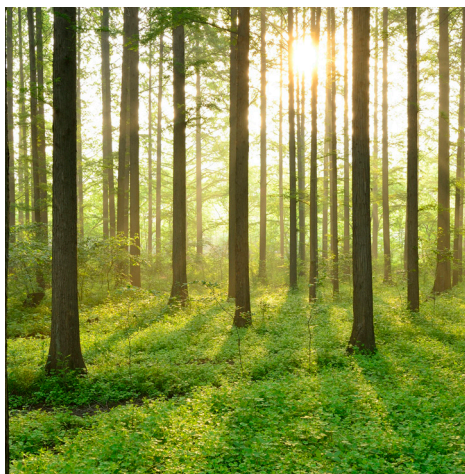


FRAMTIDENS ELMARKNADSDESIGN

RAPPORT 2022:893



Framtidens elmarknadsdesign

Utmaningar och möjligheter

RUNAR BRÄNNLUND

NICLAS DAMSGAARD

BO DICZFALUSY

THOMAS TANGERÅS

THOMAS UNGER

ISBN 978-91-7673-893-1 | © Energiforsk november 2022

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Elmarknaden förändras just nu i snabb takt. Vi ser en kraftig ökning av efterfrågan på el, och samtidigt en snabb utbyggnad av framför allt förnybar elproduktion såsom vind och sol. Nya användningsområden för el tillkommer, liksom ny teknik och utrustning för styrning och lagring. Detta bidrar till att Sveriges klimatmål kan nås, men leder samtidigt till nya och mer svårförutsägbara flöden av el. Den nya elmarknad som vi ser framför oss innebär både utmaningar och möjligheter. Inte minst väcker utvecklingen frågan om hur väl rustat elmarknadens ramverk är för framtiden.

I denna syntesrapport sammanfattas slutsatser och erfarenheter från Energiforsks forskningsprogram om framtidens elmarknadsdesign, FemD. Samtidigt drar författarna en rad egna slutsatser om de utmaningar som väntar runt hörnet och vilka reformer som kan komma att krävas.

Det bör noteras att huvuddelen av projektet har genomförts före Rysslands invasion av Ukraina i februari 2022. Rapporten beskriver ett antal grundläggande frågeställningar och problem kring elmarknadens utveckling och organisation som har funnits under lång tid. De ytterligare problem som har tillkommit i samband med invasionen, i form av höga energipriser och befarad knapphet på energi, har av tidsskäl inte analyserats i denna rapport.

Stefan Montin

Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Elsystemet står inför stora utmaningar. Många bedömare ser i dag framför sig en kraftigt ökad efterfrågan på el under de kommande decennierna. Elektrifieringen kommer av allt att döma få stor betydelse för möjligheterna att nå Sveriges klimatmål. Samtidigt innebär de nya förhållandena att ett antal nya utmaningar uppstår. Av särskilt intresse är hur väl den nuvarande organisationen av elmarknaden svarar mot de behov som vi ser för oss i framtiden.

I denna rapport redovisar vi ett antal slutsatser och bedömningar om behovet av reformer på elmarknaden. Diskussionen baseras på ett antal forskningsrapporter, både inom Energiforsks program FemD och ett antal andra studier. Vi har också försökt fylla en del luckor som inte behandlats inom FemD, bl.a. när det gäller EU:s regelverk och internationaliseringen av elmarknaden. De slutsatser som redovisas i det följande är i första hand våra egna.

Det krävs tydliga drivkrafter för investeringar

För att den ökade efterfrågan på el ska kunna tillgodoses krävs betydande investeringar i alla delar av energisystemet. Det är därför viktigt att förstå om det finns tillräckliga drivkrafter för investeringar i elproduktionsanläggningar och överföringsnät. De studier som vi har tagit del av pekar på att det – inte minst mot bakgrund av den snabba utbyggnaden av vindkraft – finns ett antal nya risker att ta hänsyn till. Det gäller både politiska risker och affärsmässiga risker, t.ex. det faktum att det förväntade ökade elbehovet härrör från ett fåtal mycket stora industrianläggningar, och att den snabba utbyggnaden av vindkraften kan riskera att försämra lönsamheten för både tillkommande vindkraft och annan ny elproduktion.

Ökad variabilitet och risk för effektbrist

En genomgående slutsats av de studier vi har tagit del av är att den framtida elförsörjningen i högre grad än idag kommer att präglas av ökad variabilitet och ökad risk för otillräcklig tillgång till elektrisk effekt. Det finns olika sätt att möta detta. Ett alternativ är att bygga ut mer produktionseffekt som kan ta formen av antingen kraftverk med kort utnyttjningstid (topplasteffekt) eller produktionseffekt med längre utnyttjningstid som kraftvärme eller kärnkraft. Andra alternativ är att introducera ökad efterfrågefleksibilitet (inklusive lagring) och/eller ökad import. Vi konstaterar att oavsett vilka lösningar som väljs så är det viktigt att adressera dessa frågor så snart som möjligt och att skapa incitament för att de önskade lösningarna ska komma till stånd.

Hantering av överföringsbegränsningar

Den förväntade ökade efterfrågan på el ställer krav på överföringsnäten. I ett längre perspektiv är det nödvändigt att det sker tillräckliga investeringar i både elproduktion och överföringsnät, för att möta den förväntade ökade efterfrågan.

Men i ett mer näraliggande tidsperspektiv kommer hanteringen av överföringsbegränsningar sannolikt att bli en allt viktigare fråga.

Det finns en rad olika metoder för att komma till rätta med begränsningar i överföringsnäten. När det gäller högspänningsnätet (transmissionsnätet) tillämpar man i Sverige och många andra europeiska länder i allmänhet någon form av geografisk zonindelning, medan det i t.ex. Nordamerika är vanligt med s.k. nodprissättning. Vi förespråkar inte någon förändring av den zonbaserade modell som används i Sverige, men konstaterar att det kan krävas en översyn av elområdena. I lokalnäten används andra metoder, bl.a. nättariffer, flexibla anslutningsavtal och s.k. flexibilitetsmarknader. Inom alla dessa områden krävs både forskning och utvecklingsinsatser.

Elsystemets stabilitet i fokus

I takt med att elsystemet förändras, kommer frågor om elsystemets stabilitet att få allt större utrymme i diskussionen. En viktig fråga att hantera är hur behovet av så kallade stödtjänster kan tillgodoses, för att upprätthålla frekvens och stabilitet. I dag prissätts inte en rad stödtjänster som krävs för att upprätthålla elsystemets stabilitet och robusthet såsom frekvens- och spänningshållning. En viktig fråga som behandlas i rapporten är i vilken mån det är möjligt att skapa effektiva marknader för sådana tjänster, eller om de behöver tillhandahållas på annat sätt, t.ex. genom upphandling.

På väg mot en integrerad europeisk elmarknad

Det sker en snabb utveckling i riktning mot en mer globaliserad och integrerad europeisk elmarknad, både genom att fler överföringsförbindelser byggs och genom att det europeiska gemensamma regelverket successivt utvecklas. Det leder till att elpriserna jämnas ut, och till att försörjningstryggheten kan stärkas. Men i takt med den ökade integrationen minskar handlingsfriheten för svenska politiska beslut. Sverige blir alltmer en del i en gemensam europeisk elmarknad. Det ställer nya krav på energipolitiken.

Ökat intresse för lokala lösningar

Parallellt med den europeiska integrationen ser vi ett ökat intresse för lokal och decentraliserad elproduktion. Faktorer som bidrar till detta är bland annat utvecklingen av ny teknik, smarta hem och elfordon. Vi konstaterar att problemställningar som rör tillhandahållande av flexibilitet kan få stor betydelse, liksom koordineringen mellan elnätets olika nivåer.

Behöver elmarknaden reformeras?

Huvudfrågan för FemD programmet är huruvida den nuvarande designen av elmarknaden är tillräcklig och lämplig för att möta framtidens behov. På grundval av de studier vi har gått igenom är det för tidigt att säga om det i dag krävs någon mer fundamental förändring av elmarknadens design. Mycket pekar dock enligt vår uppfattning på att det är viktigt att skapa nya incitament för att få till stånd nödvändiga investeringar i effekt och överföringsnät. Också frågor om systemstabilitet väntas få allt större betydelse. En ytterligare slutsats av vår

genomgång är att korrekta prissignaler har stor betydelse för att elmarknaden ska fungera effektivt på både kort och lång sikt.

Nyckelord

Elmarknad, elmarknadsdesign, elproduktion, elnät, FemD, stödtjänster, nodprissättning

Summary

The electricity system faces major challenges. Many assessors today foresee a greatly increased demand for electricity in the coming decades. Electrification will, by all accounts, be of great importance for the possibilities of reaching Sweden's climate goals. At the same time, the new conditions mean that a number of new challenges arise. Of particular interest is how well the current organization of the electricity market responds to the needs we see in the future.

In this report, we present assessments and conclusions about the need for reforms in the electricity market. The discussion is based on research reports, both from the other research areas within Energiforsk's programme FemD and a number of other relevant studies. This report aims to fill some gaps that were not addressed in previous reports from the FemD programme. More specifically in terms of EU regulations and the internationalisation of the electricity market. The conclusions reported in the following are primarily results from the FemD programme and the analysis carried out therein.

Clear driving forces are required for investments

To be able to meet the increased demand for electricity, significant investments are required in all parts of the energy system. It is therefore important to understand whether there are sufficient drivers for investment in electricity generation facilities and transmission networks. The studies we have seen indicate that - not least in light of the rapid expansion of wind power - there are a number of new risks to take into account. This applies to both political risks and business risks, e.g. the expected increase in electricity demand originates from a few sizeable industrial facilities, and the rapid expansion of wind power may risk impairing the profitability of both additional wind power and other new electricity production.

Increased variability and risk of lacking capacity

A consistent conclusion in the studies we have reviewed is that future electricity supply will to a greater degree than today be characterised by increased variability and increased risk of insufficient power capacity. There are different ways to face this. One option is to build out more production capacity which can take the form of either power plants with short utilisation period (peak load capacity) or production plants with longer utilisation period such as cogeneration or nuclear power. Other options could be to introduce increased demand flexibility (including storage) and/or increased imports. We note that regardless of solution chosen, it is important to address these issues as soon as possible and to create incentives for the desired solutions to be realised.

Bottleneck management

The expected increased demand for electricity creates demands on the transmission networks. In a longer perspective, it is necessary that there are sufficient investments in both electricity production and transmission networks, to

be able to meet expected increase in demand. However, in the near term, management of transmission constraints is likely to become an increasingly important issue.

There are several different methods to deal with limitations in transmission networks. When it comes to the high-voltage grid (transmission grid), Sweden and many other European countries generally apply some form of geographical zoning, while in North America it is also common with so-called nodal pricing. We do not advocate any change to the zone-based model used in Sweden but note that a review of the present electricity areas may be required. Other methods are used in local area networks, i.e. network tariffs, flexible connection agreements and so-called flexibility markets. In all these areas, both research and development efforts are required.

The stability of the electricity system in focus

As the electricity system changes, questions about the stability of the electricity system will gain more and more attention in the discussion. An important issue to deal with is how the need for support services can be met in order to maintain frequency and stability. Today, a range of support services required to maintain the stability and robustness of the electricity system, such as frequency and voltage maintenance, are not priced. An important question addressed in the report is the extent to which it is possible to create efficient markets for such services, or whether they need to be provided in other ways, e.g. through procurement.

Towards an integrated European electricity market

There is rapid development in the direction towards an integrated European electricity market, both through the construction of more transmission connections and through the progressive development of the common European regulatory framework. This leads to an equalisation of electricity prices, and to the fact that security of supply can be strengthened. But in step with the increased integration, the freedom of action for Swedish political decisions decreases. Sweden is increasingly becoming part of a common European electricity market. This places new demands on energy policy.

Increased interest in local solutions

Parallel to the European integration, we see an increased interest in local and decentralised electricity production. Factors that contribute to this include the development of new technology, smart homes, and electric vehicles. We note that issues relating to the provision of flexibility can be of great importance, as can the coordination between the different levels of the electricity network.

Does the electricity market need to be reformed?

The main question for the FemD programme is whether the current design of the electricity market is sufficient and suitable to meet the needs of the future. Based on the studies we have reviewed; it is too early to say whether a more fundamental change in the design of the electricity market is required. However, in our view, much point to the fact that it is important to create new incentives to bring about the necessary investments in power and transmission networks. Questions about

system stability are also expected to gain increasing importance. A further conclusion of our review is that correct price signals are of great importance for the electricity market to function efficiently in both the short and long term.

Innehållsförteckning

1	Inledning	11
1.1	Om denna rapport och Fem D-projektet	11
2	Övergripande observationer och slutsatser	12
2.1	En ny situation	12
2.2	Hinder och utmaningar i omställningen	12
2.3	Om variabilitet och planerbar elproduktion	13
2.4	Hantering av nätbegränsningar	14
2.5	Elsystemets stabilitet	15
2.6	Lokala marknader	16
2.7	Behövs det en ny elmarknadsdesign?	16
3	Elsystemet och elförsörjningen	18
3.1	Elförsörjningens organisation	18
3.2	Omvärldsfaktorer	21
3.3	Förändrad systemsyn, sektorkoppling, digitalisering och morgondagens aktörer	22
3.4	Elproduktion, elanvändning och elektrifiering	23
3.5	Den viktiga effektbalansen	26
3.6	Investeringar i fossilfri elproduktion	28
3.7	En integrerad europeisk elmarknad	30
3.8	Elbörser och marknadskoppling	31
4	Om marknadsdesign	33
4.1	Inledning	33
4.2	Hur får vi tillräckliga investeringar i kraftproduktion?	33
4.3	resursTillräcklighet på en integrerad marknad	35
4.4	Hantering av begränsningar i överföringsnäten	36
4.4.1	Ökat fokus på systemstabilitet	38
4.5	Betydelsen av intradag-handeln för effektiviteten på elmarknaden	39
5	Lokala marknader	42
5.1	Inledning	42
5.2	Lokala medborgarenergigemenskaper	42
5.3	Lokala och regionala flexibilitetsmarknader	43
5.4	Lokala marknader och elprisområden	43
Bilaga A:	Systemövergripande produkter på balansmarknaden	46

1 Inledning

1.1 OM DENNA RAPPORT OCH FEM D-PROJEKTET

Avsikten med denna rapport är att, med utgångspunkt i forskningsprogrammet FemD och ett antal relaterade rapporter, diskutera några av de utmaningar som elsystemet står inför, med fokus på elmarknadens organisation och design. Vår ambition är att utvärdera de slutsatser som har dragits in FemD-projektet och att kommunicera resultaten av slutsatserna från de olika rapporterna på ett sätt som är begripligt och relevant för en större krets av beslutsfattare, forskare och andra intresserade.

Målet med FemD-programmet¹ är att visa hur elmarknaden kan utformas för att bäst möta nya krav och förändrade villkor. Problemområdet innefattar bl.a. designen av centrala institutioner och regelverk på elmarknaden, den framtida rollfördelningen mellan olika aktörer och de samhällsekonomiska effekterna och konsekvenserna av olika förändringar.

Rapporten är disponerad på följande sätt. I kapitel 2 presenteras ett antal övergripande observationer och slutsatser som bygger på slutsatserna i ett antal forskningsrapporter tillsammans med en analys av författarna till denna rapport. I de följande kapitlen ges en fördjupad beskrivning av de utmaningar som elmarknaden står inför, liksom resultaten av några av de relevanta forskningsprojekt som vi har tagit del av. I kapitel 3 beskrivs elsystemet mer i detalj och slutsatser från ett antal scenarier presenteras. Vidare tar vi upp några viktiga aspekter på den framtida elförsörjningen. I kapitel 4 diskuterar vi marknadsdesign och vilken utveckling som kan behöva ske på detta område. I kapitel 5 redovisas vissa aspekter på lokala elmarknader.

¹ Förkortningen FemD står för Framtidens ElmarknadsDesign

2 Övergripande observationer och slutsatser

2.1 EN NY SITUATION

Under de senaste åren har el- och energimarknaderna genomgått betydande förändringar. Vi har sett en snabb teknisk utveckling, en stor ökning av investeringarna i förnybar energi framför allt vindkraft, utveckling av batterilagring, solceller, kraftelektronik och annat. Sannolikt är detta bara början på en utveckling, som till stor del drivs av klimatfrågans ökade betydelse.

Också den globala utvecklingen politiskt och på de internationella bränslemarknaderna innebär på många sätt att vi står inför en ny situation. Omvärlden förändrades på ett dramatiskt sätt i slutet av februari 2022 genom det väpnade överfallet på Ukraina. Detta har lett till en ny geopolitisk spelplan och kommer att ha stor påverkan på den fortsatta energi- och klimatpolitiken i Europa, synen på försörjningstrygghet och internationell handel med energi. Många länder ser nu över både sina leveransvägar för fossil energi och sina möjligheter att ersätta olja, kol och gas med andra energislag.

På kort sikt kan den nya situationen väntas leda till högre priser på el och annan energi. På längre sikt kan det nya läget i världen innebära att omställningen från fossil till icke-fossil energi snabbas upp, att medvetenheten om sårbarhetsfrågor ökar, och att frågor om självförsörjning får ökad vikt.

Hur energipolitiken utformas har haft och kommer av allt att döma att fortsatt få stor betydelse för omvandlingen av energisystemet. Dels gäller det utformningen av skatter, ekonomiska stöd, tillståndprocesser med mera. Dels gäller det betydelsen av politiska signaler såsom mål för klimatutsläppen, för andelen förnybar energi eller för kärnkraftens framtida roll. Sådana mål ger viktiga signaler till marknadens aktörer både när det gäller utveckling av teknik och när det gäller investeringsviljan. I sammanhanget kan konstateras att energipolitiken fortfarande i praktiken i stor utsträckning är en nationell angelägenhet, trots strävanden från främst EU att harmonisera medlemsländernas mål och styrmedel.

En särskild fråga gäller i vilken utsträckning olika utformning av politiska mål och styrmedel påverkar behovet av att ändra elmarknadens design. I det följande diskuterar vi en del av de utmaningar vi ser framför oss. Enligt vår uppfattning kommer elmarknadens organisation och funktion fortsatt vara ett viktigt forskningsfält, i takt med att verkligheten förändras.

2.2 HINDER OCH UTMANINGAR I OMSTÄLLNINGEN

Många bedömare ser i dag framför sig en kraftigt ökad efterfrågan på el under de kommande decennierna. I kapitel 3 beskrivs några av de scenarier som har publicerats på senare tid. Gemensamt för dessa är att de förutser en väsentligt ökad efterfrågan på el under de kommande 10-20 åren. Det rör sig i de flesta redovisade scenarierna om en fördubbling av elanvändningen eller ännu mer. Samtidigt kan man konstatera att det finns ett stort mått av osäkerhet i dessa resultat. Exempelvis härrör en stor del av den förväntade framtida

efterfrågeökningen från ett fåtal mycket stora industriprojekt som bygger på att producera vätgas med hjälp av elektricitet. Om dessa inte kommer till stånd blir det förväntade elbehovet betydligt lägre.

För att den ökade efterfrågan ska kunna tillgodoses krävs stora investeringar i både elproduktionsanläggningar och överföringsnät. Att det finns ett behov betyder dock inte nödvändigtvis att investeringarna kommer att genomföras. De faktiska investeringsbesluten bestäms av en rad faktorer såsom förväntade priser och kostnader, politiska förutsättningar (skatter, subventioner m.m.), teknikutveckling, tillståndsprocesser och acceptansfrågor. En huvudfråga för FemD-projektet är att analysera vilka institutionella förutsättningar som krävs för att dessa investeringar ska komma till stånd. Utöver detta krävs också att elsystemets olika delar går i takt med varandra, så att det exempelvis finns tillräcklig nätkapacitet nationellt och lokalt för att möta en ökad efterfrågan.

Det kraftslag vars kapacitet har ökat mest i Sverige under de senaste åren, och som förväntas öka mest under de kommande åren, är vindkraften. Faktorer som drivit fram utvecklingen inkluderar goda vindlägen, att vi är ett glest befolkat och bebyggt land, samt en väl utbyggd infrastruktur (elnät, vägnät med mera). Framtidsutsikterna för vindkraften bestäms i första hand av den förväntade ekonomiska lönsamheten. En snabb utbyggnad av vindkraften kan under vissa förhållanden leda till ett lägre elpris under de timmar då vindkraftverken producerar mest.

Samtidigt kan man konstatera att elmarknadens design kan ha stor betydelse för var investeringar sker. Exempelvis pekar resultaten från en av de rapporter som ingår i FemD att förväntningar om skillnader i elpriser, som härrör från indelningen i elområden, faktiskt påverkar var man lokaliserar investeringar i ny elproduktion.

Även när det gäller andra energislag finns det en rad faktorer utöver den förväntade ekonomiska lönsamheten som avgör i vilken mån investeringar kommer till stånd. Inte minst gäller det lokala acceptansfrågor och hantering av motstående intressen av andra slag såsom försvars- och miljöhänsyn. Det finns således en rad potentiella hinder och begränsningar för vilka kraftslag som i verkligheten kommer att byggas ut.

2.3 OM VARIABILITET OCH PLANERBAR ELPRODUKTION

En genomgående slutsats av de studier vi tagit del av är att den framtida elförsörjningen i högre grad än i dag kommer att präglas av ökad variabilitet och ökad risk för otillräcklig tillgång till elektrisk effekt. Dessa problem kan hanteras på olika sätt. Ett alternativ är att bygga ut mer produktionseffekt som kan ta formen av antingen produktionseffekt med kort utnyttjningstid (topplasteffekt) eller produktionseffekt med längre utnyttjningstid som kraftvärme eller kärnkraft. Andra alternativ är att introducera ökad efterfrågeflexibilitet (inklusive lagring) och/eller ökad import. Präglas man av en relativt optimistisk syn på teknikutveckling och utsikterna för att involvera och aktivera stora delar av elanvändarna på elmarknaden så tenderar man att tillmäta efterfrågeflexibilitet och energilagring stor betydelse för den framtida effektbalansen. Om man å andra

sidan känner stor osäkerhet inför potentialen för efterfrågefleksibilitet så tenderar man att propagera för att det kommer att behövas (mycket) mer planerbar produktionseffekt i framtiden och att detta utgör skäl för separat stöd eller premiering av sådan kapacitet på annat sätt.

Det är inte osannolikt att en mer omfattande och effektiv implementering av efterfrågefleksibilitet kan komma att fordra en förändrad elmarknadsdesign. Ett skäl kan exempelvis vara att en flexibel förbrukning, i kombination med intelligent styrning, kan svara mer eller mindre momentant på elprissignaler. Om den samlade flexibiliteten är tillräckligt stor kan detta väsentligt påverka prisbildningen på dagen före-marknaden (se kapitel 3 om elmarknadens organisation). Det finns vissa inneboende fördelar med planerbar produktionseffekt som berör exempelvis uthållighet. Efterfrågefleksibilitet har å andra sidan fördelar som inbegriper relativt låga kapitalkostnader, snabbhet samt en mångfald av aktörer och åtgärder (reduktans). Det är troligt att elsystemets aktörer kommer att efterfråga såväl planerbar produktionseffekt som efterfrågefleksibilitet, i synnerhet om vi utgår från en kraftigt ökad efterfrågan på el.

2.4 HANTERING AV NÄTBEGRÄNSNINGAR

I ett längre perspektiv är det nödvändigt att det sker tillräckliga investeringar i både elproduktion och överföringsnät, för att möta den förväntade ökade efterfrågan. Men i ett mer näraliggande tidsperspektiv kommer hanteringen av överföringsbegränsningar sannolikt att bli en allt viktigare fråga. Under senare år har detta illustrerats både av att det under långa perioder har förekommit stora skillnader i elpriset mellan norra och södra Sverige, och av att lokala nätföretag i flera fall har tvingats neka företag att ansluta sig till distributionsnätet till följd av kapacitetsbrist i de lokala näten. Det finns således anledning att skilja på å ena sidan den kortsiktiga balanseringen mellan produktion och användning av el inom olika geografiska områden, å andra sidan frågan om utbyggnaden av överföringsnäten.

Som framgår av kapitel 4 nedan finns det en rad olika metoder för att komma till rätta med begränsningar i överföringsnäten. När det gäller högspänningsnätet (transmissionsnätet) tillämpar man i Sverige och många andra europeiska länder i allmänhet någon form av geografisk zonindelning, medan det i t.ex. Nordamerika är vanligt med s.k. nodprissättning. Sådan prissättning innebär att varje anslutningspunkt i elnätet i princip kan ha ett eget pris som återspeglar knappheten på kapacitet. Sveriges nuvarande indelning i elområden framgår av kapitel 3.

För att en elmarknad ska fungera effektivt, måste elpriserna i princip överallt och vid varje tidpunkt återspegla de resursbegränsningar som finns i systemet. Detta skapar dock inte någon enkel handlingsregel för att avgöra hur elprisområden ska utformas. Små elområden ger förutsättningar för en bättre kortsiktig optimering av systemet. Samtidigt kan priserna i (alltför) små områden bli känsliga för relativt små förändringar i utbud och efterfrågan, samt leda till att likviditeten i längre finansiella kontrakt kan bli låg. Detta kan medföra en förhöjd risk för investerare, vilket kan motverka investeringar. Detta argument framförs ofta av

marknadsaktörer/investerare. Dock saknas systematiska metoder för att analysera en sådan effekt, vilket gör det svårt att fullt ut beakta sådana faktorer exempelvis i nätinvesteringar eller i beslut om indelning i elområden. Också från kunders synpunkt kan alltför stora prisskillnader mellan olika geografiska områden upplevas som omotiverade och orättvisa.

När det gäller kapacitetsbegränsningar på lokal nivå finns också flera metoder för att hantera begränsningar. Dit hör flexibilitetsmarknader, utformningen av nättariffer och olika typer av flexibla anslutningsavtal. Dessa frågor behandlas utförligare i kapitel 5.

2.5 ELSYSTEMETS STABILITET

I takt med att elsystemet har förändrats, har frågor om elsystemets stabilitet fått större utrymme i diskussionen om den framtida elmarknaden. Det har bl.a. framförts att kostnaderna för väderberoende elproduktion inte prissätts korrekt eftersom produktionens påverkan på stabiliteten i elsystemet inte räknas in. Från samma utgångspunkt kritiserar man att planerbar elproduktion inte får betalt för de systemtjänster som den levererar. Vad gäller frekvensstabilitet anges det ibland som ett problem att avräkningen på marknaderna sker på timbasis. Ett vindkraftverk anses således ha fullgjort sin leveransskyldighet om det åstadkommit den planerade produktionen för timmen som helhet, oavsett om det förekommit stora variationer inom timmen. Obalanser inom leveranstimmen prissätts således inte, vilket minskar den uppgivna systemkostnaden för väderberoende elproduktion. Detta problem kommer dock sannolikt att minska inom en snar framtid när leveransperioderna kortas ner till femton minuter. Det återstår att se om det kommer att behövas ännu kortare leveransperioder i framtiden.

Stödtjänstmarknaderna växer för närvarande snabbt med nya produkter och ökande volymer. Fortfarande prissätts dock inte en rad stödtjänster som krävs för att upprätthålla elsystemets stabilitet och robusthet såsom frekvens- och spänningshållning. Ur ett frekvensperspektiv är det marginella värdet av rotationsenergi än så länge mycket litet under större delen av året, eftersom överföringssystemets kapacitet oftast överskrider behovet. Just nu uppstår utmaningarna särskilt sommartid under helger. Noteras bör också att reaktiv effekt till stor del är en lokal eller regional nytta. Ett alternativ är en modell där Svenska kraftnät upphandlar sådana tjänster på långsiktiga kontrakt.

Som framgått ovan kommer behovet av att upphandla stödtjänster sannolikt att öka framöver. I så fall torde detta kunna skapa underlag för en konkurrenssatt marknad där många aktörer kan leverera de efterfrågade tjänsterna. En av de här redovisade delstudierna pekar dock på att det inte är givet att det kommersiella värdet av att sälja sådana systemtjänster blir särskilt högt för befintlig elproduktion ens i en framtid med ett mer ansträngt elsystem. I sammanhanget bör påpekas att det finns en utbytbarhet mellan olika energibärare (el, fjärrvärme, gas). I ett systemperspektiv handlar det alltså inte om att optimera elsystemet utan hela energisystemet.

2.6 LOKALA MARKNADER

Utvecklingen mot en mer decentraliserad elproduktion i kombination med nya tekniker, smarta hem och elbilar har lett till ett ökat intresse för lokala elmarknader. Begreppet "lokala marknader" är dock inte entydigt, utan kan avse en rad olika företeelser. Dessa frågor diskuteras utförligare i kapitel 5.

Man kan dock urskilja ett antal huvudfrågor. En sådan är vilken roll nätföretagen kan spela för ett effektivare nätnyttjande. Betydelsefulla frågor rör bl.a. utformningen av nättariffer och anslutningsavtal. I detta sammanhang får också problemställningar som rör tillhandahållande av flexibilitet på lokal och regional nivå stor betydelse. Enligt en studie som redovisas nedan är flexibiliteten, med nuvarande teknologi, mycket begränsad på lokal nivå.

En annan fråga är om koordineringen mellan transmission och distribution av el är effektiv eller om det finns förbättringspotential. En tredje fråga, som är relaterad till de två första, är om dagens elmarknadsmodell är ändamålsenlig och kan möta de förväntade utmaningarna, eller om det finns skäl till förändringar i riktning mot mer lokala marknader.

2.7 BEHÖVS DET EN NY ELMARKNADSDESIGN?

Omställningen mot ett energisystem helt utan utsläpp av växthusgaser beskrivs ibland som ett paradigmskifte inom elförsörjningen i Sverige. Frågan är om detta fysiska paradigmskifte även måste innebära ett paradigmskifte för elmarknaden för att kunna fungera effektivt.

Det finns ett stort antal analyser som indikerar att en tydlig ökning i elanvändning och i variabel icke-planerbar elproduktion inte nödvändigtvis måste associeras med dramatiska förändringar eller omvälvningar på framtidens elmarknad. Men det är också viktigt att komma ihåg att sådana analyser vanligen utgår från "normala" tillstånd i övrigt. Avvikelse från ett sådant "normaltillstånd" som exempelvis (extremt) kalla år, år med (mycket) låg tillrinning i vattenmagasinen, år eller perioder med (mycket) låg tillgång till vind samt perioder eller år med signifikanta störningar i viktiga produktionsanläggningar eller i elöverföring kan leda till betydande konsekvenser eftersom både marginalerna och robustheten i systemet minskar om man inte ägnar detta särskild uppmärksamhet.

Vår genomgång väcker viktiga frågor om försörjningstrygghet och leveranssäkerhet, som från olika aspekter har behandlats inom FemD-projektet. Bör vi till exempel – i likhet med många andra länder – formalisera ett överordnat mått på leveranssäkerhet? Kan vi ålägga elhandlare en plikt att handla upp en viss andel av sitt elbehov med planerbar elproduktion? Vilken typ av reserver eller buffert anser vi vara önskvärda eller nödvändiga, med hänsyn till att behovet av sådan kapacitet kommer att vara oregelbundet och sannolikt inte efterfrågas ens varje år? Och vad innebär detta för elmarknadens design? Dessa frågor har inga entydiga svar, utan är i grund och botten politiska.

En genomgående slutsats av vår genomgång av olika forskningsrapporter är att korrekta prissignaler har stor betydelse för att elmarknaden ska fungera effektivt på kort och lång sikt. Det kan t.ex. innebära att det vid knapphetssituationer kan

uppstå mycket höga elpriser. Det ligger då nära till hands för politiker att göra politiska ingrepp av olika slag för att skydda konsumenterna ekonomiskt. Sådana politiska ingrepp kan dock t.ex. minska lönsamheten i att investera i anläggningar för toppkraft, som främst gör sina vinster vid ansträngda effektsituationer när priset är högt. Om elpriserna beläggs med någon typ av tak blir det mindre lönsamt att investera i energieffektivisering, flexibel elförbrukning och energilagring. Och om det vidtas åtgärder för att elpriserna ska vara desamma överallt försvinner incitamenten att investera i geografiska områden med obalanser i elförsörjningen

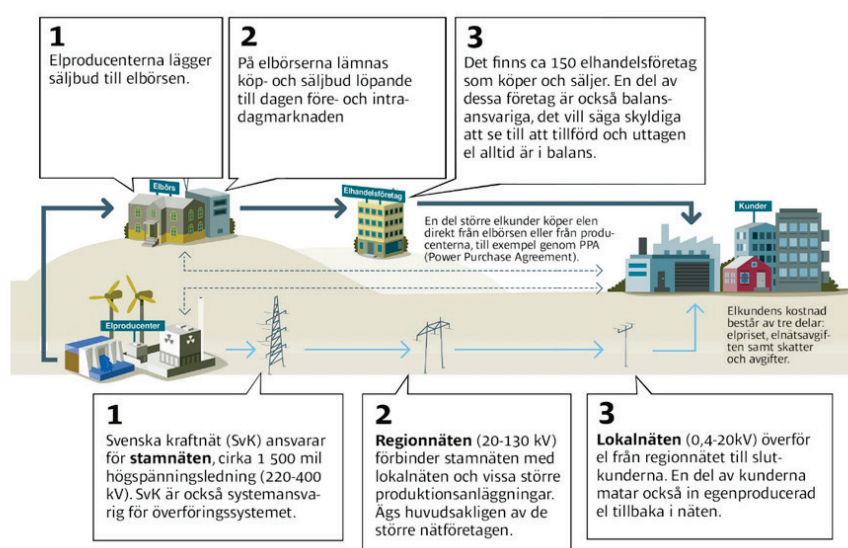
I debatten höjs även ibland röster för att begränsa integrationen med utlandet, vilket för svensk del förvisso skulle innebära lägre elpriser för konsumenterna, men även lägre lönsamhet för investeringar i ny elproduktion och sämre möjligheter att möta toppar i efterfrågan med hjälp av import.

Mot bakgrund av de resultat som har kommit fram inom FemD-projektet är det enligt vår uppfattning för tidigt att säga om det krävs någon mer fundamental förändring av elmarknadens design. Samtidigt har vi noterat att allt fler förslag som har samband med förändringar av marknadsdesignen lyfts i debatten. Av det material vi tagit del av förefaller det som om frågan om lämpliga incitament för att få fram tillräcklig effekt förtjänar särskild uppmärksamhet, liksom frågor om systemstabilitet. Vi rekommenderar därför att det initieras fortsatta studier för att närmare studera möjliga lösningar på dessa frågor, och vilka effekter dessa lösningar kan förväntas ha.

3 Elsystemet och elförsörjningen

3.1 ELFÖRSÖRJNINGENS ORGANISATION

Sedan mitten av 1990-talet, då elmarknaden omreglerades, utgörs elförsörjningen av två distinkta delar: Dels en i huvudsak oreglerad marknad ("elmarknaden") där el köps och säljs utifrån kommersiella avtal. Dels en marknad för elnätstjänster, som är ett legalt monopol, och som är föremål för en omfattande offentlig reglering. Detta illustreras i *figur 3.1*:



Figur 3.1: Principskiss av elmarknaden och marknaden för elnätstjänster (Källa: Energitidningen nr 6/2020)

Den övre delen av figur 3.1 illustrerar handeln med el, det som här benämns elmarknaden, medan figurens nedre del utgörs av nättjänster, som är ett reglerat monopol och som övervakas av Energimarknadsinspektionen.

Som framgår av figur 3.1:s nedre del är det svenska elnätet indelat i tre nivåer: Transmissionsnät (tidigare benämnt stamnät), regionnät och lokalnät. Motsvarande begrepp på EU-nivå är "överföringssystem" för transmissionsnätet, och "distributionssystem" för region- och lokalnät. Elnätsföretagen har monopol inom de geografiska områden där de verkar och är därmed föremål för en statlig reglering med Energimarknadsinspektionen (Ei) som ansvarig myndighet. Överföringssystemet omfattar även sammanlänknings till angränsande system, de s.k. utlandsförbindelserna.

Liksom övriga nätföretag har Svenska kraftnät ansvar för utbyggnad av överföringssystemet vid behov och dessutom, i tillämpliga fall, dess sammanlänknings till andra system (utlandsförbindelser) för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. Svenska kraftnät har dessutom systemansvaret, ett lagstadgat ansvar för att det svenska överföringssystemet för el är hållbart, säkert och kostnadseffektivt.

Sverige har ett väl utbyggt högspänningsnät men under senare år har det allt oftare saknats tillräcklig kapacitet i transmissionsnätet för att föra över tillräckliga mängder el, vilket bl.a. illustreras av de stora skillnaderna i pris mellan olika elområden. Sedan november 2011 är Sverige indelat i fyra så kallade elområden. Syftet med områdesindelningen är att göra det mer lönsamt att producera el där efterfrågan är hög och minska behovet av att transportera el över långa avstånd. Dessutom uppmuntras till investeringar i stamnätet. De fyra elområdena framgår av *figur 3.2*:



Figur 3.2: Sveriges elområden (Källa: Svenska kraftnät)

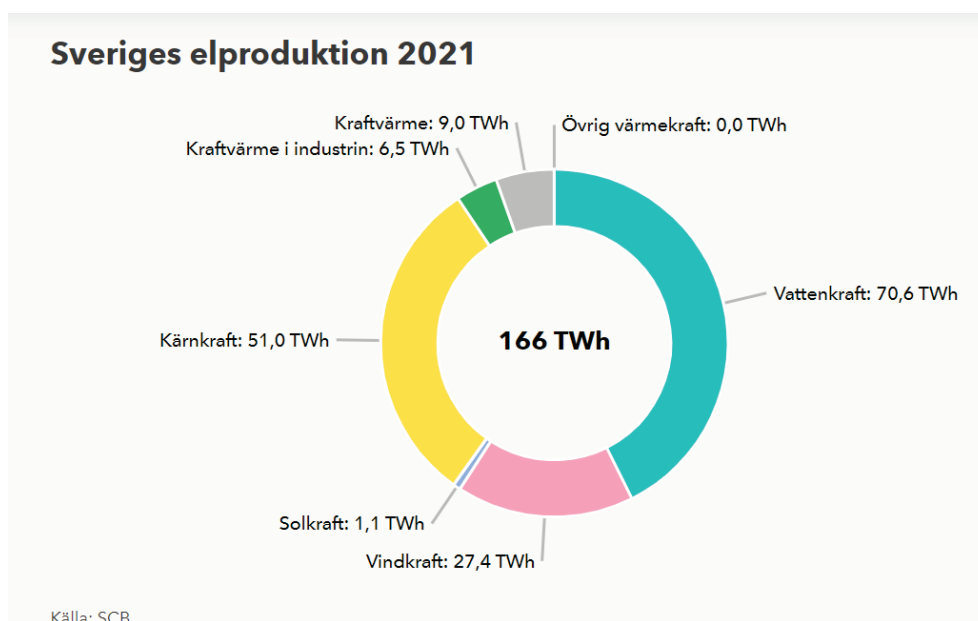
Den svenska elmarknaden bygger på den så kallade energy only-principen där elproducenterna enbart får betalt per levererad kilowattimme. Flödet på elmarknaden består dels av den fysiska leveransen via elnätet, dels det ekonomiska flödet som går via elbörsen, elhandlarna eller via bilaterala avtal. Det är därför något oegentligt att tala om "elmarknaden" som en enhetlig marknad. I själva verket utgörs denna marknad av en sekvens av marknader med olika tidskonstanter. Detta framgår av *figur 3.3*.



Figur 3.3: Elmarknadens delmarknader

Elmarknaden kan, som illustreras i *figur 3.3*, delas in i fyra delmarknader: från finansiell handel med långa kontrakt till s.k. reglerkraft under leveranstimmen.

År 2021 producerades sammanlagt 166 TWh el i Sverige. Produktionens fördelning på olika kraftslag framgår av *figur 3.4*.



Figur 3.4: Sveriges elproduktion år 2021

Vattenkraften stod för en elproduktion om 71 TWh, vilket utgjorde 42 procent av Sveriges totala elproduktion. Kärnkraften stod för 51 TWh, motsvarande 31 procent av den totala elproduktionen i Sverige. Den största förändringen under senare år gäller vindkraftens bidrag. Från att bara för några år sedan ha spelat en blygsam roll svarar vindkraften i dag för mer än 15 procent av den samlade elproduktionen, och är också det kraftslag som förväntas växa snabbast under de närmaste åren.

Genom högspänningsledningar och kablar till sex länder (Finland, Norge, Danmark, Polen, Tyskland och Litauen) med en sammanlagd handelskapacitet om drygt 10 000 MW (motsvarande ca 25 procent av den installerade effekten i kraftproduktionen) exporterar och importerar vi stora mängder el. Under 2021 var

Sveriges nettoexport drygt 25 TWh, motsvarande ca 18 procent av den inhemska konsumtionen. Under senare år har Sverige haft en betydande nettoexport av el, i storleksordningen 10-30 TWh per år. Under dessa aggregerade tal ryms perioder med nettoflöden både till och från Sverige. De senaste åren har dock Sverige varit nettoexportör under huvuddelen av alla årets timmar. Den viktigaste orsaken är att vindkraft har byggts ut i snabb takt, samtidigt som kärnkraftverken har fortsatt att producera el. Samtidigt har den samlade efterfrågan på el varit mer eller mindre konstant.

3.2 OMVÄRLDSFAKTORER

Elsystemets utveckling på kort och lång sikt påverkas av en mängd faktorer som i olika grad påverkar olika delar av elsystemet, elmarknaden och dess aktörer. Dit hör dels energi- och klimatpolitiken, dels den tekniska utvecklingen.

Klimatpolitiken drivs framför allt av EU:s mål om nettonollutsläpp för växthusgaser inom unionen till 2050 men också av det mer närliggande målet till 2030. Det senare innebär att EU-kommissionen önskar skärpa nuvarande utsläppsmål till en utsläppsminskning på 55% (i dag 40%) jämfört med utsläppsnivån 1990 (Kommissionens så kallade "Fit for 55"-paket).² Till det övergripande klimatmålet kommer en rad andra energi- och klimatpolitiska mål som exempelvis förnybarhetsmålet och effektiviseringsmålet.³ Det senaste decenniets utveckling av elsystemet i Sverige och i resten av EU har påverkats starkt av denna politik.

Teknisk utveckling har fått en allt större betydelse i takt med att kostnaderna för förnybar elproduktion drivits ner vilket har medfört att investeringar i sådan teknik numera kan ske helt på marknadsmässiga grunder och utan riktade stöd. Flera bedömare ser en liknande utveckling framför sig även för energilagring och andra flexibilitetsåtgärder för att hantera den ökande variabiliteten på elmarknaden. Detta har i så fall potentialen att väsentligt påverka hur vi i framtiden kommer att producera och konsumera el. Dessutom kan man betrakta förväntningarna på en ökad efterfrågan på el inom industri och transporter som ett resultat av i huvudsak teknisk utveckling där befintliga processer och drivmedel ersätts av nya som är helt eller delvis elberoende.

Som berördes inledningsvis har geopolitiken på ett mycket dramatiskt sätt gjort sig påmind som en omvärldsfaktor som kan ha avgörande betydelse för hur energi- och elsystemen utvecklar sig på längre sikt. De aktuella händelserna – framför allt Rysslands invasion av Ukraina - kommer med all säkerhet att ge ökad politisk prioritet åt försörjningstrygghet och leveranssäkerhet och fokusera starkare på

² EC (2021), "Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the Committee of the regions - 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate", COM (2021) 550 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550>

³ EU:s befintliga förnybarhetsdirektiv föreskriver en förnybar andel av den totala energiförbrukningen på 32% till 2030. I enlighet med Kommissionens "Fit for 55"-paket från 2021 föreslås en ambitionsökning till 40%. Effektiviseringsdirektivet föreskriver en ökning i energieffektivisering med 32,5% till 2030 jämfört med en baselineframskrivning för samma år. Även detta mål bör skärpas enligt Kommissionen, närmare bestämt till 39% räknat på primärenergiförbrukningen och baserat på en reviderad baselineframskrivning för 2030.

energislager och energilösningar inom EU och möjligen inom de enskilda medlemsländerna

Även miljötillståndprocesserna har återkommande pekats ut som en faktor som kan komma att väsentligt påverka hur omfattande och hur snabbt den eftersträfvade förändringen och utbyggnaden av elsystemet kan bli. I regeringens elektrifieringsstrategi pekas bland annat på behovet av att korta ledtiderna för investeringar i elproduktion och elnät och att tillståndprocessen i det sammanhanget har betydelse.⁴

Det finns en rad andra förhållanden som också inverkar på den långsiktiga utvecklingen för elsystemet och elmarknaden och som förtjänas att nämnas här. Dit hör bland annat den ekonomiska tillväxten och efterfrågan på olika energitjänster, prisutvecklingen på de internationella och nationella bränsle- och energimarknaderna, strukturella förändringar i elanvändningen (exempelvis en förändrad balans mellan tjänstesektor och basindustri), elmarknadens design, och klimatförändringarnas långsiktiga inverkan på energisystemen på såväl den dagliga driften som investeringsbesluten inom energisektorn.

3.3 FÖRÄNDRAD SYSTEMSYN, SEKTORKOPPLING, DIGITALISERING OCH MORGONDAGENS AKTÖRER

Förändringarna inom energisystemet och på energimarknaderna medför också en gradvis förändrad syn på själva energisystemet. Från att traditionellt ha betraktats som en relativt linjär kedja i sin uppbyggnad, med ett flöde av energitjänster och energislager från resurser och produktion via distribution till slutanvändning, så förskjuts bilden alltmer mot ett energisystem som beskrivs i form av ett komplext nätverk där de traditionella rollerna gradvis förändras eller suddas ut.

Morgondagens aktörer kan i högre grad både vara producenter och konsumenter, inte minst gäller detta de traditionella privatkunderna på elmarknaden, samt leverera flera nyttor såsom el, värme, drivmedel men även energislager i lagringssyfte ("power-to-X"). Sektorkoppling är en del av denna framtidsbild och innebär att olika delar av energisystemet knyts närmare varandra och utbyter flöden av energi. Det kan exempelvis handla om ökad sammankoppling av el- och värmemarknaderna, el- och gasmarknaderna eller handla om olika aktörer inom industri och energibranscher som ökar sina kontaktytor. En viktig komponent och möjliggörare för denna utveckling är *digitalisering* som utgör ett samlingsbegrepp för en mångfald av ny teknik inom främst kommunikation, mätning, styrning, dataöverföring samt dataanalys. Digitaliseringen möjliggör också en mer effektiv kommunikation och sammankoppling mellan olika aktörer.

I ett alltmer sammankopplat och digitaliserat energisystem, där den stationära energisektorn i allt högre grad binds samman med transportsektorn och där kontaktytorna mellan de olika energimarknaderna (el, fjärrvärme, biobränslen och gas) ökar, kan energisystemet stärka och befästa sin roll som möjliggörare för

⁴ Regeringskansliet 2022, "Nationell strategi för elektrifiering – en trygg, konkurrenskraftig och hållbar elförsörjning för en historisk klimatomställning – En sammanfattning"

omställningen av resten av samhället. Samtidigt innebär den fortgående digitaliseringen att frågor om cybersäkerhet och sårbarhet får en ökad betydelse.

För morgondagens energiaktörer skapar de nya förutsättningarna både stora utmaningar och möjligheter medan dagens aktörer får finna sig i att konkurrensen hårdnar och att nya spelare från andra branscher, eller tidigare konsumenter av energitjänster, tar plats. Samtidigt öppnar detta för helt nya och innovativa partnerskap⁵.

En viktig del av utvecklingen mot ett hållbart samhälle sker på lokal nivå, där politiska mål och ambitioner ska implementeras och genomföras. Samtidigt ser vi flera exempel på att lokala 'flaskhalsar' och effektbrist kan begränsa städernas tillväxt och skapa hinder i omställningen. Nya konstellationer behövs, och en ökad samverkan och dialog blir avgörande för hur väl omställningen lyckas. Frågor om uppkomsten av lokala marknader diskuteras nedan (kapitel 5).

3.4 ELPRODUKTION, ELANVÄNDNING OCH ELEKTRIFIERING

Som tidigare nämnts finns det sedan en tid en stark förväntan om en väsentlig ökning i efterfrågan på el, något som vanligen refereras till som (ökad) elektrifiering av energisystemet och samhällsekonomin.

Ur ett klimatpolitiskt perspektiv är syftet med elektrifieringen att med (utsläppsfri) el ersätta fossil bränsleanvändning inom huvudsakligen industri och transporter och därmed leverera ett viktigt bidrag till att nå Sveriges mål om nettonollutsläpp av växthusgaser till år 2045. Genom export av utsläppsfria industriprodukter (eller utsläppsfria drivmedel) skulle en sådan utveckling i Sverige även bidra till omställningen utomlands. I regeringens elektrifieringsstrategi pekar man till och med ut elektrifieringen som avgörande för att nå klimatmålen.⁶

Men i begreppet "elektrifiering" kan man också väga in elanvändning i tillkommande aktiviteter som exempelvis datahallar och andra delar av digitaliseringen eller nyetableringar av olika industrier. Sådan tillkommande användning av el leder alltså inte till en utfasning av befintlig fossilbränsleanvändning i Sverige men väl till en ökad elanvändning och beskriver därmed ett allmänt ökat elberoende i samhället.

En kraftig ökning i elanvändningen skulle innebära ett rejält trendbrott jämfört med utvecklingen under de senaste decennierna, där elanvändningen har legat mer eller mindre konstant. Det mesta pekar i dag på att ett sådant trendbrott är nära förestående. Svenska kraftnät redogör i en nyligen presenterad kortsiktprognos för en förväntad ökning i bruttoelanvändning på omkring 5 TWh fram till 2025 från dagens användning på ca 145 TWh.⁷ Man pekar främst på bland annat industriella anslutningar och datahallar som förklaringar till de närmaste årens ökning i elanvändning.

⁵ NEPP 2020, "Insikter och vägval i energiomställningen"

⁶ Regeringskansliet 2022, "Nationell strategi för elektrifiering – en trygg, konkurrenskraftig och hållbar elförsörjning för en historisk klimatomställning – En sammanfattning"

⁷ Svenska kraftnät (2022), "Kortsiktig marknadsanalys 2021 - Simulering och analys av kraftsystemet 2022-2026".

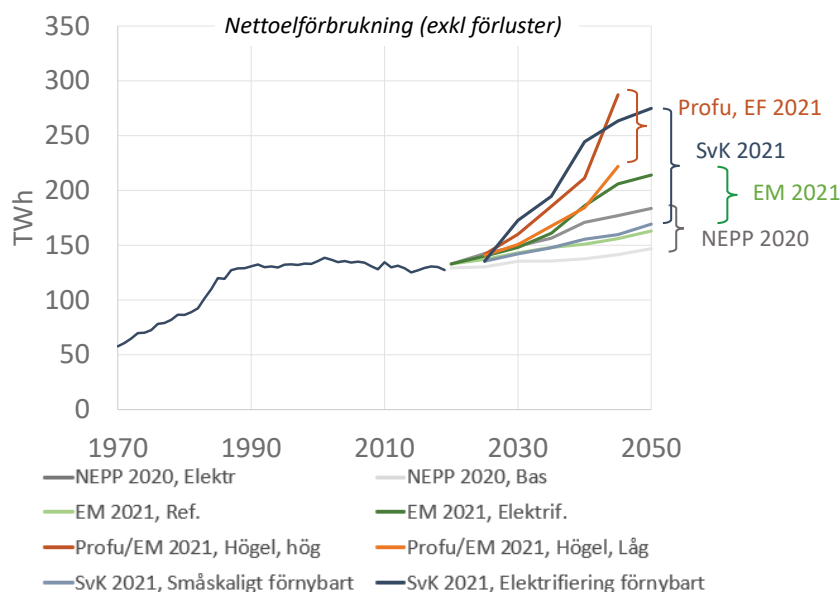
I figur 3.5 presenteras en sammanställning av några av de mer uppmärksammade scenarioanalyser som har gjorts på senare år och som tydligt visar den förväntade markanta ökningen i elanvändning till 2050 i flertalet av scenarierna. Den viktigaste förklaringen till denna förväntade ökning av elanvändningen är, som nämnts, ett antagande om en omfattande elektrifiering inom industrin men också inom transportsektorn. Ur figuren går att utläsa att elanvändningen år 2050 exklusive distributionsförluster i flera av scenarierna hamnar på 200 TWh och däröver. Detta är väsentligt mer än dagens ca 130 TWh.

Skillnader i olika bedömningar av den framtida efterfrågan på el beror till stor del på vilka specifika större industriprojekt som man förväntar sig ska realiseras och synen på omställningstakten inom transportsektorn. Det förra, det vill säga synen på realiserbarheten för olika industriprojekt, kan ha stor betydelse eftersom vissa enstaka projekt som diskuteras bedöms leda till en mycket stor tillkommande efterfrågan på el. Till exempel uppskattas en genomgripande elektrifiering av LKAB:s verksamhet fordra i storleksordningen 50 TWh el årligen.⁸

En industriell elektrifiering av den omfattning som beskrivs här kommer att fordra konkurrenskraftiga elpriser, i synnerhet som elens andel av insatsvarorna för den industriella produktionen blir betydligt större än tidigare. Dessutom krävs det att den producerade elen är utsläppsfri, och i vissa fall också baserad på förnybara källor. Å andra sidan kan man fråga sig vilka alternativ till elektrifiering som står till buds för att en stor del av den svenska basindustrin ska kunna bidra till Sveriges nettonollutsläppsmål till 2045. Att exempelvis stålindustrin på sikt skulle basera sin produktion på den konventionella masugnsprocessen, med eller utan avskiljning av koldioxid, förefaller inte längre sannolikt.

Synen på transportsektorns elektrifiering har ändrats under de senare åren till att mer och mer förskjutas åt det optimistiska hållet. Detta är sannolikt en konsekvens av den snabba tekniska utvecklingen, det kraftigt breddade modellutbudet från fordonstillverkarna och kraftigt ökande försäljningssiffror av elbilar som också kopplar till de stödsystem som finns på plats (bonus-malus, elbilsbonus och ett reducerat förmånsvärde för elfordon).

⁸ <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2021/hybrit-ssab-lkab-och-vattenfall-forst-i-varlden-med-vatgasreducerad-jarnsvamp>



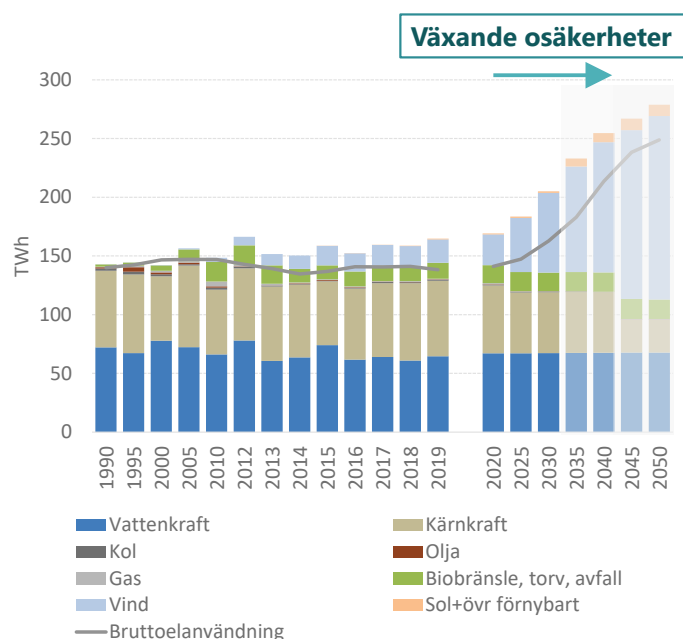
Figur 3.5: Den historiska elanvändningen i Sverige sedan 1970 och ett antal scenarioframskrivningar mot 2050. Diagrammet avser nettoelförbrukning, det vill säga distributionsförlusterna är exkluderade.⁹

Den tydliga ökningen i elanvändning möts på utbudssidan enligt flertalet studier¹⁰ av framför allt en kraftfull utbyggnad av vindkraft på land, se *figur 3.6*. Utmaningen på tillförselsidan förstärks av det faktum att en stor del av den befintliga elproduktionskapaciteten kan ha fallit för åldersstrecket efter 2040 (Energimyndigheten uppskattar exempelvis att drygt 100 TWh av den i dag befintliga elproduktionen förväntas nå sin tekniska livslängd före år 2045¹¹). Viktigt att komma ihåg i sammanhanget är att alla analyser av den här typen präglas av stor osäkerhet.

⁹ Källor: NEPP (2020): "Insikter och vägval i energiomställningen", slutrapport dec 2020; Energimyndigheten (2021), "Scenarier över Sveriges energisystem 2020", ER 2021:6; Profu (2021), "Efterfrågan på fossilfri el - Analys av högnivåscenario", på uppdrag av Energiföretagen Sverige; Svenska Kraftnät (2021), "Långsiktig marknadsanalys 2021 - Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050".

¹⁰ Se exempelvis NEPP (2020): "Insikter och vägval i energiomställningen", slutrapport dec 2020; Energimyndigheten (2021), "Scenarier över Sveriges energisystem 2020", ER 2021:6; Energiforsk (2021), "Power Outlook and Security of Supply in region Skåne", Rapport 2021:807 och Svenska Kraftnät (2021), "Långsiktig marknadsanalys 2021 - Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050".

¹¹ Energimyndigheten (2018), "Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem", ER 2018:16



Figur 3.6: Elproduktionen i Sverige i ett av Energimyndighetens scenarier som förutsätter en omfattande elektrifiering¹²

3.5 DEN VIKTIGA EFFEKTBALANSEN

Grundläggande för elförsörjningen är inte bara att det levereras tillräckligt med el, sett över hela året, utan också att elen levereras i en omfattning som efterfrågas av marknaden vid varje given tidpunkt. I takt med omställningen mot mer variabel och mer väderberoende elproduktion kommer därmed frågan om eleffekt, att få ökad betydelse. Det handlar om dels att elproduktionen blir mindre förutsägbar, dels att den mer planerbara elproduktionskapaciteten gradvis har minskat och kommer att fortsätta att minska, inte minst av lönsamhetsskäl.

En ökad andel variabel förnybar elproduktion med mycket låga rörliga kostnader försämrar lönsamheten för planerbar effekt med högre rörliga kostnader och relativt höga fasta drift- och underhållskostnader eftersom elpriset under allt fler perioder styrs av de låga (rörliga) produktionskostnaderna för den variabla förnybara elproduktionen. Därmed får vissa av de termiska kraftverken det allt svårare att täcka sina produktionskostnader. Planerbar produktionseffekt ger idag inte bara ett betydande bidrag till effektbalansen och den samlade elproduktionen utan levererar även en rad stödtjänster för elsystemets stabilitet och robusthet såsom frekvens- och spänningshållning. Sådana stödtjänster kan även tillgodoses på annat sätt men fordrar då särskild uppmärksamhet och kompletterande åtgärder. Frågan som då infinner sig är hur mycket sådan produktionseffekt som kommer att behövas i framtiden och om den på något sätt behöver premieras utöver de intäktsströmmar som existerar idag. Dessa frågor diskuteras mer i detalj nedan (kapitel 4).

¹² Källa: TIMES-NORDIC-beräkningar inför Energimyndighetens studie "Scenarier över Sveriges energisystem 2020"

I *figur 3.7* illustreras utfallet för en modellberäknad vecka som omger den timme på året då efterfrågan på eleffekt är som allra störst för ett framtida år (2035) respektive ett historiskt år (2019). Denna situation är typisk för en kall vintervecka. Ett antal viktiga skillnader i effektbalansen mellan det framtida och det historiska året blir tydliga:

- 1) den generella efterfrågan på el ligger högre till följd av elektrifieringen,
- 2) efterfrågan på eleffekt blir "spetsigare" till följd av tillkommande elanvändning för apparater och laddning av elfordon,
- 3) en ökning i efterfrågefleksibilitet bidrar till att dämpa denna "spetsighet" men kan potentiellt också skapa nya effekttoppar då utbudet av kraft är större¹³,
- 4) ett fortsatt viktigt, men minde, bidrag levereras av planerbar effekt med hög tillgänglighet och hög utnyttjningstid (kraftvärme och kärnkraft i exemplet) under den aktuella veckan (längst ner i diagrammen),
- 5) en förändrad roll för vattenkraften som förskjuts från att idag i huvudsak balansera dygnsvariationer till att i framtiden mer anpassas till produktionen från vindkraften,
- 6) ett visst, men osäkert, bidrag från vindkraft (detta bidrag ökar dock i takt med att mer vindkraft byggs ut),
- 7) ett ökat behov av topplastproduktion, typiskt gasturbiner, med mycket begränsade drifttider men stort effektvärde, och
- 8) periodvis en omfattande import från grannländerna (efterfrågelinjen överstiger elproduktionen i diagrammen).

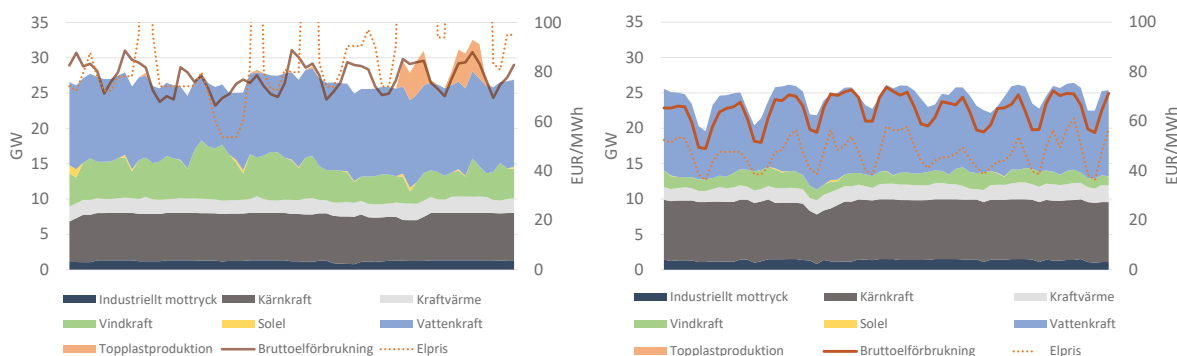
Elpriset på den framtida elmarknaden kommer av allt att döma att uppvisa en betydligt större variabilitet till följd av en större grad av variationer i konsumtionen och en större andel väderberoende elproduktion. Sådana tendenser kan vi se redan nu och har till dags dato varit mer tongivande i länder som har byggt ut vindkraften men inte haft tillgång till vattenkraftens utjämnade förmåga. Denna utveckling innebär att perioder med mycket låga elpriser kommer att bli allt vanligare i takt med att vind- och solens andel i elproduktionsmixen växer och uppträder då tillgången till sådan elproduktion är (mycket) god.

Perioder med (mycket) höga elpriser kommer sannolikt också att öka i takt med att planerbar produktionseffekt fasas ut samtidigt som elförbrukningen förväntas öka. Dessa perioder är då ett resultat av hög efterfrågan på el och/eller låg tillgång till väderberoende elproduktion. Denna utveckling framgår av *figur 3.7* där elpriset (den streckade linjen i diagrammen) uppvisar en betydligt större variabilitet för det framtida året än för 2019, även under en så pass begränsad period som en vecka. Det bör observeras att det räkneexempel som illustreras i figuren förutsätter att en viss kärnkraftskapacitet fortfarande finns kvar samt att efterfrågan ännu inte ökat

¹³ Efterfrågefleksibiliteten bidrar också till att minska spillet i icke-planerbar effekt under perioder då tillgången till sådan produktion är mycket god. Efterfrågefleksibiliteten medför att framtidens efterfrågan på el, timme för timme, kan komma att få ett annat utseende än det relativt regelbundna mönster som varit utmärkande i alla år.

till de nivåer som flera långsiktiga scenarioanalyser indikerar. Dessa antaganden kan innebära en underskattning av den potentiella utmaningen med den ökande variabiliteten.

Det är viktigt att komma ihåg att figur 3.7 visar ett exempel på den *nationella* effektbalansen under en vecka. Den *lokala* eller *regionala* effektbalansen ser ofta annorlunda ut och brottas därför med andra utmaningar.



Figur 3.7: Effekttuttag under veckan som omsluter timmen med den maximala effektefterfrågan (i mitten på x-axeln) år 2035 (vänster) och år 2019 (höger) i ett scenario med drygt 170 TWh bruttoelförbrukning och omkring 65 TWh vindkraft+solel (Referens: NEPP och "Full effekt")¹⁴

3.6 INVESTERINGAR I FOSSILFRI ELPRODUKTION

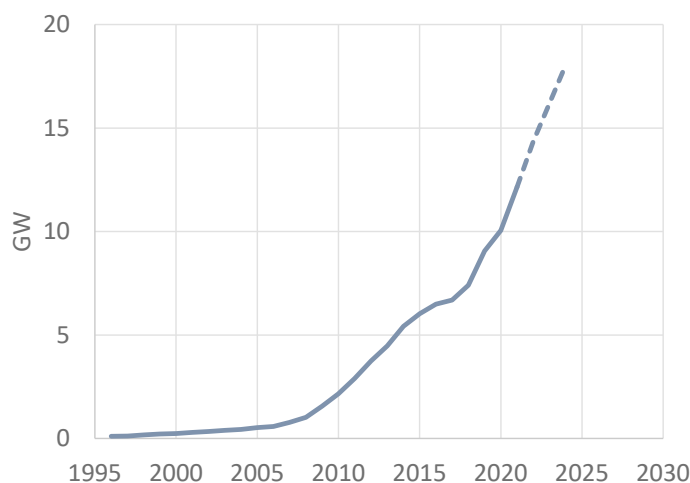
De kapacitetstillskott som har skett i Sverige under senare år härrör framför allt från vindkraft på land, se figur 3.8. Efter en försiktig inledning under tidigt 2000-tal tog utbyggnaden fart några år efter elcertifikatsystemets¹⁵ införande år 2003. Sedan några år tillbaka har elcertifikatsystemet i praktiken spelat ut sin roll och aktörerna investerar numera helt på marknadsmässiga villkor antingen genom handel på elbörsen eller genom bilaterala avtal såsom PPA (Power Purchase Agreements)¹⁶. Aktuella branschprognoser indikerar att de pågående byggnationerna leder till en installerad kapacitet på ca 18 GW vid 2024 års utgång vilket motsvarar en årsproduktion på knappt 50 TWh per år.¹⁷ Detta skulle innebära att vindkraften inom ett par år levererar el på årsbasis i samma omfattning som de sex kärnkraftsreaktorer som i dag är i drift.

¹⁴ Källa: Energiforsk (2021), "Full effekt", rapport 2021:778 och NEPP (2020), "Insikter och vägval i energiomställningen", slutrapport dec 2020.

¹⁵ Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem som infördes år 2003 och som syftar till att öka produktionen av förnybar el på ett kostnadseffektivt sätt.

¹⁶ Ett Power Purchase Agreement är ett långsiktigt elavtal som företag kan teckna direkt med en elproducent om en affärsvolym till ett fast pris.

¹⁷ Svensk Vindenergi (2022), "Statistik och prognos, 4e kvartalet 2021"



Figur 3.8: Installerad vindkraftkapacitet vid respektive årsslut mellan 1995 och 2021 samt en kortsiktsprognos fram till och med 2024 (Källa: Svensk Vindenergi, 2022; Energimyndigheten)

Ett annat kraftslag som under senaste åren byggts ut i snabb takt är *solel*, om än från en mycket blygsam start. Under 2021 passerade årsproduktionen från sol 1 TWh. Fram till 2026 spås denna produktion växa till omkring 4 TWh.¹⁸

Investeringslogiken för solceller är sannolikt mer mångfacetterad än för andra kraftslag eftersom investeringar i solbaserad el görs av en heterogen och, till antalet, mycket stor grupp av aktörer. Det handlar om privatpersoner, fastighetsbolag, kommunala energibolag, stora kraftproducenter men också tillverkningsindustrier som utnyttjar sina takytor. Förutsättningarna och drivkrafterna kan alltså skilja sig avsevärt. För många aktörer är drivkrafter som klimatnytta, ökad grad (alternativt en ökad känsla) av självförsörjning minst lika viktiga drivkrafter som ekonomisk lönsamhet. Det förtjänar att påpekas att om utbyggnaden av solbaserad el blir omfattande så kan det i vissa fall komma att påverka möjligheterna att upprätthålla spänning och frekvens i lokalnäten.

Investeringar i förnybar *kraftvärme* (kombinerad el- och värmeproduktion) karaktäriseras av höga initiala kostnader och styrs i stor omfattning av förutsättningarna för samtida produktion av fjärrvärme eller processånga. Det är i många fall lokala förutsättningar som tillgång till bränslen och storlek på anläggningen som avgör lönsamheten i samtida elproduktion. I en omfattande intervjustudie från 2019 framgick att bland Sveriges fjärrvärmeföretag fanns genomgående låga incitament för nyinvesteringar fram till 2030.¹⁹ Osäkerheter på elmarknaden, ett stödsystem (elcertifikat) som främst premierat icke-planerbar produktionseffekt samt avfallsförbränningsskatten var några faktorer som angavs som skäl för denna återhållna syn på nyinvesteringar och reinvesteringar.

Även den svenska *vattenkraften* är satt under viss press där vattenkraftverken enligt 2016 års energiöverenskommelse²⁰ ska anpassas till en modern miljölagstiftning med moderna miljövillkor för att leva upp till EUs krav på vattenverksamheter. Denna omprövningsprocess kommer att prägl

¹⁸ Svenska Kraftnät (2022), "Kortsiktig marknadsanalys 2021 - Simulering och analys av kraftsystemet 2022-2026".

¹⁹ NEPP-projektet, https://nepp.se/pdf/kraftvarmens_roll.pdf

²⁰ Kraftsamling för framtidens energi. SOU 2017:12

vattenkraftsbranschen under många år framöver och kommer sannolikt dessutom att påverka viljan att investera i effekthöjningar eller viljan att genomföra nödvändiga reinvesteringar i åldrande anläggningar. Detta kan komma att påverka inte bara vattenkraftens framtida produktionsförmåga uttryckt i TWh utan även vattenkraftens reglerförmåga och bidrag till systemstabilitet vilket i sin tur kan leda till ytterligare utmaningar i takt med att icke-planerbar produktionseffekt byggs ut.

Ny *kärnkraft* lyfts allt oftare i media och bland vissa politiker som både önskvärt och till och med nödvändigt. Erfarenheter från pågående projekt i västvärlden indikerar dock mycket långa ledtider och höga kostnader. Utvecklingen för SMR-konceptet ("Small Modular Reactors") ser enligt många bedömare lovande ut med ett stort antal pågående utvecklingsprojekt och öppnar upp för lägre kostnader och kortare ledtider än konventionell kärnkraftsteknik.²¹ En mer omfattande kommersialisering med efterföljande investeringar i Sverige är dock mindre sannolik före 2035. En sådan utveckling kommer också att kräva att den upplevda politiska risk, som potentiella investerare historiskt har anfört som ett viktigt hinder, minskar avsevärt. För att maximera den potentiella nyttan med SMR-tekniken och dess "småskalighet" och eventuellt decentraliserade egenskaper kommer det att krävas ändringar i det befintliga regelverket för uppförande och drift av kärnkraftverk i Sverige.

3.7 EN INTEGRERAD EUROPEISK ELMARKNAD

Ofta beskrivs elförsörjningen som en nationell angelägenhet. Det var emellertid länge sedan man kunde tala om en svensk elmarknad. Utbyte av el mellan de nordiska länderna har förekommit under mycket lång tid och alltsedan liberaliseringen av den svenska elmarknaden 1996 har handeln med el i Sverige huvudsakligen skett på en internationell marknad.

Det är högst troligt att den framtida utvecklingen i Sveriges grannländer kommer att påminna om vad som väntas ske i Sverige, med en tydlig ökning i efterfrågan på el och en omfattande utbyggnad av framför allt vindkraft. Detta bidrar i så fall till ett ökat elberoende och en ökad variabilitet på hela den integrerade nordeuropeiska elmarknaden.

Det finns exempelvis studier som pekar på att regionens största land med avseende på elanvändning, Tyskland, kan nå en elförbrukning som överstiger 1000 TWh 2045 om elektrifieringen inom industri och transportsektor blir omfattande²². Idag ligger bruttoelanvändningen på knappt 600 TWh i Tyskland. Precis som i Sverige antas vätgasproduktion med elektrolysörer stå för en viktig del i den långsiktiga efterfrågeökningen på el. För svensk del pekar modellanalyserna på ett fortsatt årligt exportöverskott till följd av bland annat komparativa fördelar för ny förnybar elproduktion. Däremot kommer elhandeln mellan Sverige och grannländerna inom ett framtida år att fluktuera betydligt mer än vad som har

²¹ Energiforsk (2019), "Small modular reactors", Rapport 2019:625

²² Öko-Institut e.V., Prognos och Wuppertal Institut (2021), "Ett klimatneutralt Tyskland 2045 (på tyska)", https://static.agora-energiwende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf

varit fallet under de gångna åren. Under vissa perioder kommer importen av el att vara betydande, exempelvis under perioder då elanvändningen är särskilt hög i Sverige och/eller under perioder då tillgången till väderberoende kraft är extra god i grannländerna. Och omvänt, under andra perioder på året kommer exporten att vara omfattande eller till och med mycket omfattande.

Till viss del är utvecklingen ett resultat av de omregleringar som skedde under 1990-talet. Innan dess utgjorde de flesta nationella el- och gasmarknader fortfarande nationella monopol. Som ett led i skapandet av den inre energimarknaden beslutade EU och medlemsstaterna att successivt konkurrensutsätta dessa marknader. De första liberaliseringsdirektiven (det första energipaketet) antogs 1996 (el) och 1998 (gas). Därpå följde ett antal ”paket” med successivt allt mer ingripande och detaljerade regler. Ett femte energipaket, ”Så ska den europeiska gröna given genomföras”, offentliggjordes den 14 juli 2021 i syfte att anpassa EU:s energimål till de nya europeiska klimatambitionerna för 2030 och 2050. Förhandlingar om paketets energiaspekter pågår för närvarande.

Utöver det gemensamma regelverket om gränsöverskridande handel med el har också betydelsen av gemensam europeisk transmissionskapacitet länge varit föremål för intresse i EU-samarbetet. Vartannat år publicerar den europeiska samarbetsorganisationen för transmissionssystem (ENTSO-E) en icke-bindande tioårig nätutvecklingsplan (TYNDP) för transmissionsnäten. Även om TYNDP inte är bindande utgör den basen för urvalet av de så kallade Project of Common Interest (PCI) som kan få europeiskt stöd.

EU har också ställt upp som ett indikativt mål om att varje lands transmissionskapacitet till andra EU-länder år 2030 ska uppgå till minst 15 procent av den nationella elproduktionskapaciteten (det tidigare målet var 10 procent till 2020). Investeringar ska dock göras på grundval av en samhällsekonomisk analys. Under 2021 rapporterade 16 länder att de låg i linje med att uppfylla målet till 2030, eller redan hade uppnått målet. Sverige ligger redan i dag klart över detta mål.

Samtidigt som det finns en tydlig politisk vilja på europeisk nivå att ytterligare stärka marknadsintegrationen så sker de faktiska investeringsbesluten i transmissionskapacitet i dag på nationell nivå, även om dessa naturligtvis i någon mån kan påverkas av medfinansiering från EU

3.8 ELBÖRSER OCH MARKNADSKOPPLING

En stor del av handeln med el sker, som tidigare nämnts, över elbörser med standardiserade kontrakt.

Inledningsvis var den nordiska elbörsen NordPool en gemensam norsk-svensk marknad som sedan gradvis utvidgades och kom att täcka Norden och Baltikum. På den europeiska kontinenten har parallellt en motsvarande utveckling skett. I juni 2021 slogs marknadskopplingarna i de olika regionerna samman i det som kallas för Single Day-Ahead Coupling (SDAC).

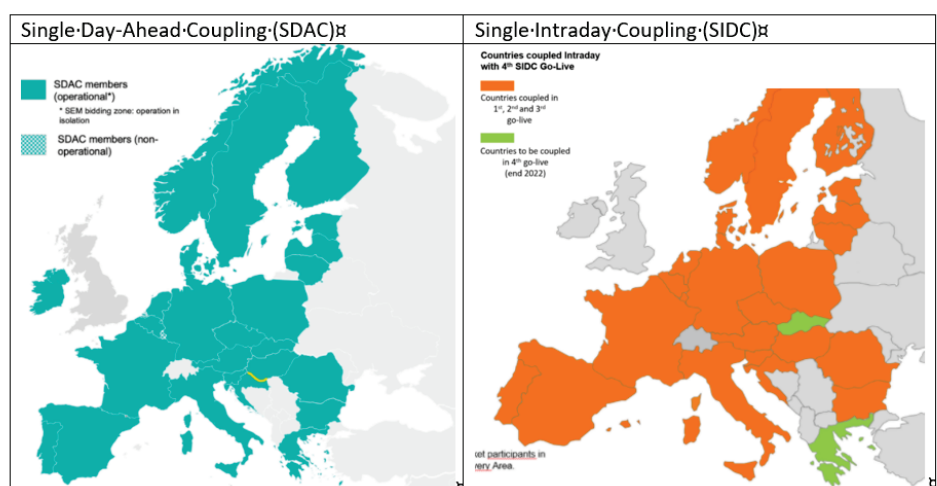
En motsvarande utveckling har skett för intradagmarknaden (se kapitel 3.1 för en beskrivning av elmarknadens olika delmarknader). Sammantaget betyder detta att

den europeiska elmarknaden är starkt integrerad. Detta ger en mer effektiv handel och leder till att elpriserna jämnas ut mellan de anslutna länderna och regionerna, även om flaskhalsar i överföringssystemen både i dag och i framtiden kommer att förhindra en fullständig prisutjämning.

I figur 3.9 illustreras utvecklingen av marknadskoppling i Europa:

Single Day-Ahead Coupling (SDAC)

Single Intraday Coupling (SIDC)



Figur 3.9: Utveckling av marknadskoppling i Europa (Källa: ENTSO-E)

Även för de s.k. balansmarknaderna, som syftar till att upprätthålla elsystemets gemensamma frekvens, sker en europeisk integration. Norden har sedan länge en gemensam reglerkraftmarknad, men europeiska marknadskopplingar för frekvensåterställningsreserverna (aFRR och mRR) är fortfarande under utveckling. Under kommande år kommer därmed också marknaderna för balansenergi att bli europeiska. Detta kan ge stora ekonomiska vinster samtidigt som leveranssäkerheten ökar i hela Europa.

Den nordiska marknadsintegrationen skedde inledningsvis på frivillig väg, med en låg grad av reglering. Marknadsplatsen NordPool etablerades, och kom att ägas, av stamnätsföretagen (TSO:erna). Den nuvarande utvecklingen sker däremot i en miljö som omgärdas av ett omfattande europeiskt regelverk, där anslutningen till de europeiska marknadskopplingarna i grund och botten är tvingande. Komplexiteten har också ökat, bland annat till följd av att allt fler parter har involverats. Möjligheterna att styra denna utveckling med nationell lagstiftning är därmed begränsade.

4 Om marknadsdesign

4.1 INLEDNING

Gemensamt för handeln på de olika delmarknader, som gemensamt bildar den s.k. råkraftmarknaden (se avsnitt 3.1), är att den är strukturerad enligt fasta regler. En gemensam beteckning för dessa regler är *marknadsdesign*. De olika delmarknaderna är dock organiserade på olika sätt. Dagen-före marknaden är exempelvis auktionsbaserad, där aktörerna lämnar in köp-och säljbud som anger hur mycket el de önskar att köpa eller sälja till olika priser, medan intradagmarknaden bygger på kontinuerlig handel. Fundamentala frågor rör hur en effektiv design av elmarknaden ser ut och om dagens design uppfyller morgondagens behov. Tidigare hade de enskilda länderna stor frihet att själva bestämma olika delar av sin marknadsdesign. Numera är det gemensamma EU-regler som till stor del föreskriver hur handeln ska gå till. Tillsynen av elmarknaden sker delvis på europeisk nivå, delvis på nationell nivå. I Sverige är Energimarknadsinspektionen (Ei) ansvarig regleringsmyndighet.

4.2 HUR FÅR VI TILLRÄCKLIGA INVESTERINGAR I KRAFTPRODUKTION?

En central fråga i diskussionen kring marknadsdesign är om nuvarande organisation av elmarknaden kommer att ge incitament till de investeringar i ny kraftproduktion som krävs för att möta de förväntade behoven.

Under de senaste åren har huvuddelen av den tillkommande produktionskapaciteten utgjorts av ny vindkraft. Initalt drevs denna utveckling av införandet av elcertifikatsystemet, men över tid har detta minskat i betydelse och är inte längre drivande för investeringar. Den ökande mängden produktion från vindkraftverk har pressat priserna och minskat lönsamheten för all elproduktion som inte är berättigad till elcertifikat. Detta har bidragit till en utträngning av elproduktion i framför allt södra Sverige.

För investerare är det särskilt lönsamt att utveckla vindkraft där vindförhållanden är gynnsamma och elpriserna höga i förhållande till kostnaden att bygga och ansluta anläggningar till elnätet.

Ett av motiven till att införa geografiska elområden var att stimulera till investeringar i kraftproduktion i de områden där det rådde underskott. En viktig fråga blir därmed om elområdena har haft en sådan effekt. Stödsystemet för förnybar elproduktion, miljötillstånd, kommunala tillstånd och ändringar i skatter och avgifter för olika typer av elproduktion skulle dock med all sannolikhet ha givit upphov till regionala skillnader i investeringar i ny elproduktion även utan införandet av elområden. För att utvärdera den särskilda effekten av dessa områden måste man därför kontrollera för alla dessa andra faktorer.

I en av delrapporterna inom FemD-programmet studerar Lundin (2021) effekten av indelningen i elområden på investeringar i vindkraft genom att jämföra

investeringstakten före och efter reformen i de olika elområdena. Till grund för analysen använder han alla ansökningar om att få bygga vindkraftverk sedan 2003, inklusive information huruvida ansökan beviljades, när anläggningen uppfördes, samt ägarförhållanden.

Resultaten visar att investeringstakten ökade mer i syd än i nord efter reformens införande, och att 13 av de vindkraftsanläggningar med fem turbiner eller mer som anlades i syd troligtvis hade placerats i nord om prisområdesreformen inte hade ägt rum. Detta motsvarar 18 procent av alla stora anläggningar som anlades i syd efter reformens genomförande. Reformen påverkade enligt studien bara stora företag. Små, ofta lokalt ägda företag, påverkades endast obetydligt. En trolig orsak är att små företag vanligtvis endast är verksamma inom ett elområde, medan stora företag är verksamma över hela landet och därmed tar större hänsyn till geografiska prisskillnader i sina lokaliseringsbeslut. Om priseffekten av reformen hade varit större, är det möjligt att reformen även hade påverkat små företag.

Dessa resultat visar att förväntningar om skillnader i elpriser faktiskt påverkar var man lokaliserar investeringar i ny elproduktion. Då ska man dessutom komma ihåg att skillnaderna i elpriser mellan elområdena närmast var försumbara fram till 2019. Dessutom har intäkter från att sälja elcertifikat historiskt utgjort en stor del av den förväntade vinsten av att investera i förnybar elproduktion. Om de betydligt större prisskillnaderna som uppkom mellan södra och norra Sverige under 2020 och 2021 förväntas bestå, är det troligt att investeringarna i ny produktion i södra Sverige kommer öka betydligt jämfört med norra Sverige under de närmaste åren.

I en annan delrapport understryks att det finns betydande risker som aktörerna har att ta hänsyn till. Bergman (2022) lyfter i ett delprojekt i FemD-programmet särskilt fram två affärsmässiga risker. Den första handlar om att en stor del av den förväntade framtida efterfrågeökningen härrör från ett fåtal industriprojekt. Om dessa inte blir av, riskerar elbolag dels att inte få avsättning för sin produktion dels att elpriserna inte når de förväntade nivåerna. Den andra risken gäller den s.k. "kannibalisering" som uppstår med stora mängder vindkraft i systemet. För det första är priset vanligen lågt när kapacitetsutnyttjandet är högt, eftersom det mesta av vindkraften producerar samtidigt. För det andra är elpriset högt endast när vindkraften inte producerar. Den negativa korrelationen mellan produktion och pris minskar därför potentiellt lönsamheten av vindkraft.

Marknadslösningar för att hantera affärsmässiga såväl som politiska risker är finansiella kontrakt som säkrar priser och volymer på lång sikt. Ett exempel är bilaterala avtal (power purchase agreements, PPA) för ny vindkraft. Ett annat exempel är samägande av elproduktion mellan elbolag och elintensiv industri. Betydelsen av välfungerande långsiktiga finansiella marknader kommer sannolikt att öka på framtidens elmarknad.

I avsaknad av välfungerande marknader för att pris- och volymsäkra elproduktion, kan det bli nödvändigt att justera marknadsdesignen för att få till stånd de nödvändiga investeringarna. En lösning som ofta diskuteras är att införa

kapacitetsmekanismer där producenterna får ersättning för att tillhandahålla viss kapacitet utöver den ersättning de får för den el de eventuellt säljer på marknaden²³. Med garanterade kapacitetsbetalningar sjunker investeringsrisken. Utmaningen är att uppskatta hur mycket och vilken typ av kapacitet som behövs på olika håll i elnätet. Det är precis den typen av problem som en marknad ska lösa.

Utöver riskperspektivet kan nämnas att det kan finnas andra aspekter som gör att incitamenten för investeringar inte blir tillräckligt starka, exempelvis pristak på marknaderna eller att marknadsaktörernas (ex balansansvariga) åtaganden inte är tillräckligt skarpt eller långsiktigt för att skapa de nödvändiga långsiktiga incitamenten. I tillägg krävs naturligtvis att marknadspriserna generellt är på en tillräckligt hög nivå för att motivera investeringar.

Bergman (2022) gör för sin del bedömningen att det ter sig motiverat att som en försäkring ha en permanent strategisk reserv, men det kan även vara en bredare kapacitetsmekanism. Ett alternativ är att skapa en marknad för tillgänglig effekt (kapacitet). Tanken är att aktörerna på marknaden ska få incitament att upphandla reservkapacitet som en försäkring eftersom de är betalningsskyldiga för elbrist som de själva medverkar till att skapa. I sammanhanget kan noteras att EU-lagstiftningen allmänt sett intar en mycket restriktiv hållning till införande av kapacitetsmekanismer, och anger tydliga villkor för i vilka situationer sådana mekanismer får användas. Denna fråga berörs nedan.

Det finns även välkända politiska risker. Detta gäller inte minst det osäkra investeringsklimatet för ny kärnkraft och vattenkraft. Den politiska toleransen för spikar i elpriset och geografiska prisskillnader förefaller begränsad i ljuset av den senaste vinterns politiska diskussion.

4.3 RESURSTILLRÄCKLIGHET PÅ EN INTEGRERAD MARKNAD

Den europeiska elmarknaden bygger i grunden på att välfungerande marknader och handel med el ska bidra till en god leveranssäkerhet. De kortsiktiga prissignalerna på energi ska enligt detta synsätt också ge incitament för långsiktiga investeringar. De gemensamma EU-regelverken är utformade för att exempelvis motverka snedvridande statsstöd. Detta är en del av bakgrunden till den tidigare nämnda lagstiftningen kring kapacitetsmekanismer²⁴. För att ett land ska få införa en kapacitetsmekanism krävs för det första att man har kunnat påvisa ett resurstillräcklighetsproblem enligt en fastställd europeisk metod samt tagit fram en åtgärdsplan för att korrigera för felaktig marknadsutformning. Först därefter kan ett land få införa en kapacitetsmekanism. I första hand handlar det om s.k. strategiska reserver som upphandlas på marknaden. Om det inte är tillräckligt med en strategisk reserv kan mer omfattande kapacitetsmekanismer, som någon form av kapacitetsmarknad, också komma i fråga.

²³ En kapacitetsmekanism innebär att elproducenter får ekonomiskt stöd för att ställa viss kapacitet till förfogande under en given period.

²⁴ Europaparlamentets och Rådets Förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

För att kapacitetsmarknader ska vara tillåtna enligt det gemensamma regelverket krävs det också att det ska vara möjligt med gränsöverskridande deltagande i sådana marknader. Detsamma gäller för strategiska reserver men enbart när det enligt regelverket är ”tekniskt genomförbart”. Syftet med denna regel är att inte snedvrider konkurrensen. Det förefaller dock oklart i vilken utsträckning sådant utländskt deltagande faktiskt kommer att bidra till ytterligare kapacitet.

Leveranssäkerheten är dock otvetydigt gränsöverskridande. Ur ett (syd)svenskt perspektiv finns en tydlig koppling mellan leveranssäkerheten i Sverige och de kringliggande länderna. I en situation där tillgängligt utbud inte är tillräckligt för att möta efterfrågan kommer avkortning av bud att göras – dvs att alla efterfrågebud inte kommer att kunna mötas²⁵. Sådan avkortning kommer då att göras i samtliga områden mellan vilka det finns tillgänglig överföringskapacitet (och som därmed har samma pris). Det innebär att avkortning skulle kunna komma att ske i Sverige, även i en situation där vi fortsatt exporterar el.

För svensk del infördes tidigt den s.k. effektreserven²⁶ som nu finns kontrakterad till och med vintern 2024/25. Effektreserven skapas genom avtal mellan affärsverket Svenska kraftnät och ett antal elproducenter. I dagsläget är enbart Karlshamnsverket kontrakterat som strategisk reserv. Tidigare ingick även en del som avsåg reducerat effektuttag i effektreserven. Avtalen ger Svenska kraftnät befogenhet att med kort varsel beordra ökad elproduktion i vissa anläggningar som normalt inte används. Med hänsyn till att det inte bedöms uppstå något resurstillräcklighetsproblem under de närmaste åren är det, med hänsyn till EU-lagstiftningen, inte sannolikt att Sverige får behålla effektreserven som en strategisk reserv efter 2025.

I ett mer långsiktigt perspektiv, exempelvis som redovisats i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys 2021, kan resurstillräcklighetsproblemen dock bli väsentligt större än i dag och motivera införandet av kapacitetsmekanismer. Detta hänger dels ihop med ökad efterfrågan, men är också beroende av hur länge de kvarvarande kärnkraftsreaktorerna förblir i drift.

4.4 HANTERING AV BEGRÄNSNINGAR I ÖVERFÖRINGSNÄTEN

Dagens områdesindelning har beskrivits i kapitel 3 ovan. Bakgrunden till införandet av elområden år 2011 var att EU-kommissionen krävde att Svenska kraftnät måste hantera överföringsbegränsningar i det svenska stamnätet på ett annat sätt för att inte diskriminera användare i andra delar av Europa. Det resulterade i att Svenska kraftnät den 1 november 2011 delade in Sverige i fyra elområden. Tanken var att man genom denna indelning dels skulle skapa mer neutrala konkurrensförutsättningar, dels minska belastningen på transmissionsnätet. På kort sikt skulle lägre elpriser i norra Sverige dämpa obalanser till följd av att utbudet där var större än efterfrågan. I södra Sverige skulle högre elpriser dämpa obalanser till följd av att efterfrågan var större än

²⁵ Vid en eventuell situation då det inte går att skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan på dagen-föremarknaden kommer utbudet att kvoterats (avkortas) i förhållande till varje aktörs marknadsandel på dagen-föremarknaden. Resten får köpas som balanskraft, som kan vara mycket dyr vid sådana tillfällen.

²⁶ Lag (2003:436) om effektreserv

utbudet. Därigenom skulle elflödena från norr till söder anpassas till kapaciteten i elnätet. På längre sikt skulle priserna stimulera till effektiva investeringar. Investeringar i ny elproduktion skulle dras till områden med efterfrågeöverskott och höga priser, medan det skulle bli lönsamt att förlägga ny elintensiv verksamhet till områden med utbudsöverskott och låga priser.

Utöver investeringar är dock hanteringen av överföringsbegränsningar viktiga såväl för den kortsiktiga optimeringen av systemet, men även för att upprätthålla driftsäkerheten. För att den zonbaserade modellen ska fungera väl är en ändamålsenlig avgränsning av elområdena av central betydelse, dvs att det inte finns väsentliga överföringsbegränsningar inom ett område. Detta är emellertid långt ifrån fallet i Europa i dagsläget. För närvarande pågår också en europeisk översyn av elområdesindelningen.

Därutöver är det möjligt att förbättra zonmodellen genom att inkludera olika tekniska lösningar, såsom fasvridande transformatorer eller annan flödesstyrande utrustning, i kapacitetstilldelningen. En mängd olika alternativ för hur flaskhalsar ska hanteras i den framtida marknadsdesignen diskuteras eller är på väg att införas. Ett exempel är s.k. flödesbaserad prissättning som i större utsträckning än för närvarande tar hänsyn till de faktiska flödena av el i näten.

En alternativ modell för hantering av begränsningar i överföringskapaciteten, som teoretiskt ger det optimala resultatet i vart fall för den kortsiktiga marknaden, är s.k. *nodprissättning* (eller *Locational Marginal Pricing*). Detta innebär enkelt uttryckt att ett unikt pris etableras i varje anslutningspunkt i nätet, och att detta tar hänsyn till detaljerade nätbegränsningar. Det är en modell som används bl.a. på många marknader i USA. Införande av nodprissättning skulle dock innebära en fundamental förändring jämfört med dagens europeiska marknadsdesign och många marknadsaktörer har rest starka invändningar mot en sådan modell. Bland annat skulle detta innebära etablering av en centraliserad marknad där systemoperatören bestämmer hur mycket varje produktionsenhet ska mata in på nätet under gällande leveranstimme. En annan kritik mot nodprissättning är att användarna betalar olika mycket för sin el beroende på var i systemet de är lokaliserade.

Ett annat alternativ som framförts i debatten är s.k. *"dispatch hubs"*. Dessa hubbar skulle fungera som mycket små elområden, men enbart resurser som är relevanta för omdirigering (*"redispatch"*) placeras i dessa hubbar. Det finns ett par olika varianter för hur sådana dispatch hubs kan utformas, men utgångspunkten är att få en effektivare omdirigering av elflödena jämfört med när detta görs av den systemansvarige i efterhand.

Det har även framförts förslag om att kombinera en zonedesign med en nodbaserad balansmarknad. Detta skulle exempelvis kunna användas om det finns betydande flaskhalsar inom ett elprisområde, och att därför balanseringsbud kanske inte är tillgängliga på grund av nätbegränsningar.

Det finns således en rad olika alternativ för utveckling av elmarknaden med syftet att bättre hantera nätbegränsningar. Varje sådant alternativ har en rad för- och nackdelar, och det är sannolikt att flera olika marknadslösningar kan komma att existera parallellt inom Europa. Utmaningarna skiljer sig mellan olika delar av

Europa till följd av bl.a. energiproduktionens sammansättning, geografin och hur de nationella elnäten historiskt har byggts upp. En möjlig framtid kan vara att vissa länder önskar implementera en nodbaserad modell medan andra önskar fortsätta med en zonbaserad modell. I en sådan framtid behöver de olika modellerna samexistera. Vilken betydelse detta skulle kunna få för t.ex. utformningen av den europeiska nätregleringen i framtiden har inte analyserats närmare.

4.4.1 Ökat fokus på systemstabilitet

Diskussionen om marknadsdesign har hittills främst handlat om hur man säkerställer kostnadseffektiv elproduktion på kort sikt, och hur väl marknaden är konstruerad för att uppnå effektiva investeringar i ny produktion på lång sikt. Emellertid finns det aspekter av elmarknaden som är grundläggande för elförsörjningen, men som inte nödvändigtvis har med själva produktionen och konsumtionen av el att göra. Behovet av att upprätthålla *stabiliteten i elsystemet* har blivit mer uppmärksammat i takt med omställningen mot en mera väderberoende elproduktion. Dessa frågor berörs i ett delprojekt inom FemD-programmet (AFRY, 2021).

Svenska kraftnät använder begreppet kraftsystemstabilitet som ett samlingsbegrepp för att dels upprätthålla stabila elektriska storheter i normaldrift, dels återgå till ett nytt jämviktsläge efter en störning. Utvecklingen av kraftsystemet med stora mängder förnybar el och storskalig introduktion av kraftelektronik innebär inte bara att de traditionella stabilitetsfenomenen (frekvens-, spännings-, och rotorvinkelstabilitet) blir mer komplexa och utmanande, utan också att nya stabilitetsfenomen kan uppstå, som vi i dagsläget vet betydligt mindre om. Det ligger dock utanför denna rapport att närmare gå in på dessa tekniska frågeställningar.

Ur ett marknadsdesignperspektiv kan det dock konstateras att de olika förmågorna, som kraftsystemet behöver för att vara stabilt, i stor utsträckning har varit något man hittills fått på köpet. Systemoperatören har visserligen även tidigare upphandlat olika typer av stödtjänster, men omfattningen har ökat. På framtidens elmarknad kommer det att bli nödvändigt att upphandla ytterligare sådana tjänster separat. Förutsättningarna för att anskaffa olika tjänster skiljer sig mycket åt beroende på vilket systembehov som ska lösas.

Vad gäller exempelvis rotationsenergi spelar det ingen större roll var i systemet enheten befinner sig, vilket skapar goda förutsättningar för olika marknadslösningar. Reaktiv effekt är dock primärt en lokal förmåga, vilket försvårar för marknadslösningar. En möjlighet är dock långsiktiga kontrakt för att säkra nödvändiga förmågor på rätt plats och nätägaren har också möjlighet att själv investera i nätkomponenter.

Kraftsystemets stabilitet är i allt väsentligt en kollektiv nytta, vilket innebär att systemoperatören behöver säkerställa att de nödvändiga förmågorna finns på plats.

En viktig fråga är hur omfattande man kan förvänta sig att olika stödtjänstmarknader kan tänkas bli i framtiden, och därmed indirekt vilken omfattning man kan se framför sig att dessa marknader driver investeringar. Nilsson (2021) redovisar i en rapport en beräkning av hur stor marknaden för reaktiv effekt i elområde Malmö (SE4) kan tänkas bli i framtiden. Enligt prognosen i rapporten kommer framtidens kraftsystem i SE4 att vara mer betydligt mer känsligt för störningar än i dag, även om denna prognos bygger på att en stor del av den förväntade ökningen i efterfrågan kommer att vara knuten till produktion av vätgas som därmed utgör en relativt flexibel elförbrukning. Till exempel utgår rapporten från att mer än hälften av den installerade kapaciteten i SE4 år 2040 kommer att utgöras av solkraft. Likväl uppskattar rapportförfattaren, baserat på internationella studier, att en framtida marknad för reaktiv effekt kommer bli relativt liten, knappt en procent av den totala elmarknaden. För befintliga kraftverk kommer eventuella extrainkomster från att sälja reaktiv effekt i SE4 således sannolikt att utgöra relativt obetydliga belopp. Detta talar för att stödtjänstmarknaderna även i framtiden kan ses som kompletterande marknader och inte de som huvudsakligen driver kraftsystemets utveckling.

4.5 BETYDELSEN AV INTRADAG-HANDELN FÖR EFFEKTIVITETEN PÅ ELMARKNADEN

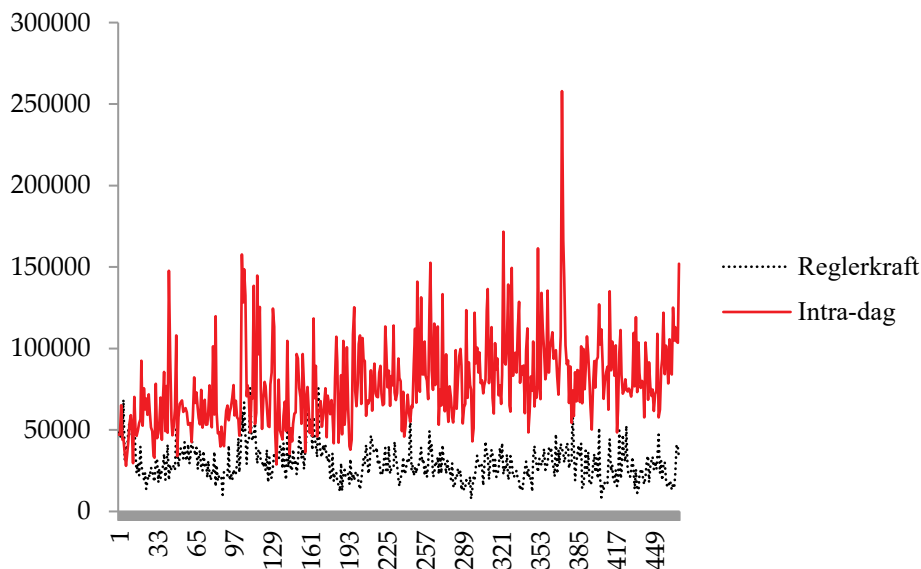
För att undvika kostsamma störningar och elavbrott är det viktigt att kontinuerligt och över allt balansera hur mycket el som matas in på nätet och hur mycket som förbrukas. Volymerna på dagen före-marknaden bestäms upp till 36 timmar innan leverans eftersom marknaden klareras klockan tolv dagen innan. Då kan det uppstå behov att ändra marknadspositionerna allt eftersom ny information når marknaden i form av uppdaterade prognoser för väder och elförbrukning, eller på grund av att tillgängligheten i elproduktionen eller överföringsnätet förändras.

Det finns två huvudsakliga sätt för en aktör att balansera marknaden. Det första är att handla på elbörsens intra-dagmarknad. Denna öppnar två timmar efter att dagen-före marknaden stängts och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. Det andra sättet är att delta på någon av Svenska kraftnäts olika marknader för balansering. På samma sätt som reglerkraftmarknaden, följer även intra-dagmarknaden indelningen i elområden.

Behovet av att justera obalanser har under senare år vuxit i betydelse till följd av den ökande mängden väderberoende elproduktion. Brolin m.fl. (2021) påvisar i en delrapport till FemD-projektet en tydlig korrelation mellan omfånget av handeln på intra-dag marknaden och vindkraftsproduktionen. Detta problem kommer sannolikt förstärkas om mängden solkraft ökar i systemet. *Figur 4.1* illustrerar utvecklingen i balanskraftsvolymer mellan 2013 och 2021 summerad över alla fyra elprisområdena i Sverige, och mätt i MWh. Den heldragna linjen utgör totalen av de accepterade köp- och säljbuden på Nord Pool:s intra-dag marknad vecka för vecka under mätperioden. Dessa volymer uppvisar stor variation mellan olika veckor, men man kan ändå urskilja en trendmässig ökning. De årliga totala

handelsvolymerna närapå fördubblades under perioden, från 58 GWh under 2013 till 92 GWh under 2020. Den prickade linjen i Figur 4.1 visar summan av upp- och nedregleringsvolymerna på reglerkraftmarknaden vecka för vecka under perioden 2013-2021. Även dessa volymer varierar kraftigt mellan olika veckor. Här ser vi dock inte några tecken till ändring under perioden. De genomsnittliga volymerna pendlade runt 30 GWh per år, och variationen var nästan den samma år för år.

Figur 4.1 Balansvolym (MWh) i Sverige per vecka under perioden 2013-2021



Källa: Nord Pool (nordpoolgroup.com/historical-market-data)

Utifrån dessa data förefaller det som om bolagens ökande balansbehov främst hanteras på intradag-marknaden i stället för på reglerkraftmarknaden. Detta är inte särskilt förvånande, dels med tanke på att marknadsaktörerna har ett kontraktsmässigt åtagande att planera för balans på timbasis, men också därför att ekonomiska incitament gör att en balansansvarig inte ska tjäna ekonomiskt på att ligga i obalans. Dessutom är det effektivt att hantera ökade balansbehov på intradagmarknaden. Där kan alla kraftslag delta i handeln, till skillnad från de olika marknaderna för reservkraft där endast enheter som uppfyller särskilda teknologiska krav får delta.

Denna marknad fungerar ungefär som en aktiemarknad, där köpare och säljare löpande lägger bindande bud på att köpa eller sälja el. Den kontinuerliga handeln innebär att priset kan ändras hela tiden över handelsperioden, även för el med samma leveranstimme.

Intradagmarknaden introducerades på den nordiska marknaden 1999 under namnet Elbas, och var då huvudsakligen nationell. En gemensam europeisk intradagmarknad, SIDC, infördes som tidigare nämnts under 2018. Sedan dess kan elmarknadens aktörer köpa och sälja produktion över landsgränserna, givet att det finns ledig handelskapacitet. Kapaciteten på en överföringslinje beräknas normalt som skillnaden mellan den kapacitet som nätägarna bjudit in på dagen-före

marknaden och den faktiskt avropade kapaciteten. Den största delen av handeln på intradagmarknaden sker mellan olika elprisområden (Brolin m.fl., 2021).

Brolin m.fl. (2021) diskuterar en rad möjliga reformer som skulle kunna få betydelse för intradagmarknaden.

- Den första är införandet av *flödesbaserade kapacitetsberäkningar* på dagen-före marknaden som bättre ska hantera fysiska begränsningar i överföringskapaciteten mellan de olika elområdena. Flödesbaserad tilldelning kan leda till ökad handel genom mera effektiv tilldelning av kapacitet. Vilken effekt detta har på intradagmarknaden är dock osäkert, eftersom denna marknad bygger på att det finns ledig kapacitet i elnätet.
- Den andra möjliga reformen är att ett *auktionsbaserat format* införs på intradagmarknaden. Detta innebär att handeln klareras vid regelbundna tidpunkter precis som på dagen före-marknaden, i stället för endast kontinuerligt som i dag. Denna reform torde öka transparensen, likviditeten och effektiviteten på intra-dag marknaden. Hanteringen av flaskhalsar i nätet torde dessutom bli effektivare vid en auktionsbaserad intradag-handel.
- Den tredje reformen innebär införande av *kortare avräkningsperioder* för obalanser. I dag är leveransperioden 60 minuter, vilket innebär att all el som produceras inom samma leveransstimme får samma pris. En avkortning av leveransperioden till exempelvis 15 minuter kan vara effektiv eftersom obalanser i den variabla elproduktionen och förbrukningen då blir prissatta på ett mera effektivt sätt. Eftersom den förväntade kostnaden av att ligga i obalans ökar, kommer denna reform sannolikt att innebära ökad handel på intradagmarknaden.

5 Lokala marknader

5.1 INLEDNING

Utvecklingen mot en mer decentraliserad elproduktion i kombination med nya tekniker, smarta hem och elbilar har lett till en pånyttfödelse av tankar kring lokala elmarknader. Den elektrifiering som skedde i Sverige i början av 1900-talet byggde i själva verket i mångt och mycket på en relativt decentraliserad produktion. Detta i kombination med svårigheter och stora förluster med att överföra el längre sträckor ledde fram till en utveckling av lokala energimarknader i form av bland annat lokala belysningsföreningar och kooperativ.

Den utveckling vi ser idag liknar till viss del situationen i början av 1900-talet med ökad andel relativt småskalig och distribuerad elproduktion. Skillnaden mellan nu och då är dock att vi nu har ett effektivt elnät som möjliggör överföring av el över långa sträckor. De förhoppningar som i dag knyts till ett större inslag av lokala marknader innebär att sådana marknader förmodas leda till ett bättre nyttjande av såväl produktions- som distributionsresurser genom att flexibiliteten hos konsumenterna ökar. Därigenom kan man uppnå en bättre anpassning av elförbrukningen till den lokala eleffektbalansen. Dessutom kan lokala marknader bidra till att lokala produktionsresurser kan nyttjas mer flexibelt.

Begreppet "lokala marknader" är emellertid inte entydigt, utan kan syfta på olika fenomen. I det följande beskrivs tre olika aspekter på lokala marknader: Medborgarenergigemenskaper, flexibilitetsmarknader och indelningen i elprisområden.

5.2 LOKALA MEDBORGARENERGIGEMENSKAPER

I EU-kommissionens lagförslag Ren energi för alla i Europa som antogs av Europaparlamentet och Rådet på våren 2019 finns regler om medborgarenergigemenskaper. Dessa beskrivs som "en sammanslutning" som kontrolleras av lokala andelsägare eller medlemmar, som i allmänhet är värde driven snarare än vinstdriven.

Lokala energisamhällen ska ha rätt att äga, etablera eller hyra lokala elnät och att självständigt driva dem antingen som ett oberoende mikronät eller som ett mikronät anslutet till lokalnätet. Sådana energigemenskaper ska också kunna ägna sig åt lokal produktion, aggregering, lagring och leverans av energi eller erbjuda energieffektiviseringstjänster.

Syftet med att bilda energigemenskaper är bl.a. att underlätta införandet av smarta elnät och efterfrågefleksibilitet genom att direkt engagera konsumenterna. Samtidigt ska det enligt EU-direktivet vara frivilligt för hushållskunder att delta liksom att lämna en gemenskap utan att förlora vare sig tillgången till de nät som drivs av initiativen eller sina rättigheter som konsument.

Lokala energigemenskaper ska kunna verka på marknader på lika villkor utan att snedvrida konkurrensen. Det ska således vara upp till varje medlemsstat att avgöra om en lokal energigemenskap ska få äga, etablera eller hyra lokala elnät

och att självständigt driva dem. Energigemenskaper ska inte begränsas av att behöva verka inom ett visst geografiskt avgränsat område. I Sverige har såvitt bekant inga sådana gemenskaper ännu etablerats. Värt att notera är att – om sådana marknader skulle bli aktuella – en rad frågor måste utredas närmare när det t.ex. gäller skattskyldighet m.m.

5.3 LOKALA OCH REGIONALA FLEXIBILITETSMARKNADER

Redan i dag finns det en betydande flexibilitet i elsystemet. Sedan länge existerar det t.ex. ett antal avtalsformer som ger systemoperatören och nätbolagen möjlighet att avropa behov av flexibilitet. Kännetecknande för många av dessa avtal är att de är bilaterala, och kan anta många olika former. Under senare år har många länder och regioner börjat utveckla mer standardiserade produkter och marknader eller plattformar för flexibilitet.

En plattform är i detta sammanhang en sorts handelsplats för olika typer av flexibilitet (konsumtionsminskningar, produktionsökningar, lagringstjänster m.m.) och ansvarar för avrop och avtal av olika slag. Därtill medverkar man i den lokala koordineringen av de elektriska flödena, publicerar marknadsdata av olika slag och gör fördjupade analyser av olika aspekter på hur marknaden fungerar, om det förekommer monopolistiska beteenden etc. Typiskt sett kommunicerar plattformen genom budgivning och avrop med en rad aktörer såsom större konsumenter, lokala producenter, företag som tillhandahåller energilagring m.fl. Därutöver kommunicerar plattformen både med den nationella systemoperatören och med de lokala nätföretagen. I dag bedrivs ett antal pilotprojekt i Sverige, bl.a. CoordiNet och sthlmflex.

5.4 LOKALA MARKNADER OCH ELPRISOMRÅDEN

Dagens elmarknad kan i någon mening beskrivas som bestående av ett antal lokala (eller snarare regionala) elmarknader genom den prisområdesindelning som infördes 2011. Kort kan man säga att svaret på frågan hur "lokala" lokala elmarknader bör vara till stor del är avhängig huruvida det finns flaskhalsar i transmissions- och distributionsnäten. Finns inga flaskhalsar och el kan flöda fritt utan begränsningar i näten, så kommer priset på el att bli detsamma överallt, och någon "lokal marknad" kommer inte att existera. Priset på el kommer helt enkelt att bestämmas där den aggregerade efterfrågan är lika stor som det aggregerade utbudet. Existerar flaskhalsar måste dock marknaden delas upp eftersom jämviktspriset utan flaskhalsar inte leder till att marknaden klarerar lokalt/regionalt.

Den prisområdesindelning vi har i dag (se kapitel 2 ovan) kan därför i första hand ses som ett sätt att hantera flaskhalsar på transmissionsnivå. Den diskussion som nu förs kring lokala elmarknader är i första hand kopplad till effektproblematik på lokal eller regional nivå. Viktiga drivkrafter i utvecklingen av sådana marknader har varit begränsningar i möjlighet till uttag från överliggande nät och flaskhalsar i de lokala/regionala näten. Diskussionen har till stor del kommit att handla om hur eldistributionen kan effektiviseras och hur incitamentsstrukturen kan utformas så att de investeringar som behöver göras i elnätet är samhällsekonomiskt effektiva.

Förhoppningen är att detta i slutändan ska öka flexibiliteten vad gäller såväl användning som produktion av el.

En viktig fråga i detta sammanhang blir därför vilken roll nätföretagen kan spela för ett effektivare nätnyttjande. En annan fråga är om koordineringen mellan transmission och distribution av el är effektiv eller om det finns förbättringspotential. En tredje fråga, som är relaterad till de två första, är om dagens elmarknadsmodell är ändamålsenlig och kan möta de förväntade utmaningarna, eller om det finns skäl till förändringar i riktning mot mer lokala marknader.

I panelprojektet Spindlarna i nätet (Diczfalusy och Widegren, 2022 inom FemD-programmet lyfts framför allt de två första frågorna fram, dvs. nätföretagens roll i det framtida elsystemet och koordineringen mellan transmissions- och distributionsnät. En övergripande slutsats är att det även i framtiden behöver finnas en tydlig åtskillnad mellan monopolverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet, dvs. mellan transmission/distribution och produktion/handel. Det poängteras dock att var gränsen går mellan reglerad monopolverksamhet och mer eller mindre oreglerad konkurrensutsatt verksamhet inte är given en gång för alla. Var gränsen ska dras beror bl.a. på teknikutvecklingen.

Som nämnts är diskussionen kring det framtida elsystemet centrerad kring behovet av flexibilitet. Historiskt har flexibilitet tillhandahållits av kraftverken som anpassat produktionen efter efterfrågan, samtidigt som nätföretagen sett som sin uppgift att tillhandahålla tillräcklig nätkapacitet för att fylla behovet. Detta har i stort fungerat väl givet produktionsmixen i det svenska elsystemet. Men med en ökad andel icke-planerbar kraftproduktion eroderas flexibiliteten på utbudssidan till viss del, vilket har lett till att blickarna riktats mot efterfrågesidan, men även mot olika typer av energilagring, exempelvis batterier.

Avgörande för flexibilitet i allmänhet, och kanske på efterfrågesidan i synnerhet, är att aktörerna ges korrekta prissignaler. Det innebär exempelvis att kraftpriset i varje timme speglar marginalkostnaden för att tillhandahålla kraft i samma timme, samt att priset på distribution av el speglar den faktiska (marginal)kostnaden i varje tidpunkt. Exempelvis skulle det kunna innebära timprissättning på el och mer dynamiska nättariffer. I vilken grad detta leder till ökad efterfrågefleksibilitet, i meningen att elkonsumenter flyttar last från höglasttimmar till låglasttimmar beror naturligtvis på hur priskänsliga konsumenterna är. Detta bestäms i sin tur av dels vilken teknisk utrustning för att observera och reagera på kortsiktiga prisvariationer som användarna har tillgång till, dels vilka nyttoförluster som är förknippade med ett ändrat beteende.

Studier av svenska hushåll visar att med nuvarande teknologi är flexibiliteten mycket begränsad. Broberg m.fl. (2021) visar i en enkätstudie att den ekonomiska kompensation som hushållen kräver för att frivilligt begränsa effektuttaget under morgonen och sen eftermiddag (middagstid) är relativt stor, och att det därmed skulle krävas mycket stora prisskillnader över dygnet för att få några signifikanta beteendeförändringar. Liknande resultat redovisas i en studie av Brännlund och Vesterberg (2021) som baseras på hushållens faktiska elkonsumtion. Som diskuteras i Diczfalusy och Widegren (2022) kan automatiserad styrning av

apparater och utrustning vara ett sätt att öka konsumenters flexibilitet. Ett annat sätt är att möjliggöra för nya marknadsaktörer i form "aggregatorer" att samla ihop många små flexibla resurser och paketera dessa till större enheter som i sin tur kan säljas på elmarknaden.

Vad gäller nättarifferna pekar Diczfalussy och Widegren (2022) på vikten av att de sätts korrekt ur ett effektivitetsperspektiv. En slutsats härvidlag som redovisas i samma rapport är att få nätföretag hitintills sätter tariffer som tar sin utgångspunkt i vad som är teoretiskt korrekt. En korrekt prissättning skulle kunna innebära en dynamisk tariffsstruktur som varierar över tid vilket skulle kunna bidra till ökad flexibilitet. Huruvida så är fallet är naturligtvis en empirisk fråga. En av mycket få svenska empiriska studier av dynamiska eller icke-linjära tariffsstrukturer, Lanot och Vesterberg (2021), finner att den relativt kraftiga dynamiska (icke-linjära) tariffsstruktur som prövats av Sollentuna Energi har haft mycket små effekter på elanvändningen hos deras kunder.

Den tredje frågan, huruvida dagens elmarknadsdesign är ändamålsenlig givet de förändringar vi ser komma, är huvudtemat i Brolin m.fl. (2022). Framför allt ställer man sig frågan om lokala energimarknader kan vara ett sätt att möta de utmaningar vi ser framför oss. Tanken är ett lokalt energisamhälle som producerar och distribuerar förnybar el och värme för att i större utsträckning täcka de lokala behoven. Drivkraften i detta, menar Brolin m.fl. (2022), är potentiella besparingar. Vidare menar man att existerande och framtida flaskhalsar i distributionen av el, både på transmissionsnivå och lokal nivå utgör motiv för att utveckla lokala marknader för såväl produktion som distribution av el. Exempelvis föreslår man att en finare indelning av marknaden än dagens elområdesindelning. Detta skulle, menar man, ge incitament till att investeringar i såväl produktion som distribution hamnar där de ger mest nytta för systemet som helhet.

Som beskrivs i Brolin m.fl. (2022) är nätverksföretagen idag reglerade via intäktsregleringen. Nätföretagen har dock inom ramen för regleringen stor frihet i tariffutformningen så länge den inte är diskriminerande eller missgynnar vissa kunder. Vad man i grunden föreslår med utvecklingen av lokala marknader är en förfining geografiskt så att priser på el och eldistribution på ett bättre sätt speglar systemkostnaden. Huruvida, eller i vilken grad, dagens elmarknad med fyra prisområden och en relativt flexibel nätreglering speglar (eller inte speglar) systemkostnaden är dock långt ifrån klart.

Sammantaget visar Brolin m.fl. (2022) att frågan om lokala marknader är komplex i många olika dimensioner. Införande av lokala marknader ställer även frågor kring roller och ansvar för de olika aktörerna, men grundtanken att utveckla en marknad där priser på produktion och distribution på ett korrekt sätt speglar faktiska resurskostnader är naturligtvis tilltalande för många.

Bilaga A: Systemövergripande produkter på balansmarknaden

Stödtjänst	Syfte
FCR-N (Frekvenshållningsreserv-normaldrift, Frequency-Containment-Reserve-Normal)	Stabiliserar frekvensen vid små ändringar i förbrukning eller produktion. Symetrisk produkt (upp- och nedreglering)
FCR-D (Frekvenshållningsreserv-störd-drift, Frequency-Containment-Reserve-Disturbed)	Stabiliserar frekvensen vid driftstörningar. Separata produkter för upp- resp. nedreglering
aFRR (automatisk Frekvensåterställningsreserv, automatic-Frequency-Restoration-Reserve)	Återställer frekvensen till 50-Hz
mFRR (manuell Frekvens-återställningsreserv, manual-Frequency-Restoration-Reserve)	Avlastar de automatiska stödtjänsterna, återställer frekv. till 50-Hz
FFR (Snabb-frekvensreserv, Fast-Frequency-Reserve)	Hanterar snabba och djupa frekvensförändringar

REFERENSLISTA

- AFRY (2021), Ancillary Services Sweden. Presentation, FemD-projektet.
- Bergman, L. m.fl. (2021), Investeringar och handel på framtidens elmarknad. Energiforsk Rapport 2022:859 (FemD-projektet).
- Broberg, T., Brännlund, R., & Persson, L. (2021), Peak load habits for sale? Soft load control and consumer preferences on the electricity market. *The Energy Journal*, 42(1).
- Brolin, M., Hamon C. och Nyström T. (2021), Intradagmarknaden – En generell beskrivning av intradagmarknadens funktion. Energiforsk Rapport 2021:797.
- Brolin, M., Song, M., Chigrichenko, M. (2022), Marknadsplats för handel med energi i det lokala energisamhället. Energiforskrapport 2022:854.
- Diczfalusy, B. och Widegren, K., Spindlarna i nätet. Energiforsk, Rapport 2022:844.
- Energiforsk (2019), "Small modular reactors", Rapport 2019:625
- Energiforsk (2021), "El från nya anläggningar 2021"
- Energiforsk (2021), "Full effekt", rapport 2021:778
- Energiforsk (2021), "Power outlook and security of supply in region Skåne", Rapport 2021:807
- Energimyndigheten (2018), "Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem", ER 2018:16
- Energimyndigheten (2021), "Scenarier över Sveriges energisystem 2020", ER 2021:6
- IRENA (2020), "Renewable power generation costs in 2020"
- Kraftsamling för framtidens energi. SOU 2017:12
- Lanot, G. and Vesterberg, M. (2021), The price elasticity of electricity demand when marginal incentives are very large. *Energy Economics*, 104, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105604>.
- Lundin, Erik (2021), Geographic price granularity and investments in wind power: Evidence from a Swedish electricity market splitting reform. IFN Working Paper No. 1412.
- Lundin, Erik (2021), Geographic price granularity and investments in wind power: Evidence from a Swedish electricity market splitting reform. IFN Working Paper 1412.
- NEPP (2020), "Insikter och vägval i energiomställningen", slutrapport dec 2020.
- NEPP-projektet, https://nepp.se/pdf/kraftvarmens_roll.pdf
- Nilsson, M. (2021), Att kvantifiera storleken på marknaden för icke frekvensrelaterade stödtjänster. Energiforsk Rapport 2021:806.

Profu AB (2021) "Efterfrågan på fossilfri el - Analys av högnivåscenario", på uppdrag av Energiföretagen Sverige

Regeringskansliet 2022, " Nationell strategi för elektrifiering – en trygg, konkurrenskraftig och hållbar elförsörjning för en historisk klimatomställning – En sammanfattning"

Svensk Vindenergi (2022), "Statistik och prognos, 4e kvartalet 2021"

Svenska Kraftnät (2021), "Långsiktig marknadsanalys 2021 - Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050"

Svenska Kraftnät (2022), "Kortsiktig marknadsanalys 2021 - Simulering och analys av kraftsystemet 2022-2026".

Vattenfall (2021), <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2021/hybrit-ssab-lkab-och-vattenfall-forst-i-varlden-med-vatgasreducerad-jarnsvamp>

Vesterberg, M. (2020), Den svenska elmarknaden. SNS, forskningsrapport 2020.09.13.

FRAMTIDENS ELMARKNADSDESIGN

Just nu förändras förutsättningarna för vår el- och energiförsörjning i snabb takt. Vi påverkas allt mer, och allt mer påtagligt, av vad som sker globalt och på den europeiska marknaden. Samtidigt introduceras ny teknik i snabb takt, och intresset för lokala lösningar ökar.

Hänger dagens organisation av elmarknaden med i denna utveckling? Svarar nuvarande design upp mot de behov vi ser, eller behövs det reformer? I denna rapport redovisar fem experter slutsatser och bedömningar med utgångspunkt i ett antal aktuella forskningsprojekt.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk