

ELMARKNADEN 2035

En spaning mot framtiden

NEPP:S RAPPORT, OKTOBER 2025



Energiforsk



Profu

nepp

ELMARKNADEN 2035

En spaning mot framtiden

LARS BERGMAN OCH PETER FRITZ

Den här studien har genomförts av Lars Bergman, professor emeritus vid Handelshögskolan i Stockholm och Peter Fritz, oberoende energianalytiker. Studien är framtagen inom ramen för forskningsprogrammet Nepp. ISBN: 978-91-89918-27-6

FÖRORD

Hushållens och företagens försörjning med el förutsätter ett lämpligt dimensionerat och väl fungerande system för produktion och överföring av el ("elsystem"). Men det krävs också en väl fungerande elmarknad, d.v.s. arrangemang för handel med och prissättning av el. Inför de närmaste decennierna förväntas behovet av el att öka kraftigt. Detta ställer uppenbarligen krav på elsystemets utveckling. Men också på hur handeln med el ska organiseras och vilka "produkter" (energi, effekt, systemtjänster m.m.) som ska handlas på elmarknaden.

I denna studie analyseras hur den svenska elmarknaden kan väntas utvecklas fram till 2035. En fråga som behandlas är hur mycket el som kommer att omsättas på elmarknaden 2035 och hur denna el kommer att produceras. En annan fråga är om dagens "energy-only" marknad kommer att kompletteras med en marknad för effekt och hur denna marknad i så fall kommer att vara organiserad. En tredje fråga rör utvecklingen på den finansiella elmarknaden, d.v.s. den marknad där aktörerna kan prissäkra sina positioner.

Analysen av elmarknadens utveckling handlar till stor del om "investeringar" och "volatilitet"; investeringar i energi och effekt, volatilitet i produktion och priser. Men det handlar också om statens roll i elsystemets och elmarknadens utveckling. Rapporten utmynnar därför i en beskrivning av två scenarier som skiljer sig just med avseende på hur och hur mycket som staten är en aktiv part i denna process.

Energiforsk vill tacka alla som har bidragit till projektets genomförande och ett särskilt tack till Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm och Peter Fritz, oberoende energianalytiker, som svarat för projektet samt till Thomas Tangerås, vid Ifn och Anders Sandoff och Jon Williamsson vid Handelshögskolan vid Göteborgs universitet, som har bidragit med underlagsrapporter till projektet. Energiforsk vill också rikta ett stort tack dels till projektets referensgrupp, dels till finansiärerna av satsningen, dvs. företagen och organisationerna som medverkar i Nepp och Energimyndigheten. Resultaten i rapporten ger ett viktigt bidrag för beslut om utformningen av den framtida elmarknaden

Stockholm, oktober 2025
Energiforsk AB

NEPP

Forskningsprogrammet Nordeuropeiska energiperspektiv, Nepp, spänner över flera forskningsdiscipliner. Syftet med Nepp är att visa hur balanserade och hållbara utvecklingsvägar för energisystemen i Sverige, Norden och Nordeuropa kan åstadkommas samt hur energisystemen kan bidra till samhällets omställning i stort. Programmet fungerar som ett sammanhållande forskningskluster, där forskare från olika forskningsföretag och lärosäten anlitas för att genomföra olika studier med utgångspunkt från identifierade samhällsutmaningar. Nepp är också en mötesplats för dialog, samskapande och systemsyn för energisektorn och energiforskningen.

Forskningsföretaget Energiforsk är projektvärd för Nepp och ansvarar för programmets övergripande inriktning. Konsult- och forskningsföretaget Profu är projektledare för Nepp.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

FÖRORD	3
SAMMANFATTNING	7
SUMMARY IN ENGLISH	9
1. BAKGRUND OCH SYFTE	11
2. VAD MENAS MED ELMARKNADENS "DESIGN" – OCH VILKA ÄR UTMANINGARNA?	12
Vad handlas på elmarknaden?	12
Hur handlas el?	13
Erfarenheter och utmaningar inför framtiden	13
3. NULÄGE 2025 OCH INCITAMENTEN ATT INVESTERA I NY ELPRODUKTION	15
Nationella och regionala elenergibalanser 2024	15
Effektbalansen	16
Elpriserna	17
Marknadsaktörerna bedömningar	18
4. DET SVENSKA ELSYSTEMETS UTVECKLING. HISTORIK OCH FRAMTIDSSCENARIER	20
Det svenska elsystemet 1950 - 2024	20
Vad historien har lärt oss	22
En ny tid?	22
Scenarier för elsystemets utveckling	23
Efterfrågan på el i Högel och Lågel	23
Produktion av el i Högel och Lågel	24
Elprisernas utveckling i Högel och Lågel	26
Implikationer för elmarknaden	27
5. EFFEKTPROBLEMET OCH HUR DET KAN LÖSAS	
Ansaret för tillräcklighet i elsystemet – vägen mot dagens lösning	28
Skillnaden mellan en riktad och en marknadsomfattande kapacitetsmekanism	31
Risken för kapacitetsbrist och bristens varaktighet	31
Modellbaserad analys av risken för brist fram till 2035	33
Svenska kraftnäts förslag till en marknadsomfattande kapacitetsmarknad	34
Vad får då elkonsumenterna i utbyte för den ökade kostnaden på ca 7 EUR/MWh (9 öre/KWh)?	36
6. FINANSIELLA INSTRUMENT FÖR LÅNGSIKTIG RISKHANTERING	37
Typer av risker	37
PPA:s och CfD:s	38
Dubbelsidiga Contracts for Differences	39

Skillnad mellan PPA och CfD	40
7. TVÅ SCENARIER TILL 2035: NÅGRA UTGÅNGSPUNKTER	42
8. SCENARIO 1: MARKNADSDRIVEN UTVECKLING	44
Efterfrågan och priser på el	44
Produktion och investeringar	45
Långsiktig riskhantering	45
Effekttillgång och leveranssäkerhet	46
Omställning till ett klimatneutralt samhälle?	47
9. SCENARIO 2: TUDELAD MARKNAD	47
Efterfrågan och priser på el	48
Produktion och investeringar	49
Långsiktig riskhantering	50
Effekttillgång och leveranssäkerhet	50
Omställning av samhället?	50
10. ELMARKNADEN 2035	52
Elmarknadens design	52
Fysisk handel och prisbildning	53
Volatila priser och kortsiktig prissäkring	53
Prissättning av kapacitet	54
Långsiktiga investeringar	54
Problem på vägen mot 2035	55
Till sist	56
BILAGA 1. TERMINSKONTRAKT OCH INVESTERINGAR PÅ ELMARKNADEN	57
Thomas Tangerås	57
Inledning	57
Vanliga terminsavtal för el	58
Terminskontrakt och investeringsincitament på elmarknaden	61
Produktionsavtal	62
Kapacitetsavtal	63
En jämförelse av produktions- och kapacitetsavtal	64
Kompletterande avtal	65
Vertikal integration	67
Slutsatser	68
Referenser	69
BILAGA 2. AKTÖRERS UPPFATTNINGAR OM INVESTERINGSFÖRUTSÄTTNINGAR PÅ ELMARKNADEN	70
Anders Sandoff och Jon Williamsson	70
Överensstämmelser med "Lågel"-scenariot	70
Utmaningar för "Högel"-scenariot	72
Reflektion kring tadelad elmarknad och kapacitetsmekanismer	73

SAMMANFATTNING

Syftet med denna rapport är att ge en på ingående analys grundad beskrivning av den svenska elmarknaden 2035. Närmare bestämt hur mycket el som då omsätts, hur handeln på elmarknaden är organiserad och hur de "produkter" som då handlas är definierade. Med andra ord är det elmarknadens storlek och "design" 2035 som är i fokus.

I de inledande sex kapitlen behandlas olika aspekter på elsystemet och elmarknaden. Med dessa kapitel som grund definieras två scenarier för elmarknadens utveckling fram till 2035. De två scenarierna kallas *Marknadsdriven utveckling* respektive *Tudelad elmarknad*. De utgår från två olika visioner om elsystemets och elmarknadens roll i samhällsutvecklingen och vilken plats som politiska perspektiv och kommersiella överväganden ska ha i denna utveckling.

I scenariot *Marknadsdriven utveckling* är elmarknaden en dynamisk marknad där aktörerna nyttiggör ny teknologi och nya finansiella lösningar. Ökade fysiska utlandsförbindelser och internationell marknadskoppling bidrar till fortsatt internationalisering av elmarknaden. Aktörerna drivs av kommersiella mål, men medlet för att nå dessa mål är att erbjuda företag och hushåll säker tillgång på el till konkurrenskraftiga priser. Statens roll är att säkerställa snabba och förutsägbara tillståndsprocesser samt effektiv konkurrens på elmarknaden. Elanvändningen ökar med ca. 1,6 procent per år fram till 2035 vilket huvudsakligen möjliggörs av minskad export.

Scenariot *Tudelad elmarknad* utgår från visionen om ett väl fungerande samhälle där elsystemet är robust och har en hög andel planerbar elproduktion. Staten har ett avgörande ansvar för elsystemets och elmarknadens utveckling i önskad riktning. Såväl klimatpolitiska som industripolitiska hänsyn väger tungt. Elmarknaden är tudelad i den meningen att statens fokus är investeringar i elproduktion och elnät medan elmarknadens aktörer sköter den kortsiktiga driften av elsystemet och handeln med el. Elanvändningen växer med ca. 2,5 procent per år fram till 2035, vilket drivs av ny elkrävande industri och möjliggörs av betydande investeringar i främst landbaserad vindkraft.

Vilket av de två scenarierna som kommer att ligga närmast verkligheten återstår att se. Den svenska lagstiftningen har öppnat för stora subventioner till ny kärnkraft vilket är i linje med *Tudelad elmarknad*. Samtidigt pekar de resultat som kom fram i en enkätstudie (se bilaga) mot en roll för staten som liknade den i *Marknadsdriven utveckling*. Den faktiska utvecklingen kommer troligen att ha inslag från båda scenarierna. Men

under alla omständigheter kommer det att ställas nya krav på elmarknaden och dess "design" under det kommande decenniet.

Detta beror på att efterfrågan på el kommer att öka (om än oklart hur mycket) och att den tillkommande efterfrågan på marginalen kommer att tillgodoses med el från väderberoende kraftslag. En beskrivning av framtidens elmarknad kommer därmed att innehålla två nyckelord: "Investeringar" och "volatilitet". Investeringar i energi och effekt, volatilitet i produktion och priser. Men hur ska då den framtida elmarknadens design vara utformad?

Organiseringen av handeln med el för fysisk leverans och bestämningen av marknadspriset på el kommer troligen att i allt väsentligt ske på samma sätt 2035 som 2025. Men en väl fungerande "fysisk" elmarknad förutsätter att det finns en likvid marknad för lämpliga finansiella instrument med el som underliggande tillgång. Dock har likviditeten på den finansiella elmarknaden med tiden blivit sämre. Att vända denna utveckling är en utmaning som det är angeläget att hantera.

En hantering av "effektproblemet" förutsätter troligen att det etableras ett pris på kapacitet ("effekt"). Inledningsvis kommer det att finnas en effektreserv, kanske kompletterad med en marknad för effekt som organiseras av elmarknadens aktörer, som säkerställer hög leveranssäkerhet. Samtidigt kommer det att finnas beredskap att på sikt införa en "statlig" marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Men oavsett hur det går med den saken så kommer den befintliga energy-only marknaden sannolikt att på sikt behöva kompletteras med en mekanism för prissättning av effekt.

För att investeringar i nya anläggningar med lång livslängd ska komma till stånd är en väl fungerande marknad för långsiktig prissäkring (nästan) nödvändig. Detta kan åstadkommas på flera sätt. Ett är att den befintliga marknaden för s.k. PPA:s utvecklas. Ett annat att staten erbjuder s.k. CfD:s. Ett tredje alternativ är att elproducenter och investerare i elkrävande industrianläggningar samäger nya kraftverk.

På vägen mot 2035 kommer det att krävas en del förändringar av elmarknadens organisering och regelverk. Dock är det angeläget att framtida reformer noga utvärderas förväg och att särskild hänsyn tas till att marknadsregler måste vara begripliga och möjliga att hantera även för de mindre aktörerna på marknaden. Det gamla talesättet "låt inte det bästa bli det godas fiende" kan kanske vara vägledande.

SUMMARY IN ENGLISH

The purpose of this report is to provide a detailed analysis of the Swedish electricity market in 2035. More specifically, how much electricity is then sold, how trading in the electricity market is organized and how the "products" that are traded are then defined. In other words, it is the size and "design" of the electricity market in 2035 that is in focus.

The opening six chapters deal with various aspects of the electricity system and the electricity market. On the basis of these chapters, two scenarios are defined for the development of the electricity market up to 2035. The two scenarios are called *Market-Driven Development* and *Divided Electricity Market* respectively. They are based on two different visions of the role of the electricity system and the electricity market in social development and the place that political and commercial considerations should have in this development.

In the *Market-driven Development* scenario, the electricity market is a dynamic market where players utilise new technology and new financial solutions. Increased physical interconnectors and international market coupling contribute to the continued internationalisation of the electricity market. The actors are driven by commercial goals, but the means to achieve these goals is to offer companies and households secure access to electricity at competitive prices. The role of the state is to ensure fast and predictable permit processes and effective competition in the electricity market. Electricity use increases by approx. 1.6 percent per year until 2035, which is mainly made possible by reduced exports.

The *Divided Electricity Market* scenario is based on the vision of a well-functioning society where the electricity system is robust and has a high proportion of planned electricity production. The state has a crucial responsibility for the development of the electricity system and the electricity market in the desired direction. Both climate policy and industrial policy considerations weigh heavily. The electricity market is divided into two parts, in the sense that the state's focus is investments in electricity production and electricity grids, while electricity market participants handle the short-term operation of the system and trading of electricity. Electricity use grows by approx. 2.5 percent per year until 2035, driven by the growth of new electricity-intensive industry and made possible by significant investments primarily in onshore wind power.

Which of the two scenarios will be closest to reality remains to be seen. The Swedish legislation has opened the way for large subsidies for new nuclear power, which is in line with the *Divided Electricity Market* scenario. At the

same time, the results that emerged in a survey study (see appendix) point to a role for the state that was similar to that in the *Market-driven Development* scenario. The actual development will probably have elements from both scenarios. But in any case, new demands will be placed on the electricity market and its "design" in the coming decade.

This is because the demand for electricity will increase (although it is unclear how much) and that the additional demand on the margin will be met with electricity from weather-dependent power sources. A description of the electricity market of the future will thus contain two key words: "Investments" and "volatility". Investments in energy and power, volatility in production and prices. But how should the design of the future electricity market then be designed?

The organisation of the trade in electricity for physical supply and the determination of the market price of electricity will probably take place in essentially the same way in 2035 as in 2025. However, a well-functioning "physical" electricity market presupposes that there is a liquid market for suitable financial instruments with electricity as the underlying asset. However, liquidity in the financial electricity market has deteriorated over time. Reversing this trend is a challenge that needs to be addressed.

Dealing with the "capacity problem" probably requires the establishment of a price for capacity. Initially, there will be a strategic power reserve, perhaps supplemented by a market for capacity organised by electricity market players, which ensures a high level of security of supply. At the same time, there will be preparedness to introduce a "state" market-wide capacity mechanism in the long term. But regardless of how things go, the existing energy-only market will eventually need to be supplemented with a mechanism for pricing capacity.

In order for investments in new plants with a long lifespan to come about, a well-functioning market for long-term price hedging is (almost) necessary. This can be achieved in several ways. One is that the existing market for so-called PPAs is developed. Another is that the state offers so-called CfDs. A third alternative is for electricity producers and investors in electricity-intensive industrial plants to co-own new power plants.

On the road to 2035, some changes will be required to the electricity market's organisation and regulations. However, it is important that future reforms are carefully evaluated in advance and that special consideration is given to the fact that market rules must be comprehensible and manageable even for the smaller players in the market. The old saying "don't let the best be the enemy of the good" might be a guide.

1. BAKGRUND OCH SYFTE

Den elmarknadsreform som genomfördes vid mitten av 1990-talet ledde till omfattande förändringar i handeln med el. Från att ha varit förbehållna de stora kraftföretagen öppnades den kortsiktiga handeln med el för en vid krets av aktörer. De avgörande regelförändringar som möjliggjorde detta var dels att samtliga aktörer fick tillträde till elnätet på transparenta och icke-diskriminerande villkor, dels att det skapades marknadsplatser för handel med el med fri prisbildning.

Sedan åren kring 1990 har den årliga elanvändningen (inklusive överföringsförluster) i Sverige varit i stort sett konstant på en nivå kring 140 TWh. Men under det kommande decenniet och tiden därefter väntas den svenska elanvändningen öka snabbt; det talas om en fördubbling fram till 2045. Samtidigt räknar man med att stor del av den ökade efterfrågan på el ska tillgodoses av tillkommande vindkraft.

Syftet med denna studie är att försöka beskriva den svenska elmarknaden 2035. En aspekt som behandlas är elmarknadens storlek i termer av omsatta TWh/år och maximal momentan efterfrågan ("effekt"), MW. En annan rör elmarknadens "design" (vars närmare innebörd diskuteras i kapitel 2). En central fråga i denna rapport är om och i så fall hur den svenska elmarknadens "design", i ljuset av växande efterfrågan och en ökande andel vindkraft i elproduktionen, bör förändras.

Rapporten kan sägas ha två delar. I den första delen, kapitlen 2 – 6, beskrivs aktuella förhållanden av skilda slag som har betydelse för elmarknadens utveckling under det närmaste decenniet. I den andra delen, kapitlen 7 – 10, beskrivs och diskuteras två scenarier för denna utveckling. Mot bakgrund av dessa scenarier dras slutsatser om den svenska elmarknadens design och storlek 2035.

2. VAD MENAS MED ELMARKNADENS "DESIGN" – OCH VILKA ÄR UTMANINGARNA?

Elmarknadens design handlar i grunden om två frågor: Vad som handlas och hur det handlas på elmarknaden. Detta formaliseras i regelverk och andra arrangemang som också innefattar rollfördelningen mellan systemoperatören (Svenska kraftnät, SvK) och elmarknadens övriga aktörer. Den elmarknadsreform som genomfördes vid mitten av 1990-talet lade grunden för den svenska elmarknadens nuvarande design. I detta kapitel beskrivs denna liksom de behov av förändringar som det närmaste decenniets utveckling kan komma att innebära.

Vad handlas på elmarknaden?

Det kan synas trivialt att diskutera frågan om vad som handlas på elmarknaden; något annat än el kan det ju inte vara! Men el kan "förpackas" på flera olika sätt som definieras i avtal mellan säljare och köpare. Således är det tre olika typer av "produkter" som handlas och prissätts på elmarknaden: Energi (MWh), effekt (MW) och finansiella instrument med el som underliggande tillgång. Det skulle kunna vara fler produkter som handlas, t.ex. svängmassa.

I samband med elmarknadsreformen etablerades dels en s.k. dagen-före marknad (ofta kallad "spotmarknaden") för handel med el, dels en "intra-dag" marknad där aktörerna kunde justera de positioner som de tagit på dagen-före marknaden¹. Den produkt som handlas och prissätts är energi. Närmare bestämt energi (MWh) per handelsperiod. Denna har hittills varit en timme, men ska enligt gällande planer ändras till 15 minuter. Parallellt med denna "fysiska" marknad² skapades en finansiell marknad där instrument för prissäkring på upp till 3–4 års sikt handlas. De priser som bestäms på den finansiella elmarknaden indikerar hur elmarknadens aktörer bedömer spotprisernas utveckling under de kommande åren.

Men någon marknad för kapacitet skapades inte; den "nya" elmarknaden utformades som en "energy-only" marknad där producenterna får betalt för den el (MWh) som de levererar, men inte för den effekt (MW) som de

¹ Till detta kommer de marknader som organiseras av Svenska kraftnät inom ramen för den s.k. balanstjänsten.

² Med en "fysisk" elmarknad menas en marknad där avtalen mellan säljare och köpare leder till fysisk leverans av el. Detta till skillnad mot finansiella elmarknader.

håller tillgänglig.³ Hur det ska bli med den saken i framtiden är en av de frågor som behandlas i denna rapport.

Hur handlas el?

Återigen kan frågan synas trivial; handel innebär alltid att en säljare mot betalning överlåter en produkt till en köpare. Men de institutionella formerna för sådana avtal kan utformas på olika sätt. Det finns två huvudsakliga alternativ: Det ena är bilateral handel direkt mellan säljare och köpare. Det andra är att båda parter träffar avtal med en mellanhand i form en organiserad marknadsplats.

Som den svenska elmarknaden utvecklats sedan elmarknadsreformen har handel via de organiserade marknadsplatserna blivit helt dominerande. Av dessa är dagen-före marknaden den viktigaste, med en årlig omsättning som är mångdubbelt större än omsättningen på intra-dag marknaden. Till detta kommer handel inom ramen för den "balanstjänst" som Svenska kraftnät organiserar.

När den "nya" elmarknaden etablerades fruktade man att de stora företagens dominerande ställning skulle leda till oligopolistisk⁴ prissättning. Så skedde dock inte och i takt med att den svenska elmarknaden har internationaliserats har konkurrensen ökat och i allt väsentligt eliminerat möjligheterna att utöva marknadsakt på dagen-före och intra-dag marknaderna. Konsekvensen är att elpriserna i dagsläget väl speglar de relevanta kostnaderna⁵ för att producera el.

Erfarenheter och utmaningar inför framtiden

De befintliga marknadsplatserna för "fysisk" handel med el har hittills fungerat bra. Här betyder "bra" att de priser som bildats under varierande förhållanden har skapat jämvikt mellan utbud av och efterfrågan på el; "ljusen har inte slocknat". Att dessa priser under olika perioder har varit mycket höga beror inte på hur handeln med el är organiserad utan på underliggande faktorer, bland annat torrår, nedläggning av kärnkraftverk och "import" av höga kontinentala elpriser.

³ D.v.s. priser som är högre än de priser som skulle gälla vid effektiv konkurrens mellan ett stort antal säljare.

⁴ D.v.s. priser som är högre än de priser som skulle gälla vid effektiv konkurrens mellan ett stort antal säljare.

⁵ Med "relevanta kostnader" avses elsystemets kostnad för en marginell ökning av elproduktionen plus en eventuell bristkostnad. Denna uppstår om efterfrågan överstiger produktionssystemets kapacitet och speglar den marginella användarens värdering av tillgången på el.

Handeln med finansiella instrument med el som underliggande tillgång har gjort det möjligt för elmarknadens aktörer att prissäkra sina positioner på upp till 3–4 års⁶ sikt. Denna handel fyller en viktig funktion som komplement till den fysiska handeln och den har länge fungerat väl. Dock har likviditeten på den finansiella elmarknaden med tiden och särskilt under de senaste åren blivit sämre. En av orsakerna till detta är att det pris, "systempriset"⁷, som används som referenspris i de finansiella kontrakten kommit att skilja sig väsentligt från de fyra områdespriser som bildas på dagen-före marknaden.⁸

Detta innebär att en gardering mot variationer i systempriset i allt mindre grad är en gardering mot variationer i det pris som en aktör faktiskt möter. Det finns en marknad för instrument som skyddar aktörerna mot skillnader mellan systempris och områdespris, s.k. EPAD:s (Electricity Price Area Differentials), men denna är inte särskilt likvid. Frågan om den finansiella elmarknadens minskande likviditet hör till utmaningarna inför framtiden.

I sin nuvarande form har elmarknaden bara existerat under en period med i stort sett konstant årlig användning av el. Frågan är då hur ändamålsenlig dagens elmarknadsdesign är när efterfrågan på el växer snabbt. Kommer marknadssignalerna att initiera "tillräckligt" stora investeringar i energi (MWh) och effekt (MW)? Svaret hänger samman med dels hur effekt prissätts, dels möjligheterna till långsiktig prissäkring. Dessa frågor behandlas i kapitel 5 respektive kapitel 6.

⁶ Det finns prissäkringsinstrument med längre löptid, men likviditeten i handeln med dessa är låg.

⁷ Systempriset är det hypotetiska pris som skulle gälla om det inte fanns några begränsningar i överföringsnätets kapacitet.

⁸ En annan förklaring till den minskade handeln är att kraven på säkerheter har skärpts för aktörer som ingår börshandlade kontrakt samtidigt som möjligheterna att utnyttja bankgarantier i praktiken bortfallit. Även förändringar i elproduktionens sammansättning påverkar efterfrågan på olika typer av prissäkringskontrakt. Frågan är alltså mer komplex.

3. NULÄGE 2025 OCH INCITAMENTEN ATT INVESTERA I NY ELPRODUKTION

Ett företags beslut om investering i en ny anläggning beror ytterst på dess bedömning av investeringens lönsamhet. Då spelar elprisernas förväntade utveckling under den planerade anläggningens livslängd uppenbarligen en viktig roll. Elprisernas utveckling beror i sin tur på hur efterfrågan på el utvecklas i förhållande till utbudet; ju större som efterfrågan är vid ett givet utbud desto högre blir priserna⁹.

Syftet med detta kapitel är att beskriva nuläget på den svenska elmarknaden med avseende på energibalans, effektbalans och priser i olika elområden och att med denna beskrivning som grund analysera de olika kraftslagens intjäningsförmåga under det kommande decenniet. Dessutom redovisas resultat från en undersökning av centrala marknadsaktörers bedömning av förutsättningarna för investeringar i ny elproduktion.

Nationella och regionala elenergibalanser 2024

I Tabell 1 redovisas Sveriges nationella elenergibalans 2024. Som framgår var den samlade produktionen väsentligt högre än den inhemska användningen, vilket ledde till en betydande nettoexport av el.

Tabell 1. Nationell elenergibalans 2024 (TWh)

Nationell energibalans 2024	TWh
Vattenkraft	64
Kärnkraft	49
Vindkraft	41
Solkraft	2
Övrigt	5
Inhemska användning	129
Nettoexport	33

Källa: Svenska kraftnät

⁹ Ofta antas de framtida elpriserna bero på kostnaderna, summan av drift- och kapitalkostnader, för att producera el. Men detta är något som bara gäller under speciella förhållanden. Närmare bestämt att kapaciteten att producera el är perfekt anpassad till efterfrågan på el. I grunden är marknadspriset på el det pris som ger jämvikt mellan utbud och efterfrågan. I allmänhet, men inte alltid, utgör det marginella kraftverkets rörliga driftskostnad en undre gräns för elpriset. Så länge som marknadspriset är lägre än de mycket höga "takpriser" som gäller i handeln med el kan det vara mycket högre än produktionskostnaden.

Att produktionen var så hög berodde dels på att de senaste årens utbyggnad av vindkraft gjort att det nu finns en betydande kapacitet i vindkraftverk, dels på att vindförhållandena under 2024 var gynnsamma. Således svarade vindkraften för hela 25 procent av Sveriges samlade elproduktion det året. Motsvarande siffror för vatten- och kärnkraftverken var 30 respektive 40 procent. Solkraftens produktion motsvarade 1 procent av den samlade elproduktionen.

Om man i stället ser på elenergibalanserna för de olika elområdena framträder en bild av ett elsystem med en betydande obalans i dimensionen norr-söder. Siffrorna framgår av Tabell 2.

Tabell 2. Elenergibalanser per elområde 2024. TWh

Elområde	Produktion	Användning	Netto produktion
SE 1 ("Luleå")	24	11	+13
SE 2 ("Sundsvall")	53	15	+38
SE 3 ("Stockholm")	76	81	-5
SE 4 ("Malmö")	9	21	-12

Källa: Svenska kraftnät

Överskott i norr som täcker underskott i söder är ett mönster som, i varierande utsträckning, funnits länge i det svenska elsystemet. Den grundläggande orsaken är att huvuddelen av vattenkraften finns i norra Sverige, medan en stor del av befolkningen och näringslivet finns i mellersta och södra Sverige. När kärnkraften kom in i det svenska elsystemet valde man därför att lokalisera samtliga kärnkraftverk till mellersta och södra Sverige.

Men när sex kärnkraftsreaktorer avvecklades och en stor del av den vindkraft som skulle ersätta dessa lokaliserades till norra Sverige gick utvecklingen i den motsatta riktningen; överskotten i norr växte samtidigt som underskotten i söder blev större.

Effektbalansen

En anläggning för elproduktion bidrar dels till elsystemets kapacitet att producera el (MWh), dels till dess förmåga att producera el vid en viss tidpunkt, d.v.s. effekt (MW). Man bör därför skilja mellan elsystemets energibalans och dess effektbalans. Som framgick ovan visar det svenska elsystemets energibalans för närvarande stora överskott. Däremot är effektsituationen ansträngd.

Detta framgår av Svenska kraftnäts effektprognos för vintern 2024/2025 som redovisas i Tabell 3. Notera att "effekt" här mäts i MWh/h, d.v.s. genomsnittlig effekt (MW) per timme. Det viktigaste skälet till den stora skillnaden mellan energi- och effektbalanserna är den stora skillnaden mellan installerad och tillgänglig¹⁰ effekt i de väderberoende vindkraftverken.

Tabell 3. Effektbalans vintern 2024/2025. Prognos. MWh/h

Elområde	Normalvinter	Tioårsvinter	Tjugoårsvinter
SE 1	3 300	3 200	3 200
SE 2	4 700	4 600	4 500
SE 3	-6 300	-7 100	-7 400
SE 4	-3 000	-3 200	-3 300
Riket	-1 300	-2 500	-3 000

Källa: Svenska kraftnät

Skillnaden mellan elområdena är ungefär densamma i effekt- som i energihänseende. Att effektbalansen för riket är negativ även under "normala" vinterförhållanden visar att Sverige, trots det stora exportöverskottet för energi, är nettoimportör av el under vissa timmar vintertid.

Elpriserna

Den utveckling som speglas i Tabell 1 och Tabell 2 har stora konsekvenser för prisbildningen på elmarknaden. En är att det samlade produktionsöverskottet leder till låga genomsnittliga elpriser. En annan är att den nord-sydliga obalansen i elsystemet medför stora prisskillnader mellan de fyra elområdena. Detta illustreras av siffrorna i Tabell 4. De priser som redovisas är genomsnittliga¹¹ priser i de fyra elområdena under 2024.

¹⁰ Med "tillgänglig effekt" avses den effekt som är tillgänglig vid en given tidpunkt. För vindkraft bedömer Svenska kraftnät att endast ca. 10 procent av den installerade effekten i vindkraftverk är "tillgänglig".

¹¹ Det finns olika sätt att beräkna genomsnittliga elpriser. Ett är att beräkna ett s.k. tidsmedelvärde vilket är medelvärdet av alla noterade timpriser under året. Ett annat är att beräkna ett viktad medelvärde där vikterna är produktion eller användning per timme. Siffrorna i Tabell 3 är tidsmedelvärden.

Tabell 4. Genomsnittliga spotpriser per elområde 2024.

Genomsnittliga spotpriser per elområde 2024	Euro/MWh	Öre/kWh
Pris i SE 1	25	30
Pris i SE 2	25	30
Pris i SE 3	36	43
Pris i SE 4	50	60
Medelvärde för priser i SE 1 – SE 4	36	43

Källa: Nord Pool

Dessa priser kan jämföras med kostnaden för att bygga och driva olika typer av kraftverk. Enligt bedömningar som redovisas av SNS Konjunkturråd 2025¹² kostar¹³ ny landbaserad vindkraft mellan 25 och 42 €/MWh, medan livstidsförlängning av befintlig kärnkraft kostar cirka 33 €/MWh. För havsbaserad vindkraft bedöms kostnaden ligga i intervallet 50 – 67 €/MWh. Medan motsvarande intervall för kärnkraft är 75–150 €/MWh.

Vid de priser som rådde 2024 var det således bara investeringar i landbaserad vindkraft i elområdena SE 3 och SE 4 samt livstidsförlängning av befintlig kärnkraft i SE 3 som skulle kunna vara lönsamma. Vid bedömningen av vindkraftens lönsamhet måste man dock ta hänsyn till det som kallas "capture rate", d.v.s. att medelpriset på den el som vindkraftverken producerar är lägre än medelpriset på elmarknaden som helhet.

Detta förhållande har att göra med att vindkraftverken tenderar att producera, respektive inte producera, ungefär samtidigt. Konsekvensen är att marknadspriset på el är lågt när vindkraftsproduktionen är hög och högt när vindkraftsproduktionen är låg. Under 2024 var vindkraftens "capture rate" ca 70 procent (med skillnader mellan elområdena).

Marknadsaktörernas bedömningar

Förutsättningarna för investeringar i ny elproduktion har inom ramen för forskningsprogrammet Nepp studerats av Anders Sandoff och Jon Williamsson vid Handelshögskolan vid Göteborgs universitet. Studien hade

¹² Thomas T. Tangerås, Pär Holmberg och Chloé Le Coq, "Investeringar i elproduktion för en hållbar utveckling".

¹³ I rapporten från SNS Konjunkturråd 2025 anges de beräknade kostnaderna i öre/kWh. Dessa har här konverterats till Euro/MWh med växelkursen 12 SEK/Euro. De angivna beloppen är i termer av LCOE (Levelized Cost Of Electricity).

formen av en enkät riktad till energikoncerner, fjärrvärmebolag och industriföretag i Sverige. Författarnas rapport är under utgivning av Energiforsk. Delar av resultaten redovisas i en bilaga till denna rapport.

En av frågorna var *"Hur bedömer du er nuvarande investeringsvilja i ny eller utökad elproduktion inom följande kraftslag?"* Det helt dominerande svaret var "Mycket liten" följt av "Liten". På frågan *"Hur har investeringsviljan förändrats det senaste året?"* var de dominerande svaren "Minskat" och "Minskat kraftigt".

Den enskilt viktigaste faktorn bakom dessa svar var respondenternas bedömning av den förväntade avkastningen på investeringar i ny elproduktion. Man framhöll också osäkerhet om denna avkastning och osäkerhet om energipolitiken som viktiga faktorer som minskade investeringsviljan. Däremot var det ingen av respondenterna som bedömde att det skulle vara svårt att finansiera investeringar i ny elproduktion.

Författarna ställde också frågor som rörde statens roll i elsystemets utveckling. Det var relativt öppna frågor som besvarades med fri text. De avgivna svaren sammanfattades på följande sätt:

"Ett återkommande tema i de öppna svaren är att statens roll bör vara att skapa stabila och rättvisa spelregler snarare än att peka ut tekniker eller kraftslag. Flera respondenter, särskilt från energikoncerner och fjärrvärmebolag, efterfrågar en teknikneutral politik där olika kraftslag konkurrerar på lika villkor, baserat på sin faktiska systemnytta. I detta synsätt ses marknaden som det mest effektiva verktyget för att styra investeringar, förutsatt att den är korrekt utformad. Samtidigt lyfter respondenter att staten har ett ansvar att säkerställa konkurrensneutralitet och långsiktig förutsägbarhet i regleringen. Detta inkluderar exempelvis reformer av tillståndsprocesser och transparens i framtida styrmedel. Även industrisidan uttrycker försiktighet inför riktade stöd och betonar vikten av generella förutsättningar som möjliggör investeringar utan att snedvrider marknaden. Samlat sett visar svaren på ett tydligt stöd för en styrning som fokuserar på att möjliggöra snarare än dirigera utvecklingen".

Om dessa resultat är representativa för marknadsaktörernas syn på förutsättningarna för investeringar i ny elproduktion så finns det ett betydande gap mellan den kapacitetstillväxt som krävs för att möjliggöra en kraftig efterfrågeökning och investerarnas vilja att genomföra de nödvändiga investeringarna. Det som skulle kunna ändra dessa bedömningar är dels att efterfrågan på el ökar i en takt som gör att dagens överskott minskar snabbt, dels att marknadsaktörernas upplevda osäkerhet fås att minska.

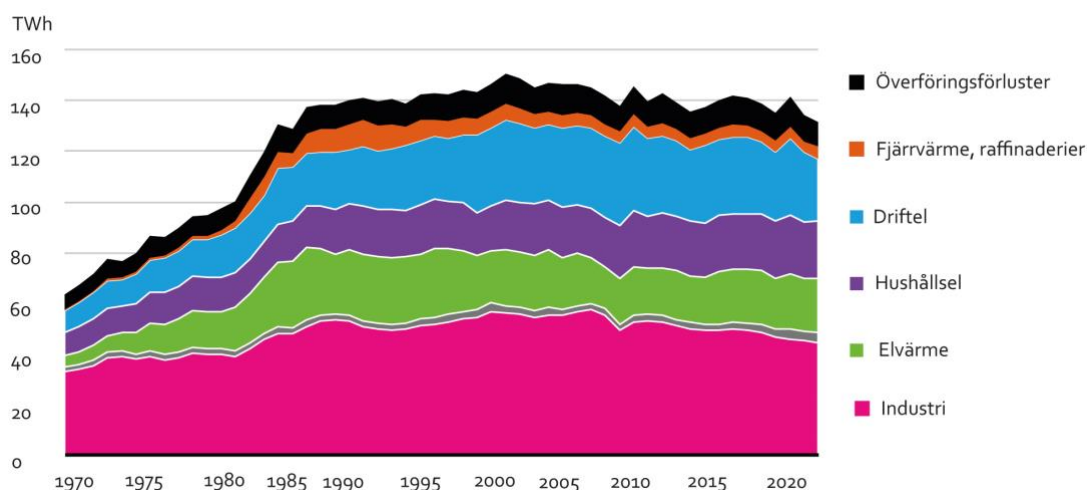
4. DET SVENSKA ELSYSTEMETS UTVECKLING. HISTORIK OCH FRAMTIDSSCENARIER

En viktig aspekt på elmarknaden 2035 är mängden el som omsätts. Är det mer eller mycket mer än under de senaste åren? Det är den fråga som detta kapitel handlar om. Men när man ska bilda sig en uppfattning om hur någon del av samhällsekonomin kommer att utvecklas på ett par decenniers sikt är det bra att börja med en tillbakablick. Hur har utvecklingen sett ut under de närmast föregående decennierna? Hur har takten i elanvändningens utveckling varierat över tid? Därför inleds kapitlet med en beskrivning av det svenska elsystemets utveckling sedan 1950.

Det svenska elsystemet 1950 - 2024

Mellan 1950 och 1970 ökade produktion och användning¹⁴ av el i Sverige från 20 TWh till 63 TWh, vilket motsvarar en årlig ökningstakt på cirka 6 procent (se Diagram 2 nedan). Under de följande två decennierna var ökningstakten ca 4 procent per år och nådde 140 TWh år 1990. Men som framgår av nedanstående Diagram 1 har elanvändningen varit i stort sett konstant på nivån kring 140 TWh per år sedan 1990.

Diagram 1. Den svenska elanvändningen 1970 - 2023



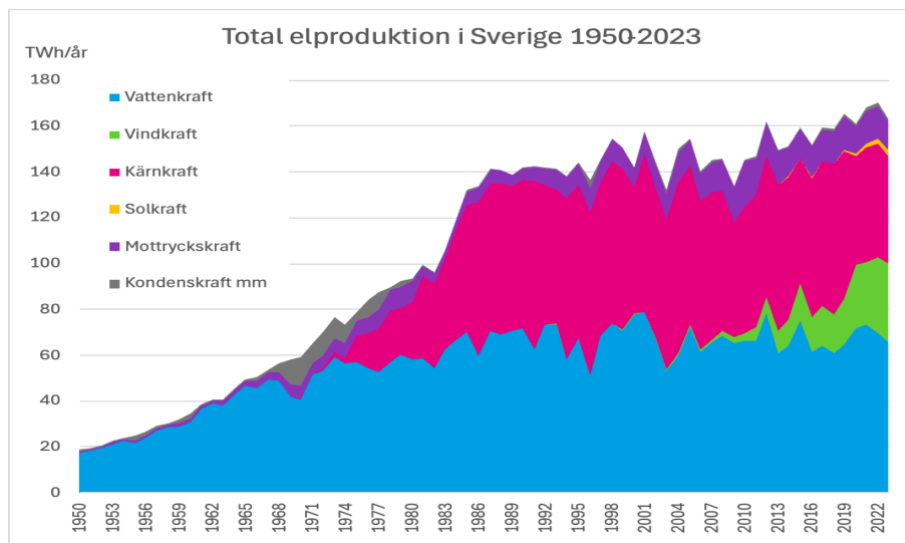
Källa: Energiföretagen

¹⁴ Under denna period var den internationella handeln med el så liten att skillnaden mellan produktion och inhemsk användning var mycket liten.

Den snabba ökningen av elanvändningen mellan 1950 och 1990 drevs av en kombination av snabb ekonomisk tillväxt och omfattande elektrifiering i näringslivet. Men också av ökad elanvändning i hushållssektorn till följd av övergång till elvärme och växande användning av elektriska hushållsmaskiner. Förutom att teknisk utveckling skapade förutsättningar för detta utvecklades elpriset gynnsamt jämfört med priserna på andra energislag.

Att elanvändningen stagnerade efter 1990 berodde på en jämförelsevis långsam tillväxt i den elkrävande industrin i kombination med en betydande effektivisering av elanvändningen i stort. En annan orsak var att övergången till elvärme till stora delar var avslutad. Men den stagnerande elanvändningen till trots ökade den svenska elproduktionen efter 2010. Orsaken var den snabbt ökande vindkraftsproduktionen i förening med möjligheterna att exportera stora kvantiteter till angränsande länder. Den svenska elproduktionens utveckling under perioden 1950 – 2023 illustreras av Diagram 2.

Diagram 2. Den svenska elproduktionen 1950 - 2023



Källa: Energiföretagen

Som framgår var elproduktionens ökning mellan 1950 och 1970 i stort sett identisk med vattenkraftsproduktionens ökning. Men vid 1970-talets början inleddes en period med snabb utbyggnad av kärnkraft samtidigt som utbyggnaden av vattenkraft i stort sett upphörde. Den årliga elproduktionen i kärnkraftverk ökade mycket snabbt, från noll 1970 till drygt 70 TWh år 1990, för att därefter stagnera och så småningom minska. Sedan omkring 2010 har, som nämntes, den ökande

vindkraftsproduktionen lett till att den samlade svenska elproduktionen återigen börjat öka.

Vad historien har lärt oss

Den historiska tillbakablicken visar att den svenska elanvändningen under tiden efter andra världskriget har genomgått två distinkta faser. Dels perioden 1950 – 1990 då den ökade mycket snabbt. Dels perioden 1991 – 2023 då den årliga elanvändningen var i stort sett konstant.

Skillnaden mellan de två faserna kan förklaras med skillnader i ekonomisk tillväxt och elprisutveckling. Men också av teknisk utveckling som periodvis gynnat omfattande elektrifiering och periodvis gynnat effektivisering av elanvändningen. En lärdom av detta är att hur elanvändningen utvecklas varierar mellan olika skeden och att detta beror på underliggande ekonomiska och teknologiska faktorer. Man kan också notera att takten i elanvändningens ökning olika skeden varierat mellan noll och 6 procent per år.

En ny tid?

Enligt nästan samstämmiga bedömningar står Sverige nu inför en period med snabb ökning av den inhemska användningen av el. Det som förväntas är en ökning i storleksordningen fördubbling eller mer fram till 2050, vilket motsvarar en genomsnittlig årlig ökningstakt på knappt 3 procent från 2025 års nivå. Detta är en betydande ökning jämfört med de senaste tre decennierna, men avsevärt långsammare än vad som gällde mellan 1950 och 1990.

Vad är det då som gör att denna snabba utveckling av elanvändningen kan komma till stånd? En sak är att omfattande elektrifiering är ett viktigt medel för att nå EU:s och Sveriges klimatpolitiska mål. Men politiska mål har sällan i sig några betydande effekter "på marken". Däremot kan de klimatpolitiska åtgärder som vidtas för att nå målen ha avsevärda effekter. Det mest kraftfulla styrmedlet inom EU:s klimatpolitik är ETS-systemet, d.v.s. det system för handel med utsläppsrätter som gör att det bildas ett pris på utsläpp av koldioxid.

När det gäller elektrifieringen av industrin och transportsektorn spelar troligen de allt högre priserna på dessa utsläppsrätter en viktig roll. I takt med att den totala tilldelningen av utsläppsrätter minskar kommer priset på dessa att öka. Det leder till högre kostnader för fossilbaserad elproduktion, men också starkare incitament att i andra delar av ekonomin ersätta fossila bränslen med fossilfri el. Med andra ord är det sannolikt att ekonomiska incitament kommer att driva på elektrifiering i stort sett alla

samhällssektorer. Dock ska det inte uteslutas att konsekvenserna av mycket höga priser på utsläppsrätter gör att takten i minskningen av den totala tilldelningen av utsläppsrätter av politiska skäl kan komma att reduceras.

Scenarier för elsystemets utveckling

Ökad elanvändning ställer krav på ökad elproduktion, initialt kombinerad med minskad export och på sikt eventuellt kompletterad med nettoimport. Inom forskningsprogrammet Nepp belyses hur elsystemet kan komma att utvecklas de närmaste decennierna. De scenarier som tagits fram sträcker sig fram till 2050, men i denna rapport är fokus på utvecklingen fram till 2035. Bakom scenarierna står Profu, EA Energy Analyses, Quantified Carbon och forskare vid Chalmers Tekniska Högskola.

Scenarierna bygger nödvändigtvis på en rad antaganden, exempelvis om kostnader för olika kraftslag. De enskilt viktigaste antagandena rör dock hur efterfrågan på el utvecklas. Dessa antaganden baseras dock inte på prognoser i konventionell mening, d.v.s. statistiska skattningar av den mest sannolika utvecklingen. I stället bygger de på beräkningar av hur mycket el som mot bakgrund av de klimatpolitiska målen behövs för att ersätta fossila bränslen i olika samhällssektorer.

Från metodsynpunkt är scenarierna genererade med numeriska modeller där efterfrågan på el är given och oberoende av elpriserna utveckling. För att belysa konsekvenserna av olika alternativ om underliggande faktorer har både ett "Högel" scenario och ett "Lågel" scenario tagits fram. Det som främst skiljer de två scenarierna är i vilken takt och omfattning som ny elintensiv industri byggs ut. I det följande redovisas huvuddragen i de två scenarierna.

Efterfrågan på el i Högel och Lågel

I scenariot Högel antas att den befintliga industrin i Sverige lyckas med en omställning mot fossilfrihet till 2045 samtidigt som det sker omfattande investeringar i ny fossilfri industriproduktion. Satsningarna i norra Sverige på framställning av fossilfritt stål och järnsvamp genomförs enligt plan. Vidare blir en rad planerade satsningar på elektro-bränsle av, liksom etableringen av tre batterifabriker. Både skogs- och gruvindustrin växer.

Resultatet är att elanvändningen ökar med ca 100 TWh mellan 2025¹⁵ och 2035, vilket motsvarar en genomsnittlig årlig ökningstakt på 5,1 procent. Om man sträcker ut perspektivet till 2050 ökar elanvändningen med 200

¹⁵ I Profus kalkyler räknar man med att elanvändningen 2025 blir 150 TWh.

TWh, vilket motsvarar en genomsnittlig årlig ökningstakt med 3,4 procent per år. Om de nämnda industriprojekten senareläggs så kommer elanvändningens ökning fram till 2035 att bli lägre, samtidigt som ökningstakten därefter blir högre. Den genomsnittliga ökningstakten under hela perioden fram till 2050 kan även i detta fall komma att bli ungefär 3,4 procent.

Men om flera av de elkrävande industriprojekten inte blir av så kommer elanvändningen att även långsiktigt bli långsammare än i scenariot Högel. Scenariot Lågel representerar ett sådant fall. Där ökar elanvändningen med ca 35 TWh mellan 2025 och 2035, vilket motsvarar en genomsnittlig årlig ökningstakt på 1,6 procent. Under hela perioden fram till 2050 är den årliga ökningstakten 2,1 procent. Elanvändningens utveckling fram till 2035 i de två scenarierna sammanfattas i nedanstående Tabell 5.

Tabell 5 Elanvändningens utveckling i Högel och Lågel

Elanvändningens utveckling i Högel och Lågel	Högel	Lågel
Elanvändning 2035, TWh	250	185
Årlig ökning 2025 – 2035, TWh	100	35
Årlig ökning 2025 – 2035, procent	5,1	1,6

Källa: Profu och egna beräkningar

Man kan notera att ökningen i den inhemska elanvändningen mellan 2025 och 2035 i Lågel är obetydligt större än elexporten under 2024. Om den faktiska utvecklingen skulle ske i denna takt så är det först under perioden senare del som det krävs ökad inhemsk produktion av el; den ökade efterfrågan kan inledningsvis täckas med minskad export.

Men investeringar i ny elproduktion som ska vara på plats i början av 2030-talet måste, oavsett kraftslag, redan (2025) vara på gång. Man kan också notera att elanvändningen i Högel ökar i en takt som är något långsammare än mellan 1950 och 1970. Elanvändningens ökning är således snabb i Högel men inte unik i ett historiskt perspektiv.

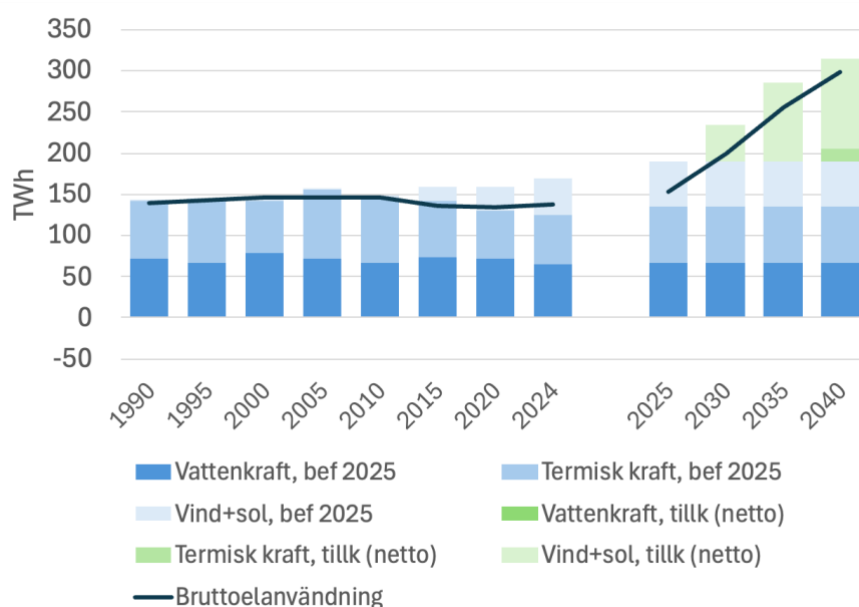
Produktion av el i Högel och Lågel

En huvudfråga när det gäller den svenska elproduktionens utveckling är i vilken utsträckning som nya kärnkraftverk kommer att uppföras och när dessa kan väntas vara i drift. När det gäller den senare frågan är det osannolikt att ny kärnkraft kommer att vara i drift 2035. Däremot kan

beslut om investeringar i ny kärnkraft och tidplanen för dessa projekt komma att påverka investeringarna i andra kraftslag även innan 2035¹⁶.

En annan i sammanhanget viktig fråga rör möjligheterna att få tillstånd för investeringar i nya land- eller havsbaserade vindkraftverk. I modellkalkylerna reflekteras tillståndprocessen av en bedömd övre gräns för hur mycket vindkraft som får byggas ut. Inom ramen för denna gräns beror utbyggnaden av vindkraft bara på efterfrågan på el och kostnaden för olika kraftslag. Produktionens utveckling i Högel redovisas i Diagram 5 nedan.

Diagram 5 Elproduktionens utveckling i Högel



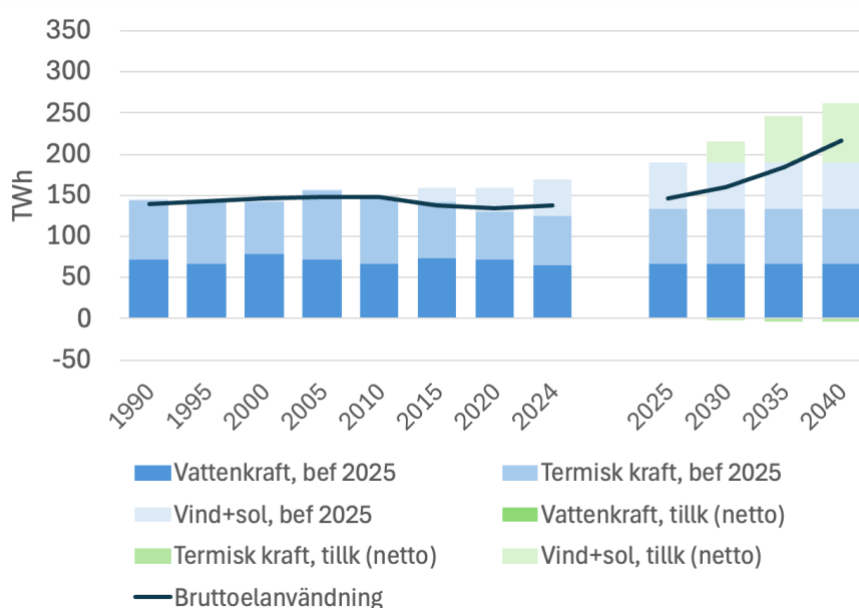
Källa: Profu

Som framgår av diagrammet kommer all ny elproduktion fram till 2035 från vindkraftverk. Det som inte framgår är det nästan bara handlar om landbaserad vindkraft. Det framgår också att andelen väderberoende (vind + sol) el ökar från ca en tredjedel till ca hälften av den samlade elproduktionen mellan 2025 och 2035.

¹⁶ En egenskap hos de använda modellerna är att aktörerna antas ha full kunskap om alla relevanta framtida förhållanden. Det betyder bland annat att om och i så fall när ny kärnkraft byggs ut så reflekteras eventuella kortsiktiga konsekvenser av detta i scenarierna fram till 2035.

Produktionens utveckling i Lågel redovisas i Diagram 6 nedan.

Diagram 6 Elproduktionens utveckling i Lågel



Källa: Profu

Även i detta scenario ökar andelen väderberoende kraft till ca hälften av den samlade produktionen.

Elprisernas utveckling i Högel och Lågel

De numeriska energisystemmodeller som använts för att ta fram scenarierna är utformade för att beräkna den lägsta möjliga systemkostnaden under givna förutsättningar. Av modellresultaten följer inte bara när investeringar i olika kraftslag måste ske utan även hur priset¹⁷ på el utvecklas. I det följande redovisas resultaten med avseende på prisutvecklingen i de scenarier som Profu tagit fram för Nepp. Dessa är i linje med motsvarande resultat i de scenarier som tagit fram av Nepps övriga modellgrupper.

En konsekvens av den högre andelen väderberoende kraftproduktion är att elpriserna sannolikt kommer att uppvisa ännu större kortsiktiga variationer

¹⁷ Det som modellerna genererar är ett mått på marginalkostnaden för att producera el under de givna betingelserna. På en elmarknad med effektiv konkurrens är denna marginalkostnad lika med marknadspriset på el. Ibland kallas den marginalkostnad som modellen genererar "skuggpris".

än hittills. Enligt Profus modellkalkyl för Högel varierar priset¹⁸ i samtliga fyra elområden mellan noll och 200 EUR/MWh med ett medelvärde inom intervallet 60 - 75 EUR/MWh (ca 72 – 90 öre/kWh). I EA Energy Analyses kalkyl är medelpriset 57 EUR/MWh (ca 68 öre/kWh).

Under 2023 och 2024 var de svenska elprisernas medelvärde ca 51 EUR/MWh (ca 61 öre/kWh) respektive 36 EUR/MWh (ca 43 öre/kWh). I modellarbetet har man antagit att medelpriset 2025 blir 47 EUR/MWh (ca 56 öre/kWh). Scenariot Högel innebär således en ganska betydande elprisökning under det närmaste decenniet.

I Profus kalkyl för Lågel varierar elpriserna även här mellan noll och 200 EUR/MWh. Men medelvärdet ligger inom intervallet 40 - 45 EUR/MWh (ca 48 – 54 öre/kWh). I EA Energy Analyses kalkyl är medelpriset 2035 detsamma som 2025, d.v.s. 47 EUR/MWh (ca 56 öre/kWh). Att medelpriset på el är högre i Högel än i Lågel beror på att den marginellt tillkommande elproduktionen i Högel utgörs av havsbaserad vindkraft som är dyrare än landbaserad vindkraft.

Implikationer för elmarknaden

De beskrivna scenarierna väcker en rad frågor som rör elmarknaden och dess utveckling fram till 2035. Huvudfrågan är huruvida den beräknade efterfrågeutvecklingen är konsistent med den prisutveckling som sker i respektive scenario. För en mer ingående diskussion av den frågan vore det önskvärt med en annan typ av modell är de energisystemmodeller som använts för att generera de två scenarierna. Närmare bestämt en modell där både utbud och efterfrågan är priskänslig och där det som beräknas är både det pris som skapar jämvikt mellan utbud och efterfrågan och den kvantitet som omsätts i jämvikt.

Dock finns det inte en uppsjö av sådana modeller så man får försöka bedöma vad som skulle komma ut om man hade en sådan modell. Den observation som man då gör är att scenariot Högel framstår som osannolikt. Närmare bestämt att den kombination av relativt kraftigt stigande elpriser och snabb ökning av elanvändningen som scenariot innebär inte ter sig sannolik. I alla fall såvitt inte kraftfulla åtgärder vidtas för att tillförsäkra de nämnda industriprojekten låga elpriser. Alternativt att elpriserna kommer att vara ännu högre i länder där elkrävande industri konkurrerar med den svenska.

Scenariot Lågel ter sig i jämförelse betydligt mer sannolikt. Drivkrafterna i form av högre priser på ETS utsläppsätter i förening med andra åtgärder

¹⁸ De "priser" som de numeriska modellerna genererar är noga räknat elsystemets marginalkostnad för el. På en elmarknad med effektiv konkurrens är detta en god uppskattning av marknadspriset på el.

för att stimulera övergång från fossila bränslen till el kan mycket väl leda till den ökning av efterfrågan på el som detta scenario innebär trots att det också innebär en viss ökning av elpriserna. Men det som krävs för att de investeringar i ny elproduktion som scenariot innebär ska komma till stånd är att elproducenterna räknar med att efterfrågan på el med hög sannolikhet ska öka.

5. EFFEKTPROBLEMET OCH HUR DET KAN LÖSAS

Är det risk för att den tillgängliga kapaciteten i elproduktionen kommer att vara otillräcklig för att med hög leveranssäkerhet tillgodose efterfrågan på el? Oron för detta har sin grund i att den svenska elmarknaden är av typen "energy only", vilket som nämnts innebär att producenterna inte får betalt för den kapacitet (MW) som de håller tillgänglig utan bara för den el (MWh) som de levererar. Problemet brukar kallas "effektproblemet". I detta kapitel diskuteras hur stort detta problem kan väntas bli under det närmaste decenniet och hur det kan hanteras. Som bakgrund beskrivs tillkomsten av den nuvarande energy-only marknaden i Sverige.

Ansvaret för tillräcklighet i elsystemet – vägen mot dagens lösning

Före 1996 var den svenska elmarknaden uppdelad mellan ca 10 kraftföretag. Företagens samarbete reglerades i avtal som handlade dels om villkoren för att använda stamnätet (stamnätsavtalet), dels de krav som skulle vara uppfyllda för att en elproducent skulle tillåtas delta i den kortsiktiga handeln mellan företagen (samkörningsavtalet).

Den kortsiktiga handeln var viktig för att befintliga produktionsresurser skulle användas effektivt. Handeln skedde enligt en vinstdelningsprincip där priset bestämdes till en nivå som låg mellan företagens marginella produktionskostnader. Det viktigaste kravet för att få delta var att företagen kunde visa att de bar sin del av kostnaderna för att det fanns tillräckligt mycket produktion i reserv för att klara även de mest utmanande driftsfallen¹⁹.

Genom elmarknadsreformen i mitten av 1990-talet togs detta krav helt sonika bort och samkörningsavtalet förbjöds av konkurrensmyndigheten. Den tidigare handeln mellan leveranssäkra kraftföretag ersattes av en organiserad spothandel som i princip var öppen för alla elproducenter, elleverantörer och elanvändare. "Energy-only-marknaden" var införd.

De kortsiktiga vinsterna för elanvändare av elmarknadsreformen var uppenbara; genom att kunna köpa el till i princip samma pris som enligt det

¹⁹ Dimensioneringen av dessa reserver bestämdes utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv där kraftföretagens kostnad för reserverna skulle vägas mot elanvändares kostnader för elransonering (vid torrår) eller elavbrott. Motsvarande beräkningar görs i dag av Energimarknadsinspektionen.

tidigare samkörningsavtalet²⁰ kunde man få lägre elpris. Samtidigt fanns reservkraftsanläggningar fortfarande fanns kvar och höll risken för effekt- och energibrist låg.

De långsiktiga effekterna av förändringen förväntades vara:

- En succesiv avveckling av äldre fossileldade produktionsanläggningar och ett bättre resursutnyttjande av produktions- och överföringssystemet.
- Ökad prisvolatilitet på elbörsen och väldigt höga elpriser när systemet närmar sig brist.
- En ökad anpassningsförmåga hos elanvändare till de mer volatila spotpriserna, vilket delvis kunde ersätta produktionsreserver.
- Att en finansiell elmarknad som hanterar de olika aktörernas behov av riskgardering utan att skapa negativa konsekvenser för den kortsiktiga optimeringen utvecklas.

Beslutet att designa elmarknaden i Sverige som en energy-only-marknad togs utan någon stor opposition, trots att det i andra länder som samtidigt reformerade sina elmarknader gjordes andra designval.

Grundfrågan då som nu var om en elmarknad där elproducenterna endast får betalt när man producerar ger tillräckliga incitament för investeringar eller om producenterna också måste få betalt när anläggningen inte används men finns tillgänglig om den skulle behövas. På många håll i världen, exempelvis England och delar av USA, trodde man inte det. Därför infördes ett system för transferering av pengar från elkonsumenter till producenter för att täcka delar av kostnaderna för den produktionskapacitet som bedömdes behövas för att upprätthålla ett leveranssäkert elsystem.

Den avgörande anledningen till att Sverige valde energy-only modellen var av praktisk natur. De system för kapacitetsersättning som byggdes upp i USA och England var alldeles för komplexa och tungadministrerade för att intressera politiker i Skandinavien. Där var vi vana vid ett system som tidigare i stort hade fungerat väl med ett minimum av statliga reglering.

Några år efter att elmarknadsreformen genomfördes började elproducenterna i Sverige avveckla äldre fossileldade kraftverk som blivit olönsamma med de nya marknadsförutsättningarna. Vidare fattades politiska beslut att lägga ner kärnkraftverket Barsebäck i slutet av 1990-talet. För att undvika en fortsatt avveckling av äldre fossileldade kraftverk i

²⁰ Trots att det var mittprisprincipen som gällde hade företagen visst utrymme att själva bestämma sin marginalkostnad inklusive "vattenvärde" för vattenkraften. Detta gjorde att priserna tenderade att hamna nära den nivå som kan förväntas etableras en spotmarknad. Källa: Elmarknad i förändring, från monopol till konkurrens, NUTEK B 1991:6.

söder fick Svenska kraftnät i uppgift att upphandla en s.k. *strategisk effektreserv* på maximalt 2 000 MW. Kravet på denna reserv var att dessa resurser inte fick bjudas in till spotmarknaden så länge som det fanns andra bud att tillgå. Dessa krav skärptes genom EU:s lagstiftning och resurserna i en strategiska reserv får numera aldrig bjudas in till Elspot. Den strategiska reserven avslutades i mars 2025 men arbete pågår för att få en ny strategisk reserv på plats.

Denna återblick över de designval som gjordes för 30 år sedan är intressant eftersom Svenska kraftnät i en rapport från 2023²¹ förordade att en s.k. marknadsomfattande kapacitetsmekanism införs, vilket i grunden skulle förändra Sveriges elmarknadsmodell. Att införa en sådan är inte en liten fråga eftersom det på ett avgörande sätt förändrar ansvarsfördelningen mellan staten och marknadens aktörer.

Med dagens regelverk har Svenska kraftnät i sin roll som systemansvarig myndighet ansvaret för att det råder balans mellan utbud och efterfrågan givet befintliga resurser. Med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism utökas uppgiften till att också se till att det sker tillräckliga investeringar.

Skillnaden mellan en riktad och en marknadsomfattande kapacitetsmekanism

En marknadsomfattande kapacitetmekanism är en mekanism **där hela marknaden deltar** och där man i princip upphandlar den **kapacitet som ska kunna täcka hela behovet**. En riktad kapacitetsmekanism (som den strategiska reserven) är en mekanism som **endast riktar sig till vissa resurser** – t.ex. ett visst kraftverk eller teknik – ofta som ett sista skydd mot fysisk effektbrist. En viktig skillnad mellan de två mekanismerna är att resurser i en strategisk reserv står utanför marknaden, medan resurser omfattas av en marknadsomfattande mekanism får användas fritt på marknaden²².

²¹ Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden, Svk 2022/3774

²² I grunden handlar det om investeringsteori. På en elmarknad i jämvikt (och perfekt konkurrens) finansieras de fasta kostnaderna för "marginalinvesteringen", exempelvis en gasturbin, helt med bristkostnader. Med bristkostnader menas priser som överstiger rörlig produktionskostnad i dyraste produktionsenhet i drift. Om en resurs som är finansierad genom en riktad kapacitetsersättning skulle tillåtas delta på spotmarknaden till sin rörliga kostnad tas denna bristkostnadskomponent bort. Detta påverkar lönsamheten för alla produktionsenheter i drift. Den långsiktiga konsekvensen blir att elproduktion som ofta är i drift när behovet är som störst tappar i lönsamhet och i värsta fall läggs ner och eventuella planerade nyinvesteringar skjuts på framtiden. Även efterfrågefleksibilitet blir mindre intressant. Det har därför ansetts viktigt att den strategiska effektreserven inte får påverka priset på spotmarknaden. Om man däremot ger alla resurser som bidrar när behovet är som störst samma ersättning (som enligt teorin blir lika stor som bristkostnadskomponenten i en energy-only-marknad i jämvikt) finns förutsättningar för både hög leveranssäkerhet och stabilare elpriser.

I engelskspråkig litteratur brukar argumenten för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism sammanfattas i "the missing money problem". Det brukar beskrivas på två sätt. Det ena är att priserna under perioder med ansträngd effektsituation riskerar att vara så höga att de är "socialt oacceptabla". Det andra är att de perioder då "spetskraftverk" är i drift och har höga intäkter är så korta och oförutsägbara att investeringar i sådana kraftverk ter sig så finansiellt riskfyllda att de inte kommer till stånd. I båda fallen leder otillräcklig kapacitet i spetskraftverk till bristande leveranssäkerhet.

Svenska kraftnät gör löpande bedömningar av effekttillräckligheten i elsystemet på några års sikt och analyserna pekar på att marginalerna i systemet förväntas krympa. Anledningen är att efterfrågan på effekt under höglasttid förväntas växa snabbare än utbudet. Frågan om hur situationer med knapphet kommer att hanteras beror i hög grad på hur lång sammanhängande tid som bristen på tillgänglig kapacitet varar.

Risk för effektbrist under någon eller flera timmar under det kommande dygnet visar sig i höga priser på dagen-före marknaden. Den växande andelen elkunder med s.k. timavtal kan reagera på dessa prissignaler och anpassa sin elanvändning och därmed hålla nere sina elkostnader. På motsvarande sätt kan innehavare av batterier sälja el och på så sätt öka tillgången på effekt. Till detta kommer möjligheten att importera el.

Men dessa insatser har i allmänhet en ganska begränsad varaktighet och torde därför vara otillräckliga om risken för brist gäller under en längre period (möjligen med undantag från import). Frågan är då hur det för Sverige relevanta kapacitetsproblemet ser ut 2035. Handlar det om risk för effektbrist under några enskilda timmar eller handlar det om risk för brist under perioder på flera dagar, veckor eller månader. Längre perioder med knapphet kallas energibrist och beror på en låg tillgång på vatten i kombination med låg vindkraftsproduktion.

Både volatila spotpriser och de nya effekttarifferna till säkringskunder ger ökade incitament till en styrning av elanvändningen som leder till en utjämning av effektuttaget över dygnet. Speciellt den stora potential av flexibilitet som finns hos hushållen med elvärme, elbilar och hemmabatteri kommer att utnyttjas till att flytta förbrukning från topplasttimmar under morgonen och kvällen.

Ett rimligt antagande är att ett jämnare uttag av el under normala förhållanden i kombination med mer vindkraft i systemet betyder att situationer med brist i framtiden i allt högre utsträckning kommer att bestå under längre perioder och inte enstaka timmar.

Längre perioder med brist kommer att kräva extraordinarie åtgärder som exempelvis sänkt inomhustemperatur hos hushållen och neddragningar

inom industrin. Speciellt neddragning hos industrin är en dyr åtgärd vilket talar för att annan typ av flexibilitet med längre uthållighet kommer att efterfrågas, exempelvis gasturbiner eller stora energilager. Tidigare (före 1996) fanns äldre kondenskraftverk i "malpåse" för att kunna plockas fram vid en energibristssituation. Kanske finns det liknade resurser inom kraftvärmen och /eller på efterfrågesidan som skulle kunna ingå i en "energi reserv"?

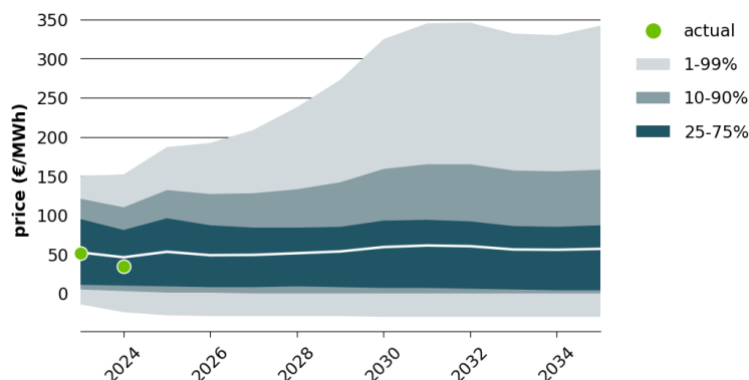
Modellbaserad analys av risken för brist fram till 2035

För att belysa den framtida risken för effektbrist redovisas här några modellresultat som tagits fram av företaget Quantified Carbon (QC) inom ramen för forskningsprogrammet Nepp.

Första steget var att identifiera utmanande driftfall baserat på historiska väderdata och sedan applicera dessa väderförutsättningar på elsystemet år 2035. QC har baserat analysen på väderdata från sammanlagt 33 år. Beskrivningen av elsystemet 2035 är baserat på en efterfrågeutveckling enligt det tidigare beskrivna "Lågel" scenariot.

Ett resultat från dessa simuleringar är att det finns ett växande antal vädersituationer i statistiken vilka kan förväntas innebära utmaningar givet det elsystem som antas för år 2035. I figuren nedan illustreras detta med hur prisvolatiliteten kan förväntas utvecklas från i dag till år 2035. Diagrammet visar att de högsta priserna kan behöva bli betydligt högre i framtiden (det ljusgrå fältet överst i bilden). Genomsnittspris visas med vit linje.

Diagram 7 Procentuell fördelning av timvisa priser för SE3 simulerat för 33 väderår. Källa: OC



Vidare visar simuleringarna att det är längre perioder med brist som kommer att innebära de största utmaningarna. Två situationer med längre tidsutdräkt har studerats.

Den första är en 7-dagarsperiod i januari 2009. Situationen karaktäriseras av låg produktion av vind i stora delar av Norden kombinerat med hög last. Situationen klaras genom höga elpriser som leder till att stora volymer efterfrågefleksibilitet aktiveras under hela veckan. Ytterligare reserver i form av efterfrågefleksibilitet är små och det är tveksamt om leveranssäkerheten i systemet kan upprätthållas utan bortkoppling av konsumtion.

Den andra längre perioden som studerats i detalj är sista kvartalet 2002. Det som karaktäriserar den perioden är låga vattenmagasin i Norden och en svag tillrinning under hösten. En skillnad jämfört med det tidigare exemplet är att det inte definieras av en strikt effektbrist utan av en energibrist som följd av låga magasininfyllnadsgrader för vattenkraften.

Resultatet visar att det innebär stora utmaningar att få ihop energibalansen med de förutsättningar som gällde under hösten 2002. Däremot finns det under hela perioden gott om effekt i vattenkraften för att balansera dygnsvariationer. Energibalansen klaras genom att elkunderna väljer att möta de ökade elkostnaderna genom att dra ner på sin elanvändning. Sett över perioden förloras en förbrukning på ca 2 TWh på grund av de höga priserna. QC konstaterar att det inte finns några bättre alternativ i dagsläget för att hantera längre perioder med energibrist.

Svenska kraftnäts förslag till en marknadsomfattande kapacitetsmarknad

Svenska kraftnät har nyligen föreslagit att en marknadsomfattande kapacitetsmekanism införs. Mycket kortfattat innebär förslaget att staten i ett första steg bestämmer ett mål för leveranssäkerheten och hur det ska beräknas. Detta kan sägas ha gjorts i och med att en leveranssäkerhetsnorm beslutats av Regeringen²³.

Det andra steget är att beräkna om marknaden bedöms leva upp till denna norm på medellång sikt. Även detta har gjorts, eller i alla fall påbörjats.²⁴ Det tredje steget är att staten, sannolikt genom Svenska kraftnät,

²³ Regeringens beslut 2022-11-17

²⁴ En bedömning av resurstillräckligheten i svensk elförsörjning, Svk 2024.

genomför en upphandling av produktionsresurser och/eller annan flexibilitet så att normen möts.

Ordet "marknadsomfattande" innebär, som tidigare nämnts, att kapacitet motsvarande i princip hela behovet ska kontrakteras. Undantag kan vara produktionskapacitet som redan åtnjuter statligt stöd eller kapacitet som av olika orsaker avstår från att ingå avtal med Svk men som ändå bedöms finns tillgänglig vid ansträngda situationer.

Förslaget innebär vidare att de kontrakt som tecknas med företag som får ersättning genom mekanismen är ett s.k. *tillförlitlighetskontrakt (reliability option)*. Innebörden är att som motprestation för den kapacitetsersättning som betalas (EUR/kW/år), ska företag som får ersättning dels göra det troligt att man har kapacitet tillgänglig när det behövs, dels betala tillbaka pengar till Svk så snart spotpriset överstiger ett i förväg bestämt pris. Svk kan sedan kompensera elanvändarna med motsvarande belopp.

En central fråga när det gäller kapacitetsmarknader är vilka resurser man vill ska omfattas av upphandling och kapacitetsersättning? Utifrån en principiell synpunkt är svaret enkelt – alla resurser som bidrar till att minska effekt- och energibristrisken bör ges möjlighet till kapacitetsersättning. I praktiken är det inte så lätt utan beroende på hur auktioner och uppföljningssystem utformas kommer det bli mer eller mindre lätt för olika resurser att delta, vilket medför att en marknadsomfattande kapacitetsmekanism snabbt blir komplex och tar tid att införa²⁵.

Varför föreslår då Svenska kraftnät just nu att det bör införas en marknadsomfattande kapacitetsmarknad? En parameter är att efterfrågan förväntas växa kraftigt de närmaste åren och att nyinvesteringar i flexibilitet därför kommer att krävas. Samtidigt finns det osäkerhet om dessa investeringar kommer att ske med nuvarande marknadsdesign. De politiska signalerna de senaste åren pekar också mot att samhällets acceptans för riktigt höga elpriser kanske saknas. Kritiken mot elmarknaden i samband med de höga elpriserna under 2022 var omfattande, detta trots att marknaden i stort fungerande som förväntat. Inte minst fick de fördelningseffekter som höga elpriser ledde till stort utrymme i debatten.

Att överge energy-only-marknaden och införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism bör kanske primärt vara en fråga om mekanismen behövs eller vad som är kostnadseffektivt. Men frågan har uppenbarligen en politisk dimension som spelar en betydande roll.

²⁵ För att spegla olika teknologiers förmåga att bidra vid sådana situationer brukar sk de-rating factors användas.

Skillnader mellan en marknadsomfattande kapacitetmekanism och en energy-only-marknad med en strategisk reserv, ett räkneexempel:

Kapacitetsbrist förväntas om några år i elområde 3 och 4. Maximalt effektbehov bedöms vara 22 000 MW medan tillgänglig kapacitet endast bedöms vara 20 000 MW.

Ny kapacitet (2 000 MW) måste således tillföras och billigaste att bygga antas vara gasturbiner med fasta kostnader på ca 40 EUR/kW/år. Om investeraren inte ser något annat värde av gasturbinen bjuds den in till kapacitetsmarknaden till 40 EUR/kW/år.

Vidare antas att alla resurser som upphandlas (22 000 MW) erhålla samma ersättning som den dyraste resursen²⁶. Den totala kostnaden utslagen på alla kunder i elområde 3 och 4 blir ca 8 EUR/MWh (10 öre/kWh). (22 GW * 40 EUR per kW/110 TWh).

Skulle motsvarande upphandling göras inom ramen för en strategisk reserv skulle kostnaden i stället bli 0,8 EUR/MWh (1 öre/kWh) givet att behovet är 2 000 MW ny kapacitet.

Vad får då elkonsumenterna i utbyte för den ökade kostnaden på ca 7 EUR/MWh (9 öre/KWh)?

Svenska kraftnäts förslag är som beskrivits att det kontrakt som tecknas med de företag som får ersättning genom mekanismen är ett s.k. tillförlitlighetskontrakt. Innebörden är att som motprestation för den utbetalda ersättningen på 40 EUR/kW/år ska producenten betala tillbaka pengar till Svk (som ska betala det vidare till elanvändare) så snart spotpriset överstiger ett i förväg bestämt pris. Om det priset bestäms till rörlig kostnad för gasturbiner eldade med fossilfria bränslen och att detta är 250 EUR/MWh (3 kr/kWh) så betyder det att elkonsumenterna är ekonomiskt skyddade mot spotpriser över 250 EUR/MWh. Dessutom är det mindre risk att priserna blir höga eftersom det finns mer kapacitet i systemet.

I det avslutande kapitlet skisseras på två alternativa utvecklingsvägar vad avser regleringen av elmarknaden. I scenariot "Marknadsdriven utveckling" beskrivs hur en elmarknad utan marknadsomfattande kapacitetsmarknad skulle kunna fungera. I detta alternativ ingår bl.a. en frivillig "försäkringsmarknad för elprisrisk" där aktörerna har möjlighet att såväl avhända sig prisrisken som bära den.

²⁶ Enligt europeisk lagstiftning finns det möjlighet att skilja på existerande kapacitet och tillkommande kapacitet genom att det förstnämnda kan erhålla lägre ersättning.

6. FINANSIELLA INSTRUMENT FÖR LÅNGSIKTIG RISKHANTERING

Utfallet av en investering är alltid mer eller mindre osäkert, särskilt om det rör sig om investering i en anläggning med lång livslängd. De risker som det handlar om kan delas in i två kategorier: Fysiska och finansiella. De fysiska riskerna rör teknologi, resursåtgång, tidplan och en del annat medan de finansiella riskerna rör framtida kostnader och intäkter, i praktiken olika priser. I detta kapitel diskuteras metoder för hantering av långsiktiga finansiella risker i samband med investeringar i vindkraftverk. Det bygger på den bilaga till denna rapport som skrivits av professor Thomas Tangerås.

Typer av risker

För att belysa de finansiella riskerna vid en investering i ett nytt vindkraftverk kan man tänka sig en situation där en producent och en industriell elanvändare träffar ett avtal som innebär att den förre bygger en ny anläggning medan den senare förbinder sig att använda del el som kommer att produceras. I avtalet stipuleras priset på den el som ska levereras, vilken kvantitet som ska levereras och med vilken tidsprofil som leveransen ska ske. Det finns då tre typer av finansiella risker.

Den första är att marknadspriset under avtalsperioden avviker från det avtalade priset; det uppstår en "prisrisk" som parterna på ett eller annat sätt måste fördela mellan varandra. Det sker i allmänhet genom något av de s.k. PPA-kontrakt som diskuteras längre fram i kapitlet.

Den andra är att den mängd el som faktiskt produceras eller används avviker från den avtalade mängden; det uppstår en "volymrisk". Denna är också en finansiell risk eftersom avvikelser från den avtalade mängden måste kompenseras med köp eller försäljning till vid avtalstillfället okända priser på elmarknaden. Ansvar för detta måste på ett eller annat sätt fördelas mellan parterna.

Den tredje risken är att tidsprofilen på den nya anläggningens produktion avviker från tidsprofilen för köparens användning av el; det uppstår en "profilrisk". Den innebär att det från tid till annan kan vara nödvändigt att kompensera avvikelserna i tidsprofil med köp eller försäljning på den öppna elmarknaden.

Utöver dessa tre typer av risker finns det ytterligare en typ av risk, nämligen "motpartsrisk". Med andra ord risken för att en part i avtalet inte

kan fullfölja sina finansiella åtaganden och i extremfallet går i konkurs. Hur stor som motpartsrisken är i ett enskilt fall beror på flera olika omständigheter, men till dessa hör storleken på de nämnda pris- och volym- och profilriskerna.

PPA:s och CfD:s

PPA-kontrakt, *Power Purchase Agreement*, är långsiktiga bilaterala avtal, oftast mellan säljare och köpare av el. Det finns en mängd varianter av PPA-kontrakt. Bland annat kan avtalstiden skilja sig väsentligt mellan olika typer av kontrakt, men oftast handlar det om tio år eller mer. En viss standardisering av PPA-kontrakt sker, men det är högst osannolikt att denna drivs så långt att det uppstår en marknad för helt standardiserade PPA-kontrakt.

Det finns två grundläggande typer av PPA-kontrakt. Den ena kallas "produktionsavtal", på engelska *Pay as Produced Agreement*. Konstruktionen av avtalet innebär att producenten får ett förutbestämt pris (SEK/MWh) för den mängd el som anläggningen matar ut på elnätet. Eftersom avtalet inte definierar hur mycket och när anläggningen ska producera bär producenten vare sig volym- eller profilrisk. Det förutbestämda priset gör att han inte heller bär någon prisrisk.

Köparen bär inte heller någon prisrisk på den el som levereras. Däremot bär han hela volym- och profilrisken. Den el som köparen behöver men som inte levereras måste alltså handlas upp på elmarknaden till ett vid avtalstillfället okänt pris. På motsvarande sätt måste eventuella överskott säljas på marknaden till ett okänt pris.

Produktionsavtal är uppenbarligen attraktiva för dem som investerar i och driver vindkraftverk. Men från elmarknadssynpunkt har produktionsavtal en klart negativ egenskap: Eftersom producenten får ett fast pris på all el som produceras har han incitament att, oavsett marknadsläget, producera så mycket som möjligt. Således även när marknadspriset är mycket lågt eller negativt. Dock kan det införas särskilda villkor i avtalet som begränsar möjligheterna att producera vid mycket låga eller negativa priser.

Den andra grundläggande varianten av PPA-kontrakt kallas "kapacitetsavtal"²⁷, på engelska *Fixed Volume Agreement*. Det innebär att producenten får ett förutbestämt pris (EUR/MWh) för förutbestämd mängd el. Ofta avtalas en jämn effekt över tiden och avtalet kallas då

²⁷ Till skillnad från ett produktionsavtal kan ett kapacitetsavtal vara fysiskt eller finansiellt. I det senare fallet finns inget krav om att leverera el kopplat till själva avtalet. Ett finansiellt PPA kan därför ingås i spekulationssyfte mellan aktörer som är helt frikopplade från elmarknaden. Det bredare spektrumet av potentiella marknadsaktörer kan förbättra effektiviteten på terminsmarknaden genom att öka likviditeten.

Baseload Agreement. Denna mängd är oberoende av den mängd el som faktiskt produceras eller används. Köparen bär således varken prisrisk eller volymrisk i ett *Baseload Agreement*, men däremot profilrisk.

Producenten i ett *Baseload Agreement* bär ingen prisrisk för den avtalade mängden el, men väl hela volymrisken. Detta gör kapacitetsavtal mindre attraktiva än produktionsavtal för producenterna. Men från elmarknadssynpunkt är kapacitetsavtal effektiva. Genom att den faktiska produktionsvolymen är frikopplad från den avtalade har producenten inte incitament att producera när marknadspriset är lägre än den egna rörliga kostnaden.

Incitament att investera

För att PPA:s ska kunna stärka investeringsincitamenten i såväl vindkraftsbranschen som i den elintensiva industrin måste dessa te sig gynnsamma för båda parter. Dock finns det risk för att en ökande andel väderberoende elproduktion leder till väsentligt högre volatilitet i den samlade elproduktionen och därmed i elpriserna. Volymriskerna i fråga kan bli så stora att potentiella köpare inte vill teckna produktionsavtal, medan potentiella säljare inte vill teckna kapacitetsavtal. Detta ökar risken för investerare och håller därmed tillbaka de aktuella typerna av investeringar.

Dock kan en tredje part komma in och teckna dels ett produktionsavtal med investeraren i vindkraft, dels ett kapacitetsavtal med den industriella investeraren. Arrangemanget innebär att investeraren i vindkraft inte behöver bära vare sig pris- eller volymrisk. För investeraren i den industriella anläggningen innebär det att en kvantitet motsvarande vindkraftsverkets förväntade produktion är prissäkrad.

Mellanhandens risk är begränsad till de finansiella konsekvenserna av att den faktiska produktionen kommer att avvika från den förväntade. Om den ersättning som han kräver för att bära denna risk är låg så bidrar arrangemanget till att hålla uppe likviditeten på marknaden för PPA:s även då en hög andel väderberoende elproduktion leder till hög prisvolatilitet.

Dubbelsidiga Contracts for Differences

Dubbelsidiga *Contracts for differences*, CfD:s ("marginalkontrakt") är en typ av stöd till elproduktion som EU förordar. En CfD är i princip ett produktionsavtal där staten har rollen av köpare. Avtalet innehåller ett referenspris ("strike price") som från elproducentens synpunkt är ett garanterat pris: Om marknadspriset är lägre än referenspriset så kompenseras marknadsaktören med mellanskillnaden, men om marknadspriset är högre än referenspriset så kompenseras staten med

mellanskillnaden. Det är denna ömsesidighet i åtagandena som motiverar beteckningen "dubbelsidigt".

Det kan finnas två motiv för staten att erbjuda sådana kontrakt. Ett är att PPA-marknaden inte fungerar tillräckligt bra. De ökade risker för elmarknadens aktörer som detta innebär begränsar investeringarna i såväl ny elproduktion som i elintensiv industri, vilket staten önskar motverka. I detta fall kan staten ha en uteslutande affärsmässig syn på det fasta elpris som ingår i avtalet. Avsikten är bara att öka likviditeten på marknaden för PPA-kontrakt och att minska motpartsrisken när elproducenter tecknar sådana kontrakt. Med andra ord vill staten få till stånd en fungerande marknad för långsiktig prissäkring. Hittills har man emellertid inte sett CfD:s som ett instrument som erbjuds alla elproducenter som ett substitut för PPA-kontrakt.

Det andra motivet för att erbjuda CfD:s är att staten vill stimulera investeringar ny elproduktion av ett visst slag. I den svenska diskussionen är detta kärnkraft och havsbaserad vindkraft. I detta fall sätter man inte det fasta priset på basis av den bästa skattningen av det framtida marknadspriset. I stället väljer man ett pris som ska säkerställa lönsamhet i de önskade investeringarna.

Från elmarknadssynpunkt har CfD:s samma problem som PPA-kontrakt som utformats som produktionsavtal. Med andra ord att det fasta priset gör att innehavaren av kontraktet har incitament att producera så mycket som möjligt oavsett vad marknadspriset är. För att undvika detta har bland andra ENTSO-E förordat finansiella i stället för fysiska CfD:s. Det som kännetecknar ett finansiell CfD är att stödet är frikopplat från den faktiska produktionen. Frågan om hur CfD:s kan väntas påverka elmarknaden har belysts i en studie inom Nepp som är genomförd av EA Energy Analyses²⁸. Resultaten tyder att fysiska CfD:s, som väntat, har större inverkan på elproduktion och elpriser än finansiella CfD:s. Dock handlar det om effekter som huvudsakligen kan väntas uppstå efter 2035.

Skillnad mellan PPA och CfD

Trots likheten i instrumentens konstruktion finns det en viktig skillnad mellan PPA:s och CfD:s. Ett PPA-kontrakt sluts mellan två marknadsaktörer; en på elmarknadens utbudssida och en på dess efterfrågesida. Konsekvensen är att det finns en "inbyggd" koordinering av utbyggnad av produktion och utbyggnad av användning. CfD:s, å andra sidan, är vanligtvis ett ensidigt stöd till aktörer på produktionssidan. Detta skapar risker för obalans mellan utbyggnad av produktion och utbyggnad

²⁸ EA Energy Analyses, "Power Price Distortions of Subsidy Schemes in Northern Europe". Under publicering av Energiforsk.

av användning. Närmare bestämt till att utbudet av el ökar mer än efterfrågan, vilket riskerar att leda till elpriser som är lägre än de relevanta produktionskostnaderna (rörliga kostnader plus kapitalkostnader).

I debatten om CfD:s har det hävdats att CfD:s, förutom att stimulera långsiktiga investeringar i elproduktion, är ett sätt att hålla nere elpriserna. Tanken är då troligen att detta följer av att CfD:s reducerar kostnaden för de kraftverk som får detta stöd. Men elpriset bestäms inte av kostnaden att producera el utan av förhållandet mellan utbud och efterfrågan på elmarknaden. I den mån som CfD:s håller nere elpriserna så beror detta således på att den subvention som dessa innebär ökar utbudet av el.

7. TVÅ SCENARIER TILL 2035: NÅGRA UTGÅNGSPUNKTER

I de två nästkommande kapitlen presenteras två scenarier för elmarknadens utveckling fram till 2035. Scenarierna kallas *Marknadsdriven utveckling* respektive *Tudelad elmarknad*. Ytligt sett är det främst statens roll i utvecklingen som skiljer scenarierna. Men bakom dessa finns två olika visioner, eller uppfattningar, om vilken roll som elsystemet och elmarknaden ska spela i samhällsutvecklingen. Och därmed om vilken roll som politiska respektive kommersiella överväganden ska ha i denna utveckling.

I den vision som ligger bakom scenariot *Marknadsdriven utveckling* är elmarknaden en dynamisk marknad där aktörerna är snabba att nyttiggöra ny teknologi och nya finansiella lösningar. Fortsatt internationalisering via ökade fysiska utlandsförbindelser och internationell marknadskoppling bejakas.

Det är främst kommersiella mål som driver aktörerna, men medlet för att nå dessa mål är att erbjuda företag och hushåll säker tillgång på el till konkurrenskraftiga priser. Statens roll är att säkerställa dels snabba och förutsägbara tillståndprocesser vid investeringar i produktion och elnät, dels effektiv konkurrens på elmarknaden. Om man vill sätta en etikett på *Marknadsdriven utveckling* så är "kommersiell" det mest näraliggande alternativet.

Bakom scenariot *Tudelad elmarknad* finns en vision om att ett väl fungerande samhälle förutsätter ett robust elsystem med en hög andel planerbar elproduktion. En viktig del av visionen är att staten ska ha ett avgörande ansvar för att styra elsystemets och elmarknadens utveckling i önskad riktning. Såväl klimatpolitiska som industripolitiska hänsyn väger tungt i denna process.

Elmarknaden är tudelad i den meningen att statens fokus är investeringar i elproduktion och elnät medan elmarknadens aktörer sköter den kortsiktiga driften och handeln med el. Om man vill sätta en etikett på *Tudelad elmarknad* så är "politisk" det mest näraliggande alternativet.

Förutom dessa skillnader mellan de två scenarierna har de också betydande likheter. En är att den underliggande ekonomiska utvecklingen, en årlig tillväxt av BNP med 1–2 procent, är densamma i båda scenarierna. En annan likhet är att både staten och marknadens aktörer i närtid inleder

genomförandet av en rad beslut som rör produktion och användning av el efter 2035. En tredje likhet är att den över tid av EU reducerade tilldelningen av utsläppsrätter för koldioxid gör att priset på dessa stiger, vilket leder till stigande kostnader för att använda fossila bränslen. En fjärde likhet är att det svenska elsystemet 2025 har ett betydande elöverskott som visar sig i en stor export av el.

Till detta kommer att båda scenarierna är konstruerade på "fri hand"; de utgår från de modellbaserade scenarier som redovisats tidigare i denna rapport, men dessa har modifierats med hänsyn till de bedömda effekterna av faktorer som man inte kunnat ta hänsyn till i de modellbaserade analyserna. Exempelvis användarnas reaktioner på ökade elpriser. Med dessa modifieringar blir scenarierna mer "verklighetsnära", men samtidigt mindre precisa.

I de följande två kapitlen diskuteras de båda scenarierna mer ingående, både med avseende på de antaganden som de bygger på och vad de kan antas leda till när det gäller elproduktion, elanvändning och elpriser 2035. En särskild fråga är i vilken utsträckning som den bedömda utvecklingen leder till ett behov av betydande förändringar av elmarknadens design.

8. SCENARIO 1: MARKNADSDRIVEN UTVECKLING

Det viktigaste antagandet i detta scenario rör statens roll. Det som antas är att staten inte direkt påverkar elproducenternas investeringsbeslut, men väl indirekt via åtgärder som leder till snabbare och mer förutsägbara tillståndsprocesser vid investeringar i ny kraftproduktion och nya elnät. Staten är tydlig med att man utöver detta inte kommer att gripa in i elsystemets och elmarknadens utveckling. Speciellt kommer man inte att erbjuda sig att dela finansiella risker i samband med investeringar i nya kraftverk.

Utöver detta bedöms följande faktorer ha betydelse för elsystemets och elmarknadens utveckling under det närmaste decenniet:

- Produktionskostnaden (LCOE²⁹) i nya landbaserade vindkraftverk bedöms vara 35 EUR/MWh. Med en "capture rate" på 70 % motsvarar det ett genomsnittligt elpris på ca 50 EUR/MWh (ca 60 öre/kWh).
- Ingen marknadsomfattande kapacitetsmekanism införs, men den effektreserv som har funnits utökas och behålls under överskådlig tid
- Utlandsförbindelserna byggs ut som planerats.

Givet dessa förutsättningar kan elsystemet och elmarknaden i Sverige komma att utvecklas på ungefär följande sätt:

Efterfrågan och priser på el

Stigande kostnader för att utnyttja fossila bränslen driver på en övergång till el inom industrin och transportsektorn. Låga elpriser vid periodens början förstärker denna utveckling. Men när det initiala kapacitetsöverskottet efterhand krymper så stiger elpriserna mot den långsiktiga nivån, vilket bromsar efterfrågeökningen. Bland annat skjuts en del planerade investeringar i elintensiv industri på framtiden eller skrinläggs helt och hållet.

Utvecklingen av elanvändning och elpris liknar det som gäller i det ovan beskrivna scenariot Lågel. Det betyder att elanvändningen ökar med i genomsnitt ca 1,6 procent per år under det närmaste decenniet och når nivån 185 TWh kring år 2035. I den utsträckning som de svenska elpriserna huvudsakligen beror på marknadsförhållandena i Norden bedöms

²⁹ Levelized Cost of Electricity.

medelpriset i slutet av perioden komma att vara minst 50 EUR/MWh (60 öre/kWh), d.v.s. i nivå med det elpris som behövs för att nya landbaserade vindkraftverk ska vara lönsamma.

Men växande knapphet på el till följd av att dagens "flexibla" export byts ut mot i huvudsak stabil inhemsk efterfrågan på el ökar risken för bristsituationer och tillfälligt höga priser. Dessutom kan högre priser på utsläppsrätter, via högre priser på fossilbaserad el, göra att jämförelsevis höga kontinentala elpriser "importeras" till Sverige. Då ter sig ett svenskt elpris på nivån 60 EUR/MWh (ca 72 öre/kWh) sannolikt.

Produktion och investeringar

När den växande efterfrågan väl "ätit upp" det initiala kapacitetsöverskottet och elpriserna stiger har företagen incitament att investera i ny produktionskapacitet. De alternativ som kommer i fråga torde i första hand vara landbaserad vindkraft. Havsbaserad vindkraft är dyrare och är därför inte ett förstahandsalternativ.

Utan statligt stöd i olika former är det troligen uteslutet med investeringar i ny kärnkraft. Däremot kan det finnas intresse för livstidsförlängningar av befintliga kärnkraftverk. Lönsamheten för kraftvärme kan också komma öka liksom i investeringar i olika typer av energilager och efterfrågefleksibilitet.

Hur många och hur stora investeringar i ny landbaserad vindkraft som genomförs, och var dessa lokaliseras, beror dock inte bara på investeringarnas förväntade lönsamhet. En avgörande faktor i sammanhanget är möjligheterna att någorlunda snabbt få nödvändiga tillstånd. Samma sak gäller för livstidsförlängningar av befintliga kärnkraftverk.

Utan en snabb och förutsägbar tillståndsprocess är det troligen få investeringar i nya kraftverk som kommer till stånd. Om man utesluter varaktig nettoimport av el så kommer den svenska elanvändningen 2035 därför inte att vara 185 TWh utan 165 - 170 TWh, d.v.s. i nivå med den befintliga kapaciteten i det svenska elproduktionssystemet.

Långsiktig riskhantering

Även om långsamma tillståndsprocesser leder till begränsade investeringar i ny kapacitet före 2035 så kommer sådana investeringar att behöva ske efter 2035. Oavsett om investeringarna påbörjas före eller efter 2035 aktualiseras frågan om hur de finansiella risker som hänger samman med investeringarna ska hanteras. En av dessa risker är osäkerhet om den framtida elprisutvecklingen. Enligt förutsättningarna för detta scenario är

staten inte beredd att dela denna risk med investerarna. Det betyder att marknadens aktörer är hänvisade till den reguljära kapitalmarknaden.

En strategi för att minska risken för finansiärerna i stora projekt är att flera aktörer går samman och erbjuder s.k. syndikerade lån eller att stora differentierade företag står för risken. På elmarknaden, där investerarna på senare år har varit mindre företag, har PPA-kontrakt kommit att användas för att hantera finansiella risker.

Förutom elprisrisken finns det även andra risker, nämligen s.k. profil- volym- och motpartsrisker. Dessa har betydelse för vilken typ av PPA-kontrakt som parterna tecknar och ytterst om det kommer att finnas PPA-kontakt som är ömsesidigt gynnsamma. För att det sistnämnda ska vara fallet måste de nämnda riskerna vara tillräckligt små för att tillräckligt många marknadsaktörer ska vara villiga att bära dem.

Ett alternativ till PPA-kontrakt är att elproducenter och elanvändare samäger nya produktionsanläggningar. Detta kan vara en effektiv lösning när det handlar om att koordinera investeringar i ny kraftproduktion med investeringar i stora elintensiva industrianläggningar, vilket begränsar risken för stora periodvisa svängningar i elpriserna.

Effekttilgång och leveranssäkerhet

Trots den begränsade ökningen av andelen vindkraft i elproduktionen ökar risken för brist i takt med att efterfrågan stiger. Detta leder till ökad frekvens av korta (från några timmar till flera dagar) perioder med riktigt höga elpriser. Risken för energibrist ökar också. Med en utökad effektreserv på plats kommer dock risken för fysisk bortkoppling att förbli låg.

Marknadens möjlighet att hantera en ökad knapphet på effekt förstärks av att ett växande antal elkonsumenter har s.k. timavtal, vilket gör att de har incitament att anpassa sin elanvändning om elpriserna tillfälligt stiger kraftigt. Ökad kapacitet i energilager ger också möjligheter att tillgodose efterfrågan på el när det är ont om produktionskapacitet. Perioder med energibrist leder till längre perioder med högre priser som motiverar hushållen att spara el genom till exempel sänkt inomhustemperatur och industrin att genomföra ändringar i produktionen.

Mer vanligt förekommande perioder med ansträngd kraftbalans och höga elpriser påverkar de marknadsaktörer som bär volym- och profilrisken i PPA-kontrakt. Dessa löper risken att periodvis ha mycket höga kostnader för de inköp av el som krävs för att honorera respektive komplettera ingångna avtal. Detta leder till att det uppstår efterfrågan på någon form av försäkring mot denna risk.

Det kan då vara en "real" försäkring i form av egna gasturbiner. Men det kan alternativt vara en försäkring som tecknas med en part som håller kapacitet i gasturbiner i beredskap och som finansierar dessa genom denna typ av försäkringsavtal med många marknadsaktörer som bär volymrisk.

Omställning till ett klimatneutralt samhälle?

Innebär då scenariot *Marknadsdriven utveckling* att det finns förutsättningar att ställa om den svenska industri- och transportsektorn? Egentligen inte om man med detta menar att möjliggöra de stora investeringarna i elkrävande anläggningar, t.ex. i framställning av vätgas, som ingår i de mer ambitiösa utbyggnadsplanerna av industrin.

Det som håller tillbaka en omfattande elektrifiering av industrin är att de priser som bildas på elmarknaden sannolikt inte är tillräckligt låga för att stödja en sådan utveckling. Men detta beror inte på elmarknadens design. Det beror i stället på att kostnaderna för att bygga och driva nya kraftverk gör de långsiktiga elpriserna högre än vad de mest "elintensiva" industriella industrikunderna anser sig kunna betala för elen.

9. SCENARIO 2: TUDELAD MARKNAD

I detta scenario spelar staten en aktiv roll. Målet är att säkerställa en omfattande elektrifiering av industri och transporter för att nå de klimatpolitiska målen. För att åstadkomma detta är staten beredd att på olika sätt stödja investeringar i ny fossilfri elproduktion. En åtgärd är att öka möjligheterna att snabbt få tillstånd för investeringar i elproduktion och elnät. En annan är att öppna för subventioner i form av förmånliga lån och riskdelning vid investeringar i kärnkraft och havsbaserad vindkraft. Målet är en betydande utbyggnad av elsystemet vid elpriser som är internationellt konkurrenskraftiga och stabila.

Utöver detta bedöms följande faktorer ha betydelse för elsystemets och elmarknadens utveckling under det närmaste decenniet:

- Det genomsnittliga elpris som krävs för lönsamhet i ny landbaserade vindkraftverk bedöms vara ca 44 EUR/MWh (53 öre/kWh), medan motsvarande elpris för att havsbaserad vindkraft är knappt 60 EUR/MWh (ca 70 öre/kWh).
LCOE för dessa teknologier bedöms vara samma som i scenario 1. Men med hänsyn till stabilare elpriser blir "capture rate" högre, 80 procent jämfört med 70 procent i *Marknadsdriven utveckling*.
- En marknadsomfattande kapacitetsmekanism införs i början av 2030-talet. Den befintliga effektreserven behålls till dess.
Kapacitetsmekanismen leder till en kapacitetskostnad som kan uppgå till ca 8 EUR/MWh (ca 10 öre/kWh).
- Inga nya utlandsförbindelser byggs.

Givet dessa förutsättningar kan elsystemet och elmarknaden i Sverige komma att utvecklas på ungefär följande sätt:

Efterfrågan och priser på el

Stigande kostnader för fossila bränslen driver på en övergång till el i industrin och transportsektorn. Förväntningar om att statens mål om långsiktigt konkurrenskraftiga och stabila elpriser realiseras gör att utbyggnaden av elkrävande industrianläggningar fullföljs, låt vara med vissa förseningar.

Samtidigt gör den stigande efterfrågan att exportöverskottet minskar och elpriset stiger snabbare än i scenariot *Marknadsdriven utveckling*. Hur mycket som elpriset stiger beror på hur utbudet av el utvecklas.

Konsekvensen av stigande elpriser är att takten i elanvändningens ökning minskar. Den marknadsomfattande kapacitetsmekanism som införs gör dock att risken för perioder med mycket höga elpriser är låg.

I det modellbaserade scenariot *Högel* växte elanvändningen till 250 TWh år 2035, vilket motsvarar en genomsnittlig årlig ökning med 5,1 procent. Prisökning och en senareläggning av starten för produktion av fossilfritt stål m.m. gör att elanvändningen i detta scenario bara växer med 2,5 procent per år. Med denna ökningstakt är elanvändningen ca 195 TWh år 2035.

Detta skulle vara elanvändning som är större än den maximala mängd som det svenska elsystemet i dagsläget (2025) kan leverera. Således förutsätter scenariot att nya kraftverk kommer på plats innan 2035. För att nya landbaserade vindkraftverk vara lönsamma måste elpriset, enligt förutsättningarna för detta scenario, vara ca. 50 EUR/MWh (60 öre/kWh) eller högre. För att investeringar i havsbaserad vindkraft ska vara lönsamma måste elpriset vara minst 60 EUR/MWh (ca 70 öre/kWh).

Produktion och investeringar

Enligt förutsättningarna för detta scenario är staten beredd att stödja investeringar i ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft. Detta sker dels genom riskdelning, dels genom lån med subventionerad ränta. Från kraftföretagens synpunkt skapar detta goda förutsättningar för långsiktiga investeringar. Men för att investeringarna faktiskt ska genomföras måste kraftföretagen bedöma att det finns en tillräckligt stor långsiktig efterfrågan på den el som ska produceras och att det framtida elpriset är tillräckligt högt för att tillsammans med det statliga stödet göra det sannolikt att investeringarna blir lönsamma³⁰.

I "verkligheten" råder det osäkerhet om hur stora investeringar i ny kärnkraft och/eller havsbaserad vindkraft som faktiskt kommer till stånd och när detta sker. Men i detta scenario är aktörerna på efterfrågesidan övertygade om att statens mål kommer att realiseras. Med snabbt växande efterfrågan kommer betydande investeringar i ny elproduktion initieras så att ny kapacitet finns på plats efter 2035.

För potentiella investerare i landbaserad vindkraft innebär utbyggnad av kärnkraft att utbudet av el ökar kraftigt åren efter 2035. Beroende på vad man tror om efterfrågeutvecklingen efter 2035 kan detta leda till en betydande press på elpriserna. Detta gäller särskilt om statens stöd sker med CfD:s av en typ som innebär att intäkten per MWh blir oberoende av marknadsläget. Detta leder till att utbyggnaden av ny landbaserad

³⁰ Man påminns om ordspråket "Man kan leda hästen till vattnet men man kan inte tvinga den att dricka".

vindkraft är mycket begränsad vilket bidrar till en starkare priskoppling till övriga Europa och ökade elpriser fram mot 2035.

Långsiktig riskhantering

I detta scenario är staten beredd att dela kraftföretagens finansiella risk i samband med investeringar i ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft. Den form för denna riskdelning (och eventuella subventioner) som godkänns av EU är dubbelriktade CfD:s. Därmed elimineras prisrisken i den typ av investeringar som det är fråga om. Givet statens ambitioner att få till stånd investeringar i kärnkraft och havsbaserad vindkraft sätts det garanterade priset högre än det bedömda framtida marknadspriset.

Detta innebär att CfD:s med staten som motpart är attraktivare för investerare i kärnkraft och havsbaserad vindkraft än PPA:s med industrikunder som motpart. Konsekvensen är att marknaden för PPA:s begränsas till hantering av risker i samband med mindre investeringar i landbaserad vindkraft (i den utsträckning som sådana kommer till stånd).

Effekttilgång och leveranssäkerhet

När en marknadsomfattande kapacitetsmekanism är på plats kommer risken för effektbrist att vara mycket liten och elsystemets leveranssäkerhet följaktligen mycket hög. Samtidigt kommer elprisernas volatilitet att vara lägre än i scenariot *Marknadsdriven utveckling*. Det betyder att incitamenten att hantera kapacitetsproblem med andra metoder, d.v.s. ökad flexibilitet i elanvändningen, batterier och frivilliga avtal mellan olika elproducenter, är svagare.

Omställning av samhället?

Skillnaden mellan elmarknadens utveckling i scenarierna *Marknadsdriven utveckling* och *Tudelad elmarknad* ligger främst i förväntningarna om vad som ska ske efter 2035. I det förra scenariot fortsätter utvecklingen i ungefär samma banor som innan 2035. Men i det senare finns större förutsättningar för en fortsatt expansion av elsystemet och en fortsatt ökning av elanvändningen.

Förutsättningarna för långsiktigt låga elpriser torde dock vara små. Även fortsättningsvis sätter kostnaderna för landbaserad vindkraft i kombination med en kapacitetsersättning ett golv för elkostnaderna. Samtidigt ska subventionerna till kärnkraft och vindkraft betalas av någon. Elpriser på nivån 60–70 EUR/MWh (ca 72–84 öre/kWh) ter sig därför långsiktigt sannolika, även om kortvariga utbudsöverskott kan komma att leda till lägre priser.

Även om kostnaden för ny kärnkraft är hög så kan utbyggnad av flera stora kärnkraftverk göra att utbudet av el ökar mer än efterfrågan. Tillsammans med begränsad kapacitet i utlandsförbindelserna leder detta till priser som kortsiktigt kan vara betydligt lägre än den långsiktiga marginalkostnaden (summan av kapitalkostnad och rörlig kostnad) för kärnkraftverk. Detta förhållande kan dock inte vara bestående. Men under en period kan elpriserna vara "svenska".

I *Marknadsdriven utveckling* sker en gradvis ökning av andelen vindkraft, huvudsakligen landbaserad, i den svenska elproduktionen. Via utökade utlandsförbindelser blir den svenska elmarknaden alltmer integrerad med de kontinentala elmarknaderna. I *Tudelad elmarknad* är andelen vindkraft, trots att en del havsbaserad vindkraft tillkommer, långsiktigt sjunkande medan andelen planerbar kraft i form av kärnkraft växer.

10. ELMARKNADEN 2035

Vilket av de två scenarier som diskuterades i de föregående kapitlen som kommer att ligga närmast verkligheten återstår att se. Den svenska lagstiftningen har öppnat för stora subventioner till ny kärnkraft vilket är i linje med *Tudelad elmarknad*. Även i stora delar av Europa går utvecklingen mot allt mer av statlig inblandning i elmarknaden. Samtidigt pekar de resultat som kom fram i den ovan nämnda studien av Anders Sandoff och Jon Williamsson mot att respondenterna hade preferenser för en roll för staten i elsystemets utveckling som liknade den i *Marknadsdriven utveckling*. Bilden är alltså inte entydig.

Men den faktiska utvecklingen kommer troligen att ha inslag från båda scenarierna. Samtidigt kommer det att ställas nya krav på elmarknaden och dess design under det kommande decenniet. I detta avslutande kapitel diskuteras dels vilka dessa krav är och hur de kan mötas, dels ett antal problem som på olika sätt påverkar elmarknadens utveckling fram till 2035

Elmarknadens design

Dagens svenska elmarknad utformades, "designades", då efterfrågan inte växte nämnvärt och elproduktion till största delen skedde med planerbara kraftslag. Med andra ord den situation som gällde då elmarknadsreformen genomfördes i mitten av 1990-talet och som bestod fram till ungefär mitten av 2010-talet. I nuläget och om man blickar framåt är situationen en annan. Även om det är osäkert hur mycket efterfrågan på el kommer att öka så kommer den med största sannolikhet att öka. Likaså är det mycket troligt att den tillkommande efterfrågan i växande utsträckning kommer att tillgodoses med el från väderberoende kraftslag.

En beskrivning av framtidens elmarknadsdesign kommer därmed att innehålla två nyckelord: "Investeringar" och "volatilitet". Investeringar i energi och effekt, volatilitet i produktion och priser. Men hur ska då den framtida elmarknadens design vara utformad? I ett första steg i en diskussion om detta kan man konstatera att det finns flera parter som på olika sätt "äger" frågan.

En av dessa är EU som via sina Direktiv anger mer eller mindre bindande riktlinjer för huvuddragen i organiseringen av medlemsländernas elmarknader. En annan är landets regering och riksdag, "staten", som via lagstiftning, förordningar och uppdrag till Svenska kraftnät i stora drag påverkar vad som ska handlas och hur det ska handlas på elmarknaden. En tredje part är elmarknadens aktörer. För dem är elmarknadens design

något som utvecklas organiskt för att tillgodose deras över tid skiftande behov. Det är inte uppenbart vad en process som involverar dessa tre parter leder till. Men några slutsatser om hur elmarknadens design kommer att utvecklas kan ändå med viss säkerhet dras.

Fysisk handel och prisbildning

Organiseringen av handeln med el för fysisk leverans och bestämningen av marknadspriset på el kommer troligen att i allt väsentligt ske på samma sätt 2035 som 2025. De priser som bildas kommer att vara de som skapar jämvikt mellan utbud och efterfrågan i varje enskild handelsperiod inom varje elområde. Men handelsperioden kommer inte att som hittills vara en timme utan femton minuter och antalet elområden kan vara färre, eller fler, än 2025. Det kommer sannolikt att finnas en gräns för hur högt marknadspriset på el tillåts bli, men denna gräns kommer att vara så hög att den mycket sällan är bindande.

Volatila priser och kortsiktig prissäkring

En väl fungerande "fysisk" elmarknad förutsätter att det finns en likvid marknad för lämpliga finansiella instrument med el som underliggande tillgång. Som tidigare nämnts har likviditeten på den finansiella elmarknaden med tiden blivit sämre, särskilt på grund av de stora skillnaderna mellan systempriset och de olika elområdespriserna. På ett eller andra sätt kommer denna trend troligen att vändas.

Detta kan ske genom att de befintliga fyra elområdena slås samman till ett. Kanske mer troligt är att det sker genom en kombination av två faktorer. En är att ny elintensiv industri främst lokaliseras till norra Sverige. En annan är att transmissionsnätets kapacitet att överföra el från norr till söder ökas.

För hushållskunder kan volatila elpriser i allmänhet och extremt höga elpriser i synnerhet utgöra en betydande finansiell risk. Samtidigt är det viktigt att knapphet på el visar sig i höga priser som ger hushållskunderna incitament att anpassa sin elanvändning. Det är därför troligt att fler elhandelsföretag än hittills kommer att erbjuda sina kunder avtal som både skyddar mot extrema priser och ger incitament till kortsiktig flexibilitet³¹. Det sistnämnda bidrar till en väl fungerande elmarknad genom att minska risken för effektbrist.

³¹ Det är avtal som innebär att en viss mängd el är prissäkrad, samtidigt som avvikelser, i båda riktningarna, från denna mängd prissätts med det aktuella marknadspriset.

Prissättning av kapacitet

En hantering av "effektproblemet" som säkerställer en hög grad av leveranssäkerhet förutsätter att det på något sätt etableras ett pris på kapacitet. Närmare bestämt ett pris på effekt (EUR/MW) som hålls tillgänglig under perioder då det finns risk för brist.

Under tiden fram till 2035 kommer det att inledningsvis finnas en effektreserv, eventuellt kompletterad med en "frivillig" marknad för effekt som organiseras av elmarknadens aktörer. Samtidigt kommer det att finnas beredskap att i stället för att förlänga effektreserven införa en "statlig" marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Men oavsett hur det går med den saken så kommer den befintliga energy-only marknaden att långsiktigt kompletteras med en mekanism för prissättning av effekt.

Långsiktiga investeringar

För att investeringar i nya elproduktionsanläggningar med lång livslängd ska komma till stånd är långsiktig prissäkring (nästan) nödvändig, men inte tillräcklig. Det pris som kan säkras kan ju vara för lågt för att anläggningen i fråga ska kunna bli lönsam. Som tidigare nämnts är det inte sannolikt att det växer fram en organiserad marknad för standardiserade instrument för långsiktig prissäkring. Det finns i huvudsak tre alternativa former av bilateral handel som inte utesluter varandra.

Ett är att den befintliga marknaden för s.k. PPA:s utvecklas, eventuellt så att sådana instrument kommer att användas även för investeringar i andra kraftslag än vindkraft. Ett annat alternativ är att staten erbjuder CfD:s, eventuellt även vid investeringar i andra kraftslag än kärnkraft. Ett tredje alternativ är att en eller fler elproducenter avtalar med investerare i elkrävande industrianläggningar om samägande av nya kraftverk.

Det första och det tredje av dessa alternativ löser "koordineringsproblemet", d.v.s. den tidsmässiga koordineringen av betydande tillskott på elmarknadens utbudssida med motsvarande tillskott på efterfrågesidan. I fallet med CfD:s måste denna fråga lösas i särskild ordning. Det är nämligen inte troligt att de stora investeringar i elproduktion och elkrävande industrianläggningar som många framtidsscenarier innebär kan komma till stånd utan en effektiv hantering av koordineringsproblemet.

När det gäller utvecklingen av marknaden för PPA:s finns det risk att osäkerheten om det framtida elpriset och marknadsförhållandena blir så stor att det i praktiken inte finns förutsättningar för ömsesidigt gynnsamma PPA-kontrakt. Det kan därför vara motiverat att staten erbjuder elmarknadens aktörer CfD-kontrakt. Dessa kan men måste inte innebära någon subvention utöver prissäkringen. Men även en sådan

strategi från statens sida förutsätter att producenter och investerare i elintensiv industriproduktion kan enas kring gemensamma prisförväntningar, d.v.s. elpriset måste vara tillräckligt högt för att motivera investeringar i elproduktion och tillräckligt lågt för att motivera investeringar i elintensiv industri.

Det är sannolikt att det på elmarknaden 2035 finns betydligt större möjligheter till prissäkring i samband med långsiktiga investeringar i elproduktion än vad som gäller 2025. Osäkerhet om elprisutvecklingen på längre sikt behöver därför inte vara ett hinder för sådana investeringar. Det stora hindret är i stället osäkerhet om efterfrågans utveckling och i slutändan investeringarnas förväntade lönsamhet.

Problem på vägen mot 2035

Dagens situation är emellertid problematisk. De senaste årens snabba utbyggnad av vindkraft i norra Sverige har inte mötts av ökad efterfrågan på el från industrin. Detta har resulterat i låga elpriser som dessutom förväntas förbli låga de närmaste åren. Osäkerheten har också ökat när det gäller omfattningen av den elintensiva industrins investeringar och när i tiden dessa kommer.

Delvis handlar denna osäkerhet om tillgången på elnät och elprisnivån i framtiden. Men i större utsträckning handlar det om osäkerhet om hur den europeiska och globala efterfrågan på elfordon, "grönt" stål och elektrobränslen utvecklas. Resultatet är att många planer på ny elproduktion har skjutits på framtiden. Ansökningar om tillstånd för investeringar i nya vindkraftverk har i nuläget i princip upphört.

Osäkerhet kring efterfrågans utveckling kan inte mötas med att ytterligare elproduktion tillförs systemet utan att riskera lönsamheten hos stora delar av den svenska kraftindustrin. Inte heller är det samhällsekonomiskt motiverat att ett eventuellt gap mellan vad industrin tror sig kunna betala för elen i framtiden och vad det kostar att bygga ny landbaserad vindkraft täcks med statliga subventioner. En sådan strategi skulle bli ohållbar i takt med att efterfrågan växer genom att fler elintensiva verksamheter lockas till Sverige och ytterligare dyrare elproduktion behöver tillföras.

Det rimliga är att staten utnyttjar de närmaste åren till att förkorta tiden och sänka kostnaderna för de tillstånd som kommer att krävas för att bygga ny produktion. Elintensiv industri kan också påverka utvecklingen genom att så tidigt som möjligt i processen ingå långsiktiga PPA- avtal med nya producenter och /eller själva engagera sig i ny elproduktion.

Till sist

Till de egenskaper som karaktäriserar en väl fungerande elmarknad hör att prisbildning och andra förhållanden är transparenta och lätta att förstå. Dessutom bör transaktionskostnader och andra kostnader som påverkar elmarknadens aktörer vara så låga som möjligt. En del i uppfyllandet av dessa mål ligger i relationen mellan systemoperatören och övriga elmarknadsaktörer. I det sammanhanget har två reformer nyligen genomförts respektive beslutats: Övergång till s.k. flödesbaserad kapacitetstilldelning och beslut om en förkortning av handelsperioderna på dagen-före och intra-dag marknaderna från en timme till 15 minuter.

Den flödesbaserade kapacitetstilldelningen har, åtminstone inledningsvis, gjort prisbildningen på elmarknaden mindre transparent och lättförståelig. Den beslutade övergången till 15-minutershandel riskerar att öka marknadsaktörernas kostnader för att handla sig i balans inför *gate closure* samtidigt som elmarknadens olika "styrsignaler" blir svårare att hantera.

Dessa reformer är sannolikt rationella utifrån ett systemansvarsperspektiv. De gör att elnätet utnyttjas effektivare samtidigt som de kortare handelsperioderna minskar behovet av ingrepp för frekvensstabilisering. Men reformerna i fråga är inte nödvändigtvis välmotiverade ur hela elmarknadens perspektiv. De olägenheter som de innebär för elmarknadens aktörer kanske inte fullt ut är inräknade i de samhällsekonomiska kalkyler som föregått besluten.

För att säkerställa en väl fungerande elmarknad 2035 är det därför angeläget att framtida reformer noga utvärderas och särskild hänsyn tas till att marknadsregler måste vara begripliga och möjliga att hantera även förelmarknadens mindre aktörer. Det gamla talesättet "låt inte det bästa bli det godas fiende" kan kanske vara vägledande.

BILAGA 1

TERMINSKONTRAKT OCH INVESTERINGAR PÅ ELMARKNADEN³²

Thomas Tangerås³³

Inledning

Ett Power Purchase Agreement (PPA) är ett långsiktigt terminsavtal för el som ofta ingås mellan en projektör som ska investera i ny elproduktion och en stor elkonsument. I Sverige skrivs sådana avtal typiskt för förnybar elproduktion som vindkraft och solkraft. Genom att förutbestämma ett pris för framtida elproduktion påverkar ett PPA den finansiella risken för avtalsparterna. Särskilt finns ett ekonomiskt incitament att skriva ett terminsavtal om det ger möjlighet för båda parter att minska sin affärsrisk på spotmarknaden för el. Terminsavtalen påverkar investeringar i elproduktion och i elintensiv industriproduktion genom hur de fördelar risk mellan avtalsparterna.

Ett Contract for Differences (CfD) är en annan typ av långsiktigt terminsavtal för el. Detta avtal kan vara utformat på exakt samma sätt som ett PPA. Den väsentliga skillnaden är att ett PPA ingås mellan två marknadsaktörer, medan den ena parten i ett CfD är en statlig aktör som har till syfte att upphandla en viss mängd el. Under ett PPA bestäms både den kontrakterade volymen och terminspriset på marknadsmässiga villkor utifrån utbud och efterfrågan på terminskontrakt. Terminspriset i ett CfD sätts på en sådan nivå att det ska generera en av staten förutbestämd investeringsvolym.

Huvudsyftet med denna rapport är att belysa hur långsiktiga terminsavtal för el påverkar företagets incitament att investera i ny elproduktion och ny elintensiv industri, och därmed själva energiomställningen. Egenskaperna vid vanligt förekommande konstruktioner för PPA på elmarknaden analyseras och jämförs. Orsaken till att fokusera på PPA är behovet att

³² Ett stort tack till Lars Bergman, Peter Fritz och projektets referensgrupp för hjälpsamma kommentarer.

³³ Thomas Tangerås är professor vid Mälardalens universitet.

studera incitamenten att investera på båda sidor om marknaden. Analysen kommer dock även lyfta situationen med en statlig aktör som upphandlar el genom att köpa CfD.

Rapporten bygger huvudsakligen på ett antagande om *normal affärsrisk*. Detta handlar om hur fluktuationer på marknaden skapar hanterbara fluktuationer i företagens vinster. Under *förhöjd affärsrisk* kan extrema marknadsutfall försätta företag i likvidations- eller konkursfara. Huvudskillnaden är förekomsten av motpartsrisker där det finns en icke-försumbar sannolikhet för att finansiella problem gör det omöjligt för motparten i ett avtal att uppfylla sina kontraktsmässiga åtaganden. Motpartsrisker återkommer som tema i samband med en diskussion om finansiella avtal som syftar till att isolera marknadsaktörer från de negativa konsekvenserna av extrema priser.

Vanliga terminsavtal för el

Det finns två huvudsakliga typer av långsiktiga terminskontrakt för el (DNV, 2024). Historiskt har det varit vanligt med det som här kallas för ett *produktionsavtal*. Detta innebär att elproducenten får ett förutbestämt pris i kronor för varje megawattimme (kr/MWh) som anläggningen matar ut på elnätet under avtalsperioden.³⁴

För att illustrera hur ett produktionsavtal fungerar, tas som utgångspunkt ett vindkraftverk med en installerad effekt om 1 megawatt (MW). Vindkraftverket producerar mellan noll och en MWh el i loppet av en timme beroende på hur mycket vinden blåser. Kapacitetsfaktorn anges med variabeln q som alltså ligger någonstans i intervallet mellan noll och ett. Ägaren tjänar totalt pq kr under driftstimmen genom att sälja elen på spotmarknaden om spotpriset på el är p kr/MWh. Ifall ägaren till vindkraftverket i tillägg har tecknat ett produktionsavtal för hela elproduktionen q , ersätts vindkraftsägaren för mellanskillnaden $f - p$ om spotpriset p råkar understiga det förutbestämda fastpriset f . Däremot måste ägaren till vindkraftverket ersätta motparten för mellanskillnaden $p - f$ för hela vindkraftsproduktionen q ifall spotpriset p överstiger det kontrakterade elpriset f . Vindkraftverkets rörliga vinst uppgår därmed till

$$pq + (f - p)q = fq \quad (1)$$

under ett produktionsavtal givet att vindkraftens rörliga produktionskostnad är noll. Avtalet eliminerar spotprisrisken från

³⁴ På engelska används ibland termen "pay-as-produce agreement" för att beskriva en sådan avtalskonstruktion.

vindkraftägarens vinst och lämnar volymrisken beroende på vindkraftens osäkra kapacitetsfaktor som den enda återstående osäkra faktorn. Den förväntade rörliga vinsten i vindkraftverket ges av $fE[q]$ under ett produktionsavtal där $E[q]$ betecknar den genomsnittliga eller förväntade kapacitetsfaktorn.

Ett huvudproblem som ofta lyfts fram med produktionsavtal, är att det ger för starka incitament att producera till låga spotpriser (EA Energy Analyses, 2024). Detta ser man genom att spotpriset p överhuvudtaget inte finns med i vinstuttrycket efter likhetstecknet i (1). Eftersom det alltid är lönsamt att producera oavsett spotpris, är produktionsavtal en potentiell orsak till att negativa spotpriser kan uppstå på elbörsen. Detta sker i situationer med stor vindkraftsproduktion och moderat efterfrågan.

Den andra huvudtypen av kontrakt kallas här för ett *kapacitetsavtal*. Detta innebär att ägaren till vindkraften får ett förutbestämt pris i kronor för en förutbestämd mängd el som är *oberoende* av hur mycket el som anläggningen faktiskt producerar.³⁵ Till skillnad från ett produktionsavtal kan ett kapacitetsavtal vara fysiskt eller finansiellt. I det senare fallet finns inget krav om att leverera el kopplat till själva avtalet. Ett finansiellt PPA kan därför ingås i spekulationssyfte mellan aktörer som är helt frikopplade från elmarknaden. Det bredare spektrumet av potentiella marknadsaktörer kan förbättra effektiviteten på terminsmarknaden genom att öka likviditeten.

Ett kapacitetsavtal ökar effektiviteten på spotmarknaden jämfört med ett produktionsavtal genom att frikoppla den kontrakterade volymen i terminsavtalet från produktionsbeslutet. För att se detta, anta att kapacitetsavtalet ersätter vindkraftsproducenten för mellanskillnaden $f - p$ för en förutbestämd mängd el som är lika med anläggningens förväntade produktion $E[q]$, om spotpriset är lägre än det kontrakterade elpriset f . Ägaren till vindkraftverket måste dock betala mellanskillnaden $p - f$ till motparten för hela den förväntade produktionen $E[q]$ ifall spotpriset överstiger det kontrakterade elpriset. Vindkraftverkets rörliga vinst uppgår då till

$$pq + (f - p)E[q].$$

I detta fall förlorar vindkraftverket på att producera till negativa spotpriser.

Däremot uppstår ett annat problem. Under ett kapacitetsavtal tjänar ägaren till vindkraftverket på själva terminsavtalet när spotpriset är lågt, men förlorar på avtalet när spotpriset är högt. I det senare fallet gäller det att vindkraftverket har en stor vinst pq på spotmarknaden för att täcka förlusten på terminsavtalet. Det är dock inte självklart att den

³⁵ På engelska används ibland termen "baseload agreement" för att beskriva en sådan avtalskonstruktion.

väderberoende elproduktionen har en hög intjäning bara därför att spotpriset är högt. Ett högt pris beror på att vindkraftsproduktionen är låg, medan ett lågt pris beror på att vindkraftsproduktionen är hög. Den negativa samvariationen mellan elproduktionen q och spotpriset p är känt som en kannibaliseringseffekt (Hirth, 2013). Om den procentuella ökningen i spotpriset dessutom är lägre än den procentuella minskningen i vindkraftsproduktion, blir vindkraftens vinst på spotmarknaden lägre när elpriset är högre. En negativ samvariation mellan pq och p ökar vindkraftens finansiella risk. I vissa fall har den varit så stark att den skapat likviditetsproblem med påföljande konkursrisk. Det mest kända exemplet är vindkraftsparken Markbygden 1 som var tvungen att inleda rekonstruktion efter att ha gjort omfattande förluster på kapacitetsavtal.³⁶ Alltså kan vissa terminsavtal i sig ge upphov till risk för någon av parterna (DNV, 2024). Motpartsrisk som uppstår när det finns en sannolikhet för att avtalsmotparten kan gå konkurs fördyrar att skriva långsiktiga terminsavtal för el.

Utmaningarna med de två olika standardavtalen har lett till framtagandet av särskilda *måttstocksavtal* för väderberoende elproduktion (Newbery, 2023; Schlecht m.fl., 2024). Under ett sådant avtal beror den kontrakterade volymen i ett terminsavtal för vindkraft på produktionen i jämförbara, exempelvis närliggande, vindkraftverk. Eftersom den kontrakterade volymen är oberoende av den egna produktionen, motverkar ett måttstocksavtal de negativa priser som kan uppstå under produktionsavtal. Dessutom minskar affärsrisken jämfört med kapacitetsavtal.

För att se dessa fördelar, anta att vindkraftsägaren ersätts för mellanskillnaden $f - p$ för kapacitetsfaktorn z i närliggande vindkraftverk om spotpriset är lägre än det kontrakterade elpriset f . Däremot måste ägaren till vindkraftverket betala mellanskillnaden $p - f$ till motparten för en elproduktion motsvarande kapacitetsfaktorn z ifall spotpriset överstiger det kontrakterade elpriset. Vindkraftverkets totala vinst uppgår då till

$$pq + (f - p)z.$$

I detta fall förlorar vindkraftverket på att producera om spotpriset är negativt, precis som under ett kapacitetskontrakt. Vad gäller problemet med kannibalisering, beror skyldigheten att ersätta köparen av terminsavtalet på z när spotpriset p är högt medan vinsten på spotmarknaden beror på q . Den positiva samvariationen mellan z och q ger en bättre balans mellan vindkraftens intjäningsförmåga på spotmarknaden och betalningsskyldigheten på terminsmarknaden under ett måttstocksavtal jämfört med ett kapacitetsavtal. I specialfallet när de

³⁶ Se till exempel vindkraftsnyheter.se/2024/1029/8472/jatterekonstruktionen-av-markbygden-ett-klar-norsk-hydro-far-miljarder

realiserade kapacitetsfaktorerna alltid är identiska, $z = q$, blir företagets vinst precis den samma som under ett produktionsavtal och lika med $f q$. All spotprisrisk som beror på variationer i elpriset p har förvunnit i detta fall. Det enda som återstår är volymrisken till följd av att kapacitetsfaktorn q varierar beroende på vädret, samma som i produktionsavtalet.

Det är rimligt att problemen ovan har fått uppmärksamhet och att alternativa kontrakt har utvecklats för att öka effektiviteten i terminshandeln. Samtidigt finns det enkla kontrakt som minskar problemen vad gäller väderberoende elproduktion. I ett kontrakt som man bland annat har infört på Irland, är den kontrakterade volymen lika med den faktiska produktionen så länge spotpriset är positivt. Vid negativa spotpriser sätts den kontrakterade volymen till noll (Schlecht m.fl., 2024). Detta är en enkel lösning för att undvika att vindkraften överproducerar till negativa priser.

Dessutom beror incitamenten att sälja till negativa priser på att ägaren till vindkraftverket har tecknat avtal för *hela* produktionen och att det förutbestämda priset f i tillägg gäller för den *faktiska* produktionen. Om vindkraften är underkontrakterat genom att endast täcka en andel $a < 1$ av produktionen och det förutbestämda priset f gäller för den förväntade produktionen $E[q]$, kan vindkraftverkets vinst skrivas som $p q (1 - a) + f E[q] a$. Nu är det olönsamt att producera till negativa priser. Det är ingen grund till att utgå från att ett avtal som täcker hela produktionen vore det mest lönsamma för en vindkraftägare.³⁷ Egenskaperna med ett terminsavtal där den fasta ersättningen beror på den förväntade kapaciteten analyseras i senare kapitel.³⁸

I resten av rapporten läggs eventuella incitamentsproblem på spotmarknaden åt sidan och fokus kommer i stället vara på hur produktionsavtal respektive kapacitetsavtal påverkar incitamenten att investera i elproduktion och elintensiv industri.

Terminskontrakt och investeringsincitament på elmarknaden

En central fråga vad gäller energiomställningen är i vilken utsträckning de terminskontrakt som används i praktiken effektivt förmår lösa kontrakteringsproblem mellan elproducenter och elkonsumenter. Är vissa

³⁷ Ifall produktionen är överkontrakterad i meningen att $a > 1$, uppstår den bisarra situationen att det är lönsamt för vindkraftverket att producera till negativa spotpriser och olönsamt till positiva spotpriser.

³⁸ Notera att detta är en hybrid mellan ett produktions- och ett kapacitetsavtal. Företagets rörliga vinst ges av uttrycket $p q + f E[q] - p q = p q + (f - p) q + f (E[q] - q)$ ifall $a = 1$.

kontraktsformer mer lämpade än andra för att öka investeringarna, och under vilka villkor i så fall?

Här studeras frågan i en tänkt situation med en projektör som ska investera i väderberoende elproduktion, till exempel ett vindkraftverk. Det finns även en industrikonsument som planerar att investera i sin egen verksamhet. Till skillnad från vindkraftens fluktuerande elproduktion, har industrianläggningen en konstant elförbrukning. Skillnaden i profilen mellan produktion och förbrukning innebär att olika typer av terminsavtal har olika effekter på företagets vinster och investeringar.

Möjligheterna att fördela risk mellan aktörerna ger upphov till vinster av att skriva terminsavtal på elmarknaden (Bessembinder och Lemmon, 2002). I enlighet med denna klassiska teori bygger analysen här på ett antagande om att marknadens aktörer önskar att minska volatiliteten i sin vinst allt annat lika, där volatiliteten mäts genom variansen i vinsten.³⁹ I så fall kommer en industriell konsument och en vindkraftsproducent under mycket generella villkor tjäna på att skriva terminskontrakt oavsett om det rör sig om ett kapacitetsavtal eller ett produktionsavtal. Omfattningen mätt i kontrakterad volym kommer bero på de underliggande riskfaktorerna.

Produktionsavtal

Försäljningen av ett produktionskontrakt påverkar det förväntade värdet av att investera i vindkraft genom samvariationen mellan vinsten pq av att sälja el på spotmarknaden och vinsten $(f - p)q$ av produktionsavtalet. Negativ samvariation $cov(pq, (f - p)q) < 0$ mellan dessa två vinsttermer skulle innebära att produktionsavtalet tenderar ge hög vinst när vinsten av vindkraften på spotmarknaden är låg och omvänt.⁴⁰ Ett produktionsavtal bidrar då till att minska risken av att investera i vindkraft genom att minska volatiliteten i företagets vinst.

Samvariationen är negativ ifall volatiliteten i företagets vinst på spotmarknaden, mätt i termer av dennas varians $var(pq)$, är större än samvariationen $fcov(pq, q)$ mellan vinsten pq på spotmarknaden och inkomsten fq av produktionsavtalet.⁴¹ Förekomsten av den andra termen kan härledas till att vindkraftverkets inkomst fq av produktionsavtal är osäker. Under plausibla antaganden innebär kannibaliseringseffekten att vinsten på spotmarknaden är låg när vindkraften producerar lite och spotpriset är högt, alltså att $cov(pq, q) > 0$ och $cov(pq, p) < 0$. Ett sådant

³⁹ Låt π vara den realiserade vinsten, och benämna den förväntade vinsten med $E[\pi]$. Då mäter $var(\pi) = E[\pi^2] - E^2[\pi]$ variansen i vinsten.

⁴⁰ Kovariansen mellan två stokastiska variabler x och y kan skrivas som $cov(x, y) = E[xy] - E[x]E[y]$ där $E[x]$ är det förväntade värdet på x och $E[y]$ är det förväntade värdet på y .

⁴¹ För att komma fram till detta resultat används att kovariansen $cov(x - y, z)$ mellan tre stokastiska variabler x , y och z kan skrivas som $cov(x, z) - cov(y, z)$ och att $cov(x, x) = var(x)$.

samband förefaller varit en bidragande orsak till lönsamhetsproblemen som vissa vindkraftsanläggningar har upplevt. Osäkerhet i företagets inkomster bidrar i så fall till att minska investeringarna i vindkraft jämfört med en situation utan sådan osäkerhet.

Låt oss även utvärdera produktionsavtalet utifrån perspektivet till en konsument med en industrianläggning som använder 1 MWh el under driftstimmen. Låt förädlingsvärdet av att konsumera 1 MWh el ges av $v - p$ kr, där p mäter spotpriset på el. I uttrycket v ingår inte bara försäljningsvärdet mätt i kr/MWh av det som produceras i anläggningen, men även alla andra rörliga kostnader förutom elpriset. Till exempel ingår priset för utsläppsätter i v om anläggningen släpper ut växthusgaser. Industrikonsumentens rörliga vinst ges därmed av

$$v - p + (p - f)q \quad (4)$$

under ett produktionsavtal med ägaren till vindkraftverket som täcker hela vindkraftsproduktionen om q MWh. Industrin tjänar på avtalet när spotpriset överstiger det kontrakterade fastpriset f , men förlorar i motsatt fall.

Ett produktionsavtal påverkar det förväntade värdet av att investera i industriproduktion genom samvariationen mellan förädlingsvärdet $v - p$ av elförbrukningen och vinsten $(p - f)q$ av avtalet. Positiv samvariation $cov(v - p, (p - f)q) > 0$ mellan de två termerna ökar risken av att investera i elintensiv industri genom att öka volatiliteten i företagets samlade vinst. Under antagandet att bruttovärdet v av industriproduktionen bestäms på världsmarknaden och därmed är oberoende av lokala svenska förhållanden blir

$$cov(v - p, (p - f)q) = -cov(pq, p) + fcov(p, q)$$

Den första termen i högerledet är positiv ifall vindkraftens vinster på spotmarknaden är låga när elpriset är högt, så att $cov(pq, p) < 0$. Den andra termen är negativ ifall spotpriset är lågt när vindkraften har hög produktion, så att $cov(p, q) < 0$. Osäkerhet i hur mycket f den elintensiva industrin måste betala för sin elförbrukning under ett produktionsavtal kan stärka industrins investeringsincitament genom att minska volatiliteten i den rörliga vinsten. Kannibaliseringen av vindkraft har därför en osäker effekt på investeringsincitamenten i elintensiv industri under ett produktionsavtal.

Kapacitetsavtal

Försäljningen av ett kapacitetsavtal påverkar det förväntade värdet av att investera i vindkraft genom samvariationen mellan vinsten pq av att sälja el på spotmarknaden och spotpriset p . Negativ samvariation $cov(pq, p) < 0$

0 innebär att vinsten av att sälja el på spotmarknaden är låg när spotpriset är högt, $p > f$, och terminsavtalet därmed ger en förlust. Ett kapacitetsavtal ökar då risken av att investera i vindkraft genom att öka volatiliteten i företagets samlade rörliga vinst, jämfört med om företaget inte hade något terminsavtal alls. Kannibaliseringseffekten kommer i så fall minska incitamenten att investera i vindkraft under ett kapacitetsavtal. Notera även att det förutbestämda priset inte påverkar investeringarna under ett kapacitetsavtal då även den kontrakterade volymen är förutbestämd och således inte ger upphov till någon separat risk i motsättning till vad som var fallet under ett produktionsavtal.

Att köpa ett kapacitetsavtal påverkar det förväntade marginella värdet av att investera i elintensiv industri genom hur förädlingsvärdet $v - p$ samvarierar med spotpriset p på elmarknaden. Negativ samvariation $cov(v - p, p) < 0$ mellan de två termerna minskar risken av att investera i elintensiv industri. Under samma antagande som förut att bruttovärdet v av den elintensiva industriproduktionen bestäms på världsmarknaden oberoende av spotpriset p på el i Sverige, blir $cov(v - p, p) = -var(p) < 0$. Under plausibla villkor stärker alltså ett kapacitetsavtal det ekonomiska incitamentet att investera i elintensiv industri jämfört med en situation där industriföretaget handlar all sin el på spotmarknaden.

En jämförelse av produktions- och kapacitetsavtal

I avsnitten ovan diskuteras hur olika typer av terminsavtal påverkar incitamenten att investera i vindkraft och industriproduktion jämfört med en situation där parterna handlar all sin el på spotmarknaden. Produktionsavtal har osäkra effekter på investeringsincitamenten på båda sidor om marknaden. En orsak är osäkerhet rörande terminsbeloppet $f q$ som påverkar risken såväl för den som ska investera i vindkraft som den som överväger att investera i elintensiv industri. Kapacitetsavtal förstärker incitamenten att investera i elintensiv industri under plausibla villkor. Den fasta och förutbestämda kontraktsvolymen i ett sådant avtal harmonierar relativt väl med industrins förbrukningsprofil. Däremot försvagar kapacitetsavtal värdet av att investera i vindkraft då kannibalisering ökar affärsrisken. En återstående fråga är om en viss typ av terminsavtal kan förstärka investeringsincitamenten på båda sidor om marknaden jämfört med ett annat.

Ifall variansen i vindkraftens vinster på spotmarknaden är tillräckligt hög i meningen att

$$var(pq) > cov(pq, p) + f cov(pq, q),$$

ger produktionsavtal starkare incitament att investera i ny vindkraft än kapacitetsavtal. För elintensiv industriproduktion gäller att kapacitetsavtal

ökar investeringsincitamenten jämfört med ett produktionsavtal ifall variansen i spotpriset är tillräckligt hög så att

$$\text{var}(p) > \text{cov}(pq, p) - f \text{cov}(p, q)$$

om det även gäller att v är okorrelerad med inhemska faktorer i Sverige. Samvariationen mellan vindkraftens vinst pq på spotmarknaden, spotpriset p och vindkraftens kapacitetsfaktor q är en empirisk fråga, även om det är realistiskt att utgå ifrån att $\text{cov}(pq, p) < 0$ och $\text{cov}(pq, q) > 0$ på grund av kannibalisering. Dessutom är det möjligt att variansen i vinsten pq i vindkraften och i spotpriset p är så pass stark att båda olikheterna ovan är uppfyllda. I så fall kommer varken produktionsavtal eller kapacitetsavtal kunna förstärka investeringsincitamenten på båda sidor av marknaden.

Diskussion

Utmaningarna att åstadkomma ökade investeringar på båda sidor om marknaden beror bland annat på att terminsavtal fördelar risk på ett sätt som missgynnar den ena parten relativt till den andra beroende på avtalens konstruktion. En orsak till att detta problem uppstår grundar sig i att vindkraften har en annan och stokastisk produktionsprofil än den som elintensiv industri efterfrågar.

Kompletterande avtal

Ett grundläggande problem för en vindkraftsägare med ett kapacitetsavtal är kannibalisering som kan innebära att vinsten pq på spotmarknaden är särskilt låg när elpriset p är högt. I så fall är ägaren till vindkraften tvungen att kompensera motparten precis i sådana lägen när det inte finns inkomster att ta av. Denna mismatch mellan inkomster och utgifter skapar motpartsrisk som diskuterades ovan. Motpartsrisk som uppstår när det finns en sannolikhet för att avtalsmotparten kan gå konkurs fördyrar att skriva långsiktiga terminsavtal för el. Detta ger upphov till en efterfrågan på kompletterande avtal som kan diversifiera motpartsrisken.

En lösning är ett optionsavtal. Ett sådant avtal är konstruerat så att säljaren betalar en ersättning till köparen om spotpriset p överstiger ett förutbestämt lösenpris t . Utbetalningen är noll ifall spotpriset är lägre än lösenpriset. Köparen betalar ett fast optionspris till säljaren för detta avtal. För att se hur detta påverkar företagen, låt oss säga att ägaren till ett vindkraftverk har sålt ett kapacitetsavtal som motsvarar den förväntade produktionen $E[q]$ till ett förutbestämt pris f per kontrakterad enhet. Anta även att vindkraftsägaren har köpt ett optionskontrakt till lösenpriset $t = f$ för hela den förväntade produktionen och att priset på optionskontraktet är lika med c för hela den kontrakterade kvantiteten $E[q]$. Den rörliga vinsten i vindkraftverket uppgår till

$$pq + (f - p)E[q] + \max\{p - f; 0\} E[q] - c \\ = pq - c + \max\{f - p; 0\} E[q].$$

Den första termen i vänsterledet mäter vinsten på spotmarknaden, den andra är vinsten av terminsavtalet, medan summan av den tredje och fjärde termen mäter vinsten av optionsavtalet. Genom att summera termerna i de två olika terminsavtalen uppstår uttrycket i högerledet. Poängen är att optionsavtalet skyddar vindkraftsägaren mot höga spotpriser genom att de två terminsavtalen neutraliserar varandra när spotpriset p överstiger lösenpriset f . Man kan se optionskostnaden c som en extra investeringskostnad för vindkraften.

För att minska risken för alla parter bör optionsavtalet vara långsiktigt. Ett sådant optionsavtal kallas ibland asiatisk- eller genomsnittsoption då säljaren betalar köparen skillnaden mellan lösenpriset och det genomsnittliga spotpriset under en bestämd period. Genomsnittsoptioner är mindre riskabla än kortsiktiga optioner eftersom ett genomsnittligt pris är relativt mindre volatilt än ett kortsiktigt spotpris. Den lägre prisrisken minskar priset för en genomsnittsoption jämfört med en standardoption (Kemna och Vorst, 1990).

Contract for Differences Den mest effektiva lösningen vore om marknaden hanterade alla finansiella risker i samband investeringar i elproduktion och elintensiva anläggningar. Än så länge förefaller marknaden ha klarat av detta väl åtminstone i Sverige. Vissa har dock ifrågasatt om marknaden verkligen förmår att hantera de stora terminsvolymer som skulle behövas för en storskalig energiomställning. Ett bekymmer är om det finns tillräckligt stor efterfrågan på sådana avtal, ett annat är motpartsrisken (Ambec m.fl., 2023).

Under beredningen av EU:s elmarknadsreform lyftes frågan om staten kan eller bör förbättra den långsiktiga terminsmarknaden genom att överta motpartsrisk. Detta kan staten exempelvis uppnå genom att en statlig aktör övertar rollen som clearinghouse för PPA kontrakt, eller att en statlig aktör involverar sig direkt på marknaden genom att upphandla terminskontrakt. Den senare synen är i linje med den som framförs av Elmarknadsutredningen (SOU, 2025) som anser att statlig riskdelning genom Contract for Differences (CfD) kan vara motiverad för att öka investeringar i ny elproduktion.

Ett CfD kan utformas precis som vilket PPA som helst, men analysen ovan ger tydliga svar på hur detta bör göras. När det gäller terminsavtal för utbyggnaden väderberoende elproduktion som vindkraft, bör ett CfD utformas som ett produktionsavtal och inte ett kapacitetsavtal. I vanliga produktionsavtal får säljaren en förutbestämd ersättning f för varje q MWh producerad el. En sådan konstruktion ökar investerarens finansiella risk i det sannolika fall där den väderberoende elproduktionen q samvarierar

positivt med vinsten pq på spotmarknaden på grund av kannibalisering. Då är en mer effektiv lösning att basera ersättningen f på den förväntade produktionen $E[q]$. En sådan modifikation av ersättningen minskar investerarens risk att sälja ett CfD, men utan att påverka avtalets förväntade vinst för säljaren eller köparen (staten). Det ekonomiska incitamentet att producera el upprätthålls ifall terminsavtalet täcker mindre än hundra procent av produktionen. Denna andel kan dock vara mycket hög. Genom att inte täcka hela produktionen, eliminerar avtalet dessutom incitamenten att producera till negativa priser.

I diskussionen kring fördelar och nackdelar med statlig upphandling av el genom CfD kommer man ibland in på fördelningseffekten av dessa avtal. Då utgår man från premissen att kostnaden för att ersätta elproduktionen faller på kundkollektivet om spotpriset p understiger fastpriset f medan kundkollektivet får tillbaka pengar ifall p är högre än f . Detta resonemang ligger bland annat till grund för EU-kommissionens rekommendation att stöd till förnybar elproduktion ska ske genom att teckna CfD.⁴²

En annan lösning är att staten säljer de upphandlade volymerna el vidare till elintensiv industri som *kapacitetsavtal*. Staten tar då en risk genom att ompaketera el inköpt på produktionsavtal till el såld på kapacitetsavtal. Genom att agera mellanhand uppnår staten att aktörerna på båda sidor om marknaden kan handla sådana terminsavtal som de själva föredrar. Staten gör en förväntad vinst om industrins betalningsvilja för kapacitetsavtal överstiger det pris som vindkraften är villig att acceptera för att sälja produktionsavtal. Det behöver självklart inte vara en statlig aktör som agerar mellanhand på detta sätt om någon privat aktör önskar sig att åta sig samma jobb på PPA marknaden.

Vertikal integration

Gemensamt ägande av energiintensiv industri och elproduktion var tidigare vanligt i Sverige och förekommer bland annat i Finland där elintensiv industri har stora ägarandelar i kärnkraft.

Anta att ett företag äger en industrianläggning som använder 1 MWh el under driftstimmen och där förädlingsvärdet av att konsumera 1 MWh el ges av $v - p$ kr. Låt även företaget äga en vindkraftsanläggning med 1 MW installerad effekt. Detta vertikalt integrerade företag har rörlig vinst

$$v - p + pq$$

Den finansiella risken är högre än för två oberoende bolag som handlar sin el på spotmarknaden var för sig om $cov(v - p, pq) > 0$. Ifall värdet v av elförbrukningen är oberoende av pq , är villkoret uppfyllt om $cov(pq, p) <$

⁴² Se till exempel <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/electricity-market-reform/>.

0. Om kannibaliseringen är tillräckligt stark, kommer ett samägande minska investeringarna både i elintensiv industri och väderberoende elproduktion jämfört med en vertikalt separerad struktur där företagen handlar sin el på spotmarknaden oberoende av varandra. Detta visar att samägande mellan elintensiv industriverksamhet och väderberoende elproduktion inte automatisk löser utmaningarna med energiomställningen.

Slutsatser

Syftet med denna rapport har varit att undersöka hur de vanligaste långsiktiga terminskontrakten på elmarknaden påverkar incitamenten att investera i väderberoende elproduktion och elintensiv industri. Den grundläggande skillnaden mellan de två aktörerna på elmarknaden är att en vindkraftsägare föredrar ett avtal som minskar riskerna med fluktuerande elproduktion medan den elintensiva industrin behöver ett avtal som främst minskar prisrisken på spotmarknaden. Under plausibla villkor önskar vindkraftsägaren skriva ett produktionsavtal medan elintensiv industri önskar teckna ett kapacitetsavtal. Då är inget avtal uniformt bättre än det andra genom att förmå öka investeringarna på båda sidor om marknaden. För att uppnå en sådan målsättning krävs kompletterande avtal. Optionskontrakt som minskar vindkraftens motpartsrisk är ett möjligt alternativ.

Statlig upphandling av elproduktion genom långsiktiga terminsavtal är en lösning som ofta förespråkas på kontinenten där man inte haft terminshandel i någon omfattning. I så fall bör terminsavtalen konstrueras som produktionsavtal. Dessa kan staten sedan sälja vidare som kapacitetsavtal till industrin med potentiell vinst. En nackdel är att statlig upphandling i stor utsträckning sannolikt skulle hämma framväxten av en decentraliserad marknad för långsiktiga terminsavtal.

Det är inte uppenbart att motpartsrisk i sig ger upphov till marknadsmisslyckanden som staten behöver lösa. Till exempel påverkas inte det fundamentala värdet av en vindkraftspark av om företaget som driver parken går i konkurs eller inte. En intressant fråga är i vilken utsträckning säkerheter kan användas för att minska investeringsriskerna. Hur man ska fördela dessa mellan olika affärspartner och uppnå effektiva investeringar är en viktig och intressant forskningsfråga som ligger utanför ramen för denna rapport.

Referenser

Ambec, Stefan, Albert Banal, Estelle Cantillon, Claude Crampes, Anna Creti, Francesco Decarolis, Natalia Fabra, Reyer Gerlagh, Karsten Neuhoff, Camille Landais, Matti Liski, Gerard Llobet, David Newbery, Michele Polo, Mar Reguant, Sebastian Schwenen och Iivo Vehviläinen (2023): Electricity market design: Views from European economists. CEPR Policy Insight No. 120.

Bessembinder, Hendrik och Michael L. Lemmon (2002): Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets. *Journal of Finance* Vol. 57, Issue 3, 1347-1382.

DNV (2024): Bilateral hedging of electricity in Sweden. Report no. 2024-1712.

EA Energy Analyses (2024): Contracts for Difference in the Swedish electricity market. Energiforsk Report 2024:991.

Hirt, Lion (2013): The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics* Vol. 38, 218–236

Kemna, A.G.Z. och A.C.F. Vorst (1990): A pricing method for options based on average asset values. *Journal of Banking and Finance* Vol. 14 (1990), 113-129.

Newbery, David (2023): Efficient renewable electricity support: Designing an incentive-compatible support scheme. *The Energy Journal* Vol. 44, Issue 3, 1-22.

Schlecht, Ingmar, Christoph Maurer och Lion Hirth (2024): Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy Policy* Vol. 186, 113981.

SOU (2025): Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning? SOU 2025:47.

BILAGA 2.

AKTÖRERS UPPFATTNINGAR OM INVESTERINGSFÖRUTSÄTTNINGAR PÅ ELMARKNADEN

Anders Sandoff och Jon Williamsson⁴³

Denna bilaga utgör en analytisk fördjupning av resultaten i rapporten *Uppfattningar om investeringsförutsättningar idag och fram till 2030*. Syftet är att sätta aktörernas enkätsvar i relation till de två scenarier – Lågel och Högel – som utvecklas i huvudrapporten *Elmarknaden 2035*. Genom att tolka hur aktörernas förväntningar, riskbedömningar och investeringsplaner förhåller sig till scenariernas bakomliggande antaganden, tydliggörs vilket utvecklingsspår som i praktiken ter sig mest sannolikt under rådande institutionella villkor. Bilagan belyser även vad som skulle krävas i termer av marknadsreformer och styrmedel för att skapa en övergång från det försiktiga investeringsmönster som Lågel innebär till den omfattande och interventionspräglade expansionslogik som Högel bygger på. Genom att avsluta med en reflektion om tudelad elmarknad och kapacitetsmekanismer skapas också en länk till de pågående policyöverväganden som är centrala för elmarknadens framtida funktionssätt. Analysen är strukturerad i tre delar: överensstämmelser med Lågel-scenariot, utmaningar för Högel-scenariot samt reflektioner kring tudelad elmarknad och kapacitetsmekanismer.⁴⁴

Överensstämmelser med "Lågel"-scenariot

I huvudrapportens Lågel-scenario ökar elanvändningen måttligt, ca 35 TWh från 2025 till 2035 (motsvarande ~1,5 % per år) och når omkring 185 TWh år 2035 jämfört med 250 TWh i högscenariot. Denna blygsammare tillväxt antas inträffa om inte alla planerade elintensiva industriprojekt förverkligas eller om de försenas, vilket leder till en långsammare elektrifieringstakt. I huvudrapporten påpekas att om elanvändningen växer i den här lugnare

⁴³ Anders Sandoff och Jon Williamsson är universitetslektorer i företagsekonomi vid handelshögskolan, Göteborgs universitet

⁴⁴ Analysen bygger på en enkätundersökning genomförd i maj 2025 med 22 strategiskt insatta referenspersoner från energikoncerner, fjärrvärmebolag och industriföretag. Svar inkom från 12 av dessa. Enkäten bestod av både kvantitativa skattningar och kvalitativa öppna frågor, strukturerade kring teman som investeringsvilja, drivkrafter, hinder, marknadsdesign och behov av nya styrmedel. De öppna svaren har analyserats tematiskt och resultaten presenteras såväl numeriskt som genom illustrativa sammanfattningar. Respondenterna representerar aktörer med central betydelse för svensk elproduktions framtid, vilket ger god grund för att tolka branschens investeringsförutsättningar fram till 2030.

takten, kan den initiala efterfrågeökningen mötas genom minskad elexport, alltså utan omedelbart behov av ny produktionskapacitet. Detta scenario betraktas som betydligt mer realistiskt under rådande förhållanden än Högel-alternativet. Drivkrafter som högre priser på utsläppsrätter och policies för fossilfri omställning kan mycket väl ge den efterfrågeökning Lågel innebär, trots att elpriserna också stiger något. Med andra ord speglar Lågel ett läge där marknaden själv under nuvarande institutionella villkor endast förmår leverera en gradvis utbyggnad av elsystemet.

Enkätresultaten ligger tydligt i linje med denna bild. Aktörerna uppvisar en återhållsam investeringsvilja för samtliga kraftslag. Särskilt kraftvärme och solkraft bedöms som ointressanta investeringsobjekt i närtid, medan vind- och vattenkraft visas ett något högre, om än varierande, intresse. Även om det finns en latent potential att investera mer, hålls den tillbaka av faktorer som osäkra tillståndprocesser och en instabil marknadsdesign. Respondenterna betonar att bristen på förutsägbara regler och stabila ekonomiska villkor avskräcker investeringar. En sådan försiktighet bland elproducenter och investorer innebär i praktiken att utbyggnaden går långsamt under rådande regim, precis som antagandet i Lågel-scenariot.

Flera av de hinder som aktörerna lyfter fram för nya investeringar återfinns också som begränsande villkor i Lågel-utvecklingen. Ett huvudproblem är de komplexa och tidskrävande tillståndprocesserna. Huvudrapporten noterar exempelvis att möjligheterna att få tillstånd för ny vindkraft är avgörande. Detta harmonierar med enkätsvaren där företagen uttrycker att det nuvarande systemet för tillstånd utgör en tröskel som kraftigt begränsar takten på nyinvesteringar. Osäkerhet kring framtida politik och marknadsutveckling anges också som ett stort hinder, något som tydligt dämpar investeringslusten. I en marknad präglad av sådana osäkerheter blir det rationellt för bolagen att avvakta, vilket resulterar i just den långsamma investeringsutveckling som Lågel-scenariot beskriver.

Enkätresultaten visar dessutom att aktörerna upplever bristande lönsamhet för systemnyttor (som effekt och flexibilitet) i dagens marknad. De är frustrerade över att nuvarande energy-only-marknad inte ger tillräckliga prissignaler för att investera i planerbar kapacitet. Denna skepsis mot marknadens förmåga att premiera tillgänglig effekt bidrar till en försiktig hållning då man ogärna investerar i t.ex. gasturbiner eller annan reglerkraft utan extra incitament. Sammanfattningsvis råder en stark överensstämmelse mellan aktörsperspektivet och Lågel-scenariots antaganden, dvs att under dagens policy- och marknadsförhållanden sker investeringar långsamt och begränsat. I huvudrapportens konstateras också att Lågel-scenariot framstår som det mer realistiska framtidsspåret givet nuvarande trender, vilket alltså är något som bekräftas av energibranschens egna bedömningar i bilagan.

Utmaningar för "Högel"-scenariot

Högel-scenariot i *Elmarknaden 2035*-rapporten målar upp en betydligt mer expansiv utveckling. Här antas en snabb och omfattande elektrifiering av industrin och transportsektorn för att nå klimatmålen, inklusive att stora projekt som fossilfritt stål, elektrobränslen och flera batterifabriker realiseras enligt plan. Konsekvensen blir att elanvändningen ökar med omkring 100 TWh på bara tio år 2025–2035 (cirka 5 % per år), en tillväxttakt jämförbar med rekordperioden 1950–1970 och som karakteriserades av stora statlig inblandning. År 2035 skulle elanvändningen nå ca 250 TWh enligt detta scenario. En så kraftig ökning förutsätter dels att energikrävande företag har incitament att ställa om och expandera sin elförbrukning, dels att elproducenterna investerar i tillräckligt många nya anläggningar för att möta efterfrågan.

Här uppstår flera utmaningar. För det första ifrågasätter huvudrapportens författare hur realistiskt det är med snabbt stigande elpriser parallellt med en explosiv efterfrågeökning. I praktiken kräver Högel-scenariot både högre priser och större elanvändning samtidigt, vilket kan vara en motsägelse. Om inte kraftfulla åtgärder vidtas för att säkerställa billiga elleveranser till den nya industrin (eller om inte alternativet, ännu högre elpriser utomlands, inträffar) ter sig detta scenario osannolikt. Med andra ord: marknadens aktörer skulle normalt reagera på stigande priser genom att bromsa sin elanvändning eller skjuta upp investeringar, vilket hotar själva förutsättningen för Högel-scenariot. Detta dilemma, att samtidigt få fram enorma mängder ny produktion och hålla tillbaka prisnivån så att efterfrågan faktiskt materialiseras, är centralt för utmaningarna i högscenariot.

Aktörernas uppfattningar indikerar tydligt att Högel-scenariot inte kan uppnås utan förändrade omständigheter. Enkätstudien konstaterar att resultatet tydligt speglar det så kallade 'Lågel'-scenariot och att betydande reformer krävs för att realisera Högel. De områden som behöver förbättras sammanfaller med det som saknas idag: marknadsdesignen, riskdelningen och regelverket.

För det första efterfrågar aktörerna en mer investeringsvänlig marknadsdesign. De anser att nuvarande utformning (energy-only med enbart energiintäkt) inte ger tillräckliga drivkrafter att bygga ny planerbar kapacitet. Många betonar behovet av att utveckla marknaden så att även effekt och flexibilitet värderas ekonomiskt, till exempel genom någon form av kapacitetsersättning. Att införa sådana mekanismer vore en stor förändring, vilket indikerar att Högel-scenariet förutsätter ett brott med "business-as-usual" på elmarknaden.

För det andra lyfter respondenterna riskdelning och finansieringsvillkor. I dagsläget bär investerare mycket av risken själva, och osäkerheten kring

framtida intäkter (styrmedel, elprisvolatilitet m.m.) dämpar investeringsviljan. En lösning som många pekar på är ökad användning av långsiktiga kontrakt såsom PPA:er för att säkra intäkter. Utan någon form av garanterad intäktsnivå är det svårt att mobilisera kapital i den skala som krävs.

För det tredje måste regelverk och tillståndprocesser reformeras. Som tidigare nämnts ser företagen dagens tillståndssystem som ett hinder; att snabba upp och förenkla det är avgörande om man vill hinna bygga ut mycket produktion före 2035. Även tydligare och mer förutsägbar energipolitik efterfrågas då nuvarande politiska osäkerhet gör att aktörerna tvekar att satsa stort. Alla dessa faktorer utgör trösklar som Högel-scenariot måste ta sig över.

Sammanfattningsvis kräver Högel-scenariot en rad åtgärder som går utöver dagens ordning. Både huvudrapportens analys och aktörernas perspektiv pekar mot samma slutsats: utan betydande förändringar kommer den ambitiösa expansionen inte att ske i tid. Utmaningen för Högel är att skapa möjlighetsvillkor, i form av marknadsreformer, stabila spelregler och riktade men rättvisa incitament, som övertygar både elproducenter och elkonsumenter (industrier) att skala upp investeringar och elanvändning så snabbt. Detta är en svår balansgång, där felaktig utformning kan undergräva syftet. Att navigera dessa avvägningar blir centralt för framtida policy om Högel-scenariet ska kunna realiseras.

Reflektion kring tudelad elmarknad och kapacitetsmekanismer

Idén om en tudelad elmarknad aktualiseras i sammanhanget av ett framtida elsystem med höga effektbehov och stor andel variabel kraft. En tudelning syftar på att elmarknaden inte enbart ska bestå av dagens energy-only-spotmarknad, utan kompletteras med en separat kapacitetsmekanism där tillgänglig effekt i MW också avlönas. Scenario 2 i rapporten är ett exempel där det införs en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i början av 2030-talet. Fram till dess behålls den begränsade effektreserv som Sverige redan har, men kapacitetsmekanismen tar sedan över som verktyg för att säkerställa tillräcklig effekt. Konsekvensen blir att elsystemet får två intäktsströmmar: en från energiförsäljning och en från att hålla kapacitet tillgänglig.

Detta ska adressera det så kallade "effektproblemet", dvs. risken i en ren energy-only-marknad att det inte byggs tillräckligt med reserv- och spetskraft. Huvudrapporten beskriver "missing money"-problematiken dvs att priset de få timmar då effekt behövs kan bli så högt att det anses politiskt oacceptabelt, eller att toppbelastningstimmarna är för få och osäkra för att motivera investeringar i reservkraft. Bägge aspekterna leder

till att marknaden ensam tenderar att underleverera kapacitet, med följden att leveranssäkerheten hotas. En kapacitetsmarknad sätter ett pris på ren tillgänglighet (MW) och är därmed ett sätt att lösa detta problem.

Samtidigt varnas det i huvudrapporten för att införa en kapacitetsmekanism inte är trivialt eftersom det innebär en grundläggande förändring i ansvarsfördelningen mellan stat och marknad. Systemoperatören Svenska kraftnät och staten tar på sig ett utökat ansvar för att säkerställa att tillräcklig kapacitet etableras, vilket markerar ett avsteg från den nordiska traditionen där marknadens aktörer förväntats hantera utbudsfrågor med minimalt statligt ingripande. Med andra ord kräver en tudelad marknadsmodell stor tilltro till att staten kan definiera och administrera den optimala kapacitetsnivån, utan att det blir alltför byråkratiskt eller kostnadsdrivande.

Från aktörernas perspektiv finns det både intresse och försiktighet kring denna utveckling. Å ena sidan uttrycker många respondenter i enkäten att de välkomnar marknadsmekanismer med kapacitetsersättning, under förutsättning att de utformas rättvist och teknikneutralt. Detta speglar en insikt i branschen om att dagens marknad inte ger betalt för vissa värden (som att ha effekt i reserv), och att en kompletterande mekanism kan behövas för att främja investeringar i t.ex. gasturbiner, lager eller annan planerbar kraft. Frustrationen över avsaknaden av ersättning för effekt och flexibilitet tyder på att en kapacitetsmarknad skulle kunna tas emot positivt, eftersom den adresserar just det gap som företagen upplever.

Att ingen eller väldigt begränsad ny planerbar produktion (t.ex. kärnkraft) hinner levereras till 2035 enligt huvudrapportens analys gör det än mer angeläget att stimulera alternativ (vind, lagring, flexibilitet) att tillsammans hantera effektsituationen. En kapacitetsmekanism kan där fylla en viktig funktion genom att uppmuntra investeringar i sådana resurser trots få drifttimmar.

Å andra sidan betonar aktörerna att en tudelad marknad måste upprätthålla legitimitet och trovärdighet. Om kapacitetsmekanismen upplevs som orättvis eller alltför krånglig finns risken att den motverkar sitt syfte. I huvudrapporten konstateras t.ex. att historiskt har motståndet i Norden mot kapacitetsmarknader delvis byggts på att tidiga utformningar (t.ex. i USA och England) var komplexa och tungrodda. Aktörer på den nordiska marknaden är vana vid ett relativt enkelt system och kan vara skeptiska mot omfattande statlig styrning.

Enkätsvaren antyder just en oro för snedvridning: flera vill undvika att särbehandla enskilda tekniker med riktade stöd. Detta implicerar att om en kapacitetsmarknad uppfattas gynna t.ex. enbart vissa stora aktörer eller teknologier, kan det minska investeringslusten hos andra vilket är raka motsatsen till intentionen. Därför måste utformningen vara transparent,

teknikneutral och förutsägbar. Staten behöver sätta tydliga mål (t.ex. önskad leveranssäkerhetsnivå) och låta marknaden bjuda fram kapacitet till lägsta kostnad, i stället för att välja vinnare i förväg. Endast då kommer aktörerna ha förtroende för systemet och vilja delta. Enkätstudiens resultat understryker att trovärdigheten i en tudelad lösning är avgörande för dess framgång och att detta är en viktig signal till policyutformare.

Implikationer för framtida policy kan således dras från denna analys. För att klara energiomställningen och möta ett eventuellt högsenario behöver beslutsfattare redan nu adressera de flaskhalsar och osäkerheter som identifierats. Det handlar om att stärka det institutionella ramverket: snabbare tillståndsgivning, långsiktiga spelregler och riskreducerande mekanismer som gör det attraktivt att investera. Mycket pekar mot att någon form av kapacitetsmekanism blir nödvändig i takt med att väderberoende produktion dominerar, både för att säkerställa effektbalansen och för att ge investerare i t.ex. reservkraft eller lagring en rimlig affärsmodell. En sådan mekanism bör utformas enligt principerna om teknikneutralitet och konkurrens för att undvika suboptimering och bibehålla marknadens effektivitet.

Samtidigt kan staten behöva kliva in med riskdelning för stora strategiska projekt (som ny kärnkraft eller havsvind) om de ska bli av inom tidsramen, men även här gäller det att göra det på ett sätt som inte utesluter andra investeringar. Sammanfattningsvis visar kopplingen mellan bilagan och huvudrapporten att utan förändrade styrmedel riskerar vi ett utfall nära Lågel, där klimatambitioner och industriell tillväxt hämmas av tröga processer och osäker lönsamhet. Men med riktade reformer i marknadsdesign och policy, såsom införande av en genomtänkt kapacitetsmarknad, kraftigt förenklade tillstånd och stabila spelregler, ökar möjligheten att nå det mer ambitiösa Högel-scenariot.

Sammanfattningsvis kan sägas att aktörernas bedömningar ligger mycket nära det så kallade "Lågel-scenariot" i huvudrapporten *Elmarknaden 2035*, där investeringstakten förblir låg och elsystemet endast växer marginellt fram till 2035. Samtidigt synliggörs vilka åtgärder som skulle krävas för att möjliggöra "Högel-scenariot": reformer av marknadsdesignen, kapacitetsersättning, långsiktiga elavtal och ett mer strategiskt och samordnat tillstånds- och regelverk. Enkätresultaten stödjer alltså huvudrapportens slutsats att utan förändrade styrmedel kommer inte det nödvändiga kapacitetslyftet att ske i tid, men de går också längre genom att peka ut hur olika aktörstyper behöver olika typer av reformer.

Syftet med den här rapporten är att göra en ingående analys av den Svenska elmarknaden 2035. Rapporten beskriver hur mycket el som då omsätts, hur handeln på elmarknaden är organiserad och hur de "produkter" som då handlas är definierade. Med andra ord är det elmarknadens storlek och "design" 2035 som är i fokus.

Kärnan i rapporten är två scenarier för elmarknadens utveckling fram till 2035: *Marknadsdriven utveckling* respektive *Tudelad elmarknad*. Scenarierna utgår från två olika visioner om elsystemets och elmarknadens roll i samhällsutvecklingen och vilken plats som politiska respektive kommersiella överväganden ska ha i denna utveckling. Gemensamt för scenarierna är att det på framtidens elmarknad kommer att krävas någon form av mekanism för prissättning av effekt.