kunna starta med beredskap samt köra på minieffekt om den skulle behövas aktiveras.¹⁰⁵ Inte heller aktualiserades någon fränkoppling av elanvändare i Sverige. Effektreserven gäller enligt lag till den 15 mars 2025. Lagen har förlängts, senast 2016.¹⁰⁶

Sedan november 2022 har Sverige en beslutad tillförlitlighetsnorm på 1 timme/år, baserat på Ei:s förslag i rapporten *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige*¹⁰⁷. I korthet innebär beslutet att produktion och import av el ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet av el 99,989 procent av tiden under ett år. Genom tillförlitlighetsnormen sätts därmed en nivå på försörjningstryggheten och måste enligt elmarknadsförordningen finnas för att ett land ska få införa så kallade kapacitetsmekanismer, exempelvis i form av en strategisk reserv likt den

¹⁰³ [Winter Outlook 2022-2023_Report.pdf \(entsoe.eu\)](#)

¹⁰⁴ Enligt lagen (2003:436) om effektreserv.

¹⁰⁵ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/en-vinter-med-tuffa-forutsattningar-och-elsparande-svenskar/>

¹⁰⁶ SFS (2016:422).

¹⁰⁷ Ei R2021:05 Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige

nuvarande effektreserven. I samband med att regeringen beslutade om tillförlitlighetsnormen i november 2022 fick Ei i uppdrag att årligen beräkna en tillförlitlighetsnorm för 2023 och 2024, och vid behov förslå en ny tillförlitlighetsnorm. Se avsnitt 2.4.2 för en närmare beskrivning av hur tillförlitlighetsnormen beräknats.

2.4.1 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 cirka 80 procent av den totala installerade effekten. Dessa kraftslag utgjorde även det största tillskottet till den installerade effekten under 2022. I Tabell 10 visas den installerade effekten fördelat på produktionsslag exklusive värmekraft.

Tabell 10. Installerad effekt i Sveriges kraftstationer 2015–2022, MW.

Kraftslag	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kärnkraft	9 714	9 076	8 586	8 614	7 725	6 871	6 882	6 885
Vattenkraft	16 184	16 181	16 301	16 315	16 328	16 334	16 286	16 302
Vindkraft	6 029	6 495	6 691	7 406	8 980	10 017	12 074	14 662
Solkraft	126	185	254	435	690	1 090	1 593	2 384

Källa: Energiföretagen Sverige

2.4.2 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 kapacitetsmekanismer¹⁰⁸ 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 medlemsstatens 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. ACER tog ett sådant beslut under 2020 om metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen. I ACER:s metod motsvarar tillförlitlighetsnormen ett beräknat värde för LOLE medan EENS beräknas indirekt. LOLE beräknas med hjälp av två nyckelparameter, värdet av förlorad last (value of lost load, VoLL) och kostnaden för ny resurs (cost of new entry, CONE). CONE tas fram för ett antal referenstekniker som kan vara produktion, lagring, efterfrågefleksibilitet eller motsvarande. De uppgifter och antaganden som ska ligga till grund för beräkningen av VoLL och CONE anges i ACER:s metod.

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

Utifrån de olika teknikernas CONE-värden, och det beslutade VoLL-värdet, beräknades LOLE-värden, ett för respektive referensteknik. Den referensteknik med det lägsta värdet på LOLE, och som samtidigt har en kapacitet över minsta kapacitetsbehovet (eller högsta möjliga effektbristen), är den referensteknik som avgör storleken på tillförlitlighetsnormen. Efterfrågefleksibilitet från uppvärmning av bostäder var den teknik som satte tillförlitlighetsnormen till 0,99 timmar per år. Det minsta kapacitetsbehovet, eller den största möjliga effektbristen i Sverige, antogs vara 1 750 MW baserat på underlag från Svenska kraftnät. Den simulerade effektbristen är framräknad av Svenska kraftnät enligt en metod som påminner om European Resource Adequacy Assessment (ERAA)-metoden, som är den resurstillräcklighetsanalysmetod som ACER beslutat om och som ska användas för att utvärdera en medlemsstats resurstillräcklighet.

¹⁰⁸ 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.

Utifrån ACER:s metod för beräkning av tillförlitlighetsnormen föreslog Ei en tillförlitlighetsnorm för Sverige på 0,99 timmar per år, vilket 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 femårsperiod¹⁰⁹.

Regeringen tog därefter, den 17 november 2022, beslut om en tillförlitlighetsnorm som uppgår till 1 timme per år för Sverige¹¹⁰. Regeringen gav Energimarknadsinspektionen i uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnorm för 2023 och 2024 samt vid behov förslå en ny tillförlitlighetsnorm¹¹¹.

Utöver att föreslå och besluta en tillförlighetsnorm ska medlemsstaterna enligt elmarknadsförordningen också ta fram en genomförandeplan. Genomförandeplanen ska ange åtgärder som medlemsstaten ska vidta för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden. Vidare har medlemsstaterna en skyldighet att regelbundet utvärdera resurstillräckligheten i sitt land. Om resurstillräcklighetsproblem identifieras, genom den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen ERAA eller en nationell motsvarighet, ska problemen i första hand hanteras genom att undanröja hinder och vidta åtgärder för att förbättra marknadens funktion på de sätt som framgår av medlemsstatens genomförandeplan. Medlemsstaten får sedan, som en sista utväg för att undanröja kvarstående resurstillräcklighetsproblem, införa kapacitetsmekanismer.

I juni 2022 fick Ei i uppdrag av regeringen att årsvis, till och med 2025 avrapportera om ett antal åtgärder som Ei under 2020 föreslog i rapporten *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*^{112 113}. Uppdraget för 2022 redovisades i december 2022 genom delrapporten *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*¹¹⁴.

¹⁰⁹ Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige, Ei R2021:05.

¹¹⁰ Regeringen beslutar om en tillförlitlighetsnorm för Sverige - Regeringen.se

¹¹¹ Uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige - Regeringen.se

¹¹² [2022-102491.pdf \(ei.se\)](#)

¹¹³ Ei R2020:09 Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion

¹¹⁴ Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion (ei.se)

Naturgasmarknaden



3 Naturgasmarknaden

Naturgas introducerades i Sverige först 1985 och utgör idag cirka två procent av Sveriges totala energianvändning. Gas används framför allt som processbränsle och råvara inom industrin, för kraft- och fjärrvärmeproduktion, som fordonsbränsle, samt av 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 LNG¹¹⁵-terminaler i Lysekil, Göteborg respektive Nynäshamn. 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 uppgraderas innan den injiceras i naturgasnätet.

I instruktionen för Ei anges 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 (naturgasmarknadsdirektivet). Enligt naturgasmarknadsdirektivet och nationella bestämmelser ska tillsynsmyndigheten följa och genomföra de rättsligt bindande och relevanta beslut som fattas av ACER och Europeiska kommissionen.

Ei får enligt naturgaslagen 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 lagen framgår också att tillsynsmyndigheten har rätt att på begäran få de upplysningar och ta del av de handlingar som behövs för tillsynen.¹¹⁶

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

¹¹⁵ Liquefied Natural Gas (LNG), flytande naturgas.

¹¹⁶ Naturgaslag 2005:403, 10 kap. 2–3 §

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 och genomförandet av dessa EU-förordningar.

3.1 Gasnätet

Naturgasnätet delas in i fyra olika verksamhetsområden: transmission, distribution, förgasning och lager. I transmissionsledningar 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 Stenungssund 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 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.

3.1.1 Gasnätsföretagens roll

Certifiering av systemansvariga

Enligt naturgasmarknadsdirektivet¹¹⁷ och nationella regler¹¹⁸ ska systemansvariga¹¹⁹ 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. I september 2021 fattade Ei beslut om omcertifiering av Swedegas AB med bakgrund att Swedegas ägarförhållanden ändrades 2019. Enligt naturgasmarknadsdirektivet måste då en ny bedömning gällande certifiering göras. Beslutet om omcertifiering innebär att Swedegas AB behåller sin certifiering från 2012.

Sedan januari 2020 är Swedegas AB tillsammans med systerföretaget Weum Gas AB 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 med naturgas. 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 naturgaslagen (2005:403)¹²⁰ upprätta en övervakningsplan. Syftet med övervakningsplanen är att säkerställa att företagen agerar objektivt och inte otillbörligt gynnar någon 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.

¹¹⁷ Artikel 10 i 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.

¹¹⁸ Lag (2011:711) om certifiering av vissa naturgasföretag.

¹¹⁹ Begreppet systemansvarig för överföringssystem är synonymt med transmissionsnätsoperatör och transmissionsnätsföretag.

¹²⁰ 3 kap. 9 §.

3.1.2 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. År 2022 utgjorde biogasen cirka 38 procent¹²¹ av gasen i det västsvenska stam- och distributionsnätet. Biogas som uppgraderas till naturgaskvalitet kan, i de flesta fall, föras in på naturgasnätet utan några tekniska konsekvenser för naturgasanvändarna. Det finns för närvarande elva biogasproducenter kopplade till det västsvenska naturgassystemet, varav två är anslutna så att inmatning kan ske i transmissionsnätet¹²². Ytterligare tre biogasproducenter är anslutna till Gasnätet Stockholm AB:s fordonsgasnät. 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 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 togs i drift den 1 oktober 2022 (läs mer om Baltic

¹²¹ Källa: Swedegas - Gasbarometern

¹²² Källa: Energimyndigheten och Energigas Sverige- Produktion av biogas och rötrester och dess användning år 2021

Pipe under avsnitt 3.1.4 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 den danska marknaden samt att 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 (m³), med gasens energiinnehåll per volymenhet, mätt i kWh/m³. 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.¹²³ 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.

3.1.3 Nätavgifter för anslutning och överföring

Gasnätsavgifter

Gasnätsföretagens intäkter 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. Intäktsramen består av kapitalkostnader, löpande påverkbara kostnader och löpande opåverkbara kostnader. Ei bedriver tillsyn över gasnätsföretagen och fastställer nätföretagens intäktsram. Tillsynen av nätföretagens tariffer omfattar de företag som är anslutna till det svenska naturgassystemet enligt villkoren i naturgasmarknadsdirektivet.¹²⁴

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 intäktsreglering för att alla kostnadsökningar inte ska kunna föras vidare till kundkollektivet. Ei använder ett generellt effektiviseringskrav och har beräknat de påverkbara kostnaderna för perioden 2019–2022 med ett årligt effektiviseringskrav på 1 procent.

Ei fastställer en intäktsram för respektive gasnätsföretags naturgasverksamhet inför varje tillsynsperiod. Eftersom det inte går att veta alla uppgifter innan tillsynsperioden börjar, exempelvis vilka investeringar gasnätsföretagen kommer

¹²³ Föreskrifter är utformade i Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd (STEMFS 2016:1) om trygg naturgasförsörjning.

¹²⁴ 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.

att göra under tillsynsperioden, baserar Ei besluten inför tillsynsperioden delvis 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 med de intäkter som gasnätföretagen tagit ut från sina kunder under den aktuella tillsynsperioden. Det görs i ett separat beslut, kallat avvikelsebeslut. Eventuella under- eller överrutttag 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 (nättariffer) 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 naturgasmarknadsdirektivet 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 naturgasmarknadsdirektivet 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 distributionsledningarna 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.¹²⁵

Gasnätsföretagen är enligt naturgaslagen¹²⁶ 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 räkenskapsårets utgång och innehålla bland annat

¹²⁵ Mer detaljerad historik kring domstolsprocesserna gällande intäktsramarna för gasnätsföretagen går att läsa i tidigare rapport, Ei R2021:08 Sveriges el- och naturgasmarknad 2020.

¹²⁶ Naturgaslag 2005:403, 3 kap. 3 §.

fullständig resultat- och balansräkning för respektive redovisningsenhet. Årsrapporten ligger till grund för vidare tillsyn.

Under november 2022 beslutade Ei om uppdaterade föreskrifter om redovisning av naturgasverksamhet (EIFS 2022:12). Föreskriften trädde i kraft den 1 februari 2023 och tillämpas i den inrapportering av företagens årsrapporter som ska ske innan den 31 juli 2023. En ändring i redovisningsförfordningarna under hösten 2022 har gjort det möjligt att hantera all inrapportering av årsrapporter digitalt. Ei har därför uppdaterat sina föreskrifter så att inrapportering av årsrapporter och revisorsintyg kan ske helt digitalt.

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 ett nytt rättsläge (läs mer om rättsläget som även påverkar gasnätsregleringen i avsnitt 2.1.8) ansåg Ei att det inte var lämpligt att föreslå nya regler i lag eller förordning i intäktsramsregleringen för naturgas.

Ei har utifrån syftet med den EU-rättsliga regleringen utformat en metod som användes för att beräkna intäktsramarna för naturgasföretagen för perioden 2023–2026 under hösten 2022. Metoden har gett ett utfall, det vill säga en intäktsram, som uppfyller målen med det EU-rättsliga regelverket bättre än tidigare. Metoden innebär bland annat att värderingsprincipen för kapitalbasen har ändrats från en kapacitetsbevarande till en förmögenhetsbevarande princip. Besluten fattades för samtliga redovisningsenheter den 27 oktober 2022. Besluten har därefter överklagats av tre redovisningsenheter (av totalt nio). Processerna är pågående i förvaltningsrätten.

3.1.4 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

Kommissionens förordning för mekanismer för kapacitetstilldelning i överföringssystem för gas, också kallad CAM, trädde i kraft under 2017. 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 som innehåller regler för driftskompatibilitet och informationsutbyte (IO) i kraft. 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 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 integrerades den svensk-danska gasmarknaden 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 medförde ändringar i balansansvarsavtalet som rör förhållandet mellan Swedegas och de svenska gasaktörerna. Ei godkände dessa föreslagna ändringar den 1 december 2021 och ändringarna trädde i kraft den 1 oktober 2022.

3.2 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.

3.2.1 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 vintern 2023/2024. På grund av detta kommer naturgasen från och med 1 oktober 2022 huvudsakligen via Baltic Pipe och norska gasfält men också till relativt stor del av biogas (34%¹²⁷). Sverige importerar också gas i flytande form (LNG) via fartyg från bland annat USA och Qatar. Gasen används bland annat i industrier och i Stockholms stadsnät. LNG-terminalerna är dock inte anslutna till det västsvenska gasnätet.

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 PEGAS¹²⁸ 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 11 nedan presenteras energianvändning och den totala importkapaciteten av naturgas i Sverige under åren 2008–2022.

¹²⁷ [Presentation from Shippers' Forum 9 March 2023 \(energinet.dk\)](#)

¹²⁸ Pan-European Gas Cooperation (PEGAS)

Tabell 11. Överföring av naturgas i det västsvenska naturgasnätet 2016–2022¹²⁹

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
2022	6,5	6,4

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 2022 minskade med 2,2 TWh jämfört med 2021.

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. 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 gashandlare hos Energinet. På grund av den låga förbrukningen i förhållande till systemets överföringskapacitet finns det med dagens förbrukning ingen risk för flaskhalsproblem i överföringen. Väl i Sverige kan gasen säljas vidare till förbrukare såsom industrier och gasdistributörer.

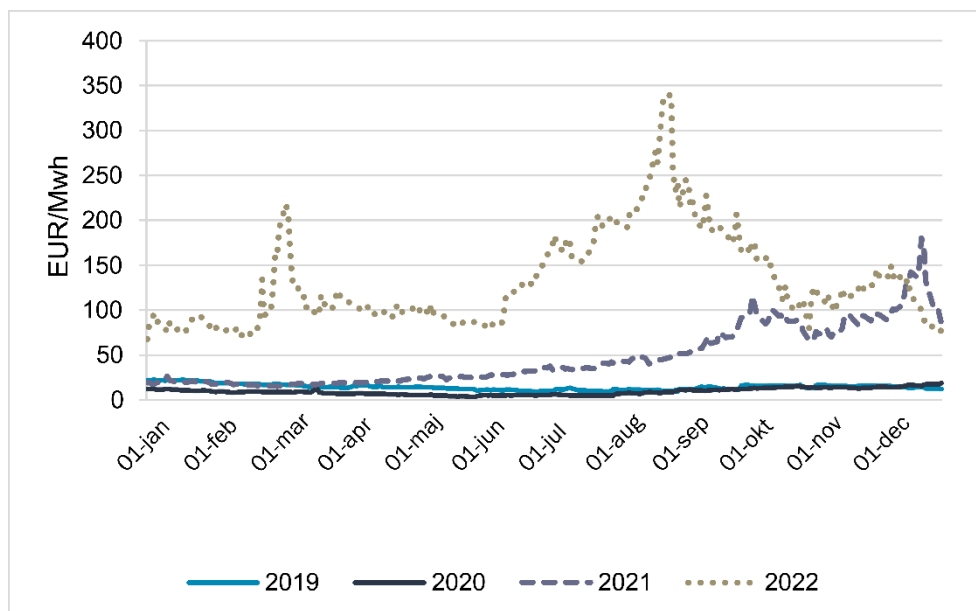
Balanseringen av gas inom den gemensamma balanseringzonen i Sverige och Danmark sköts av den så kallade Balancing Area Manager (BAM) som använder den danska virtuella handelspunkten ETF för att sköta balanseringen av gasmarknaden. BAM administreras gemensamt av Energinet och Swedegas.

¹²⁹ Till följd av att Sverige övergick till en gemensam balanseringszon ihop med Danmark skedde en tryckhöjning 2019. Det sker ingen tryckreglering mellan länderna längre, och Sverige har nu det fulla trycket som råder i Danmark. Detta förklarade den högre importkapaciteten på svensk sida medan energianvändningen i princip var oförändrad.

Prisutvecklingen på gasmarknaden 2022

År 2022 präglades av mycket höga naturgaspriser och volatilitet. Prisnivån på naturgas nådde 339 euro/MWh¹³⁰ i slutet av augusti 2022 men föll därefter kraftigt tillbaka till 77 euro/MWh mot slutet av december 2022 (se Figur 20).

Figur 20: Gaspriset (Dutch Month Front-Month Futures) 2019–2022 i EUR/MWh



Källa: SKM Syspower

Den ökade efterfrågan på naturgas globalt har drivits på av ekonomisk återhämtning sedan lättningen av restriktioner kopplade till covid-19-pandemin. I samband med införandet av sanktionerna mot import av rysk gas stängde Ryssland periodvis ned rörledningen Nord Stream 1 för underhåll och så småningom stängdes ledningen permanent. Rysslands rörbundna leveranser av naturgas till EU minskade med mer än hälften under 2022. EU har ersatt delar av leveransbortfallet med ökade LNG-leveranser och genomfört åtgärder för minskad efterfrågan. I mars 2023 hade andelen rysk gas sjunkit till 7 procent vilket har möjliggjorts bland annat genom att EU:s import av LNG har ökat med 74 procent under 2022 samtidigt som EU:s gaskonsumtion minskade med 13 procent under 2022¹³¹. Den 13 november 2022 låg fyllnadsgraden i EU:s gaslager på 96 procent¹³², vilket är en av de högsta siffrorna någonsin.

Åtgärder för att täcka efterfrågetoppar eller utbudsunderskott

Förbrukningstoppar och bristande leveranser från de balansansvariga hanteras genom det balanseringsutrymme som finns i transmissionsnätsledningarna, så

¹³⁰ Priset för Dutch front month futures på TTF: Källa [Årskrönika energimarknaderna 2022 \(energimyndigheten.se\)](#)

¹³¹ Källa: ACER – Market Correction Mechanism – Rådsarbetsgrupp energi 30/03

¹³² [Quarterly report on European gas markets Q3_FINAL.pdf \(europa.eu\)](#)

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 är den svenska naturgasmarknaden 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 och produktionsstopp i de danska och norska naturgasfälten.

Energimyndigheten är tillsynsmyndighet enligt lagen (2012:273) om trygg naturgasförsörjning. I enlighet med naturgasförsörjningsförordningens¹³³ krav publicerades 2019 en nationell förebyggande åtgärdsplan och en nationell krisplan för tryggad naturgasförsörjning¹³⁴.

Förväntningar om framtida efterfrågan och leveranser samt tillförd kapacitet

Den framtida efterfrågan på gas i världen ser ut att hålla i sig åtminstone på några års sikt. Efterfrågan drivs bland annat av ökad tillväxt i Asien. I och med kriget i Ukraina har EU-kommissionen under 2022 lanserat en ny energiplan, REPower EU. Den innehåller tre delar som berör gasmarknaden:

- 1 Spara energi, där kommissionen bland annat föreslår att höja energieffektiviseringsmålet i energieffektiviseringsdirektivet.
- 2 Minska beroendet av rysk naturgas, som i januari 2021 stod för 42¹³⁵ 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 bland annat lagerhållning. Höga priser och en osäkerhet på marknaden riskerar att skapa en ovilja hos aktörerna att hålla gaslager, vilket i sin tur leder till en problematik för försörjningstryggheten. Av denna anledning har EU beslutat om

¹³³ 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.

¹³⁴ Nationell krisplan för Sveriges naturgasförsörjning - enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2017/1938.

¹³⁵ Källa: ACER – Market Correction Mechanism – Rådsarbetsgrupp energi 30/03

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 vintern 2023/2024, vilket förbättrar leveransförutsättningarna för naturgas.

EU-kommissionen presenterade i december 2021 ett gasmarknadspaket, som består av direktiv och förordning. Under 2022 har förslaget till nya regler varit föremål för förhandling i Europeiska rådet. Rådet för transport, telekommunikation och energi beslutade om allmän inriktning 28 mars 2023 och i skrivande stund pågår förhandlingar med Europeiska parlamentet. 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.

3.3 Slutkundsmarknaden för naturgas

Den svenska slutkundsmarknaden för gas är konkurrensutsatt och priserna sätts av aktörerna på marknaden. I det västsvenska naturgasnätet finns cirka 27 000 hushållskunder¹³⁶ och även större kunder, som till exempel stora industrier och kraftvärmeverk. I Stockholms stads- och fordonsgasnät finns det cirka 50 000 kunder, varav de flesta är hushållskunder.

I slutet av 2022 fanns det totalt sju aktörer¹³⁷ 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

¹³⁶ Källa: Swedegas.

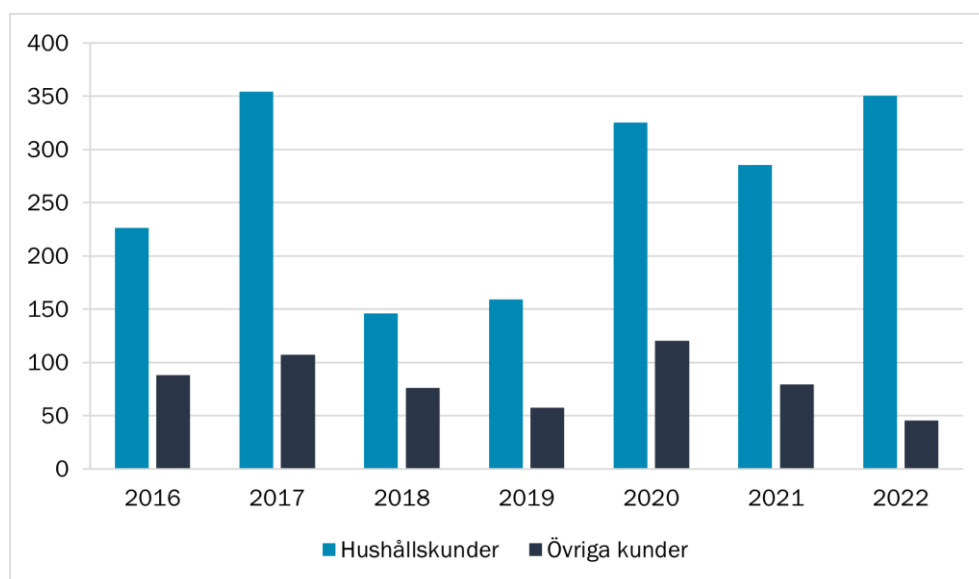
¹³⁷ ApportGas, Eon Försäljning Sverige AB, Göteborg Energi, Kraftringen Energi AB, Varberg Energi, Öresundskraft, Stockholm Gas. Källa: Konsumenternas Energimarknadsbyrå.

även främja konsumenters rättigheter i samverkan med Konsumentverket. Samverkan med Konkurrentverket ska ske bland annat i frågor som rör kunder.

3.3.1 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 konsumenter om gashandel och gasnät, vanligtvis endast ett par stycken per område varje år.

Figur 21. Antal leverantörbyten naturgas 2016 - 2022



Källa SCB

Naturgasprisernas utveckling på slutkundsmarknaden

Som går att se i Tabell 12 och Tabell 13 har priserna på naturgas generellt sett ökat mellan 2018 och 2022. Under andra halvan av 2021 syntes ovanligt höga gaspriser som fortsätter öka under första halvan av 2022, vilket även återspeglats i slutkundspriserna på gas. Läs mer om gaspriserna i avsnitt 3.2 Grossistmarknaden för naturgas.

Tabell 12 Priser i öre per kWh på naturgas för hushållskunder 2018–2022¹³⁸, 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	48,62	33,19	138,63
2020 jul–dec	49,82	38,46	146,71
2021 jan–jun	54,06	33,13	145,71
2021 jul–dec	98,03	39,93	209,17
2022 jan–jun	118,45	37,56	232,22

Tabell 13. Priser i öre per kWh på naturgas för hushållskunder 2018 - 2022¹³⁹, <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
2022 jan–jun	125,02	184,48	424,08

Källa: SCB

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 4.1.6 Konsumenternas energimarknadsbyrå som nationell kontaktpunkt. På webbplatsen finns även information om hur man byter gashandelsföretag samt information om de olika kostnadsposterna i gaspriset.

¹³⁸ 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.

¹³⁹ 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.

Föreskrifter för naturgasverksamhet 2022

Energimarknadsinspektionens föreskrifter för naturgasverksamhet (EIFS 2022:12) gäller redovisning av gasnätsverksamhet för ett företag som bedriver överföring av naturgas enligt 3 kap. 3 § och 4 kap. 3 § naturgaslagen (2005:403). Föreskriften tar stöd i 8 och 18 §§ förordningen (2006:1051) om redovisning och revision av överföring av naturgas, lagring av naturgas samt drift av förgasningsanläggningar. Den tillämpades beträffande redovisning för ett räkenskapsår som började den 1 januari 2022 och trädde officiellt i kraft den 1 februari 2023.

3.4 Utveckling av vätgasinfrastruktur

Vätgas har en viktig roll att spela för att minska utsläppen av koldioxid inom framförallt, industri, transportsektorn samt inom energisektorn för energilagring och användning av gasturbiner.

Konsumentskydd



4 Konsumentskydd

4.1 Kundinformation, klagomålshantering och konsumentrådgivning

4.1.1 Elpriskollen

För att stärka konsumenternas ställning på elmarknaden erbjuder Ei en webbplats för prisjämförelser, elpriskollen.se, där elanvändare¹⁴⁰ 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 elanvändare och möjliggöra utökade sökningar. Antalet unika besökare var drygt 780 000 under 2022 vilket är en ökning med 155 procent jämfört med året innan.

Ei gör också löpande kontroller av de inrapporterade priserna med tillhörande villkor för att säkerställa att elhandelsföretagen rapporterar in korrekta uppgifter. Under 2022 har Ei kontrollerat elhandelsföretagens priser och avtalsvillkor. När brister upptäckts har elhandelsföretagen uppmanats att åtgärda dessa, vilket också skett i samtliga fall. Alla elhandelsföretag som vänder sig till konsumenter är skyldiga att rapportera priser och villkor för sådana avtal som framgår av Ei:s föreskrifter gällande inrapportering¹⁴¹ (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 uppmanas att börja rapportera i enlighet med den föreskrift och den handbok som finns. 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 publicerades under 2022.

4.1.2 Konsumentkontakt

Konsumentkontakt är en funktion som bland annat arbetar med att svara på frågor och ta emot klagomål från i första hand konsumenter (privatpersoner) om hur el-, gas- och fjärrvärmemarknaderna fungerar och vilka regler som gäller. Målet med verksamheten är att konsumenterna ska förstå sina rättigheter och kunna göra

¹⁴⁰ Avser konsumenter och företag med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kWh.

¹⁴¹ EIFS 2013:8.

aktiva val. Syftet är också att vara en effektiv kanal in i organisationen för att besvara frågor från allmänheten. Ei besvarar även frågor och klagomål från näringsidkare med flera. Utifrån frågor och klagomål kan Konsumentkontakt ge input till regelutveckling och tillsynsinsatser inom Ei:s ansvarsområden.

Konsumentkontakt tar emot frågor och klagomål via e-post, formulär på Ei:s webbplats, telefon och via det webbaserade konsumentforumet. På konsumentforumet kan konsumenterna ställa frågor 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 kan till exempel gälla avtalsrättsliga frågor. Konsumenternas energimarknadsbyrå besvarar även en del av de frågor som ställs via konsumentforumet på webben.

Under 2022 hade Ei 3 207 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 inkom fler klagomål än frågor under 2022. De flesta frågor och klagomål handlade om elnät och elhandel. Konsumentkontakterna om elnätsavgifter kunde exempelvis 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 handlade ofta om oschyssta affärsmetoder, vilket ibland förekommer vid uppsökande försäljning, nivåer på elpriserna och om avtalsvillkor, till exempel oskäligen avtalsvillkor eller avsaknad av information om avtalsvillkoren.

4.1.3 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.

4.1.4 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 2022¹⁴². Våren 2022 fick Ei ett regeringsuppdrag att ta fram förslag till ändringar i ellagen (1997:857). Rapporten publicerades under 2023 med syfte att utöka elanvändarnas rättigheter och skyddet mot oschyssta affärsmetoder¹⁴³. Åtgärderna kan bidra till starkare och tryggare elanvändare och ett ökat förtroende för elhandelsmarknaden.

4.1.5 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.

4.1.6 Konsumenternas energimarknadsbyrå som nationell kontaktpunkt

Ei är en av fem uppdragsgivare till Konsumenternas energimarknadsbyrå. Det är en oberoende byrå som ger information och vägledning till konsumenter i frågor som rör el-, fjärrvärme- och naturgasmarknaderna. 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 2022 drygt två miljoner unika besök, vilket var en stor ökning i jämförelse med 2021 då ungefär en miljon unika besök registrerades. Konsumenter kan kontakta Konsumenternas energimarknadsbyrå via telefon och e-post och cirka 5 500 ärenden besvarades under året, vilket var en ökning jämfört med 2021. De flesta klagomålen rörde

¹⁴² Oschyssta affärsmetoder på elhandelsmarknaden – En rapport med åtgärdsförslag (EiR2022:02)

¹⁴³ Oschyssta affärsmetoder - En rapport med författningsförslag (Ei R2023:01) överlämnades till regeringen i februari 2023.

elhandel och handlade främst om avtal och villkor. I klagomålen som Konsumenternas energimarknadsbyrå tog emot framgick det att avtalsvillkoren uppfattades som komplexa, och konsumenterna som var missnöjda kände sig sällan tillfredsställda med elhandelsföretagets respons. Dessa ärenden rörde även en större mängd kritik mot marknadsfunktionen som exempelvis marginalprissättning och elområdesindelning.¹⁴⁴

När skäl finns informerar byrån konsumenterna om att det finns möjlighet att anmäla ett ärende hos tillsynsmyndighet eller begära en prövning av en tvist hos Allmänna reklamationsnämnden (ARN).¹⁴⁵

Konsumenternas energimarknadsbyrå publicerar kvartalsvis klagomålsinformation om enskilda elhandelsföretag.¹⁴⁶ Syftet är upplysande information för att visa vilka elhandelsföretag som det klagas mest på och vad klagomålen gäller dvs. vilka problem kunder har med dessa elhandelsföretag¹⁴⁷.

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.

4.1.7 Övrig konsumentrådgivning

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

Konsumentverket driver en central konsumentupplysningstjänst under namnet Hallå konsument.¹⁴⁸ Hallå konsument täcker inte bara energimarknaderna utan inkluderar samtliga konsumentmarknader. Till Hallå konsument kan konsumenterna 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

¹⁴⁴ Konsumenternas Energimarknadsbyrå Verksamhetsberättelse 2022.

¹⁴⁵ Konsumenternas Energimarknadsbyrå Verksamhetsberättelse 2022.

¹⁴⁶ www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/valja-elavtal/klagomalsinformation/
Hämtad i april 2023.

¹⁴⁷ På Konsumenternas Energimarknadsbyråns webbplats lämnas en beskrivning av hur klagomålsinformation och listan på företag har tagits fram www.energimarknadsbyran.se

¹⁴⁸ www.hallakonsument.se

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

För rådgivning i olika frågor har konsumenten på el- och naturgasmarknaderna 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.

4.2 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.

4.2.1 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.¹⁴⁹ 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.

4.2.2 Tvistlösningstöd 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 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

¹⁴⁹ Ellag 1997:857, 4 kap. 9 §.

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 1 år 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.

