

Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden

Pär Holmberg och Thomas P. Tangerås*

Författarna är docenter i nationalekonomi och verksamma vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN)

Energikrisen har drivit elpriserna upp till nivåer vi aldrig tidigare upplevt, och skapat stora prisskillnader inom landet. Det finns även risk för fysisk bortkoppling av användare. Denna artikel studerar dagens elmarknad, energikrisen och den gröna energiomställningen.

Flaskhalsar i överföringsnätet har under energikrisen skapat enorma inkomstöverföringar från konsumenterna till Svenska kraftnät. Dessa flaskhalsintäkter borde införlivas i nätregleringen.

För att lösa energikrisen behövs åtgärder som på kort sikt ökar produktionskapaciteten, förbättrar nätutnyttjandet och minskar elförbrukningen, särskilt när efterfrågan är hög. Vi presenterar även åtgärder för att öka effektiviteten i elsystemet.

Elektrifiering av industri och transporter förutsätter en kraftig utbyggnad av nät och produktion. Ny el kommer framför allt behövas till produktion av vätgas. Den förbrukningen är priskänslig och beroende av att billig elproduktion byggs ut i stor skala. För en effektiv energiomställning behövs långsiktiga, teknikneutrala spelregler, effektiva tillståndsprocesser och välutvecklade finansiella marknader. Därtill behöver de politiska riskerna på elmarknaden minska.

* Denna artikel är författad på uppdrag av Sveriges riksbank och färdigställdes i slutet av 2022. Författarna är tacksamma för inkomna kommentarer under arbetets gång och för synpunkter framförda under seminarier på Riksbanken och vid Konjunkturinstitutet och i ett möte med Urban Andersson på Energiforsk. Analysen och de åsikter som förmedlas i artikeln är författarnas egna och återspeglar inte nödvändigtvis IFN:s eller Riksbankens åsikter.

1 Inledning

Elsystemet och marknaderna som ska upprätthålla och utveckla elsystemet utgör gemensamt landets *elförsörjning*. Under 2022 har elförsörjningen uppmärksammats i Sverige och Europa mer än någonsin tidigare. Kriget i Ukraina och den påföljande energikrisen har drivit elpriserna upp till nivåer man aldrig tidigare upplevt i Europa. Användare riskerar till och med bli bortkopplade för att det inte finns tillräcklig elproduktion att tillgå. Detta har aldrig hänt i Sverige i modern tid.

Samtidigt som många har börjat reflektera över elförsörjningens grundläggande betydelse för samhällsekonomin, är elmarknaden komplicerad och kan vara svår att förstå. Denna artikel syftar till att beskriva hur elmarknaden i Sverige fungerar. Därefter diskuterar artikeln utmaningar vad gäller elförsörjningen på kort och lång sikt.

Artikeln beskriver först elsystemet i avsnitt 2 och därefter elmarknadens olika delar i avsnitt 3. Den pågående energikrisen har ökat risken för elbrist och ökat konsumenternas elkostnader. Avsnitt 4 studerar elmarknadens utmaningar och potentiella lösningar från detta kortsiktiga perspektiv. På längre sikt är den centrala frågan hur man ska säkerställa en hållbar, tillförlitlig och resurseffektiv energiomställning. Dessa frågor diskuteras i avsnitt 5. Artikeln avslutas med en sammanfattande diskussion och slutsatser i avsnitt 6.

2 Elsystemet i Sverige

Huvudpulsådern i elsystemet är det högspända transmissionsnätet. Detta kopplar ihop storskalig elproduktion, som vatten- och kärnkraft, med kopplingsstationer för regionala elnät genom 157 anslutningspunkter.¹ Regionnäten ansluter annan elproduktion och industrianläggningar, som stålverk och pappersbruk, till elnätet. De överför även el via kopplingsstationer till de lågspända lokalnäten som i sin tur ansluter hushåll och andra mindre konsumenter till systemet. Det svenska elsystemet är del i det integrerade europeiska elsystemet genom högspända överföringsförbindelser till våra nordiska grannländer samt Litauen, Polen och Tyskland.

Transmissionsnätet ägs och drivs av det statliga affärsverket Svenska kraftnät (Svk), som även är delägare i de flesta förbindelserna med utlandet.² Sex företag äger och driver regionnät, varav de största är Vattenfall och Ellevio.³ Totalt 149 privata och offentliga företag äger och driver lokalnät.

Figur 1 visar en bild över transmissionsnätet i Sverige med angivna anslutningspunkter och de internationella förbindelserna. Nätstrukturen från norr till söder återspeglar behovet att frakta el producerad med storskalig vattenkraft i norr till befolkningscentran längre söderut. De nya överföringsförbindelserna från Norge till Storbritannien och Tyskland samt ny kärnkraft i Finland ökar flödena i öst-västlig

¹ Svenska kraftnät tillämpar tröskelvärdet att en anläggning måste ha en inmatnings- eller uttagskapacitet om minst 100 megawatt (MW) för att anslutas till transmissionsnätet (Svenska kraftnät, 2023).

² Undantaget är Baltic Cable mellan södra Sverige och Tyskland som ägs av Statkraft.

³ Det finns även enskilda överföringslinjer på regionnätetsnivå.

riktning, tvärs emot transmissionsnätets nuvarande struktur. Dessa flöden skapar utmaningar för det svenska elnätet, vilka vi ska återkomma till.

Figur 1. Karta över transmissionsnätet i Norden och Baltikum 2021



Källa: Svenska kraftnät

2.1 Elproduktionen

Historiskt har det mesta av den svenska elproduktionen bestått av vattenkraft och kärnkraft, kompletterat med fossilbaserad värmekraft. Figur 2 visar elproduktionen i Sverige fördelat på de viktigaste kraftslagen för varje år under perioden 2000-2020. Den visar även nettoexporten av el i samma period. Vattenkraften uppvisar stora årliga variationer, bland annat därför att inflödet ändrar sig från år till år. Kärnkraften varierar också, men har haft en trendmässig nergång sedan all-time-high 2004 då de 11 reaktorerna gemensamt producerade 75 terawattimmar (TWh) el.⁴ Fem reaktorer har lagts ner sedan dess. Efter nerläggningen av Ringhals 2 i slutet av 2019 ser vi till exempel en substantiell reduktion i kärnkraftsproduktionen året efter. Ringhals 1 stängdes nyårsafton 2020, men dess konsekvenser för elproduktionen fångas inte upp i figuren nedan. Genomförda och planerade effekthöjningar i återstående reaktorer bidrar till att begränsa den totala effektminskningen något.⁵

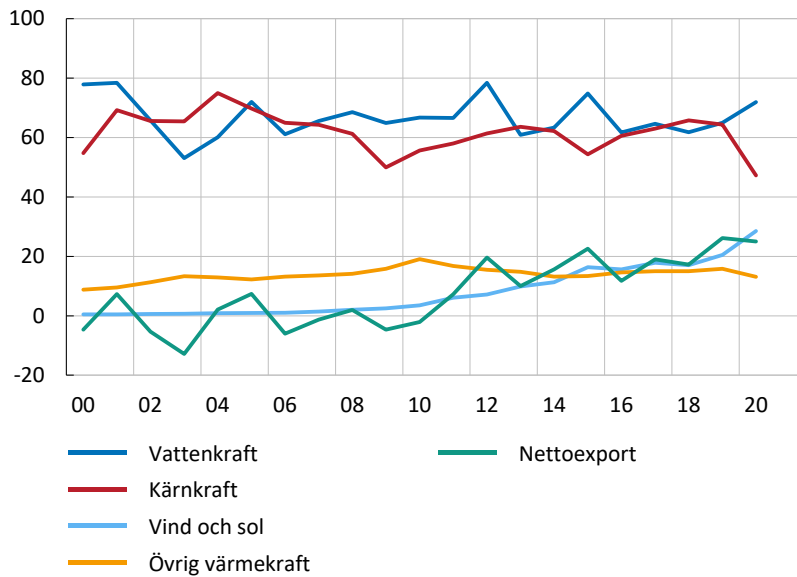
De olika kraftslagen påverkar elförsörjningen på olika sätt eftersom de skiljer sig åt i vilken utsträckning de är planerbara, flexibla och uthålliga. Produktionen i en elanläggning är *planerbar* om man god tid i förväg, exempelvis dagen före, kan säga med stor säkerhet hur mycket av den installerade kapaciteten som kommer vara tillgänglig under driftstimmen. Exempel på planerbar elproduktion är vattenkraft, kärnkraft och värmekraft. Elproduktion är *flexibel* om den kan ökas eller minskas på kort varsel, inom ramen av 15 minuter eller kortare, utan att det uppstår stora kostnader i samband med själva produktionsändringen. Kärnkraften är exempel på oflexibel elproduktion. Elproduktionen i en anläggning är *uthållig* om man kan upprätthålla samma produktionsnivå under lång tid. Exempel är kärnkraft och elproduktion baserad på fossila bränslen. Vattenkraften har en särskild ställning i den svenska elförsörjningen så till vida att den både är planerbar och mycket flexibel, vilket gör att den kan fungera som en buffert för att fånga upp annan variation i produktion och förbrukning.

⁴ Utnyttjandet av kapaciteten i kärnkraften har historiskt uppvisat stor variation från år till år. Förbättrat utnyttjande av återstående kapacitet förklarar att produktionsrekordet inträffade efter att Barsebäck 1 lades ner 1999.

⁵ Forsmark 1 har nyligen höjt effekten med 100 MW. I jämförelse hade Ringhals 1 en effekt om 881 MW.

Figur 2. Årlig produktion och nettoexport av el

TWh i Sverige, 2000-2020



Källa: SCB

Den mest anmärkningsvärda utvecklingen i figur 2 är ökningen i väderberoende elproduktion, särskilt vindkraft, sedan 2006. Den planerbara elproduktionen har sjunkit som andel av den totala elproduktionen från 100 procent år 2000 till 82 procent år 2020 och i stället ersatts av icke-planerbar elproduktion (vind- och solkraft). Sverige har gått från att vara självförsörjande på årsbasis (med viss variation) till att bli nettoexportör av el. Särskilt följer produktionen av vindkraft och nettoexporten varandra sedan 2013. För närvarande exporterar Sverige motsvarande hela sin vindkraftsproduktion på årsbasis.⁶

Sverige förefaller ha en ganska stabil elförsörjning eftersom hela den inhemska elförbrukningen täcks av planerbar elproduktion. Denna bild måste dock nyanseras. Det mesta av den högspända överföringskapaciteten går från norr till söder, se figur 1. Stora obalanser mellan lokal produktion och förbrukning av el skapar ibland situationer då transmissionsnätet inte har tillräcklig kapacitet att överföra all den efterfrågade elproduktionen. För att ta hänsyn till dessa *flaskhalsar* är Sverige indelat i fyra elområden. När det uppstår flaskhalsar får varje elområde ett eget elpris för att förbättra den lokala balansen mellan utbud och efterfrågan på elbörsen. Vi återkommer till en ekonomisk analys av elområden i avsnitt 3.

⁶ Den ökade vindkraftsproduktionen kan främst härledas till det särskilda stödet till förnybar elproduktion som infördes 2003, se Holmberg och Tangerås (2020) för en beskrivning av systemet med elcertifikat. Numera är stödet nästan försumbart och är under avveckling. Anläggningar som togs i drift efter den 31 december 2021 har inte rätt till elcertifikat.

Figur 3. Karta över elområden i Norden och Baltikum 2022



Källa: Svenska kraftnät

Figur 3 visar en geografisk beskrivning av indelningen i elområden. Danmark och Norge är indelade i två respektive fem elområden för att återspegla inhemska flaskhalsar. De andra EU länderna, förutom Italien, består för nuvarande av var sitt elområde. Dessa länder har därför nationella elpriser.⁷

Tabell 1. Elproduktion och förbrukning

TWh per elområde under 2021

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Produktion					
Vattenkraft	22,1	38,8	11,4	1,3	73,6
Kärnkraft	0,0	0,0	51,4	0,0	51,4
Sol- och vindkraft	4,6	10,8	8,5	4,2	28,1
Övrig värmekraft	0,2	1,1	5,4	1,6	8,3
Totalt	26,9	50,7	76,7	7,1	161,4
Förbrukning (inkl. nätförluster)	10,7	15,4	85,9	23,9	135,9

Källa: Svenska kraftnät

Tabell 1 visar produktionen under 2021 för de viktigaste kraftslagen inom varje elområde, och anger även förbrukningen fördelat per elområde.⁸ De lokala obalanserna mellan produktion och förbrukning framgår tydligt. De två norra elområdena hade gemensamt ett stort elöverskott om 51,5 TWh under 2021. De två södra elområdena (SE3 och SE4) hade gemensamt ett underskott av elproduktion om 26 TWh. Det finns stora regionala skillnader vad gäller produktionsmixen. SE1-SE3 har stora andelar planerbar elproduktion. All kärnkraft ligger i SE3. SE4 skiljer sig ut genom att det är ont om produktion. Dessutom kommer mer än hälften av produktionen i SE4 från väderberoende kraftkällor, medan resten är vattenkraft och värmekraft.

2.2 Elförbrukningen

Den årliga elförbrukningen har legat ganska konstant de senaste 35 åren och pendlat mellan 136 TWh (2020) och 150 TWh (2004). I jämförelse fördubblades Sveriges reala BNP mellan 1986 och 2020. Det finns viktiga skillnader i förbrukningsmönstret mellan de olika elområden. Tabell 2 nedan anger elförbrukningen under 2021 för olika sektorer.⁹

⁷ Luxemburg är ett specialfall. De har samma pris som Tyskland. Ett annat specialfall är Nordirland, som har samma pris som Irland.

⁸ Produktionsdata från Svenska kraftnät anger inte industriell kraftvärme. Denna elproduktion uppgick exempelvis till 6,7 TWh under 2020 enligt SCB.

⁹ Nätförluster uppstår i samband med överföring av el över längre sträckor, vilket gör att man alltid måste mata in mer energi i elnätet än vad man kan ta ut som förbrukning. Dessa nätförluster utgör skillnaden mellan den totala uppmätta elförbrukningen om 135,9 TWh i Tabell 1 och 130,9 TWh i Tabell 2.

Tabell 2. Elförbrukning för olika sektorer

TWh per elområde under 2021

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Bostäder (hushåll)	1,7	3,6	25,0	7,6	37,9
Mineralutvinning och tillverkning	6,3	6,9	26,3	6,8	46,3
Handel och övrigt	1,1	1,0	9,2	2,4	13,7
Bygg och fastighet	0,5	0,9	9,8	2,6	13,8
Jord- och skogsbruk	0,1	0,3	1,6	1,0	3,0
Försörjning och transport	0,5	0,9	6,0	1,4	8,8
Offentlig verksamhet	0,4	0,8	4,8	1,3	7,4
Totalt (exkl. nätförluster)	10,6	14,4	82,7	23,2	130,9

Källa: SCB

Drygt 35 procent av elanvändningen i Sverige går åt till utvinning av mineraler eller tillverkning av produkter. Den tunga industrin är av stor betydelse i alla elområden, men dominerar särskilt i norra Sverige. Hushållens elförbrukning i bostäder utgör knappt 30 procent av elförbrukningen och är större i södra jämfört med norra Sverige, både i absoluta tal och som andel av elförbrukningen inom varje elområde. Detta gäller även övriga sektorer, som försörjning/transport och offentlig verksamhet. Detta hänger samman med att fler människor bor i söder än i norr.

2.3 Transmissionsnätet

Huvudsyftet med transmissionsnätet är att transportera stora mängder el på ett effektivt sätt från produktionen i norr till förbrukarna i söder, samt att underlätta för utbytet av el med de nordiska grannländerna och med den europeiska kontinenten. Överföringskapaciteten från norr till söder är 3 300 MW mellan SE1 och SE2, 7 300 MW mellan SE2 och SE3 och 5 600 MW mellan SE3 och SE4.¹⁰ Detta utgör en potentiell importkapacitet till SE4 från SE2 om 49 TWh el per år om man antar att den fulla kapaciteten i transmissionsnätet är tillgänglig hela året.¹¹ Detta är mer än dubbelt så mycket som den totala elförbrukningen i SE4, se tabell 2.

Den samlade exportkapaciteten från Sverige till grannländerna utgör 10 850 MW. I termer av elproduktion utgör detta ungefär 95 TWh på årsbasis, att jämföra med den totala inhemska elproduktionen om cirka 160 TWh under 2021, se tabell 1. Den motsvarande siffran för importkapaciteten är 10 630 MW, vilket utgör ungefär 93 TWh sett över året som helhet. Detta kan man jämföra med en årsförbrukning om cirka 130 TWh, se tabell 2. Det svenska elsystemet är alltså välintegrerat såtillvida att exportkapaciteten utgör 60 procent av den årliga elproduktionen och importkapaciteten 75 procent av den årliga elförbrukningen.

¹⁰ De angivna siffrorna är de maximala kapaciteter som nätägarna har bjudit in på Nord Pool sedan januari 2012.

¹¹ Den viktigaste flaskhalsen som begränsar handeln mellan norra och södra Sverige är kapacitetsbegränsningen mellan SE3 och SE4. Den potentiella importkapaciteten från SE2 till SE4 mätt i megawattimmar (MWh) beräknas då som 5 600 MW multiplicerat med antalet timmar per dygn (24) och dygn per år (365). 1 TWh är lika med 1 miljon MWh.

3 Den svenska elmarknaden

Det ekonomiska elsystemet består av två huvuddelar. Den ena är den avreglerade marknaden för *handel* med el, den andra är den reglerade marknaden för *överföring* av el.¹²

3.1 Den avreglerade marknaden för handel med el

Sverige är en del av den regionala nordisk-baltiska elmarknaden. Förutom Sverige, består denna marknad av Danmark, Finland och Norge samt de baltiska länderna Estland, Lettland och Litauen. Elmarknaden består av en rad delmarknader som gemensamt bildar en helhet.

3.1.1 Dagen-före-marknaden

Det mesta av elen som produceras i Norden säljs på elbörsen *Nord Pool Spot*. Sedan juni 2020 finns det även en konkurrerande elbör, *EPEX Spot*, och Nasdaq planerar att starta en tredje börs.¹³ Dagen-före-marknaden är en grossistmarknad där elhandelsföretag och elintensiv industri köper el direkt från producenterna. Under 2020 såldes 372 TWh el på denna marknad, vilket utgjorde 89 procent av produktionen i Nord Pool-området det året.¹⁴ Till följd av sin storlek är dagen-före-marknaden av fundamental betydelse för hela elmarknaden. Till exempel sätts priserna som hushållen betalar för sin elförbrukning som ett påslag på dagen-före-priset. Det utgör även referenspris för de finansiella kontrakt som marknadsaktörerna använder för att prissäkra sin produktion och förbrukning.

Hur bestäms marknadspriserna?

Producenterna anger varje dag innan klockan tolv hur mycket el de önskar sälja till olika priser varje timme under nästa dygn. På samma sätt lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud på hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje timme nästa dygn. Nätägarna anger kapaciteten i transmissionsnätet för varje timme. Därefter skapas en utbudskurva för varje timme nästa dygn genom att lägga ihop alla inkomna säljbud för den timmen samt en efterfrågekurva genom att summera alla köpbud för samma timme för alla elbörserna gemensamt. *Systempriset* för gällande timme sätts till den nivå där utbudet är lika med efterfrågan för hela den geografiska marknaden.

¹² Omregleringen genomfördes 1996 som en del av den nordiska reformvägen av elmarknaden. För den som önskar läsa mer om bakgrunden, hänvisar vi till Holmberg och Tangerås (2020).

¹³ Elbörserna skickar alla köp- och säljbud vidare till EU:s gemensamma marknadsklareringsalgoritm, så numera har de en utpräglad mäklarroll.

¹⁴ Handels- och produktionsdata från Nord Pool.

Elområden

Till följd av de regionala obalanserna mellan produktion och förbrukning uppstår ibland flaskhalsar då elnätet inte har tillräcklig kapacitet för att hantera alla flöden från norr till söder som behövs för att balansera utbudet och efterfrågan i Sverige till systempriset. För att återspegla flaskhalsar i elnätet är den nordisk-baltiska elmarknaden indelad i femton olika elområden. Norge har fem elområden, Sverige har fyra och Danmark har två. Finland och de baltiska länderna utgör ett elområde vardera.¹⁵ Figur 3 illustrerar denna indelning.

För att hantera flaskhalsarna skapas ett enskilt elpris för varje elområde. Genom att elpriset går ner i elområden med överskott av elproduktion och upp i elområden med underskott av elproduktion, minskar utbudet av el i de förra elområden medan utbudet ökar i de senare elområden. Den förbättrade balansen mellan utbud och efterfrågan inom varje elområde minskar behovet att handla med el mellan de olika elområden. Elområdespriserna ändras till dess att flödena av el matchar den angivna kapaciteten i transmissionsnätet. Syftet med elområden är att öka effektiviteten i elförsörjningen på kort och lång sikt genom att priserna signalerar var i systemet det finns brist på eller överskott av el.¹⁶ Dessutom ger prisskillnader en signal om lönsamheten att investera i ny överföringskapacitet i elnätet. En konsekvens av hur marknaden är utformad, är även att alla elområden mellan vilka det *inte* finns någon flaskhals har samma elpris. Sverige har ofta ett enhetligt elpris om natten och under helger då efterfrågan i södra Sverige är relativt låg. Södra Sverige (SE4) har ofta samma elpris som resten av norra Europa till följd av den omfattande nätkapaciteten till Tyskland och Baltikum.

Tabell 3. Årliga genomsnittspriser

öre/kWh på dagen-före marknaden 2012-2022

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SE1	28	34	29	20	28	30	45	40	15	43	63
SE2	28	34	29	20	28	30	45	40	15	43	66
SE3	28	34	29	21	28	30	46	41	22	67	138
SE4	30	35	29	21	28	31	48	42	27	82	162

Källa: Nord Pool Group

Tabell 3 visar det genomsnittliga årliga elpriset på dagen-före-marknaden mellan 2012 och 2022. Priset i norra Sverige har pendlat mellan 20 och 66 öre/kWh sedan införandet av elområden. Elpriserna i norra och södra Sverige var ungefär desamma fram till 2020. Därefter har elpriserna i SE3 och SE4 varit väsentligt högre än i Norrland, och skillnaden har ökat. Genomsnittspriset i SE4 för 2022 var fem gånger så högt som den genomsnittliga nivån fram till och med 2020. En viktig förklaring är

¹⁵ Sverige delades in i fyra elområden den 1 november 2011. Innan dess bestod Sverige av ett enda elområde. För att hantera efterfrågeöverskottet i södra Sverige till det enhetliga Sverigepriset, begränsade Svk regelbundet exporten av el till Danmark. EU bedömde att detta förfarande kunde bryta mot unionens konkurrensregler. Svk beslutade därefter att införa elområden i syfte att uppnå en bättre lokal balans mellan utbud och efterfrågan på el.

¹⁶ Lundin (2022) visar att elområden har ökat investeringarna i vindkraft i södra relativt till norra Sverige.

energikrisen som har drivit upp elpriserna i SE3 och SE4 till följd av integrationen med Europa. Kriget i Ukraina har inte påverkat priserna i SE1 och SE2 särskilt mycket jämfört med de nivåer som kan anses vara normala. Flaskhalsarna i elsystemet har i realiteten isolerat de norra elområdena i Sverige mot krisen. De ökande skillnaderna i elpriset har inhemska förklaringar som ökande lokala obalanser mellan utbud och efterfrågan på el.

Vem tjänar på flaskhalsar?

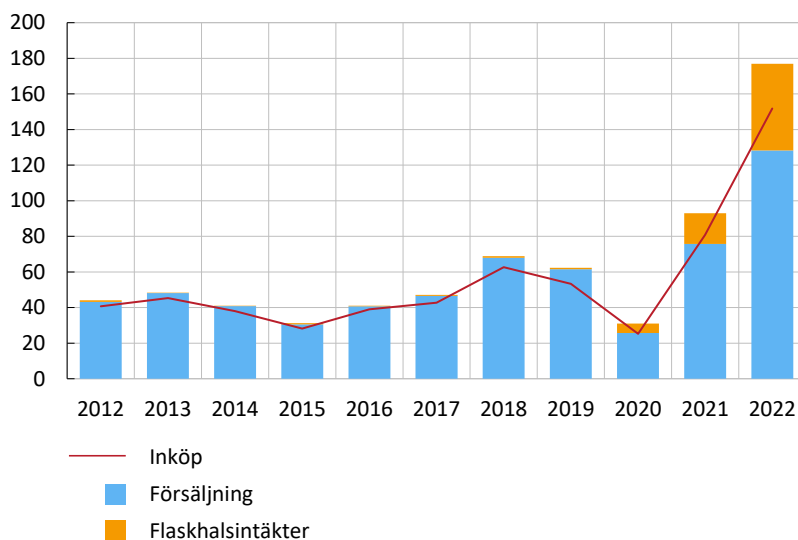
All elförbrukning [elproduktion] inom ett enskilt elområde betalar [ersätts med] det lokala elområdespriset. De som tjänar på prisskillnaderna mellan elområden, är de som äger transmissionsnätet. *Flaskhalsintäkter* mellan två elområden beräknas som prisskillnaden multiplicerat med handeln mellan de två områdena. Svenska kraftnät får alltså flaskhalsintäkter genom att exportera billig el från producenter i norr till konsumenter i söder.¹⁷ Den nordiska elmarknaden är i sin tur integrerad med den kontinentala elmarknaden. Detta innebär exempelvis att elpriset i SE4 är detsamma som i Tyskland så länge som nätkapaciteten inte begränsar handelsflödena mellan länderna. När nätkapaciteten till utlandet är begränsad uppstår även intäkter på utlandsförbindelserna. Dessa internationella flaskhalsinkomster delas mellan de som äger förbindelserna där det finns flaskhalsar.

Det totala värdet av producenternas försäljning i alla de fyra elområdena plus de inhemska flaskhalsintäkterna är lika med den totala kostnaden för konsumenternas inköp i alla dessa fyra elområden plus värdet av nettoexporten till utlandet. Figur 4 anger de olika intäkts- och kostnadsströmmarna i nominella värden på Nord Pools dagen-före-marknad för varje år mellan 2012 och 2022. De blå staplarna visar vilka årliga inkomster de inhemska producenterna i Sverige har haft på att sälja sin el på dagen-före-marknaden. De gula staplarna anger storleken på de årliga inhemska flaskhalsintäkterna. Den röda linjen visar hur mycket inköpen av el på dagen-före-marknaden har kostat konsumenterna för varje år. Skillnaden mellan summan av de två staplarna och linjen utgör det årliga nettoexportvärdet från Sverige.

¹⁷ Svenska kraftnät benämner flaskhalsintäkter som *kapacitetsavgifter*. I EU:s regelverk omnämns de som *intäkter från överbelastning*.

Figur 4. Värdet av handel

Mdr SEK på dagen-före marknaden SE1-SE4 per år 2012-2022



Källa: Nord Pool Group

Elbolagens inkomster och kundernas kostnader visar stor årlig variation. Fram till 2020 var de inhemska flaskhalsinkomsterna nästan försumbara. Även värdet på nettoexporten var av mindre betydelse. Därefter har nivån på och sammansättningen av inkomster och utgifter på dagen-före-marknaden ändrats betydligt till följd av ökningen i elpriset i södra Sverige som vi visade i tabell 3. Den ökade kostnaden för inköp de senaste två åren är särskilt anmärkningsvärd. Under 2022 lade konsumenterna sex gånger så mycket på el som under 2020. En bidragande orsak till de ovanligt låga elkostnaderna under 2020 var den låga elförbrukningen det året. Under 2020 uppgick den totala elförbrukningen (exklusiva förluster) till 125 TWh. Genomsnittet för de tolv föregående åren var ungefär 130 TWh.

Flaskhalsintäkterna har ökat dramatiskt de senaste åren. Under 2022 tjänade Svenska kraftnät nästan 49 miljarder kronor bara på de inhemska flaskhalsarna. Detta är en tredjedel av vad konsumenterna i Sverige betalade för sin el på elbörsen samma år. Handeln på elbörsen har de senaste två åren inneburit en betydande omfördelning från konsumenterna till staten som genom Svenska kraftnät äger transmissionsnätet. Exportvärdet har dessutom ökat betydligt under 2021 och 2022 från låga nivåer dessförinnan.

Resursbrist

Ibland finns det otillräcklig lokal produktion och nätkapacitet för att möta den lokala efterfrågan inom ett eller flera elområden. Då uppstår inget "priskryss", det vill säga ett pris där utbud och efterfrågan möts, på dagen-före-marknaden. Detta hände senast i Baltikum den 17 augusti 2022. Om det inte heller finns några produktionsreserver att tillgå, ransoneras elen i den mening att kunderna får dela på den kapacitet som finns tillgänglig på marknaden. Priset sätts till maximalpriset på elbörsen, som vid tillfället med Baltikum var 4 000 EUR/MWh. Situationer med

resursbrist betyder inte nödvändigtvis att marknaden inte fungerar. Perioder med extrempriiser behövs för att producenterna ska få täckning för sina kapitalkostnader.

3.1.2 Marknaderna för balanskraft

Mängden el som matas in på nätet måste hela tiden och överallt motsvara elförbrukningen, inklusive överföringen med utlandet, för att upprätthålla balansen i elsystemet. Stora obalanser kan leda till kostsamma störningar och elavbrott. El handlas på dagen-före-marknaden upp till 36 timmar före själva driftstimmen. Därför uppstår oftast behov att justera produktion och förbrukning allt eftersom ny information når marknaden i form av uppdaterade väderprognoser eller oplanerade ändringar i produktionen eller överföringsnätet. De olika balansmarknaderna blir allt viktigare eftersom behovet att justera den planerade produktionen ökar i takt med ökningen av väderberoende elproduktion.

En viktig marknad där företag kan justera sina positioner är elbörsens *intradagmarknad*. Denna öppnar två timmar efter att dagen-före-marknaden har stängts och stänger 60 minuter innan driftstimmen. Intradagmarknaden följer indelningen i elområden och fungerar nästan som en aktiemarknad genom att aktörerna lägger bud löpande. Den kontinuerliga handeln gör att priset kan skilja sig åt över handelsperioden, även för el kontrakterad för en viss driftstimme.

Svenska kraftnät organiserar en rad marknader för balanskraft. Dessa skiljer sig åt avseende vilka krav som gäller för hur snabbt kapaciteten kan aktiveras. På den största av dessa, reglerkraftmarknaden eller *manual frequency restoration reserve – mFRR*, är kravet att produktion ska kunna startas inom femton minuter efter att Svenska kraftnät har begärt aktivering.¹⁸ Budgivningen till denna marknad stänger 45 minuter innan leveranstimmen och fungerar på ett liknande sätt som dagen-före-marknaden.

Även inom elområden kan det uppstå flaskhalsar som måste hanteras för att upprätthålla balansen i systemet. Detta gäller särskilt omkring Stockholm i SE3 och Malmö i SE4. Normalt hanterar Svenska kraftnät sådana interna flaskhalsar genom *omdirigering*.¹⁹ Detta innebär att Svenska kraftnät betalar [tar betalt av] elbolag för att öka [minska] sin produktion där det finns lokalt efterfrågeöverskott [-underskott]. Detta ger ett underskott för Svenska kraftnät, eftersom kostnaden för att öka produktionen på det ena hållet överstiger värdet av att minska produktionen på det andra hållet. Kostnaderna för omreglering fördelas schablonmässigt över konsumenterna och producenterna.²⁰

¹⁸ De tre andra kortsiktiga marknaderna för reserver är FCR-Normal (1-3 minuter), FCR-Disturbance (5-30 sekunder) och aFRR (2 minuter); se Svenska kraftnät (2021b) för information. Det finns även en störningsreserv och en strategisk effektreserv som kan användas för att balansera elsystemet. Holmberg och Tangerås (2020) diskuterar några av dessa reserver i detalj.

¹⁹ I nödlägen har Svenska kraftnät laglig rätt att fysiskt bortkoppla viss produktion eller förbrukning för att upprätthålla balansen i systemet. Denna extrema åtgärd har dock aldrig varit nödvändig.

²⁰ Flaskhalsintäkterna har normalt täckt Svk:s kostnader för omdirigering.

3.1.3 Slutkundsmarknaden

Elhandlare konkurrerar om slutkunderna och köper sin el på elbörsen för att täcka sina kunders förväntade förbrukning. Deras marginaler är ganska begränsade till följd av konkurrensen på slutkundsmarknaden.

Slutkunderna väljer mellan två huvudsakliga avtalsformer. Under avtal med rörligt pris utgör kundpriset ett påslag på priset på elbörsen. Timprisavtal pris ger full exponering mot priset på elbörsen för kunder med timmätning av elförbrukningen. Rörligt pris kan även innebära månadsavläsning där kunden betalar ett månadspris utifrån en schablonmässig förbrukningsprofil. Den andra varianten är avtal med fastpris och avtalslängd på mellan ett och tre år. Då erbjuder elhandlaren ett förutbestämt elpris för varje kWh som kunden använder under avtalsperioden.

Tabell 4. Elavtal fördelat på avtalstyper

Andelar i procent per elområde, juli 2022

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Rörligt pris	46,1	47,3	53,9	66,6	55,6
Fastpris	40,3	25,7	25,7	16,4	24,4
Övriga ²¹	13,6	27,0	20,4	17,0	20,0
Totalt	100	100	100	100	100

Källa: SCB

Tabell 4 visar att i juli 2022 hade drygt hälften av alla kunder i Sverige avtal med rörligt pris, och andelen ökar ju längre söderut man kommer i landet. Nästan en fjärdedel av alla kunder har fastprisavtal. Det vanligaste är då att skriva ett avtal på tre år. Andelen kunder med fastprisavtal ökar ju längre norrut man kommer i landet. Fördelningen mellan rörliga och fasta avtal har legat relativt konstant de senaste åren.

3.1.4 De finansiella marknaderna

Elhandlare kan ha behov av att prissäkra sina planerade inköp på elbörsen viss tid i förväg för att minska sin exponering mot spotmarknaden. Detta gäller särskilt om elhandlaren har många kunder med fastprisavtal. Elproducenter kan samtidigt önska att prissäkra viss försäljning för att garantera sina intäkter. Därför finns en marknad för standardiserade finansiella kontrakt som till exempel handlas på Nasdaq Commodities. Dessa har oftast en relativt kort löptid, maximalt tre till fem år. Producenter och stora konsumenter kan även ingå bilaterala finansiella kontrakt direkt med varandra och som kan ha längre tidshorisont.

Power Purchase Agreements (PPAer) har varit särskilt betydelsefulla för elmarknadens utveckling. Ett PPA ingås normalt mellan ägaren till ett planerat vindkraftverk och en köpare som önskar prissäkra sin elförbrukning genom att särskilt finansiera förnybar

²¹ Under övriga avtal ingår det som kallas för anvisat elavtal. Detta avtal tilldelas dem som inte aktivt väljer en elleverantör. Avtalet är oftast dyrare än övriga avtal, och kan sägas upp med kort varsel, om kunden skulle välja ett annat avtal. Ungefär nio procent av användarna i Sverige hade ett sådant avtal under juli 2022.

elproduktion. PPAer garanterar ett fast pris för en fast andel av den planerade elproduktionen över en stor del av anläggningens planerade livshorisont. Dessa finansiella kontrakt är ofta en förutsättning för att få banklån för vindkraftsprojekt.

3.2 Den ekonomiska regleringen av elnäten

Elnätet delas in i transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Alla nätföretag är prisreglerade eftersom kostnaden för konkurrerande infrastruktur begränsar möjligheten att uppnå fungerande konkurrens i elnätet. Nuvarande reglering infördes 2012. Centralt för regleringen är den intäktsram som varje nätföretag blir tilldelat inför varje tillsynsperiod. Denna bestämmer hur höga nättariffer ett nätföretag maximalt får ta ut av sina kunder och sätts för fyra år i taget av Energimarknadsinspektionen (Ei). Intäktsramen ska täcka de löpande kostnaderna för att driva verksamheten och ge sådan avkastning på det investerade kapitalet ”som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar” (5 kap. 1 § ellagen).

Nätföretagens löpande kostnader består för det första av deras opåverkbara kostnader. Exempel är nätförluster, abonnemang till överliggande och angränsande nät och myndighetsavgifter. För dessa kostnader får nätföretagen full kostnads-täckning. Dessutom uppstår påverkbara kostnader i form av drift och underhåll, kundspecifika kostnader för mätning, beräkning och rapportering av nätförluster och annat. Nätbolagen påläggs ett effektiviseringskrav över sina påverkbara kostnader eftersom de har visst inflytande över storleken på dessa poster. Ei bestämmer effektiviseringskravet individuellt för varje nätföretag mot bakgrund av företagets historiska kostnader jämförda med kostnaderna hos andra nätföretag som opererar under liknande villkor. De löpande kostnaderna kan ändras från år till år, och därför är intäktsramen flexibel avseende dessa kostnader över tillsynsperioden.

Kostnaden för kapital utgör nätföretagens andra stora kostnadspost. En utmaning är att skatta en skälig kapitalkostnad. En för generös ersättning ger överinvestering, medan en som är för snäv ger motsatt resultat. Det första steget är då att beräkna företagets kapitalbas. Detta görs utifrån de tillgångar som företaget behöver för att bedriva nätverksamheten och med hänsyn till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden. Kapitalbasen sätts utifrån det skattade nuanskningsvärdet; det vill säga hur mycket det skulle kosta att bygga motsvarande nät till dagens priser. Nuanskningsvärdet för lokal- och regionnäten skattades till cirka 460 miljarder kronor för 2018 (Ei, 2022c). Det andra steget är att beräkna en gemensam kalkylränta för alla nätföretagen. För tillsynsperioden 2012–2015 satte Ei den reala räntan före skatt till 5,2 procent. Räntan sjönk till 4,53 procent under 2016–2019. För perioden 2020–2023 tillämpar Ei en kalkylränta om 2,16 procent.

En aspekt av transmissionsnätet är att nätägaren tjänar flaskhalsinkomster på prisskillnaderna mellan elområdena och på de internationella överföringsförbindelserna. Dessa inkomster hålls utanför intäktsramen och ska bland annat användas för att förstärka transmissionsnätet. De senaste årens stora prisskillnader har medfört så stora intäkter för Svenska kraftnät att det blivit aktuellt att återbetala flaskhalsinkomster till kunderna.

Tabell 5. De totala intäktsramarna

Mdr SEK för de olika tillsynsperioderna

	Ansökta belopp	Beslutade ramar	Domstolsprövning
2012-15 (prisnivå 2010)	183	160	196
2016-19 (prisnivå 2014)	176	164	173
2020-23 (prisnivå 2018)	-	168	-

Källa: Ei (2022d)

Den första kolumnen i tabell 5 visar de totala beloppen som nätföretagen har ansökt om för att bekosta sin verksamhet i region- och lokalnäten för de olika tillsynsperioderna.²² Den andra kolumnen summerar de beslutade inkomstramarna. Ei har genomgående minskat ramarna jämfört med nätföretagens ekonomiska krav. Ramarna har ökat i reala termer, trots minskningen i kalkylräntan. Ökningen beror bland annat på nyinvesteringar i elnätet som har ökat den underliggande kapitalbasen över tid.

Nätföretagen har framgångsrikt överklagat den beslutade kalkylräntan med argumentet att den är oskäligt låg. Rätten justerade räntan till 6,5 procent för 2012–2015 och 5,85 procent för 2016–2019. Konsekvenserna ser vi i den sista kolumnen i tabell 5. Faktiskt fick nätföretagen en högre ränta och därför en större inkomstram för 2012-2015 än vad de själva hade ansökt om. Inga rättsliga beslut finns för den senaste tillsynsperioden. Med en kapitalbas om 460 miljarder kronor, skulle 1 procent högre kalkylränta öka företagets intäktsram med 18 miljarder kronor över fyra år. Detta skulle innebära en ökning av nättarifferna för 2020-23 med över tio procent.

Nätföretagens reala avkastning påverkas inte bara av storleken på kapitalbasen, men även av kvaliteten i verksamheten och hur effektivt nätet utnyttjas. Kvaliteten bedöms särskilt utifrån omfattningen av avbrott i överföringen medan bedömningen av effektiviteten beror på storleken i nätförlusterna och belastningen på det lokala elnätet. Beroende på den uppmätta kvaliteten och effektiviteten, kan kalkylräntan öka eller minska med högst en tredjedel per år.

Den genomsnittliga årliga nättariffen har ökat för alla typer av hushållskunder sedan införandet av den nya regleringen 2012 (Ei, 2022d). För hela perioden 2012–21, ökade elnätstariffen för en typisk kund med villa med nästan 22 procent, från 30 till 37 öre/kWh. Mindre kunder har i genomsnitt högre avgifter än större kunder eftersom den fasta avgiften är oproportionerligt hög för mindre kunder. Exempelvis ökade nättariffen för kunder i lägenhet från 68 till 80 öre/kWh mellan 2012 och 2021. I jämförelse ökade KPI med drygt 8 procent under samma period.²³ Jämfört med det genomsnittliga elpriset under samma period i tabell 3, har nättariffen utgjort den viktigaste och en ökande andel av hushållens elräkning. Ett undantag gäller för hushåll med den allra högsta elförbrukningen.²⁴

²² Från och med 2020 ansöker nätföretagen inte längre om inkomstramar.

²³ Nättarifferna ökade avsevärt mer i Sverige än i grannländerna i perioden (Lundin och Söderberg, 2022).

²⁴ Notera att högkostnadsskyddet för hushållen som infördes vintern 2022 beräknades som ett fråndrag i nättariffen.

De enskilda nätföretagen bestämmer själva strukturen för sina nättariffer. De uppställda kraven i ellagen är att de samlade tarifferna som nätföretagen tar ut inte får överstiga intäktsramen under tillsynsperioden. Tarifferna ska vara objektiva och icke-diskriminerande, och för lokalnät gäller att de inte får utformas med hänsyn till var i nätet en anslutning är belägen. I realiteten har nättariffen oftast en fast komponent och en rörlig som beror på elpriset och elförbrukningen.

Ei arbetar för närvarande med uppdaterade föreskrifter för hur nättarifferna ska vara utformade. Nätföretagen kommer därefter inte ha samma frihet som i dag att bestämma sina nättariffer. Särskilt skulle dynamiska nättariffer bidra till att öka flexibiliteten i efterfrågan för att minska risken för lokal elbrist; se Holmberg och Tangerås (2022).

4 Kortsiktiga utmaningar på elmarknaden

Elmarknaden i Sverige står inför ett antal kortsiktiga utmaningar. Särskilt akut är den pågående elkrisen som har medfört att elpriserna har blivit ohanterligt höga för vissa konsumenter och ökat risken för elbrist. Energikrisen består egentligen av tre oberoende kriser som samtidigt har drabbat EU. Rysslands invasion av Ukraina har strypt exporten av el, gas och kol från Ryssland, vilket har fördyrat den fossilbaserade elproduktionen i EU. Europas kärnkraftverk har minskat produktionen med 19 procent (E3G och Ember, 2022). Viss kärnkraft har fasats ut, men ett större problem har varit de tekniska problem som särskilt drabbat franska kärnkraftverk under det gångna året. Den tredje krisen är att vattenkraftsproduktionen i EU har minskat med 21 procent på grund av torka, bland annat i södra Norge (E3G och Ember, 2022).

Även Sverige har haft nedstängning av kärnkraft och tekniska problem i resterande verk. Trots detta exporterar vi mycket el. Under 2022 var Sverige Europas största nettoexportör av el. I vanliga fall är risken för elbrist låg i landet som helhet, och vanligtvis kan vi importera el från våra grannländer när vi behöver. Under energikrisen har dock risken för elbrist varit förhöjd, åtminstone för de timmar som Sverige är importberoende.

Därutöver kommer det under hela 2020-talet vara risk för elbrist i Sveriges storstäder, främst i Stockholm och Uppsala. Detta problem är oberoende av energikrisen, och beror mest på bristande överföringsföringskapacitet in till storstäderna och på bristande produktionskapacitet inne i storstäderna. Elbrist i storstäderna berörs inte mer i denna artikel, eftersom det analyseras i detalj av Holmberg och Tangerås (2022).

En ytterligare utmaning är den försämrade stabiliteten i elförsörjningen, särskilt i södra Sverige. Ett problem är att planerbar produktion stängt ned i södra Sverige. Norges export av el till Storbritannien och Tyskland har skapat ytterligare problem till följd av de ökande effektflödena i öst-västlig riktning genom Sverige. Figur 1 antyder att kraftsystemet inte är dimensionerat för sådana flöden och därför har blivit känsligare för störningar. Säkerhetsmarginalerna i nätet har därmed fått höjas.

För att hantera dessa utmaningar har politiker och myndigheter beslutit om en rad åtgärder, och ytterligare åtgärder är under diskussion. Det handlar särskilt om att

minska elförbrukningen, öka elproduktionen, effektivisera elmarknaden och omfördela resurser från de som vunnit på krisen till de som har drabbats.

4.1 Minskad elförbrukning

4.1.1 Energieffektivisering

Elförbrukningen i Sverige har legat ganska konstant, och till och med minskat något, under de senaste 35 åren, trots en årlig BNP tillväxt. Effektiviseringen av elförbrukningen har varit ungefär 2-3 procent per år (WSP, 2020). Enligt vissa bedömare kan ökat fokus på resurshållning, klimat och miljö framöver öka effektiviseringen i elförbrukningen till 3-4 procent per år (NEPP, 2015; WSP, 2020). Staten bidrar med olika åtgärder till att öka på processen. För hushåll går det att få stöd på upp till 50 procent vid tilläggsisolering och installation av värmepump. Företag och bostadsrätter kan få stöd till 30 procent av kostnaden för olika energieffektiviseringsåtgärder.

En fördel med energieffektivisering är att det är en åtgärd som får en snabb effekt jämfört med utbyggnaden av elproduktion. Minskad efterfrågan på el bidrar även till lägre elpriser. Därför kan det vara motiverat med tillfälliga subventioner för att stimulera till energieffektivisering under energikriser. På lång sikt är dock sådana stöd ineffektiva då de snedvrider marknaden.

4.1.2 Sparande på el

Energieffektivisering leder till en bestående minskning av elförbrukningen. En tillfällig åtgärd för att dämpa elpriserna under den pågående elkrisen är att tillfälligt minska elförbrukningen. Efterfrågan på el är mycket okänslig för kortsiktiga prisändringar, och utbudspriset ökar snabbt vid mycket hög produktion (Holmberg och Tangerås, 2022). Sammantaget innebär detta att elpriset riskerar bli mycket högt under timmar med elbrist när efterfrågan ligger nära den tillgängliga produktionskapaciteten. Då kan en liten minskning i efterfrågan få en stor effekt på priset. Wråke m.fl. (2022) anser att elpriserna i södra Sverige skulle minska med 85 öre/kWh om hela Europa minskade elförbrukningen med 5 procent. Om enbart södra Sverige skulle spara 5 procent, skulle priset där minska med 40 öre/kWh. I EU har man kommit överens om att varje land ska minska elförbrukningen med 5 procent under timmar med särskilt hög elförbrukning. Ambitionen är att varje land ska spara 10 procent på sin elförbrukning, men detta är ett frivilligt åtagande. Två exempel från vår omvärld där i-länder under 2000-talet tvingats till snabba elbesparingar är Nya Zeeland och Japan där elförbrukningen på kort tid minskades med 10 respektive 18 procent (Pollitt, 2022).

Höga elpriser bidrar i sig till minskad elförbrukning, men staten kan även vidta åtgärder för att öka elsparandet ytterligare. För det första kan staten besluta om minskad elförbrukning inom offentlig sektor, exempelvis genom olika typer av påbud. Staten kan även betala kompensation för elsparande, exempelvis ett fast belopp för varje kWh som en konsument sparar jämfört med året innan. Under perioden 1 december 2022 till 31 mars 2023 kommer Svenska kraftnät betala ut ersättning till företag som minskar sin förbrukning under timmar med hög förbrukning.

Målsättningen är att åtgärden ska minska förbrukningen under dessa timmar med 5 procent.

För användare med fastprisavtal kan det vara samhällsekonomiskt motiverat att subventionera elsparande, eftersom dessa saknar ekonomiska incitament att minska elförbrukningen även om det rörliga priset är högt. För övriga grupper leder en sådan subvention till underkonsumtion av el, vilket är ineffektivt. Å andra sidan underlättar sänkt elpris och ökat konsumentöverskott för andra konsumenter som drabbats hårt av energikrisen, så det kan vara motiverat att tillfälligt subventionera elsparande för alla konsumenter i kompensations syfte.

4.2 Ökat utbud av värmekraft

Det finns i storleksordningen 1 000 MW värmekraft i malpåse i Sverige, vilket ungefär motsvarar en kärnkraftreaktor. Denna kapacitet har möjlighet att producera även på kort sikt om deras förutsättningar förbättras. Svenska kraftnät (2022b) gjorde prognosen att aktivering av denna kapacitet skulle kunna minska elpriset i södra Sverige med 10 procent under vintern 22/23. Värmekraften kan även bidra till att förbättra stabiliteten i elförsörjningen i södra Sverige, vilket i sin tur kan öka överföringen av el från norra till södra Sverige.

Tillfälliga undantag från miljölagstiftningen kan krävas för att göra sådan kapacitet tillgänglig för marknaden. Dessutom kan ägarna behöva kompensation för att det ska bli lönsamt att ta dessa enheter i drift. EU:s nya intäktstak, se avsnitt 4.4.1 nedan, kan försvåra möjligheterna att få in den här produktionen på marknaden, men regeringen har vissa möjligheter att höja intäktstaket för värmekraftverken. Ett annat problem är att regelverken gör det svårt att rikta särskilda bidrag till en specifik typ av produktion. Det borde dock vara möjligt att vidta tillfälliga åtgärder som generellt förbättrar förutsättningarna för elproduktion, såsom sänkta skatter, sänkta nättariffer och en utökad upphandling av reservkraft.

4.3 Effektivisering av elmarknaden

4.3.1 En mera ändamålsenlig indelning i elområden

EU har tillsammans med myndigheter och systemoperatörer genomfört en utvärdering av indelningen i elområden i medlemsländerna baserat på simuleringar av flaskhalsarna i elsystemet (ACER, 2022). I Sverige ska fyra olika alternativ utvärderas djupare. Alla dessa förslag innehåller ett nytt elområde i Östra Svealand med syfte att hantera de öst-västliga flödena och flaskhalsar i Stockholms län på ett bättre och mer effektivt sätt. De nya elområdena skulle kunna införas år 2025. Konsekvensen blir troligtvis prisökningar i och omkring Stockholm till följd av efterfrågeöverskottet i regionen. Under 2024 planerar Svenska kraftnät att införa en mer effektiv hantering av flaskhalsarna på elbörsen för befintliga elområden, som kallas för flödesbaserad prissättning.

4.3.2 Ökad övervakning av elmarknaden

Den prisokänsliga efterfrågan på el och det koncentrerade ägandet av produktionskapaciteten (Moghim i m.fl., 2022) ger aktörer möjlighet att öka priserna genom att hålla tillbaka kapacitet från elmarknaden. Lundin och Tangerås (2020) skattar att utnyttjandet av marknadsmakt har ökat priset med i genomsnitt 4 procent, se även Tangerås och Mauritzen (2018). Lönsamheten att utnyttja marknadsmakt kan öka i en energikris som den vi nu befinner oss i eftersom företagen kan driva upp priset väldigt högt genom att hålla tillbaka endast lite kapacitet. Därför borde berörda myndigheter skärpa övervakningen av elmarknaden. Lundin (2021) menar att elbolagens gemensamma ägande av kärnkraften har bidragit till utövandet av marknadsmakt. Det kan även ha bidragit till att kärnkraft stängdes ner i förtid, och borde om möjligt brytas upp.

4.3.3 Upprätthåll likviditeten i den finansiella handeln

Fungerande prissäkring är särskilt viktig när riskerna är förhöjda till följd av energikrisen. God likviditet i den finansiella handeln innebär att en aktör kan prissäkra sig till låga transaktionskostnader och till ett någorlunda stabilt pris.

En aspekt som har fått ökad betydelse under krisen, är de säkerheter som Nasdaq Commodities och andra handelsplattformar kräver från parterna som tecknar finansiella avtal. Säkerhetens omfattning ökar när skillnaden mellan kontraktspriset och elpriset ökar. Eftersom en aktör kan ha värdet av produktionen eller förbrukningen för flera år samlat i terminskontrakt på elbörsen, kan summorna bli mycket höga. För stora elproducenter är det normalt inte något problem att uppfylla åtaganden om att sälja el till ett förutbestämt pris. Men de kan ändå få problem med likviditeten ifall kraven om finansiell säkerhet ökar för mycket. För att undvika likviditetsbrist i den finansiella handeln, har regeringen beslutat införa statliga kreditgarantier för elproducenter upp till 80 procent av lånet. Garantiramen uppgår till 250 miljarder kronor. Garantier kan beviljas till och med den 31 mars 2023, och den totala löptiden får inte överstiga tre år. Avgiften för garantin ska vara marknadsmässig och sätts individuellt per bolag.

Den finansiella handeln på Nasdaq berör främst kontrakt för elbörsens systempris, se avsnitt 3.1.1. Men på senare år och särskilt under energikrisen har prisskillnaderna inom Norden växt, se exempelvis Tabell 3. Det finns även möjlighet att handla med kontrakt som säkrar priserna på elområdesnivå, men den handeln har väsentligt sämre likviditet. En orsak är att elområdena i Sverige är asymmetriska på så sätt att det kan vara svårt för en konsument i södra Sverige eller en producent i norra Sverige att finna en finansiell motpart inom sitt elområde. Problemet med att hitta en motpart skulle minska om Svenska kraftnät prissäkrade sina flaskhalsintäkter, exempelvis genom att köpa el i norra Sverige och sälja den i södra Sverige på den finansiella marknaden. Holmberg och Tangerås (2022) samt Holtz m.fl. (2022) beskriver mer detaljerat hur Svenska kraftnät kan handla med finansiella kontrakt.

4.4 Omfördelning

4.4.1 Intäktstak för elproduktion med låg rörlig kostnad

Under krisen har elpriserna i Europa ökat i takt med att bränslepriserna har fått den rörliga kostnaden för fossilbaserad elproduktion att skjuta i höjden. Den rörliga kostnaden för fossilfri elproduktion har inte ökat motsvarande, och dessa kraftslag har fått stora vinster. EU beslutade under 2022 att beskatta sådana extraordinära vinster genom ett intäktstak om 180 Euro/MWh ($\approx 1,8$ kr/kWh) för elproduktion med låga rörliga kostnader (EU reglering 2022/1854). För Sveriges del gäller detta kärnkraft, vindkraft, solkraft och icke-reservoarbaserad vattenkraft. Intäktstaket ska vara tillfälligt och gälla mellan december 2022 och juni 2023. Tanken är att intäkterna ska användas till att kompensera elkonsumenterna.

Ett sådant intäktstak är problematiskt därför att det minskar intresset att investera i produktion med låg rörlig kostnad om aktörerna förväntar sig att liknande reglering kan återinföras i framtiden. Energiomställningen kommer bromsa upp, elektrifieringen försvåras och risken för elbrist ökar. Ett intäktstak skapar även problem på kort sikt. Precis som effektskatten på kärnkraft, så riskerar det att bidra till att kärnkraftverk stängs i förtid. Dessutom blir effekthöjningar i produktionen mindre lönsamma, och regleringen förhindrar att värmekraftverk tas ur malpåse (se avsnitt 4.2). Intäktstak ställer även till det för ingångna avtal för prissäkring av elproduktion.

Det finns förslag från olika EU-länder om att ändra elbörsens prissättning så att omfördelningen från producenter till konsumenter sker redan på marknaden. Den typen av förslag har även diskuterats i Sverige. Den så kallade BEKEN-modellen, särskilt förordad av Vänsterpartiet, har liknande nackdelar som en straffbeskattning av kraft med låg rörlig kostnad. För BEKEN räcker det inte att ändra prissättningen på elbörsen, man måste även införa kompletterande prisregleringar för att det ska vara möjligt att upprätthålla artificiella prisskillnader på elbörsen. Dessutan skulle man behöva reglera prissättningen i avtal som ingås utanför elbörsen för att undvika arbitrage.

I viss mån går det att kompensera producenterna för intäktsbortfall med kapacitetsmarknader. Det innebär att producenterna får en extra betalning, en kapacitetsbetalning, för all produktion som de har tillgänglig på marknaden. Kapacitetsmarknader används utomlands och har även anhängare i Sverige. Nackdelarna överväger dock fördelarna med en sådan lösning (Aagaard och Kleit, 2022; Holmberg och Tangerås, 2023).

4.4.2 Kompensation till konsumenter

Elkrisen har bidragit till att staten har ökat sina intäkter. Särskilt har de stora inhemska prisskillnaderna skapat enorma flaskhalsintäkter de senaste åren, se Figur 4. Dessa ska i första hand gå till investeringar i elnätet, men det är även inom ramen för EU:s regelverk att använda intäkterna till att kompensera elkonsumenter. Svenska kraftnät har planerat att dela ut ungefär 55 miljarder kronor i retroaktivt stöd till hushåll och företag i SE3 och SE4. I elområde SE3 var stödet 50 öre och i elområde SE4 79 öre per kWh el som konsumerats mellan oktober 2021 och september 2022. Ei har satt ett tak

på stödet som innebär att de konsumenter som har förbrukat mer än 3 GWh under tidsperioden måste göra en särskild ansökan för förbrukning över den nivån.²⁵

En fördel med retroaktivt stöd är att det inte stör prissignalerna, så länge det inte skapas förväntningar om framtida stöd. De momssänkningar och det högkostnads-skydd som diskuterades under valrörelsen skulle öka elförbrukningen och priserna på elbörsen. Kompensation är även en bättre metod än att ändra på prissättningen eller straffbeskatta viss produktion som vi diskuterade i förra avsnittet.

4.5 Elpriserna på kort sikt

Medlemsländerna i EU har kommit överens om att minska elförbrukningen med 5-10 procent. Svenska kraftnät planerar att öka överföringskapaciteten från norra till södra Sverige med 300-700 MW och att öka importkapaciteten från Finland med 200-300 MW under vintern 22/23.²⁶ Sammantaget bör dessa åtgärder få en stor effekt på priset. Baserat på resultaten i Wråke m.fl. (2022), är en rimlig förväntan att spotpriset minskar med en krona eller mer i södra Sverige jämfört med om inga åtgärder vidtas. Ökad överföring av el från norr till söder kommer dock öka spotpriset i norr.

Uppstarten av Finlands nya kärnkraftreaktor, Olkiluoto 3, kommer minska importbehovet i Finland. Planen är att Ringhals 4 ska återstarta under våren 2023. Om alla dessa åtgärder följer planen, och Rysslands krig med Ukraina och Rysslands sanktioner mot EU inte trappas upp ytterligare, bör de värsta pristopparna vara över i mars 2023, åtminstone i Sverige. Terminspriserna på de finansiella marknaderna bekräftar den bilden. Å andra sidan visar terminspriserna även att det kan bli riktigt tufft innan dess. Elpriserna riskerar att bli rekordhöga vintern 22/23 (Ei, 2022b).

Energimyndigheten (2022) och Svensk Vindenergi (2022) menar att elproduktionen i Sverige kommer öka med ungefär 5 TWh per år mellan 2020 och 2025, främst genom ny vindkraft. Detta energitillskott motsvarar ungefär en halv ny kärnkraftsreaktor per år. Svensk Vindenergis prognos indikerar att ungefär en tredjedel av denna produktion placeras i södra Sverige. Sweco (2022) uppskattar att ett tillskott om 15 TWh vindel under 2023-2025 skulle minska snittpriset i Sverige med cirka 15 öre/kWh. Energimyndighetens prognos är att den årliga elanvändningen kommer vara ganska konstant fram till 2025, och att Sveriges nettoexport av el blir 41 TWh år 2024. Ett sådant elöverskott skulle bidra till att minska påverkan av Europas elpriser på Sverige.

Samtidigt finns det en risk att läget på elmarknaden förvärras. En kall, utdragen vinter skulle ge extrema priser och eventuellt manuell bortkoppling. Gaslagren och vattenmagasinen skulle dräneras, med konsekvenser för elpriset under hela 2023. Det finns även en risk att Ryssland stryper energiexporten till EU ytterligare ett par snäpp. Dessutom skulle de kunna slå mot Europas kärnkraftindustri, särskilt de 18 kärnkraftverk i Östeuropa och Finland som är delvis beroende av ryskt kärnbränsle och ryskt underhåll (Bowen och Dabbar, 2022). Vidare har Ryssland en marknadsandel på över 40 procent vad gäller förädling av uran. Det senare bör dock inte leda till någon akut energikris, eftersom kärnkraftverken i EU normalt har bränslelager för produktion i ett

²⁵ Detaljerna beskrivs i Ei (2022a).

²⁶ Åtgärderna finns i Svenska kraftnät (2022a).

par år. Priset på förädlad uran från icke-ryska leverantörer har dock stigit kraftigt under 2022 (Combs, 2022). På sikt finns en risk att det kommer minska kärnkraftsproduktionen eller höja elpriserna.

5 Omställning mot en hållbar elförsörjning

Samhället står inför en omfattande grön omställning av energisystemet. Det kommer bland annat innebära att fossilbaserad energi ersätts med fossilfri el, så elförbrukningen förväntas öka. Bergman m.fl. (2022) sammanställer olika prognoser över utvecklingen i elförbrukningen till 2050. Enligt de mest återhållsamma scenarierna kommer elförbrukningen ligga på 150 TWh år 2050, vilket är ungefär samma nivå som nu. De mest extrema scenarierna anger en elförbrukning om nästan 300 TWh, vilket utgör en fördubbling jämfört med dagens nivå. Energiforsk och Profu (2021) uppskattar att ungefär $\frac{3}{4}$ av den ökade elförbrukningen kommer ske i Norrland (SE1 och SE2).

En viktig anledning till den ökande efterfrågan på el är behovet av vätgas i industrin och transportsektorn. Grön vätgas produceras genom elektrolys av vatten, vilket slukar mycket el. Vätgas är grundläggande exempelvis för produktionen av fossilfritt stål. LKAB anser att de kommer behöva ytterligare 55 TWh per år för sin framtida produktion (Svenska kraftnät, 2021a). Detta utgör cirka 40 procent av Sveriges nuvarande elförbrukning. Elektrifiering av transporter, industriella processer och elförbrukningen i nya industrier som serverhallar och batterifabriker tillkommer.

5.1 Effektiva investeringar i elproduktion

För att förverkliga den planerade energiomställningen, är det tydligt att Sverige står inför en kraftig utbyggnad av elproduktionen. Frågan är hur det ska göras på ett effektivt sätt. På en ekonomiskt effektiv elmarknad produceras elen till lägsta möjliga totala produktions- och investeringskostnad. Därtill ska en effektiv marknad ha rätt mängd produktionskapacitet för att uppnå önskad grad av leveranssäkerhet.

Efterfrågan på el svänger både över dygnet och över året. Därmed kommer utnyttjandegraden variera för olika anläggningar. I regel är det effektivt att investera i en blandning av teknologier, där valet av teknologi för specifika anläggningar beror på hur ofta de ska användas. Normalt har teknologier med en låg rörlig kostnad en hög investeringskostnad, och omvänt. Vartefter utnyttjandegraden minskar, blir det viktigare att anläggningen inte kostar när den inte används. Det blir då samhälls-ekonomiskt lönsammare att använda teknologier med högre rörliga kostnader och lägre fasta kostnader. Gasturbiner utgör ett typiskt exempel på sådan *toppkraft*. Det är inte samhälls-ekonomiskt lönsamt att bygga ut elproduktionen så pass att risken för elbrist helt försvinner. I ett effektivt elsystem är därför risken för manuell bortkoppling positiv.

För att få till effektiva investeringar är det även viktigt att förkorta tillståndsprocesserna och att utforma adekvata kompensationer för kommuner och markägare som drabbas av utbyggnaden elproduktion och kraftnät.

5.2 Kreditgarantier för gröna investeringar

Den förra regeringen gav Riksgälden i uppdrag att ställa ut statliga kreditgarantier (Förordning, 2021:524) med motiveringen att det är svårt att få lån med lång löptid till gröna investeringar i Sverige. Garantiramen uppgick till 10 miljarder kronor under 2021. Därefter beräknas ramen till 50 miljarder för 2022, 65 miljarder kronor 2023 och 80 miljarder kronor 2024.²⁷

EU-parlamentet har beslutat att kärnkraft under en begränsad period och under vissa villkor ska ingå i EU:s taxonomi. Detta skulle eventuellt kunna innebära att Riksgälden gör tolkningen att kreditgarantier för gröna investeringar även kan nyttjas till kärnkraftsinvesteringar. Den nya regeringen vill enligt Tidöavtalet avsätta ytterligare 400 miljarder till statliga kreditgarantier öronmärkta för ny planerbar el, särskilt kärnkraft. Tanken är att Riksgälden ska utfärda dessa garantier till ett subventionerat pris.

I praktiken har det varit svårt att få banklån till kärnkraftverk. Detta skulle kunna vara ett marknadsmisslyckande som motiverar att staten erbjuder särskilda kreditgarantier till kärnkraft. Men subventionerade kreditgarantier är problematiska om de snedvrider investeringar i riktning av enskild kraftproduktion. Det är olyckligt om statliga kreditgarantier konkurrerar ut sådana finansiella marknader som fungerar väl. Därför finns det anledning att från ett marknadsmässigt perspektiv ifrågasätta politiskt motiverade kreditgarantier.

5.3 Minskad politisk risk

Den ombytliga energipolitiken skapar betydande politisk risk för producenter och konsumenter. Exempelvis finns en oro att politiker ska vidta åtgärder som missgynnar viss elproduktion. EU:s intäktstak för produktion med låga rörliga kostnader är ett exempel, effektskatten på kärnkraft ett annat. Politisk risk fördyrar investeringarna och bromsar energiomställningen. En del av de politiska ingripanden som gjorts under den pågående energikrisen har varit befogade. Men för att göra spelreglerna på elmarknaden mer förutsägbara, bör det lagstiftas under vilka villkor som staten kan gripa in, och vilka åtgärder som då kan komma att vidtas.

Energistadgefördraget ger utländska investerare ett visst skydd mot politisk risk (Horn, 2021). Exempelvis fick Vattenfall skadestånd när de tvingades att i förtid stänga ned sina kärnkraftverk i Tyskland. Ett sätt att minska den politiska risken vore att införa motsvarande skydd även för svenska investerare (Holmberg och Tangerås, 2020). Under valrörelsen förordade Moderaterna ett investeringsskydd för kärnkraft mot politiska risker. Ett sådant skydd vore lämpligt, men borde även omfatta annan elproduktion. Ett lagstadgat investeringsskydd skulle även underlätta att upprätthålla blocköverskridande överenskommelser om energipolitiken.

Volatila elpriser ökar det politiska trycket att intervensera under energikriser. Konsumenter med rörliga priser har särskilt starkt incitament att agera för ett högkostnadsskydd. Från ett sådant perspektiv vore det bättre om färre kunder hade avtal

²⁷ Kreditgarantierna beskrivs mer utförligt i Riksgälden (2021).

med rörligt pris.²⁸ Fastprisavtal har dock nackdelen att de inte ger ekonomiskt incitament att minska förbrukningen vid risk för elbrist. Elmixavtal utgör en bra kompromiss mellan rörligt- och fastpris, eftersom de erbjuder konsumenter möjligheten att pris-säkra en valfri del av sin planerade elförbrukning (Holmberg och Tangerås, 2022). Ett sätt att få högre likviditet och stabilare priser på terminsmarknaden vore om Svenska kraftnät prissäkrade sina flaskhalsintäkter, se avsnitt 4.3.3. Organiserad handel med långsiktiga terminskontrakt vore också bra för likviditeten på den finansiella marknaden (Holmberg och Tangerås, 2020).

5.4 Kostnader för ny elproduktion

Vad gäller ny elproduktion, är det främst fossilfritt som är av intresse. Kostnads-estimaten nedan utgår från "levelized cost of energy" (LCOE). LCOE inkluderar drift, underhåll och investeringskostnad fördelat på beräknat kapacitetsutnyttjande. Landbaserad vindkraft har lägst LCOE, om 30-35 öre/kWh enligt Elmqvist (2021). Havsbaserad vindkraft är betydligt dyrare, med uppskattad LCOE i Europa om 1-1,6 kr/kWh inklusive nätkostnad om 40-60 procent (IEA, 2019). Kostnaden för havsbaserad vind förväntas sjunka med ungefär hälften till 2040 (IEA, 2019). Elmqvist (2021) är dock mer optimistisk och uppskattar kostnaden för ny svensk havsbaserad vindkraft till 50-55 öre/kWh.

Kostnaden för storskalig solkraft i Sverige är cirka 40 öre/kWh (Elmqvist, 2021). Kostnaderna för vind- och solkraft har minskat kraftigt sedan 2009, med 70 respektive 90 procent (Lazard, 2020). Dessa kostnader kommer antagligen fortsätta minska, men inte lika snabbt. Solkraft kan bli den viktigaste produktionsteknologin i världen till 2050 enligt vissa bedömare, men sådan elproduktion är inte lika effektiv i Sverige.

Kostnaden för ny kärnkraft är svår att uppskatta. De reaktorer som har byggts i Västeuropa och USA under 2000-talet, har haft stora förseningar och har blivit mångdubbelt dyrare än beräknat. Baserat på faktiska projekt, uppskattar Lazard (2020) LCOE för ny kärnkraft till 1,6 kr/kWh. IEA (2022) gör en liknande bedömning för EU, men är mer optimistiska för USA där kostnaden uppskattas till ungefär 1 kr/kWh.²⁹ IEA (2022) bedömer kostnaden för ny kärnkraft i Asien till 60-75 öre/kWh. En anledning till de lägre kostnaderna är den billigare arbetskraften i Asien.

Elmqvist (2021) är mer optimistisk och uppskattar kostnaden för ny svensk kärnkraft till 49-64 öre/kWh. Polen har nyligen kontrakterat tre nya kärnkraftverk som kan hamna inom detta intervall givet att de färdigställs enligt plan och budget. Dock är löne- och byggkostnaderna väsentligt lägre i Polen än Sverige. Styckpriset blir även lägre om man kontrakterar flera enheter samtidigt.

Det finns en förhoppning om att kostnaderna kan bli väsentligt lägre för små modulära kärnkraftverk (SMR), vilka har potential att kunna serietillverkas. IEA (2022) menar vidare att det är lönsamt att göra investeringar som förlänger livstiden för

²⁸ Efter energikrisen 2021 beslutade Texas helt enkelt att förbjuda elavtal med rörligt elpris.

²⁹ Detta stämmer väl överens med U.S. Energy Information Administration (2022) som uppskattar kostnaden till ungefär 90 öre/kWh i USA.

existerande kärnkraftverk. Den typen av investeringar har en total kostnad på runt 40 öre/kWh.

Fossilfri värmekraft som eldar biobränsle eller fossila bränslen med koldioxidlagring, har en skattad kostnad på cirka 1 kr/kWh (IEA, 2022). Anledningen till att biobränsle är förhållandevis dyrt är IEA:s bedömning att det kommer vara brist på biobränsle i Europa. Värmekraft på biobränsle (inklusive grön vätgas) skulle då passa som toppkraft.

En väsentlig andel av Sveriges elproduktion kommer från kraftvärmeverk som producerar både el och värme. Om värmen omhändertas i de nya kärnkraftverk som byggs, skulle de bli mer effektiva och lönsamma. Det blir enklare att genomföra för SMR som är säkrare än storskalig kärnkraft och som därmed kan placeras närmare konsumenterna. Värmebehovet kan öka i industrin, exempelvis i vätgastillverkningen. Å andra sidan förväntas värmehantering effektiviseras kraftigt, så troligtvis kommer värmeproduktionen kan minska.

5.5 Energilagring

Behovet att lagra energi kommer öka i takt med att den väderberoende förnybara produktionen byggs ut. Energilager bidrar med att hålla elsystemet i balans och till att produktion och nät utnyttjas mer effektivt. Sveriges största energilager är vattenkraften. Miljörestriktioner gör dock att det blir svårt att öka vattenkraften i Sverige i stor skala. Det finns dock vissa möjligheter att bygga om vattenkraften. Ett intressant alternativ är pumpkraftverk som pumpar upp vatten till en övre reservoar vatten när priset är lågt och släpper ut vatten till en nedre reservoar när priset är högt. Dessa har en effektivitet på 75-80 procent. En annan stor lagringsresurs är batterier i elbilar.

Man kan även se förskjutning av konsumtion över tid som en sorts energilagring. Exempelvis går det att flytta på förbrukningen i frys, kyl, elvärme, värmepumpar och varmvattenberedare utan att det behöver få någon påtaglig inverkan på effektiviteten i dessa enheter. Vätgaslager fyller en likande funktion genom att bidra till efterfrågefleksibilitet. Hybrit i Luleå planerar ett lager för upp till två veckors produktion av vätgas. Att konvertera vätgas till el är normalt ineffektivt, men kan eventuell vara aktuellt för kraftverk som körs sällan.

5.6 Utbyggnad av transmissionsnätet

De två stora utmaningarna för Svenska kraftnät är utbyggnaden av transmissionsnätet samtidigt som delarna av ledningsnätet som byggdes på 50- och 60-talet behöver förnyas. Takten på investeringarna har därför skruvats upp ordentligt. Planen är en femdubbling av nätinvesteringarna på sex år, från drygt 2 miljarder kronor 2018 till drygt 10 miljarder 2024 (Regeringen, 2022). Därefter ska Svenska kraftnät hålla en hög investeringstakt i drygt 15 år, fram till 2040.

Med smarta lösningar kan överföringen i nätet ökas även innan nätinvesteringarna är gjorda. Svenska kraftnäts bedömning är att sådana åtgärder kan öka överföringen från

norra till södra Sverige med ungefär 800 MW innan 2028, vilket motsvarar en kapacitetshöjning om 10 procent.³⁰

Det är inte lönsamt att bygga bort alla flaskhalsar i nätet, och varje ny produktionsanläggning ska bekosta nödvändiga nätförstärkningar förknippade med anläggningen. Det tidigare undantaget för havsbaserad vindkraft ska avskaffas enligt Tidö-avtalet, något som betydligt kommer fördyra för vindkraft ute till havs.

5.7 Elpriserna på lång sikt

Tre saker kommer med stor sannolikhet prägla framtidens elsystem: 1) fortsatt ökning i vind- och solkraften, 2) ökad mängd toppkraft, 3) ökad lagringskapacitet för energi och ökad flexibilitet i elförbrukningen. Man kan tänka sig att marknaden får tre typer av prisnivåer. Ett pris nära noll när vind- och solkraften producerar för fullt och det finns ett stort överskott av billig elproduktion, ett mycket högt pris när den väderberoende elproduktionen står still och energilagren inte räcker till, och ett mellanläge där kärnkraft, vattenkraft, vätgaslager och andra energilagrar bestämmer priset.

Scenariot ovan är inte olik prisbildningen på dagens marknad, men det kommer bli vanligare med mer extrema priser åt båda håll. Vi ser redan tecken på ökad volatilitet i elpriserna. Teknikutvecklingen bidrar till att minska kostnaderna i elproduktionen. Samtidigt bidrar omställningen mot fossilfri energi till att fördyra värmekraften. Därtill kommer konsumenterna vara med och bekosta alla nödvändiga och omfattande nätförstärkningar. Det framtida elpriset kommer även bero på priskänsligheten i efterfrågan. Vätgas kan importeras eller tillverkas på annat sätt än genom elektrolys. Dessutom kommer fossilfritt stål konkurrera på en global marknad. Det kommer därför krävas låga elpriser för att grön vätgas ska bli lönsam. Alltså kan det bli acceptansen för fortsatt expansion av landbaserad vindkraft som bestämmer hur mycket elförbrukningen och produktionen av grön vätgas kan öka på marknadsmässiga grunder.

6 Diskussion och slutsatser

Priserna på elbörsen har närmast exploderat de senaste åren, och flaskhalsar i överföringsnätet har skapat stora skillnader mellan södra och norra Sverige i kostnaderna för att köpa el. Denna situation har medfört en omfattande inkomstöverföring från konsumenterna till staten under 2021 och 2022 genom de flaskhalsintäkter som Svenska kraftnät tjänar på att köpa billig kraft i norr och sälja den till ett högt pris i söder. Samtidigt ökar nättarifferna som konsumenterna betalar för att underhålla och öka kapaciteten i elnätet. Denna utveckling tydliggör behovet att behandla flaskhalsintäkter som en integrerad del av prisregleringen av elnäten.

Elpriserna speglar energikrisen, som i första hand drabbat Kontinentaleuropa, men som även höjt priserna främst i södra Sverige genom elexporten till grannländerna. Inhemsk faktor, som nerläggning av planerbar elproduktion i södra Sverige, har bidragit till att förvärra situationen. Ett batteri av kortsiktiga åtgärder är nödvändiga

³⁰ Åtgärderna finns i Svenska kraftnät (2022a).

för att lösa den pågående energikrisen. Elförbrukningen behöver minska, särskilt i situationer med risk för elbrist. Den planerbara elproduktionen behöver öka, exempelvis genom igångsättande av elproduktion i malpåse. Därtill kan elnätet utnyttjas bättre, och det är nödvändigt med viss omfördelning från vinnare till förlorare för att kompensera för höga elkostnader. Hushåll med låg inkomst riskerar drabbas särskilt hårt av höga elpriser om de exempelvis inte har råd till att värma upp sin bostad.

Vissa prognoser förutspår fördubblad elförbrukning fram till 2050. Dessa bygger särskilt på en dramatisk ökning av industriell vätgasproduktion genom elektrolys. Denna förbrukning är dock priskänslig, och beroende av billig el. Hur mycket förbrukningen ökar, beror antagligen på hur omfattande utbyggnaden av den landbaserade vindkraften blir. Huruvida havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft blir samhällsekonomiskt lönsamma beror på teknologisk utveckling och hur mycket kostnaderna kan pressas för dessa teknologier. Exempelvis blir kärnkraft mer intressant om även värmen tas tillvara.

Hursomhelst kan vi räkna med en kraftig utbyggnad av både nät och produktion. Hur stor del av kostnaden som drabbar konsumenterna beror på resurseffektiviteten i energiomställningen. För en effektiv omställning behövs långsiktiga och teknikneutrala spelregler samt effektiva tillståndsprocesser. Därtill behöver de politiska riskerna minska och de finansiella marknaderna utvecklas.

Referenser

Aagaard, Todd och Andrew Kleit (2022), *Electricity Capacity Markets*, Cambridge University Press.

ACER (2022), Decision No 11/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 8 August 2022 on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process. [Länk](#).

Bergman, Lars, Niclas Damsgaard, Nils Henrik M. von der Fehr, Pär Holmberg, Lars Joelsson, Per Lundström, Anders Moritz, Mats Nilsson, Rickard Nilsson, Andreas Regnell, Jan Rönnback, Jan Strömbergsson, Magnus Thorstensson och Stefan Montin (2022), "Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad", Energiforskrappport 2022–859.

Bowen, Matt och Paul Dabbar (2022), "Reducing Russian involvement in western nuclear power markets", Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA.

Combs, Jeff (2022), "Impact of Russia's invasion of Ukraine on Nuclear Energy", *IAEE Energy Forum*, Fourth quarter 2022, s. 11–14.

E3G och Ember (2022), "More renewables, less inflation: Restoring EU economic stability through investment in renewables", Briefing Paper, October 2022.

Ei (2022a), "Ei godkänner Svenska kraftnäts ansökan gällande elstöd med ett tillägg om hur mycket man kan få utan att visa kostnader", pressmeddelande 17 november. [Länk](#).

Ei (2022b), "Läget på elmarknaden", Marknadsrapport. [Länk](#).

Ei (2022c), "Reglering av el- och gasnätsverksamhet. Utveckling sedan införandet av förhandsregleringen", Energimarknadsinspektionen R2022:01.

Ei (2022d), "Sveriges el- och naturgasmarknad 2021", Energimarknadsinspektionen R2022:06.

Elmqvist, Åsa (2021), "El från nya anläggningar", Rapport 2021:714, Energiforsk december 2021.

Energiforsk och Profu (2021), "Efterfrågan på fossilfri el. Analys av högnivåscenario." Studien genomfördes på uppdrag av Energiföretagen.

Energimyndigheten (2022), "Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2023: Marknadens funktion och administrativa kostnader", ER 2022:09, Statens energimyndighet, juni 2022.

Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2020), "Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden", *IFN Policy Paper 92*.

Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2022), "Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv", Forskningsrapport SNS.

Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2023), "A survey of capacity mechanisms: lessons for the Swedish electricity market", *The Energy Journal* 44(6).

Holtz, Christian, Saara Hollmén, Petr Spodniak och Dmitri Perekhodtsev (2022), "Measures to improve risk hedging opportunities on the electricity market in Sweden". Rapport författad av konsultbolagen Merlin & Metris AB samt Compass Lexicon på uppdrag av Ei.

Horn, Henrik (2021), "Energistadgefördragets nytta för EU – ekonomiska konsekvenser mot bakgrund av EU:s ambitioner i klimatpolitiken". *Sieps* 2021:5, Svenska institutet för europapolitiska studier (Sieps), Stockholm.

IEA (2019), "Offshore Wind Outlook 2019", *World Energy Outlook Special Report*.

IEA (2022), "Nuclear Power and Secure Energy Transitions: From today's challenges to tomorrow's clean energy systems".

Lazard (2020), *Lazard's levelized cost of energy analysis – version 14.0*.

Lundin, Erik (2021), "Market power and joint ownership: Evidence from nuclear plants in Sweden". *Journal of Industrial Economics* 69(3), s. 485–536.

Lundin, Erik (2022), "Geographic price granularity and investments in wind power: Evidence from a Swedish electricity market splitting reform", *Energy Economics*, under utgivning.

Lundin, Erik och Magnus Söderberg (2022), "Analys av priser och reglering på den svenska elnätmarknaden. Vad kan vi lära av våra grannländer?" Forskningsrapport SNS.

Lundin, Erik och Thomas Tangerås (2020), "Cournot competition in wholesale electricity markets: The Nordic power exchange, Nord Pool", *International Journal of Industrial Organization* 68, 1–20.

Moghim, Farzad H., Hanna Ek Fälth, Lina Reichenberg och Afzal S. Siddiqui (2022), "Climate policy and strategic operations in a hydro-thermal power system", manuskript, Stockholms Universitet.

NEPP (2015), "Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050". Rapport beställd av IVA Vägval el.

Pollitt, Michael (2022), "The Energy Market in Time of War". Center on Regulation in Europe (CERRE).

Regeringen (2022), "Nationell strategi för elektrifiering – en trygg, konkurrenskraftig och hållbar elförsörjning för en historisk klimatomställning." Infrastrukturdepartmentet, I2022/00299.

Riksgälden (2021), "Kreditgarantier för gröna investeringar". [Länk](#).

Svensk Vindenergi (2022), "Statistics and forecast – Q3 2022."

Svenska kraftnät (2021a), "Långsiktig marknadsanalys 2021: Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050".

Svenska kraftnät (2021b), "Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring", SvK 2020/4162. [Länk](#).

Svenska kraftnät (2022a), "Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten". [Länk](#).

Svenska kraftnät (2022b), "Uppdrag att förbereda ytterligare upphandling av förbrukningsflexibilitet och planerbar elproduktion i södra Sverige".

Svenska kraftnät (2023), "Anslut till transmissionsnätet". [Länk](#).

Sweco (2022), "Vindkraftens elpriseffekt", november.

Tangerås, Thomas och Johannes Mauritzen (2018), "Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market", *Journal of Industrial Economics* 66(4), s. 904–941.

U.S. Energy Information Administration (2022), "Levelized Costs of New Generation Resources", Annual Energy Outlook 2022.

Wråke, Markus, Alberto Dalla Riva, Ida Græstad Jensen, Johan Holm, Kenneth Karlsson, Anders Kofoed-Wiuff, Phil Swisher, Thomas Unger (2022), "Lowering prices in a hurry – Electricity Prices in the Wake of Russia's Invasion of Ukraine", Rapport 2022–886, Energiforsk september 2022.

WSP (2020), "Energieffektivisering och dess påverkan på elanvändningen". Rapport framtagen på uppdrag av Svenskt Näringsliv.