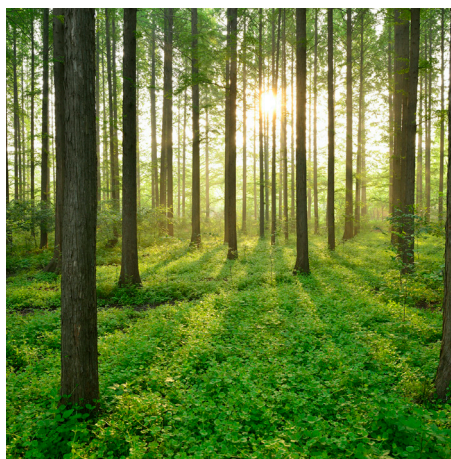


EN FRIVILLIG MARKNAD FÖR EFFEKT?

RAPPORT 2024:1018



FRAMTIDENS
ELMARKNADSDSIGN



En frivillig marknad för effekt?

LARS BERGMAN

PETER BLOMQVIST, NICLAS DAMMSGAARD,

PÄR HOLMBERG, THOMAS UNGER

ISBN 978-91-89919-18-1 | © Energiforsk maj 2024

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

Förord

Den förväntade ökningen av andelen vindkraft i den svenska elproduktionen har skapat farhågor om en på sikt försämrad leveranssäkerhet i det svenska elsystemet. En av många kommentatorer föreslagen lösning på detta problem, "effektproblemet", är att liksom i flera andra länder införa en s.k. kapacitetsmekanism. Närmare bestämt en annan typ av kapacitetsmekanism än den befintliga effektreserven.

I denna studie analyseras förutsättningarna för ett annat alternativ att lösa effektproblemet, nämligen etableringen av en av elmarknadens aktörer skapad marknad för effekt. Till skillnad från införandet av en ny typ av kapacitetsmekanism skulle detta kunna ske inom ramen för den nuvarande organiseringen av elmarknaden.

Studien har genomförts av ekon.dr. Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, docent Pär Holmberg, Institutet för Näringslivsforskning samt konsulterna Peter Blomqvist och Thomas Unger, Profu. Projektet har letts av professor Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm, som också har skrivit rapporten. Alla analyser och slutsatser är projektdeltagarnas egna och sammanfaller inte nödvändigtvis med de bedömningar som görs av de organisationer där de verkar.

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

Sammanfattning

Bakgrund

Den väntade stora utbyggnaden av vindkraft har lett till farhågor om en på sikt försämrad leveranssäkerhet i det svenska elsystemet. Orsaken är vindkraftsproduktionens väderberoende variationer i förening med att elproducenterna inte får betalt för den kapacitet (effekt) som de håller tillgänglig. Det sistnämnda väntas begränsa investeringar i s.k. planerbar topp effekt, vilket gör att det kan komma att saknas tillräcklig kapacitet för att tillgodose efterfrågan på el när efterfrågan är hög och/eller vindkraftsproduktionen är låg. En näraliggande lösning på detta problem, i fortsättningen kallat "effektproblemet", är att på ett eller annat sätt etablera ett pris, SEK/MW, på tillgänglig kapacitet (effekt).

Den av många föreslagna metoden för att åstadkomma detta är att införa en permanent mekanism ("kapacitetsmekanism") för ekonomisk ersättning till de producenter som under perioder med befarad effektbrist kan hålla kapacitet tillgänglig. Detta kan ske genom att den befintliga temporära "effektreserven"¹, som är en typ av kapacitetsmekanism, permanentas. Alternativt kan man införa en ny typ av kapacitetsmekanism, exempelvis ett system med s.k. "reliability options". Jämfört med en permanentning av effektreserven skulle införandet av en sådan kapacitetsmekanism innebära ett större ingrepp i elmarknaden och ett utökat åtagande för Svenska kraftnät.

Alternativet till en kapacitetsmekanism är att elmarknadens aktörer själva skapar en "frivillig" marknad för effekt. Där skulle ett pris på effekt (SEK/MW) etableras via ett samspel mellan utbud och efterfrågan på tillgänglig kapacitet. Detta skulle kunna ske inom ramen för den nuvarande elmarknadens organisering.

En frivillig marknad för effekt borde egentligen vara den självklara lösningen på effektproblemet; detta är ju "bara" en fråga om att kontinuerligt etablera jämvikt mellan utbud och efterfrågan på el. Och att skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan är precis det som fria marknader gör. Men elmarknaden och det underliggande elsystemet har många särdrag som gör att detta ändå inte är den självklara lösningen på effektproblemet.

Syfte

Syftet med denna rapport är att analysera förutsättningarna för framväxten av en frivillig marknad för effekt och att beskriva hur en sådan marknad skulle fungera. Två frågor är i fokus. Den ena är om en frivillig marknad för effekt över huvud taget skulle kunna uppstå. Den andra är om en sådan marknad skulle kunna ersätta en kapacitetsmekanism. Tidshorisonten för den analys som redovisas är början av 2030-talet.

¹ Effektreserven, som upphandlas och administreras av Svenska kraftnät, består av kapacitet som kan aktiveras vid hotande effektbrist. Effektreserven är tidsbegränsad och en eventuell förlängning (efter 2025) förutsätter medgivande från EU.

Skulle en frivillig marknad för effekt kunna uppstå?

Frågan om det skulle kunna uppstå en frivillig marknad för effekt kretsar kring begreppet "tillräcklighet". Med detta avses mängden tillgänglig kapacitet i förhållande till den maximala momentana efterfrågan på el. Om ett elsystem har fullgod "tillräcklighet" har det också en hög grad av "leveranssäkerhet".

Men elsystemets "tillräcklighet" byggs upp av ett antal fristående produktionsanläggningar som har definierade ägare med exklusiva rättigheter att utnyttja sina anläggningar. Om ägaren till en viss produktionsanläggning utnyttjar denna, så kan ingen annan göra det. Och om rättigheten att utnyttja anläggningen överlåtits till någon annan, så kan ägaren själv inte utnyttja den.

Att rättigheten att utnyttja en viss produktionsanläggning kan överlåtas mellan olika parter betyder att denna rättighet är en s.k. "privat" nyttighet². Det betyder att det grundläggande villkoret för uppkomsten av en marknad för denna rättighet är uppfyllt. Med andra ord skulle det kunna uppstå en frivillig marknad för effekt. Huruvida detta faktiskt kommer att ske beror dock på en rad omständigheter.

Handlad produkt, efterfrågan och utbud på en frivillig marknad för effekt

Grunden för varje marknad är att det finns en väldefinierad produkt som kan handlas. På en frivillig marknad för effekt skulle denna produkt vara en försäkring mot vissa s.k. "volymrisker", d.v.s. risken att en aktörs produktion, försäljning eller användning av el på ett ofördelaktigt sätt avviker från vad som förväntats. Försäkringen skulle i praktiken vara en rättighet att utnyttja produktionskapacitet som försäkringsgivaren håller som säkerhet för sin utfästelse.

Det som gör att det kan finnas efterfrågan på denna typ av försäkring är att varje aktör på elmarknaden inför varje "drifttimme" måste kunna uppvisa balans mellan gjorda åtaganden och tillgängliga resurser. Den tidpunkt när detta sker kallas *gate closure*. För att säkerställa att man uppfyller detta balanskrav är det vanligt att elmarknadens aktörer köper eller säljer el på dagen-före marknaden och sedan, om det krävs, på intra-dag marknaden. Men när efterfrågan på el väntas vara hög, och/eller vindkraftsverkens produktion låg, så kan effektsituationen under en eller flera kommande drifttimmar komma att bli ansträngd.

Då kan priset på intra-dag marknaden bli mycket högt liksom kostnaden för att handla sig i balans. I extrema fall kan det för flera aktörer vara fysiskt omöjligt att handla sig i balans. Ett likartat problem uppstår för vindkraftsproducenter som bär volymrisken i tecknade PPA-kontrakt (Power Purchase Agreement) av typen "Base Load". Med hjälp av den nämnda typen av försäkring skulle aktörerna under dessa omständigheter kunna avropa effekt som gör att de kan uppfylla sina åtaganden. Det måste dock understrykas att det är en finansiell risk som en sådan försäkring är en gardering sig mot.

² Inom ekonomisk teori skiljer man mellan "kollektiva" och "privata" nyttigheter. Kollektiva nyttigheter kännetecknas av att den enes konsumtion inte utesluter andras samtidiga konsumtion av nyttigheten. Exempel är frekvensen i elsystemet och ett TV-program. Privata nyttigheter kännetecknas av att den enes konsumtion utesluter andra samtidiga konsumtion. Därmed kan köpare och säljare sluta exklusiva avtal och en marknad kan uppstå. Alla varor och tjänster för vilka det finns marknader är exempel på privata nyttigheter.

För att en marknad ska uppstå måste det också finnas en utbudssida. I detta fall skulle utbudet av den beskrivna typen av försäkringar komma från producenter som med premierna på utställda försäkringar finansierat utbyggnad av planerbara kraftverk, sannolikt gasturbiner, som har låga fasta kostnader och som kan startas på kort varsel. Det skulle också kunna vara vattenkraftsproducenter som håller en viss reserv för att kunna honorera utställda effektförsäkringar. Huruvida ett utbud av effektförsäkringar uppstår beror på hur man bedömer förväntad lönsamhet och risk i investeringar i denna typ av anläggningar.

I grunden beror uppkomsten av en frivillig marknad för effekt på aktörernas bedömning av risken för effektbrist på systemnivå. Historiskt, och så sent som inför säsongen 2015-2016, har denna risk bedömts vara närmast försumbar. Med kraftigt ökad efterfrågan på el som tillgodoses med tillkommande vindkraft blir dock situationen en annan. I ett scenario som redovisas i huvudtexten är effektbalansen även under normalårsförhållanden negativ 2030. Det betyder att alla aktörer som bär volymrisker sannolikt bedömer att dessa risker med tiden kommer att öka. Det handlar då primärt om risken att tvingas bära höga kostnader för att handla sig i balans inför *gate closure* eller för att honorera ingångna PPA-kontrakt.

Den genomförda analysen visar att en frivillig marknad för effekt skulle kunna uppstå om och när marknadsaktörernas kostnader för att bära volymrisker ökar. Frågan är då om en sådan marknad skulle kunna ersätta en kapacitetsmekanism. För att besvara denna fråga måste man skilja mellan finansiella och fysiska risker på elmarknaden.

På en frivillig marknad för effekt kan marknadsaktörer således försäkra sig mot den finansiella risk som risken för effektbrist på systemnivå innebär. Men risken för fysisk effektbrist på systemnivå finns kvar. Om alla aktörer skulle vara försäkrade, om alla försäkringsgivare skulle kunna honorera sina åtaganden och om inget oförutsett skulle inträffa så skulle denna risk vara liten. Men under andra omständigheter kan den vara större. För att hantera denna risk måste det finnas en "ultimate provider of capacity", närmare bestämt en effektreserv som Svenska kraftnät kan utnyttja.

Huruvida en frivillig marknad för effekt faktiskt kommer att etableras beror således på hur marknadsaktörer bedömer den framtida risken för effektbrist på systemnivå. Samtidigt finns det flera faktorer som kan göra att denna risk inte växer. Andelen vindkraft i det framtida elsystemet kan bli lägre än förväntat. Ökad tillgång på kapacitet i batterier gör att dessa kan tillföra effekt i situationer med hotande effektbrist. Ökad flexibilitet i efterfrågan på el kan göra att elanvändningen minskar när förväntningar om brist på effekt driver upp elpriserna.

Slutsatsen i denna studie är att en frivillig marknad för effekt under vissa omständigheter skulle kunna växa fram. En sådan marknad skulle kunna minska men inte lösa "effektproblemet". Även med en väl fungerande frivillig marknad för effekt måste det också finnas en kapacitetsmekanism. Om denna vore en effektreserv så hindras inte framväxten av en frivillig marknad för effekt. Men om det vore någon annan typ av kapacitetsmekanism, exempelvis ett system med

”reliability options”, så skulle marknads aktörer knappast uppleva något behov av att själva skapa en mekanism för prissättning av effekt.

Nyckelord

Effektmarknad, effektreserv, kapacitetsmekanism, effektbrist, frivillig marknad.

Summary

Background

The expected expansion of wind power production has caused concerns about the future security of supply of the Swedish electricity supply system. The reason is the wind dependent volatility of wind power generation in conjunction with the fact that power generators are not remunerated for the capacity that they keep available. The latter is expected to limit investments in planable peak capacity, which may cause lack of sufficient capacity to satisfy the demand for electricity when the demand is high and/or wind power production is low. A seemingly obvious solution to this problem, in the following called the “capacity problem”, is to somehow put a price, SEK/MW, on available capacity.

A frequently proposed method for putting a price on available capacity is to establish a so-called capacity mechanism, i.e. a mechanism for remunerating producers who keep capacity available at times when lack of capacity is imminent. One option then is to make the existing but temporary strategic reserve (“effektreserven”) permanent. Another is to establish some other type of capacity mechanism, for instance a system with “reliability options”. In comparison the latter alternative would imply a bigger intervention in the electricity market and extended responsibilities for Svenska kraftnät.

The alternative to some kind of capacity mechanism is that the market participants voluntarily create a market for available capacity. In such a market a price (SEK/MW) would be set on available capacity by the interplay of supply and demand. Moreover, this would take place within the framework of the current design of the electricity market.

A voluntary market for available capacity should really be the obvious solution to the capacity problem, which, after all, is just a question about continuously establishing equilibrium between supply and demand. And to establish equilibrium between supply and demand is precisely what free markets do. But the electricity market and the underlying electricity supply system have many special features rendering this solution of the capacity problem less obvious.

Purpose

The purpose of this report is to analyse the conditions for the emergence of a voluntary market for available capacity and to describe how such a market would work. Two questions are in focus. One is whether such a market could emerge at all. The other is whether a voluntary market for available capacity could replace a capacity mechanism. The time horizon of the analysis to be presented is the beginning of the 2030s.

Could a voluntary market for available capacity emerge?

The question about whether a voluntary market for available capacity could emerge revolves around the concept “sufficiency”. It refers to the amount of available capacity in relation to the maximum instantaneous demand for electricity. If an electricity system has adequate “sufficiency” it also has a high degree of supply security.

But the “sufficiency” of the electricity supply system is built up by several stand-alone production facilities, with well-defined owners with exclusive rights to use their respective facilities. If the owner of a particular facility makes use of it nobody else can do that. And if the right to use the facility has been transferred to somebody else the owner himself has no right to use it.

If the right to use a certain facility can be transferred between two parties that right is a “private good”. This, in turn, means that the fundamental condition for establishing a market is fulfilled. In other words, a voluntary market for the right to use available capacity can in principle be established. However, whether this will happen depends on several factors.

Tradable product, demand, and supply on a voluntary market for available capacity

The basis of a market is a well-defined tradable product. On a voluntary market for available capacity the tradable product would be an insurance against downside volume risk, i.e. the risk that an agent’s production, sales or use of electricity would deviate unfavourably from what was expected. The insurance would in practice be a right to use capacity that the insurer holds as collateral for its commitment.

The reason why such an insurance would be demanded is that each participant on the electricity market must be able to demonstrate a balance between commitments made and resources available before each operating hour of the electricity supply system. The point in time when this must be done is called “gate closure”. To ensure compliance with this requirement the market participants commonly buy or sell electricity on the day-ahead market and, if necessary, on the intra-day market. But when electricity demand is high, and/or wind power production is low, the capacity situation during one or more upcoming operating hours may be strained.

As a result, the intra-day price may be very high which means that the cost of covering deficits between available resources and commitments also may be very high. In extreme cases some market participants may simply not be able to buy the quantities needed to attain balance. A similar problem arises for wind power producers who carry the volume risk associated with PPA-contracts (Power Purchase Agreement) of the “base load” type. With the help of the mentioned type of insurance the market participants can call on resources that enable them to fulfil their obligations. However, it must be emphasized that those who buy such an insurance protect themselves against the financial consequences of the risk of capacity shortage.

For a market to arise there must also be a supply side. In this case the supply of the described type of insurance would come from producers who financed investments in planable power plants with premiums on issued insurance policies. The power plants in question would likely be gas turbines which have low fixed costs and can be started on short notice. It could also be hydropower producers who keep a certain reserve to be able to honour issued insurance policies. Whether capacity insurances will be supplied depends on how the investors assess the expected profitability and risk in this type of investments.

Fundamentally, the emergence of a voluntary market for capacity depends on the market participant’s assessment of the risk of capacity shortages at the system

level. Historically and as recently as 2015-2016, this risk has been judged to be almost negligible. However, with a sharp increase in electricity demand which is satisfied with additional wind power the situation becomes different. In a scenario reported in the main text, the expected capacity balance on the system level is negative in 2030. This means that all market participants who may bear volume risks are likely to expect these risks to increase over time and lead to high costs for attaining balance at gate closure and to honour base-load PPA:s.

The analysis carried out in this study shows that a voluntary market for capacity could emerge if and when the costs of carrying volume risk increase. The question then is whether such a market could replace a capacity mechanism. To answer that question, one must distinguish between financial and physical risks on the electricity market.

On a voluntary market for capacity, market participants can insure themselves against the financial consequences that the risk of capacity shortage at system level entails. But the physical risk of lack of capacity at the system level remains. If all market participants would be insured, if all insurers could honour their commitments and if nothing unforeseen would occur, then this risk would be small. But in other circumstances it may be greater. To manage this risk there must be an “ultimate provider of capacity”, more specifically a strategic reserve (“effektreserv”) that Svenska kraftnät can use.

Whether a voluntary market for capacity will be established thus depends on how market participants assess the future risk of system-level capacity shortages. At the same time there are several factors that prevent this risk from growing. The share of wind power in the future electricity system may be lower than expected. Increased capacity in batteries can add available capacity in situations with threatening capacity shortage. Increased demand flexibility can reduce the demand for electricity when expectations about capacity shortage raise prices.

The conclusion of this study is that a voluntary market for capacity under certain circumstances could emerge. Such a market would reduce but not solve the capacity problem. Even with a well-functioning market for capacity there must also be a capacity mechanism. If that were a strategic reserve (“effektreserv”) the emergence of a voluntary market for capacity would not be hindered. But if it were a different type of capacity mechanism, for example a system with “reliability options”, then market participants would hardly feel any need to create a capacity pricing mechanism themselves.

Innehåll

1	Bakgrund och syfte	14
1.1	Syfte	14
2	Reglering eller marknadslösning: Ett samhällsekonomiskt perspektiv	15
2.1	Kollektiva nyttigheter och balansering av elsystemet i realtid	15
2.2	Tillräcklighet och risken för effektbrist	15
3	En frivillig marknad för effekt: Några huvuddrag	17
3.1	Produkt och efterfrågan	17
3.1.1	Bilateralt kontrakt	18
3.1.2	Standardiserat kontrakt	18
3.2	Utbudet	19
3.3	En del av elmarknaden	19
3.4	En ny situation?	20
4	En frivillig marknad för effekt: Varför inte förr men nu?	21
5	Risken för effektbrist på framtidens elmarknad	23
6	Vindkraftsföretagens incitament att handla med effekt	26
6.1	Den svenska vindkraftsbranschen	26
6.2	Vindkraftverkens ägare	28
6.3	Vindkraftsverkens produktion: "Kannibalisering" eller "sammanlagring".	28
6.4	Förutsättningar för framväxten av en frivillig marknad för effekt	31
7	Investeringar och PPA-kontrakt i vindkraftbranschen	32
7.1	Utformning och funktion	32
7.2	PPA-kontrakt och fördelning av volymrisk	32
7.3	Incitament att handla på en frivillig marknad för effekt	33
8	Hur skulle en marknad för effekt kunna vara utformad?	35
8.1	Reliability options och en frivillig marknad för effekt	36
8.2	En effektiv marknad?	36
9	Hinder för framväxten av en frivillig marknad för effekt	38
9.1	Kostnadseffektiva batterier	38
9.2	Små modulära kärnkraftsreaktorer, SMR:s	38
9.3	Kortsiktig efterfrågefleksibilitet	39
9.4	EU:s nya regelverk för elmarknaden	39
9.5	Femton minuters handelsperioder	40
9.6	Svenska kraftnät inför ett system med reliability options	40
10	Marknadsaktörernas syn på en frivillig marknad för effekt	41
11	Kapacitetsmekanism eller frivillig marknad för effekt?	42
12	Slutsatser	44

1 Bakgrund och syfte

Den väntade stora utbyggnaden av vindkraft har väckt farhågor om en på sikt försämrad leveranssäkerhet i det svenska elsystemet. Orsaken är vindkraftsproduktionens väderberoende variationer i förening med att elproducenterna inte får betalt för den kapacitet (MW) som hålls tillgänglig. Den befarade konsekvensen av det sistnämnda är att det från tid till annan kan komma att saknas tillgänglig kapacitet ("effekt") för att tillgodose efterfrågan på el. En näraliggande lösning på detta problem, i fortsättningen kallat "effektproblemet", är att på ett eller annat sätt etablera ett pris, SEK/MW, på tillgänglig kapacitet (effekt).

Den av många föreslagna metoden att åstadkomma detta är att införa en mekanism ("kapacitetsmekanism") för ekonomisk ersättning till de producenter som under perioder med befarad effektbrist kan hålla kapacitet tillgänglig. Det kan ske genom att den befintliga temporära "effektreserven"³, som är en typ av kapacitetsmekanism, permanentas. Alternativt kan man införa en ny typ av kapacitetsmekanism, exempelvis ett system med s.k. "reliability options". Jämfört med en permanentning av effektreserven skulle detta innebära ett större ingrepp i elmarknaden och ett utökat åtagande för Svenska kraftnät.

Alternativet till en kapacitetsmekanism är att elmarknadens aktörer själva skapar en "frivillig" marknad för effekt. Där skulle ett pris på effekt (SEK/MW) etableras via ett samspel mellan utbud och efterfrågan på tillgänglig kapacitet. En frivillig marknad för effekt borde vara den självklara lösningen på effektproblemet; detta är ju "bara" en fråga om att kontinuerligt skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan, vilket är precis det som fria marknader gör. Men elmarknaden och det underliggande elsystemet har många särdrag som gör att denna lösning ändå inte är självklar.

1.1 SYFTE

Syftet med denna rapport är att analysera förutsättningarna för framväxten av en frivillig marknad för effekt och att beskriva hur en sådan marknad skulle vara utformad och fungera. Två frågor är i fokus. Den ena är om en frivillig marknad för effekt skulle kunna uppstå. Den andra är om en sådan marknad skulle kunna ersätta en kapacitetsmekanism. Tidshorisonten för den analys som redovisas är början av 2030-talet.

Rapporten ska ses som ett bidrag till diskussionen om hur effektproblemet i det svenska elsystemet kan lösas. Den riktar sig i första hand till beslutsfattare inom politik, myndigheter och kraftindustri, men också till media och en energiintresserad allmänhet.

³ Effektreserven, som upphandlas och administreras av Svenska kraftnät, består av kapacitet som kan aktiveras vid hotande effektbrist. Effektreserven är tidsbegränsad och en eventuell förlängning (efter 2025) förutsätter medgivande från EU.

2 Reglering eller marknadslösning: Ett samhällsekonomiskt perspektiv

Är det över huvud taget möjligt att en frivillig marknad för effekt skulle kunna uppstå och fylla en viktig funktion på elmarknaden? En diskussion om denna fråga kan ta sin utgångspunkt i några centrala begrepp. Ett är "tillräcklighet", d.v.s. mängden tillgänglig kapacitet, eller effekt, i förhållande till den maximala momentana efterfrågan på el. "Tillräcklighet" är nära kopplat till begreppet "leveranssäkerhet", d.v.s. elsystemets förmåga att med hög sannolikhet kontinuerligt leverera den el som efterfrågas.

Ett annat i sammanhanget centralt begrepp är "marknadsmisslyckande", speciellt det speciella marknadsmisslyckande som rör förekomsten av s.k. kollektiva nyttigheter. Den centrala frågan här är om "tillräcklighet" är en "kollektiv" eller en "privat" nyttighet. Av skäl som redovisas nedan är det endast i det senare fallet som en frivillig marknad för effekt skulle kunna uppstå.

2.1 KOLLEKTIVA NYTTIGHETER OCH BALANSERING AV ELSYSTEMET I REALTID

Med "kollektiva nyttigheter" avses nyttigheter, i allmänhet tjänster, där den enes konsumtion inte begränsar någon annans samtidiga konsumtion. Ett exempel på en kollektiv nyttighet är frekvens i ett elsystem, närmare bestämt den tjänst som gör elsystemets frekvens kontinuerligt hålls inom snäva intervall. Eftersom denna tjänst inte kan erbjudas till vissa elkunder utan att andra samtidigt får tillgång till den är den en kollektiv nyttighet.

Men om den som producerar en nyttighet inte kan exkludera dem som inte betalar för att konsumera denna kan det inte uppstå någon marknad för nyttigheten i fråga. I ett elsystem är lösningen på detta problem att en systemoperatör har givits rollen att vidta de åtgärder som krävs för att balansera systemet i realtid. Annorlunda uttryckt har systemoperatören rollen att producera den kollektiva nyttigheten frekvens, vilket i praktiken sker med hjälp av resurser som handlas upp på marknaden.

2.2 TILLRÄCKLIGHET OCH RISKEN FÖR EFFEKTBRIST

Frågan är då om det är nödvändigt att systemoperatören även ansvarar för att det finns "tillräckligt" mycket kapacitet (effekt) för att säkerställa en önskad grad av leveranssäkerhet⁴. Svaret beror på om "tillräcklighet" likt frekvens är en kollektiv nyttighet, eller om det är en s.k. privat nyttighet. Det som definierar en "privat" vara eller tjänst är att den enes konsumtion utesluter alla andras konsumtion av samma vara eller tjänst. Därmed finns det förutsättningar för exklusiva avtal mellan producenter och konsumenter. För att en marknad för en vara eller tjänst

⁴ Vilken grad av leveranssäkerhet som man väljer har stor betydelse för den totala systemkostnaden.

ska kunna uppstå måste alltså varan eller tjänsten i fråga därför vara en "privat" nyttighet.

Man kan då konstatera att rättigheten att utnyttja en viss produktionsanläggning är en "privat" nyttighet; om ägaren utnyttjar anläggningen kan ingen annan göra det och om rättigheten att utnyttja anläggningen överlåtits till någon annan kan ägaren inte utnyttja den. Därmed är den grundläggande förutsättningen för uppkomsten av frivillig marknad för effekt är på plats.

Men detta betyder inte att en sådan marknad nödvändigtvis kan säkerställa "tillräcklighet" på systemnivå och således skulle kunna ersätta en kapacitetsmekanism. Den frågan diskuteras i rapportens avslutande kapitel. Svaret på frågan är att en frivillig marknad för effekt inte helt kan ersätta en kapacitetsmekanism.

3 En frivillig marknad för effekt: Några huvuddrag

En marknad för en viss vara eller tjänst uppstår om minst två parter finner det gynnsamt att handla med varandra. Vilken typ av marknad det då blir, d.v.s. monopol, oligopol, etc. är en annan sak. Transaktionerna på marknaden i fråga kan bygga på skraddarsydd bilaterala avtal, men det kan också röra sig om handel med standardiserade produkter på en organiserad marknad. I båda fallen etableras ett mer eller mindre formaliserat kontrakt mellan köpare och säljare. Det är i vissa sammanhang vanligt att en marknadsplats tar över rollen som motpart till vardera parten i dessa kontrakt.

3.1 PRODUKT OCH EFTERFRÅGAN

Grunden för varje marknad är att det finns en väldefinierad produkt som kan handlas. På en frivillig marknad för effekt skulle denna produkt vara en försäkring mot vissa s.k. "volymrisker", d.v.s. risken att en aktörs produktion, försäljning eller användning av el ofördelaktigt avviker från vad som förväntats. Sådana avvikelser kan vara problematiska eftersom varje aktör på elmarknaden har ett balansansvar som innebär att man är skyldig att inför varje "drifttimme" kunna uppvisa balans mellan gjorda åtaganden och tillgängliga resurser. Den tidpunkt när detta sker kallas *gate closure*.

"Balansansvaret" kan bäras av aktören själv eller överlåtas till någon av de ca. 40 företag, i fortsättningen benämnda "balansansvariga", som erbjuder denna tjänst. Balansansvaret är emellertid inte fysiskt utan (inom vissa gränser⁵) finansiellt. Det innebär att eventuella över- eller underskott betraktas som försäljning eller köp av s.k. reglerkraft. Eftersom dessa transaktioner i allmänhet är finansiellt oförmånliga för de balansansvariga medför varje obalans en mer eller mindre kännbar "obalanskostnad".

En enskild aktör kan undvika över- eller underskott genom transaktioner på den s.k. intra-dag marknaden. Men om en aktör står inför ett hotande underskott och det samtidigt finns risk för effektbrist på systemnivå kan priserna på intra-dag marknaden bli mycket höga. I värsta fall materialiseras risken i en fysisk brist på kapacitet som gör att vissa aktörer inte kan handla sig i balans. För en enskild aktör på elmarknaden är således risken för effektbrist på systemnivå liktydigt med en risk för höga obalanskostnader. Poängen med en frivillig marknad för effekt är att den gör denna risk försäkringsbar.

Den produkt som skulle handlas på en frivillig marknad för effekt skulle alltså ha formen av en försäkring mot konsekvenserna av "negativa" volymrisker, d.v.s. risken att visa sig ha större åtaganden än resurser vid *gate closure*. Försäkringen skulle vara ett kontrakt mellan två aktörer och tecknas innan, eventuellt långt innan, den fysiska handeln med el för leverans en viss drifttimme inleds.

⁵ En balansansvarig som uppvisar en betydande (fysisk) skillnad mellan den kraft som man tillför och den som man tar ut kan av Svenska kraftnät fråntas rätten att vara balansansvarig.

Kontraktet skulle kunna vara ett bilateralt "skräddarsytt" avtal mellan två parter eller ett standardiserat och i princip överlåtelsebart kontrakt. I båda fallen skulle det likna en köption, d.v.s. ge innehavaren rätt att under vissa betingelser avropa effekt till ett visst pris (SEK/MW) från utställaren av kontraktet.

3.1.1 och 3.1.2 visar förenklade exempel på hur de två typerna av kontrakt skulle kunna se ut. Notera att kontraktets utformning är oberoende av om köparens motiv är förväntade svårigheter att handla sig i balans eller förväntad risk för att möta mycket höga priser på den effekt som behövs för att säkerställa balans vid "gate closure".

3.1.1 Bilateralt kontrakt

Elhandlaren AB har enligt detta avtal rätt att högst fem (5) gånger under perioden 241001 – 250331 från Elproducenten AB efter varsel på minst tre (3) timmar avropa X MWh/h under Y sammanhängande timmar till ett pris av Z SEK/MWh. För detta kontrakt ska Elhandlaren AB ersätta Elproducenten AB med ett engångsbelopp på W SEK. Detta avtal är tecknat 240201.

3.1.2 Standardiserat kontrakt

Innehavaren av detta kontrakt, som kan överlåtas, har rätt att högst fem (5) gånger under perioden 241001 – 250331 från Elproducenten AB efter varsel på minst tre (3) timmar avropa 100 MWh/h under en (1) timme till ett pris av 1 000 SEK/MWh. För detta kontrakt ska den förste innehavaren ersätta Elproducenten AB med H SEK. Detta kontrakt är utfärdat 240201.

I "verkligheten" skulle kontrakten sannolikt vara mer komplexa och exempelvis kunna skilja sig med avseende på fördelning av risk mellan parterna. De kan också skilja sig med avseende på antalet timmar i sträck och när under året som de gäller.

Hur mycket som de potentiella köparna skulle vara villiga att betala för dessa kontrakt beror bland annat på kostnaden för alternativa sätt att hantera negativa volymrisker. Exempelvis kostnaden för att hålla egen reservkraft tillgänglig eller kostnaden för att förmå kunder att minska sin elanvändning. För en potentiell köpare av en försäkring mot effektbrist är det troligen mer angeläget att försäkra sig mot risken för brist på effekt under flera dagar i sträck än motsvarande risk under ett par timmar.

Vilka aktörer som kan väntas svara för efterfrågan på en frivillig marknad för effekt beror på hur volymrisken är fördelad. I fallet då en enskild vindkraftsproducent eller balansansvariga med en hög andel vindkraft i sina "portföljer" har ett volymåtagande kan den typen av aktörer väntas stå för efterfrågan. För den senare kategorin spelar det då roll i vilken utsträckning som produktionen i enskilda vindkraftverk är positivt korrelerade. Emellertid är det också möjligt att volymrisken ligger på användarsidan, vilket innebär att olika kategorier av användare kan komma att uppträda som köpare på en frivillig marknad för effekt.

3.2 UTBUDET

För att en marknad ska uppstå räcker det emellertid inte att det finns en väldefinierad produkt och aktörer som efterfrågar denna. Det måste också finnas en utbudssida. I detta fall aktörer som är villiga att ställa ut den aktuella typen av kontrakt och att göra de investeringar i s.k. planerbar kraft, alternativt efterfrågefleksibilitet, som detta kan kräva. Lönsamheten i denna verksamhet beror, förutom priset på kontrakten, dels på hur många de potentiella köparna är och hur många timmar per år som det är risk för effektbrist på systemnivå⁶. Den beror också på kostnaden för att bygga och driva de kraftverk, eller nödvändiga arrangemang för efterfrågefleksibilitet, som ska utgöra täckning för de ingångna kontrakten.

De kraftslag som kan komma i fråga för att täcka utställda rättigheter att avropa effekt under timmar med hotande effektbrist måste kunna tas i drift, alternativt kunna öka produktionen, på kort varsel. Eftersom de årliga drifttiderna kan väntas vara ganska korta bör det också vara kraftverk med jämförelsevis låga kapitalkostnader. Det är därför troligt att det i första hand är gasturbiner som kan komma att svara för utbudet på en frivillig marknad för effekt. Men det kan också vara befintlig vattenkraft som hålls tillgänglig för ökad momentan produktion.

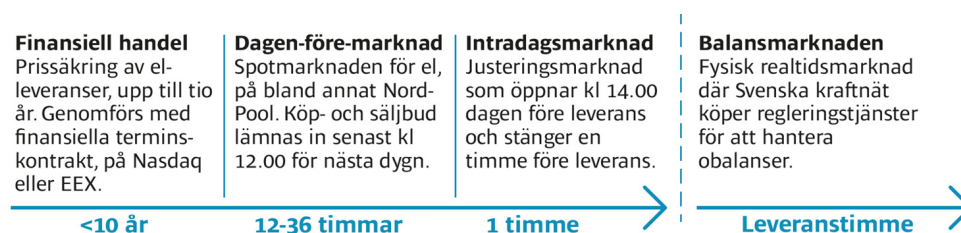
En fråga i sammanhanget är om batterier kan väntas svara för en del av utbudet på en frivillig marknad för effekt. Svaret är "troligen inte", även om det i grunden är en prisfråga. De kontrakt som det är fråga om torde komma att tecknas långt innan de drifttimmar som de avser. En operatör av en batterianläggning kan troligen inte avgöra om man flera månader fram i tiden med säkerhet ska kunna honorera kontrakt om att ställa effekt till förfogande. Det är därför mer sannolikt att batterier kommer att användas för att minska frekvens och amplitud på kortsiktiga toppar och bottnar i den momentana efterfrågan på el.

3.3 EN DEL AV ELMARKNADEN

En frivillig marknad för effekt skulle vara en del av den sekvens av finansiella och fysiska marknader som kallas "elmarknaden". Som framgår av nedanstående bild sker partihandeln med el inför en viss "driftimme" sekventiellt och är en del av aktörernas planering av sin framtida produktion och användning av el.

Delar av handeln avser hantering av finansiella risker, d.v.s. gardering mot oväntade ogynnsamma prisutfall. En frivillig marknad för effekt skulle vara en del av aktörernas riskhantering och därför placeras långt till vänster i bilden. Handeln skulle sannolikt ske minst 3-6 månader före den aktuella drifttimmen.

⁶ Brist på tillgänglig effekt beror inte bara på otillräcklig installerad effekt på systemnivå, utan kan också uppstå vid stora prognosfel i kombination med långsam uppstart av kompletterande planerbar effekt.



Figur 1. Elmarknaden som en sekvens av marknader.

Den ovan nämnda tidpunkten *gate closure* är den tidpunkt då intradagsmarknaden stängs. Det är alltså då som de balansansvariga måste kunna uppvisa balans mellan resurser och åtaganden under det kommande dygnets drifttimmar. Men balansansvaret är som nämnts huvudsakligen finansiellt; det är Svenska kraftnät som har det fysiska ansvaret att balansera elsystemet i realtid. Det betyder att de balansansvarigas eventuella kvarstående obalanser vid "gate closure" som nämnts betraktas som köp eller försäljning av s.k. reglerkraft.

Priset på reglerkraft bestäms på en av Svenska kraftnät organiserad marknad som öppnar efter "gate closure" och som är en del av det som i figuren benämns "Balansmarknaden". Vid hotande effektbrist kan priset på reglerkraft bli mycket högt och i extrema fall kombineras med temporär bortkoppling av vissa användare.

I en situation med hotande effektbrist är det sannolikt att en del av de tillgängliga resurserna kommer att bjudas ut på reglerkraftmarknaden snarare än på intradagsmarknaden. Detta driver upp priserna i intradagshandeln, men det ökar också risken för att vissa balansansvariga inte kan handla sig i balans.

3.4 EN NY SITUATION?

Att agera på en frivillig marknad för effekt skulle inte vara en helt ny situation för producenterna av s.k. planerbar kraft. Det finns ju redan en marknad för effekt, nämligen den där Svenska kraftnät som ende köpare handlar upp rätten att avropa kraft för eventuell användning vid balanseringen av elsystemet i realtid⁷.

Det betyder att producenter av planerbar kraft redan i dag avgör hur mycket av den tillgängliga kapaciteten som ska bjudas ut på den öppna elmarknaden respektive på marknaden för reglerkraft (eller till andra delar av Svenska kraftnäts balanstjänst). Möjligheten att sälja sådana rättigheter till Svenska kraftnät är också en del av dessa producenters förväntade intäkter. En frivillig marknad för effekt vore därför en breddning av den nuvarande handeln med rätten att avropa effekt, men då med elmarknadens aktörer både som köpare och säljare.

⁷ Svenska kraftnät har ett antal stödtjänster för balansering. Frekvenshållningsreserven (FCR-N och FCR-D) upphandlas som balanskapacitet, men för FCR-N utgår även en energiersättning för aktiverad volym balansenergi. Vidare finns frekvensåterställningsreserverna (aFRR och mFRR). För aFRR sker upphandling i dagsläget av balanskapacitet, samt med en energiersättning för aktiverad balansenergi. I framtiden kommer även en energimarknad för aFRR att etableras. mFRR har i första hand varit en energimarknad, men från september 2023 etableras även en mFRR kapacitetsmarknad.

4 En frivillig marknad för effekt: Varför inte förr men nu?

Det enkla svaret på den fråga som ställs i rubriken är att elmarknadens aktörer hittills inte behövt försäkra sig mot risken för effektbrist på systemnivå (eller extremt höga priser på intra-dag marknaden). Framst beror detta på att elproduktionen länge har dominerats av kärn- och vattenkraft med hög tillgänglighet.

Situationen kan illustreras med nedanstående tabell som visar Svenska kraftnäts bedömning av effektbalansen inför vintern 2015/2016. Som framgår av tabellen fanns det en betydande marginal mellan tillgänglig effekt och den bedömda maximala momentana efterfrågan. Den absoluta merparten av den tillgängliga kapaciteten fanns vid denna tidpunkt i kärn- och vattenkraftverk.

	Normal vinter	10-årsvinter
Tillgänglig kapacitet, MW	28 171	28 171
Maximal momentan efterfrågan, MW	25 600	27 100
Netto, MW	2 571	1 071

Figur 2 Prognostiserad effektbalans säsongen 2015/2016.

Källa: Kraftbalansrapport 2015. Svenska kraftnät.

Med denna prognos för ögonen fanns det inte någon anledning för elmarknadens aktörer att under förhösten 2015 bekymra sig över risken för effektbrist på systemnivå under den kommande vintern. I alla fall inte i norra Sverige (SE1, "Luleå" och SE2, "Sundsvall") där överskotten förväntades vara stora. Däremot förväntades underskott i södra Sverige (SE3, "Stockholm" och SE4, "Malmö"), men överföring från norra Sverige och import från angränsande länder bedömdes kunna täcka dessa underskott. Sammantaget torde efterfrågan på försäkringar mot effektbrist därför ha varit alltför liten för att en frivillig marknad för effekt skulle kunna uppstå.

Men sedan 2015 har fyra kärnkraftsreaktorer stängts och den vindkraft som tillkommit bedöms ha en effekttillgänglighet (d.v.s. den effekt som vindkraftsverken sammantaget bedöms kunna "garantera" en kall vinterdag) på endast ca. 9 procent av installerad effekt. Svenska kraftnäts bedömning av effektbalansen inför vintern 2023/2024 skilde sig därför väsentligt från den inför vintern 2015/2016, vilket framgår av nedanstående tabell som även innehåller siffror för en "20-årsvinter".

	Normal vinter	10-årsvinter	20-årsvinter
Tillgänglig kapacitet, MW	25 100	25 100	25 100
Maximal momentan efterfrågan, MW	26 500	27 800	28 200
Netto, MW	-1 400	-2 700	-3 100

Figur 3 Svenska kraftnäts bedömning av effektbalansen inför vintern 2023/2024.

Källa: Kraftbalansrapport 2023. Svenska kraftnät.

Även i denna prognos var skillnaderna mellan norr och söder stora. Under en "normal" vinter bedömdes norra Sverige (SE1 och SE2) ha ett samlat överskott på 7 900 MW, medan södra Sverige (SE3 och SE4) bedömdes ha ett underskott på sammanlagt 9 400 MW. Under en 10- eller 20-årsvinter bedömdes mönstret vara detsamma men beloppen högre.

Trots att de största importmöjligheterna finns i södra Sverige är det nu en påtaglig risk för effektbrist, i praktiken risk för att effektreserven⁸ måste tas i bruk eller att användare måste kopplas bort, i södra Sverige. Detta skulle innebära att ett antal balansansvariga inte kan handla sig i balans på utsatt tid inför ett antal olika drifttimmar, alternativt tvingas betala mycket höga priser för den kraft som behövs för att nå balans. Därmed torde de berörda aktörerna nu ha betydligt starkare incitament att försäkra sig mot risken för effektbrist eller mycket höga priser på intra-dag marknaden.

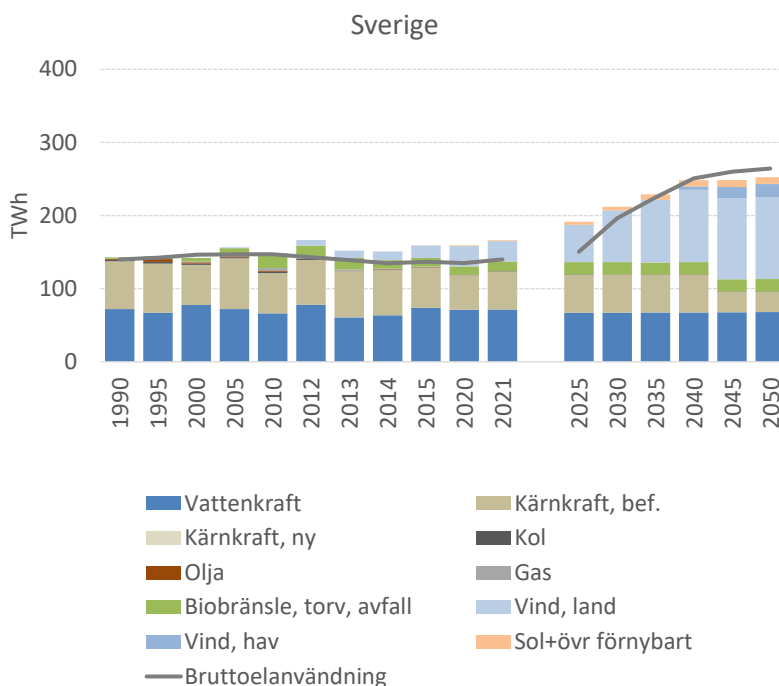
Frågan är då hur dessa incitament kommer att utvecklas under det närmaste decenniet. Om andelen vindkraft i elproduktionen fortsätter att öka så växer troligen risken för effektbrist på systemnivå. För att konkretisera denna risk redovisas i nästa kapitel ett scenario för det svenska elsystemets utveckling under de närmaste decennierna.

⁸ Effektreserven består av resurser som Svenska kraftnät handlat upp för användning vid hotande effektbrist.

5 Risken för effektbrist på framtidens elmarknad

Den förväntade elektrifieringen av i första hand industrin och fordonsflottan gör att den svenska elanvändningen förväntas öka kraftigt under de kommande decennierna. För att mot den bakgrunden belysa elsystemets utveckling har Profu tagit fram två scenarier, benämnda "Måttlig elektrifiering" respektive "Omfattande elektrifiering".⁹ Den viktigaste skillnaden mellan scenarierna, som skapats med hjälp av ett modellverktyg, är antagandena om takten och omfattningen i elektrifieringen inom industrin och transportsektorn.

Nedanstående diagram visar den svenska elproduktionens historiska och förväntade framtida utveckling i scenariot "Måttlig elektrifiering". Som alltid när det gäller scenarier beskrivs en utveckling som med rimlig sannolikhet kan komma att realiseras utan att nödvändigtvis vara den mest troliga utvecklingen.



Figur 4. Den svenska elproduktionen. Historik och scenario Källa: TIMES-NORDIC-beräkningar

⁹ Beräkningsförutsättningarna bakom dessa bägge scenarier bygger med vissa uppdateringar på Energimyndighetens scenarier "Lägre elektrifiering" respektive "Högre elektrifiering" från studien "Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – med fokus på elektrifieringen 2050". Vi har dock här valt en något annorlunda benämning av scenarierna.

Den tillkommande elproduktionen antas huvudsakligen vara baserad på vindkraft. Det innebär att vindkraftens andel av den samlade svenska elproduktionen kommer att växa väsentligt från dagens (2024) nivå på ca. 20 procent. Närmare bestämt till ca. en tredjedel av den svenska elproduktionen år 2030 och ca. hälften år 2050.

De siffror som utgör scenariot "Måttlig elektrifiering" kan redovisas som effektbalanser för 2030 och 2050¹⁰. Tabellen nedan visar att de investeringar i produktionseffekt, exklusive investeringar i "spetslasteffekt", som sker i detta scenario inte kommer att räcka till för att täcka efterfrågan på eleffekt under normalårsförhållanden. För att täcka underskotten krävs någon kombination av investeringar i spetslasteffekt, import eller anpassning av efterfrågan på el.

Om det blir en eller flera 10-års eller 20-årsvintrar under tiden fram till 2050 så kommer nettounderskotten att bli betydligt större än de som redovisas i tabellen. Från marknadsaktörernas synpunkt innebär detta scenario därför att det finns en påtaglig risk för en ansträngd effektsituation under vissa år under de kommande decennierna.

	2030	2050
Tillgänglig kapacitet med längre utnyttjningstid (MW)	28	30
Maximal timvis efterfrågan, MW	31	39
Netto (MW)	-3	-9

Figur 5. Effektbalans för scenariot "Måttlig elektrifiering" under normalår. Källa: Profu

Det redovisade scenariot är emellertid bara ett av många möjliga. Som siffrorna för 2050 visar leder en större elanvändning förenad med en högre andel vindkraftsproduktion till ett större behov av kompletterande investeringar och import och därmed en högre risk för en ansträngd effektsituation. Om däremot den stora ökningen av elanvändningen och den därtill kopplade utbyggnaden av vindkraft inte skulle komma till stånd så kommer effektbalansen 2030 troligen att likna den i det föregående kapitlet redovisade effektbalansen för 2022/2023.

Med all respekt för den betydande osäkerheten i bedömningarna av elanvändningens och vindkraftsproduktionens utveckling under de närmaste decennierna är slutsatsen att elmarknadens aktörer har anledning att förvänta sig

¹⁰ En viktig skillnad mellan framställningen av den framtida effektbalansen och den historiska effektbalansen i föregående kapitel är att "tillgänglig kapacitet" i den framtida effektbalansen endast inkluderar produktionskapacitet med längre utnyttjningstid, det vill säga vattenkraft, kärnkraft, vindkraft, solkraft och kraftvärme. Den samlade kapaciteten för dessa produktionslag understiger efterfrågan på (maximal) effekt vilket modellverket hanterar med import från grannländerna eller investeringar i produktionskapacitet med låg utnyttjningstid, exempelvis gasturbiner, eller med investeringar i energilager ("Nettounderskott, det vill säga import, topplasteffekt och energilager"). Efterfrågefleksibilitet ingår till viss del i eleffektefterfrågan och avser i första hand smart laddning av elbilar.

en ökad risk för perioder med effektbrist på systemnivå¹¹. Dock inte så stor att det nödvändigtvis blir fysisk brist på effekt. Men däremot höga eller mycket höga priser på intra-dag marknaden och på marknaden för reglerkraft. En följd av detta är att vissa av elmarknadens aktörer, särskilt de som bär volymrisker relaterade till vindkraftsproduktionen, kommer att ha incitament att försäkra sig mot dessa risker. Detta kan komma att lägga grunden för en frivillig marknad för effekt.

¹¹ Detta framgår också i ERAA (2023)

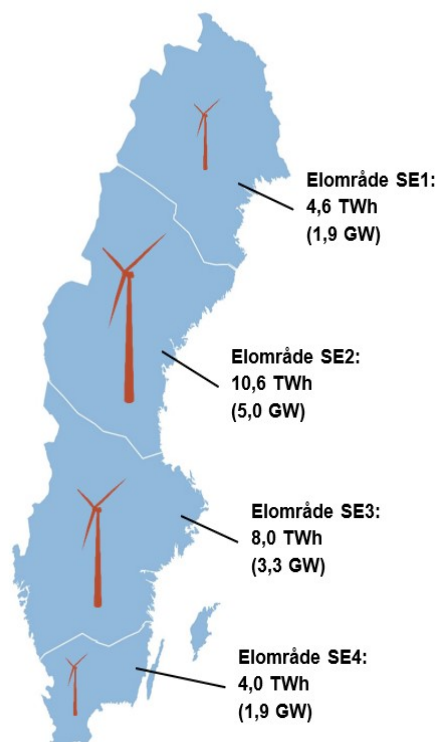
6 Vindkraftsföretagens incitament att handla med effekt

Det finns flera olika typer av aktörer med elavtal som innebär att de bär volymrisk och att de därför skulle vara intresserade av att handla på en frivillig marknad för effekt. Detta gäller speciellt för vindkraftsföretagen. Eftersom dessa väntas spela en allt större roll på elmarknaden ägnas detta kapitel åt en diskussion om just vindkraftsföretagens incitament att i framtiden handla på en frivillig marknad för effekt. Alternativt att träffa avtal som innebär att deras kunder bär hela eller delar av vindkraftsproduktionens volymrisker.

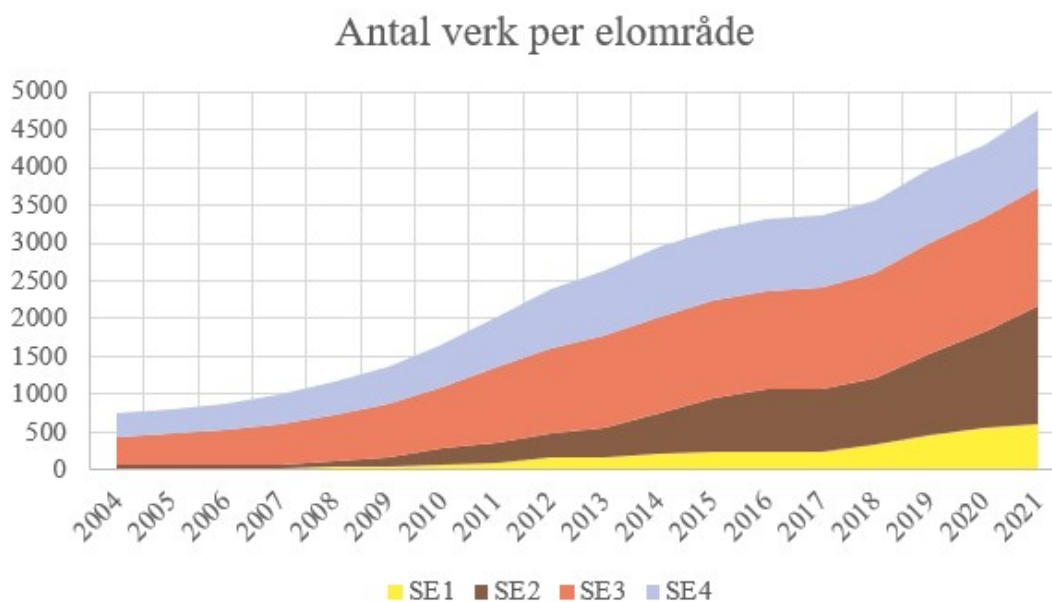
6.1 DEN SVENSKA VINDKRAFTSBRANSCHEN

Den svenska vindkraftsbranschen etablerades så sent som efter millennieskiftet. År 2004 hade antalet vindkraftverk hunnit bli ca. 750. Dessa hade en sammanlagd installerad effekt på ca. 1 GW och en årlig produktion som var mindre än 1 TWh. Men sedan dess har branschen vuxit explosionsartat. År 2021 hade antalet vindkraftverk vuxit till drygt 4 700 med en installerad effekt på mer än 12 GW och en årlig produktion på drygt 25 TWh (17 procent av den totala elproduktionen i Sverige det året). Samtidigt har vindkraftverken under de senaste tjugo åren inte bara blivit fler utan även i genomsnitt blivit betydligt högre, fått större rotorerna samt större installerad effekt.

De befintliga vindkraftverken är emellertid inte jämnt fördelade över landet. Det första av nedanstående diagram visar situationen år 2021 med avseende på installerad effekt och produktion i landets fyra elområden. I förhållande till efterfrågan på el i SE3 och SE4 är produktionsvolymerna inom dessa elområden mycket låga. Detta gäller särskilt SE4. Det andra diagrammet visar vindkraftsutbyggnaden inom de olika elområdena mellan 2004 och 2021.



Figur 6. Installerad effekt och produktion i vindkraftverk i de olika elområdena 2021. Källa: Energimyndigheten.



Figur 7. Antal verk per elområde. Källa: Energimyndigheten.

Den kombinerade effekten av utbyggnad av vindkraft i norr och nedläggning av kärnkraft i söder är att det under lång tid gällande mönstret med produktionsöverskott i norra Sverige och produktionsunderskott i södra Sverige har förstärkts. Det kan i detta sammanhang noteras att vindförhållandena i SE4 är sådana att det finns en stor potential för vindkraft där. Men det är inte Malmö utan Piteå i Norrbotten som för närvarande är landets största "vindkraftskommun". Där är den installerade effekten hela 894 MW, vilket är 9 procent av den totala installerade effekten i vindkraftverk i Sverige.

6.2 VINDKRAFTVERKENS ÄGARE

Jämfört med vatten- och kärnkraftverken är ägandet av de svenska vindkraftverken betydligt mer spritt och andelen utländska ägare avsevärt större. Ägandet av de svenska vindkraftverken redovisas i nedanstående tabell. Siffrorna i tabellen avser vindkraftverk som tagits eller kommer att tas i bruk mellan 2017 och 2024, men torde vara representativa för hela vindkraftbranschen. I kategorin "övriga" finns bland andra ett stort antal små privata företag. Bland de utländska ägarna är ett dotterbolag till det statliga kinesiska företaget CGN det största. Det har svarat för ca. en femtedel av de senaste årens vindkraftinvesteringar i Sverige.

Typ av ägare	Produktion (TWh/år)	Andel av produktion, (%)
Investmentbolag o. likn. aktörer	15,1	50
Energibolag	11,4	38
Pensionsbolag	1,6	5
Leverantörer	0,4	1
Övriga	1,9	6
Totalt	30,3	100

Figur 8. Ägandet i den svenska vindkraftsbranschen. Källa: Energimyndigheten

6.3 VINDKRAFTSVERKENS PRODUKTION: "KANNIBALISERING" ELLER "SAMMANLAGRING".

Produktionen i ett enskilt vindkraftverk kännetecknas dels av att produktionsvolymen beror på vindförhållandena, dels av att den rörliga kostnaden är försumbar. Det som är betydelsefullt från elsystemsynpunkt är dock inte produktionen i enskilda vindkraftverk utan den samlade produktionen i samtliga vindkraftverk inom det relevanta geografiska området. Den centrala frågan är därför i vilken utsträckning som produktionen i de enskilda vindkraftverken samvarierar. Detta kan mätas med den parvisa korrelationskoefficienten som kan anta värden mellan 1,0 och -1,0.

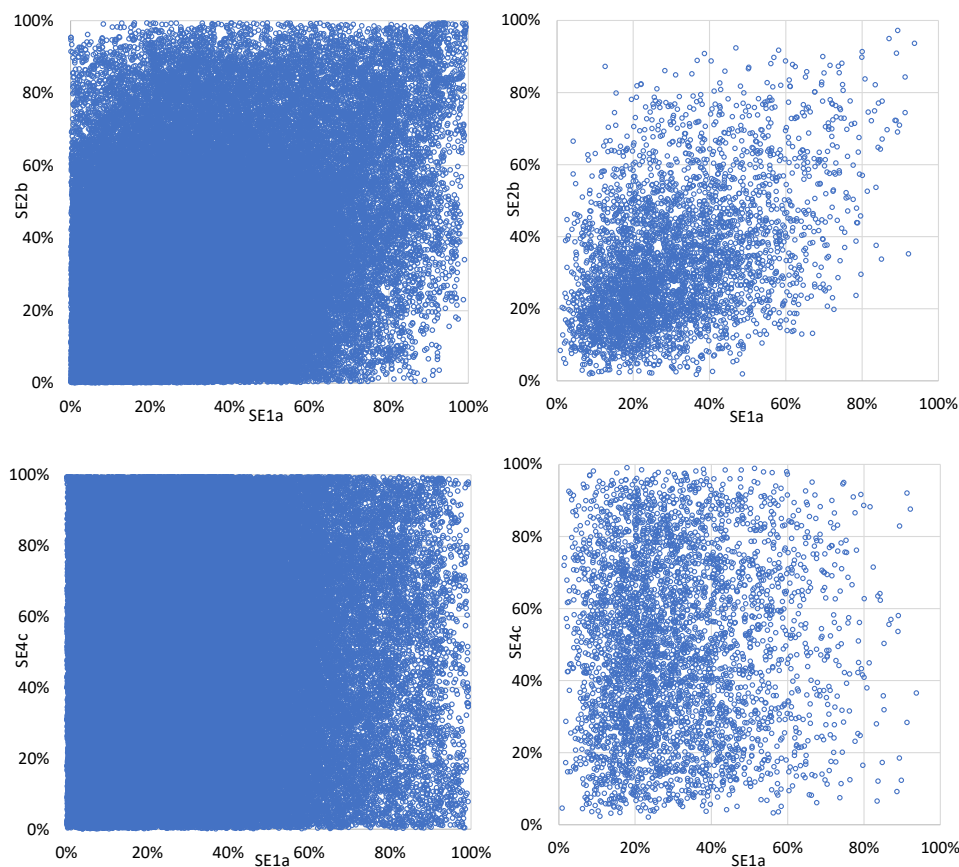
Om samtliga parvisa korrelationskoefficienter har värdet 1,0 så är det maximal samvariation mellan de enskilda vindkraftverken. Då varierar den samlade produktionen på exakt samma sätt som produktionen i ett enskilt vindkraftverk. Detta är naturligtvis högst osannolikt, men så länge som korrelationskoefficienten är positiv föreligger en viss grad av samvariation. Det som händer då är att de enskilda vindkraftverken, genom att i mer eller mindre hög grad producera samtidigt, tillsammans ökar utbudet av el vilket pressar marknadspriset.

Konsekvensen blir att de enskilda vindkraftverken "kannibaliserar" på varandras intäkter. För det enskilda vindkraftföretaget är kannibalisering givetvis negativt från lönsamhetssynpunkt och denna effekt är större ju högre som den positiva parvisa korrelationskoefficienten är. Från elsystemsynpunkt innebär positiv korrelation mellan de enskilda vindkraftverkens produktion att risken för effektbrist på systemnivå ökar i takt med att andelen vindkraft i elproduktionen växer.

Motsatsen till "kannibalisering" är det som i samband med elproduktion brukar kallas "sammanlagring". Detta fenomen beror på att produktionen vid olika anläggningar är negativt korrelerade. Om korrelationskoefficienten mellan två lika stora anläggningar är -1,0 så skulle en högre produktion i den ena anläggningen balanseras av en lika stor lägre produktion i den andra. Därmed skulle sammanlagringen vara total, d.v.s. den samlade produktionen skulle vara helt jämn. Men korrelationskoefficienten mellan alla par av enskilda anläggningar kan självklart inte vara -1,0. Däremot mellan t.ex. produktionen i en grupp vindkraftverk i norra Sverige och en grupp vindkraftverk i södra Sverige.

Frågan är då hur de svenska vindkraftsverkens produktion är korrelerad; är det "kannibalisering" eller "sammanlagring" som dominerar? Peter Blomqvist vid Profu har beräknat korrelationen mellan vindkraftsproduktionen inom olika delar av elområde 1, kallade SE1a och SE1b. De olika observationerna framgår av nedanstående diagram. Den beräknade korrelationskoefficienten för den timvisa produktionen är 0,75, medan korrelationen mellan den dygnsvisa produktionen är 0,83. Det är med andra ord en ganska hög grad av positiv korrelation och därmed en förhållandevis hög risk för "kannibalisering".

Utfallet av motsvarande beräkningar av korrelationen mellan SE1a och en del av SE2, kallad SE2b, var en timvis positiv korrelation på 0,33 medan den dygnsvisa korrelationen var 0,45. Men när korrelationen mellan vindkraftsproduktion i SE1a och en del av SE4, kallad SE4c, beräknades var det timvisa värdet 0,03 och det dygnsvisa 0,04. Med andra ord var det nästan ingen positiv, men heller ingen negativ, korrelation mellan vindkraftsproduktion i norr och vindkraftsproduktion i söder. Resultaten av dessa beräkningar redovisas i nedanstående två diagram.

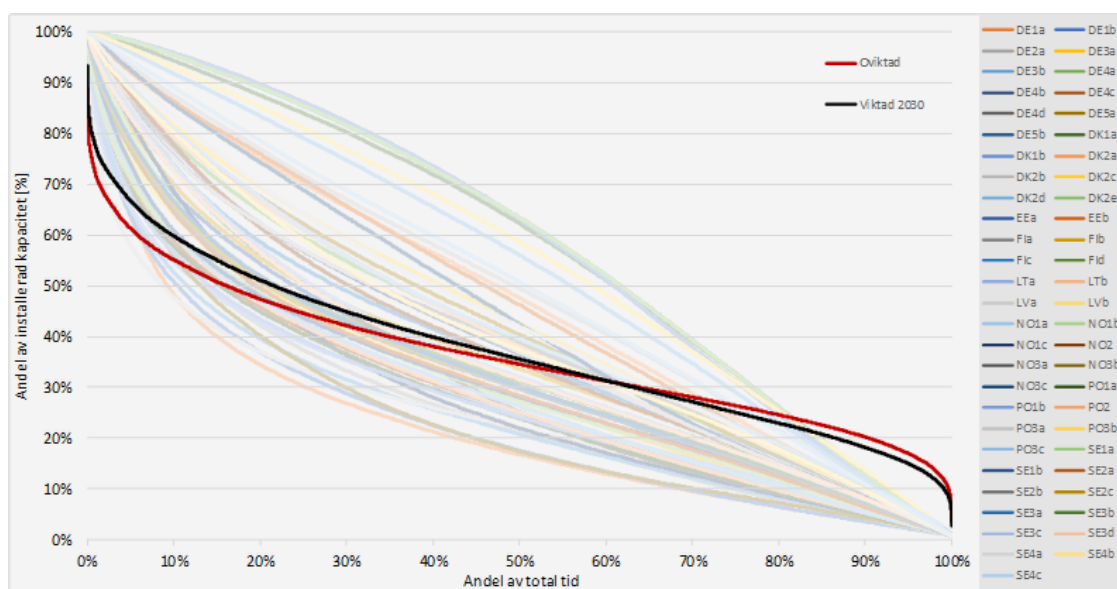


Figur 9. Samvariation mellan vindkraftsproduktion i olika elområden.

Eftersom en så stor andel av den svenska vindkraftsproduktionen sker inom SE1 och SE2 är slutsatsen att det för närvarande är en betydande positiv korrelation mellan de enskilda vindkraftsverkens produktion. Med andra ord är det en ganska hög risk för kannibalisering och därmed en viss risk för effektbrist på systemnivå. Samtidigt visar dessa beräkningar att om den fortsatta utbyggnaden av vindkraft skulle ske inom SE4 så skulle detta inte öka risken för kannibalisering och risk för effektbrist på systemnivå.

Emellertid är den svenska elmarknaden väl integrerad med elmarknaderna i angränsande länder, särskilt de nordiska länderna och Tyskland, och inom hela detta område pågår en betydande utbyggnad av vindkraft. Frågan är då om det är kannibalisering eller sammanlagring som kommer att prägla vindkraftsproduktionen på den framtida integrerade europeiska elmarknaden. En del av svaret ges av de undersökningar av samvariationen mellan ett stort antal befintliga vindkraftsverk i hela norra Europa som Peter Blomqvist vid Profu genomfört. Dessa innefattar dock inte beräkningar av parvisa korrelationer mellan olika elområden.

Nedanstående diagram visar hur produktionen inom nordeuropeiska (svenska, finska, norska, danska, tyska, lettiska, litauiska och polska) ”vindkraftsområden” samvarierar. Områdena är definierade av koderna till höger i diagrammet. Exempelvis avser koden ”SE1a” produktion i vindkraftsområde ”a” inom elområdet SE1. Som framgår av diagrammet skiljer sig kapacitetsutnyttjandet ganska väsentligt mellan de olika vindkraftsområden, vilket talar för att det finns en inte obetydlig sammanlagringseffekt.



Figur 10. Samvariation mellan produktion i olika vindkraftverk i norra Europa.

6.4 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR FRAMVÄXTEN AV EN FRIVILLIG MARKNAD FÖR EFFEKT

Såväl lokaliseringen av tillkommande vindkraftverk som den geografiska utbredningen av elmarknaden kan komma att förstärka den utjämnande sammanlagringseffekten och därmed minska risken för effektbrist på systemnivå. Men om den svenska vindkraftsproduktionen även fortsättningsvis kommer att vara koncentrerad till norra Sverige kan det inte uteslutas att en ökande andel vindkraft i den svenska elproduktionen kommer att öka risken för effektbrist på systemnivå. Detta torde förstärka incitamenten att skapa en frivillig marknad för effekt, särskilt om effektreserven planerligt avvecklas 2025 och inte ersätts av en ny kapacitetsmekanism.

7 Investeringar och PPA-kontrakt i vindkraftbranschen

Under det första skedet av vindkraftsutbyggnaden i Sverige spelade de s.k. elcertifikaten, som var en form av subvention till ”grön” el, en viktig roll. Elcertifikaten var särskilt gynnsamma för vindkraft eftersom de inte hade någon koppling till timvis produktion utan gav ersättning för månadsvis producerad energi. Numera är det främst s.k. Power Purchase Agreements, PPA, som driver investeringar i vindkraft. Syftet med detta kapitel är dels att beskriva PPA-kontraktens utformning och funktion, dels att diskutera hur PPA-kontrakt kan väntas påverka incitamenten att etablera en frivillig marknad för effekt.

7.1 UTFORMNING OCH FUNKTION

PPA-kontrakt är i allmänhet långsiktiga, med 10 - 15 år som vanliga löptider. Dock har det under senare år tecknats PPA-kontrakt med så kort löptid som ett år¹². Det är vanligt att PPA-kontrakt krävs som säkerhet för banklån och annan finansiering vid investeringar i vindkraftverk. Under 2021 finansierades 10,7 GW ny vindkraft via PPA:s medan motsvarande siffra för 2022 var 8,7 GW. Den ackumulerade utvecklingen av investeringar i vindkraft visades i kapitel 6.

PPA-kontrakt kan vara utformade på flera olika sätt, även om en utveckling mot mer standardiserade kontrakt pågår. Det finns två grundläggande typer av PPA-kontrakt, finansiella och fysiska, varav de fysiska är vanligast. Ett finansiellt PPA innebär att producenten säljer sin el på marknaden, varefter denne och kunden räknar av över- och underskott i förhållande till ett visst avtalat pris. Kunden kan vara en inhemsk eller utländskaktör utan direkt koppling till elmarknaden.

För en vindkraftsproducent är ett PPA-kontrakts grundläggande funktion att säkerställa långsiktig avsättning av produktionen till ett givet pris, oftast i en tillkommande anläggning. För köparen av denna el innebär kontraktet att långsiktig tillgång till förnybar el säkerställs, men också en försäkring mot framtida ogynnsamma prisförändringar. Men eftersom vindkraftsproduktionen timme för timme är osäker finns det en volymrisk som på ett eller annat sätt måste fördelas mellan parterna.

7.2 PPA-KONTRAKT OCH FÖRDELNING AV VOLYMRISK

Fysiska PPA brukar delas in i kategorierna ”Base load” och ”Pay as produced”. I det senare fallet får producenten betalt enligt ett visst pris för den el som faktiskt produceras. Men utöver kravet att vara i balans vid ”gate closure” behöver producenten i detta fall inte uppfylla något krav på när elen ska produceras. Det innebär att det är köparen som bär volymrisken och alltså via köp eller försäljning på den öppna marknaden måste kompensera sig för

¹² De stora elprisvariationerna sedan 2022 har bland annat lett till en högre andel PPA-kontrakt med kortare löptid än vad som tidigare var vanligt.

skillnaderna mellan den mängd el som denne behöver och den mängd el som vindkraftsproducenter producerar.

Om avtalet däremot är av typen "Base load" är dock situationen en annan. Ett sådant kontrakt innebär att kunden köper en viss mängd el till ett givet pris och att elen i fråga levereras enligt en viss överenskommen tidsprofil. Den produktion som överstiger den mängd som enligt denna profil ska levereras under en viss (kortare eller längre) period kan säljas på den öppna marknaden. Men om produktionen inte är tillräckligt stor måste kompletterande el köpas upp på den öppna elmarknaden. Risken för att detta måste göras är kostnaden för den volymrisk som är kopplad till PPA-kontraktet.

En viktig del av ett PPA-kontrakt av typen Base load rör således fördelningen av denna risk mellan parterna. Det vanligaste är att producenten bär volymrisken, men det finns också PPA-kontrakt som innebär att köparen bär volymrisken. Efter den dramatiska utvecklingen på elmarknaden under säsongen 2022/2023 är det allt fler köpare som föredrar att producenten bär volymrisken och är beredda att betala en premie för detta.

7.3 INCITAMENT ATT HANDLA PÅ EN FRIVILLIG MARKNAD FÖR EFFEKT

I situationer med ansträngd effektbalans kan det vara svårt för en vindkraftsproducent att trots kompletterande handel på intra-dag marknaden uppfylla de leveransåtaganden som denne gjort på dagen-före marknaden. Ett problem har att göra med kravet uppvisa balans mellan resurser och åtaganden vid *gate closure*. Detta problem kan en vindkraftsproducent hantera genom att begränsa sina åtaganden i förhållande till dagen-före marknaden, men det betyder att han samtidigt riskerar att få ett lågt pris för den el som ändå produceras¹³. Men om producenten i fråga har tecknat ett PPA-kontrakt där volymrisken bärs av producenten är situationen en annan.

Skälet är att den produktion som stipuleras i PPA-kontraktet utlovas en lång tid innan vindförhållandena under den aktuella drifttimmen med någorlunda säkerhet kan bedömas. Den således utlovade produktionen kan då vid tiden för leverans visa sig vara för stor, eller till och med mycket för stor. Ett sätt att minska producentens volymrisk är förstås att inte binda upp hela den förväntade produktionen i PPA-kontrakt.

Men ett annat alternativ är att genom handel på en frivillig marknad för effekt försäkra sig mot kostnaden för denna volymrisk. Om volymrisken i stället bärs av

¹³ Om en vindkraftsproducent bjuder in 0 MW under en eller flera av det kommande dygnets timmar undviker han risken att drabbas av obalanskostnader. Men den el som ändå produceras under respektive driftimme betraktas som försäljning av reglerkraft och prissätts med det s.k. uppregeringspriset. Detta är okänt vid tidpunkten för *gate closure* och kan visa sig vara lägre än priset på dagen-före marknaden.

köparen så har denne, av motsvarande skäl, incitament att försäkra sig på en frivillig marknad för effekt. Detta talar för att ju större som användningen av PPA-kontrakt av typen "Base load" blir desto starkare blir också incitamenten för handel på en frivillig marknad för effekt.

8 Hur skulle en marknad för effekt kunna vara utformad?

Ett sätt att närma sig frågan i rubriken är att utgå från en etablerad typ av kapacitetsmekanism. I nedanstående tabell redovisas de huvudsakliga typer av kapacitetsmekanismer som för närvarande används i ett eller flera länder¹⁴. Eftersom det, veterligen, inte finns svenska beteckningar på alla varianter används de vedertagna engelska beteckningarna.

Som framgår skiljer man mellan volymbaserade och prisbaserade system, liksom mellan avgränsade och marknadsvida system. Med ett "avgränsat" system avses att en viss mängd kapacitet hålls i reserv och bara används vid hotande effektbrist. Den effektreserv (med internationell terminologi "strategisk reserv") som Svenska kraftnät handlat upp är ett exempel på ett sådant system. I marknadsvida system står däremot all tillgänglig kapacitet i princip till förfogande för användning i den reguljära handeln med el.

Volymbaserade		Prisbaserade		
Avgränsade	Marknadsvida			
<i>Strategic reserve</i>	<i>Capacity obligations</i>	<i>Capacity auctions</i>	<i>Reliability options</i>	<i>Capacity payments</i>

Figur 11. Typer av kapacitetsmekanismer

Gemensamt för alla varianter är att systemoperatören eller någon annan statlig aktör fattar beslut om hur mycket kapacitet som ska vara tillgänglig under en eller flera framtida perioder. De aktörer som, efter någon form av urvalsprocess, ställer kapacitet till förfogande får ekonomisk ersättning för detta. Denna kan utgå enligt en särskild tariff, genom bilaterala avtal mellan marknadsaktörer och systemoperatören eller genom en auktion.

Om man har en "strategic reserve", vilket den svenska effektreserven alltså är ett exempel på, handlar systemoperatören upp rätten att utnyttja den mängd kapacitet som bedöms vara nödvändig för att säkerställa den önskade graden av leveranssäkerhet. I ett system med "capacity obligations" krävs att de resurser som marknadens aktörer har tillgång till ska överstiga deras åtaganden med en viss marginal, vilket leder till intäkter för de producenter som håller kapacitet tillgänglig. Om det i stället är ett system med "capacity payments" får producenterna ersättning för den kapacitet som hålls tillgänglig under de aktuella perioderna. I ett system med

¹⁴ Det finns även ett system som kallas "capacity subscriptions" som kan ses som ett mellanting mellan en kapacitetsmekanism och en frivillig marknad för effekt.

”capacity” auctions” fördelas skyldigheten att hålla en viss mängd kapacitet tillgänglig under en eller flera perioder genom en auktion där de lägsta buden accepteras. Inget av dessa system låter sig enkelt omvandlas till en frivillig marknad för effekt. När det gäller ”reliability options”, som bland annat används i Irland och delstaten i New York, är dock situationen en annan. Ett sådant system framstår som en sannolik förebild för en frivillig marknad för effekt.

8.1 RELIABILITY OPTIONS OCH EN FRIVILLIG MARKNAD FÖR EFFEKT

I ett system med ”reliability options” handlar systemoperatören upp den mängd kapacitet som bedöms vara nödvändig för att säkerställa den önskade graden av leveranssäkerhet. Kapaciteten i fråga ska var tillgänglig på kort varsel under angivna tidsperioder¹⁵. Den ekonomiska ersättningen är dels en kapacitetsbetalning, dels betalning för standardiserade köpoptioner som de aktuella producenterna måste ställa ut. Optionerna ger innehavaren rätt att under de angivna perioderna avropa kapacitet till ett visst lösenpris som i allmänhet ligger en bit över det bedömda marknadspriset. Det är vanligtvis systemoperatören som är köparen av dessa optioner.

Skillnaderna mellan ett system med ”reliability options” och en frivillig marknad för effekt är inte oväsentliga men ändå inte så stora. Den viktigaste skillnaden är att det på en frivillig marknad för effekt är marknadens aktörer i stället för systemoperatören eller någon annan statlig aktör som genom sina (icke koordinerade) kommersiella beslut avgör hur mycket kapacitet som behöver att vara tillgänglig under framtida perioder med potentiellt ansträngd effektsituation. Det avgörande i detta fall är om det bedöms lönsamt att ställa ut försäkringar och att backa upp dessa genom att investera i ny kapacitet.

En annan skillnad rör utformningen av de instrument som handlas. I ett system med ”reliability options” är det systemoperatören som, eventuellt efter samråd med marknadens aktörer, avgör hur optionerna ska vara utformade. På en frivillig marknad för effekt måste aktörerna gemensamt lösa denna fråga och, sannolikt, skapa en institution som organiserar och övervakar handeln.

8.2 EN EFFEKTIV MARKNAD?

Med en växande andel vindkraft i elproduktionen är det troligt att åtminstone vissa av elmarknadens aktörer vill försäkra sig mot risken att inte kunna handla sig i balans vid *gate closure* eller för att hantera volymrisken i PPA-kontrakt. Med en efterfrågan på plats så skulle det sannolikt uppstå ett utbud av sådana försäkringar. Handeln skulle kunna domineras av bilaterala avtal mellan enskilda aktörer, men det skulle också kunna skapas standardiserade instrument som kan handlas på en organiserad marknad.

Men att en frivillig marknad för effekt uppstår betyder inte att denna nödvändigtvis är en del av en från samhällsekonomisk synpunkt effektiv och välfungerande elmarknad. Ej heller att den med säkerhet löser effektproblemet. En

¹⁵ Till skillnad mot vad som gäller i ett system med ”strategisk reserv” (”effektreserv”) hålls kapaciteten i fråga inte avskild från marknaden utan bjuds in på dagen-före eller intra-dag marknaderna. Men tillräckligt mycket av kapaciteten måste hållas i beredskap för att kunna honorera de optionsavtal som ingåtts.

viktig fråga i sammanhanget är om utbudet av optioner på tillgänglig effekt kommer att domineras av ett fåtal stora aktörer och att det därför skulle finnas risk för missbruk av marknadsstyrka. Dock behöver denna risk inte leda till att marknadsstyrka utövas; det finns ju en konkurrensmyndighet som med stöd i lagen bevakar och i förekommande fall beivrar utövandet av marknadsstyrka.

9 Hinder för framväxten av en frivillig marknad för effekt

Hittills har diskussionen rört de förhållanden som gynnar framväxten av en frivillig marknad för effekt. Men utvecklingen inom bl.a. teknologi och politik under det närmaste decenniet kan komma att hindra framväxten av en sådan marknad. Syftet med detta kapitel är att diskutera hur teknologisk utveckling och förändringar i EU:s regelverk skulle kunna hindra framväxten av en frivillig marknad för effekt. Men "hinder" ska inte tolkas negativt; det handlar främst om förhållanden som minskar risken för effektbrist på systemnivå och därmed incitamenten att försäkra sig mot denna risk.

9.1 KOSTNADSEFFEKTIVA BATTERIER

Det sker en snabb utveckling på batteriområdet. Denna kan leda till att det inom ett decennium finns kostnadseffektiva batterier med kapacitet att lagra stora mängder el under en längre tid. Anläggningar baserade på sådana batterier kan köpa el när priset är lågt och sälja el när priset är högt. Ju längre som el kan lagras desto större är möjligheterna att köpa när priserna är mycket låga och sälja när priserna är mycket höga, vilket, allt annat lika, ökar lönsamheten i investeringar i batterier av den aktuella typen.

Om operatörer av batterianläggningar skulle kunna göra långsiktiga åtaganden att hålla effekt tillgänglig kan de svara för en del av utbudet på en frivillig marknad för effekt. Alternativt kan batterier med hög tillgänglighet och kapacitet användas för att kortsiktigt minska risken för effektbrist på systemnivå, vilket skulle hålla tillbaka framväxten av en frivillig marknad för effekt. En liknande situation gäller för övrigt för arrangemang för efterfrågefleksibilitet.

9.2 SMÅ MODULÄRA KÄRNKRAFTSREAKTORER, SMR:S

Investeringar i storskaliga kärnkraftverk har ofta blivit mycket dyrare än planerat. Delvis för att komma till rätta med detta problem har det under senare år skett en utveckling av små modulära reaktorer, s.k. SMR:s. Poängen är att dessa ska kunna serietillverkas och därför kunna bli billigare per MW installerad effekt och byggas snabbare än de stora reaktorer som hittills byggts. Huruvida dessa förväntningar realiseras återstår att se, men intresset för att bygga SMR:s för att öka mängden planerbar kraft är stort inom kraftindustrin. Exempelvis utvärderar Vattenfall för närvarande (2024) möjligheterna att med lönsamhet bygga och driva SMR:s.

Uppbyggnad av kapacitet i SMR:s (liksom i stora kärnkraftverk) minskar risken för effektbrist på systemnivå både direkt genom att öka andelen planerbar kraft och indirekt genom att frigöra en större del av den flexibla vattenkraften för kortsiktig balansering av vindkraftverkens variationer. Därmed är introduktion och utbyggnad av SMR:s en faktor som från marknadsaktörernas synpunkt minskar värdet av en frivillig marknad för effekt.

9.3 KORTSIKTIG EFTERFRÅGEFLEXIBILITET

Ju större som de kortsiktiga variationerna i elpriserna är desto gynnsammare är det för elanvändarna att förlägga så mycket som möjligt av sin förbrukning till tider med förhållandevis låga priser. Men detta förutsätter att elanvändarna dels informerar sig om kommande dags elpriser, dels har s.k. timavtal, d.v.s. avtal som kopplar kundens pris direkt till timpriserna på dagen-före marknaden.

Från elsystemsynpunkt skulle en omfattande implementering av teknik för anpassning av elanvändningen till elprisets variationer innebära att den samlade elanvändningens kortsiktiga priskänslighet skulle öka. Därmed skulle höga timpriser vid hotande effektbrist dämpa den högsta efterfrågan på effekt och således minska risken för att det faktiskt uppstår effektbrist. Detta skulle i sin tur hålla tillbaka framväxten av en frivillig marknad för effekt.

Men en annan sak är att ökad kortsiktig efterfrågefleksibilitet också kan leda till balansproblem i realtid. Skälet är att de enskilda konsumenternas planer att anpassa sin elanvändning till den kommande dagens timpriser inte manifesteras i bud på dagen-före marknaden. Detta kan innebära att en icke försumbar del av elanvändningen reagerar på dagen-före priset först under den aktuella timmen. Om detta pris är lågt kan den faktiska elanvändningen således komma att bli betydligt större än vad parterna i handeln på dagen-före och intra-dag marknaderna räknat med.

De problem i realtid som detta kan innebära uppstår även om marknadens aktörer kunnat uppvisa balans vid gate closure och kunnat honorera ingångna PPA-kontrakt. Således är det Svenska kraftnät som måste hantera situationen. En konsekvens av detta kan bli att de volymer effekt som Svenska kraftnät handlar upp för till sin s.k. balanstjänst (d.v.s. produktion av s.k. stödtjänster) kommer att öka.

9.4 EU:S NYA REGELVERK FÖR ELMARKNADEN

Under våren 2023 presenterade EU-kommissionen förslag på förändringar i den gemensamma elmarknadens regelverk. Förslagen ska behandlas i en rad olika instanser och kan därmed komma att förändras innan de blir lag. I sin initiala form är förslagen inriktade på att skydda elkonsumenterna mot mycket höga elpriser. Därför föreslås att statliga s.k. dubbelsidiga "Contracts for Differences", CfD:s, införs. Detta är finansiella risksäkringsinstrument som garanterar t.ex. en vindkraftsproducent ett visst pris på den el som levereras. Ett CfD kan i princip utfärdas av vem som helst, men i EU:s förslag är det respektive medlemsstat som ska vara utställare.

I ett CfD-kontrakt anges ett visst referenspris ("strike price") som producenten alltid kan räkna med att få. Om marknadspriset är högre går skillnaden mellan marknadspris och referenspris till utställaren, i detta fall staten, medan betalningen går i motsatt riktning då marknadspriset är lägre än referenspriset. Om dessa instrument införs så kommer vindkraftsproducenternas prisrisker att minska. Däremot påverkar ett CfD inte vindkraftsproducenternas volymrisk, d.v.s. risken

att vara i obalans vid gate closure, Därmed påverkar de inte heller incitamenten att handla på en frivillig marknad för effekt¹⁶.

9.5 FEMTON MINUTERS HANDELSPERIODER

Under de närmaste åren kommer man på de olika handelsplatserna för el att förkorta handelsperioden från en timme till femton minuter. Med andra ord kommer det att bildas fyra i stället för ett pris på el per timme. Man kommer alltså närmare ett pris på effekt (SEK/MW). Detta betyder bland annat att den förväntade lönsamheten av att investera i planerbar kraft med kort utnyttjningstid förbättras och att "effektproblemet" blir mindre. En konsekvens av att risken för effektbrist på systemnivå minskar är att behovet av försäkringar mot denna risk minskar. Med andra ord att behovet av en frivillig marknad för effekt minskar.

9.6 SVENSKA KRAFTNÄT INFÖR ETT SYSTEM MED RELIABILITY OPTIONS

I sin roll som systemoperatör har Svenska kraftnät uppgiften att balansera elsystemet i realtid och att göra detta på ett sätt som ger en mycket hög grad av leveranssäkerhet. Med en växande andel vindkraft i elsystemet innebär detta en allt större utmaning. De förhållanden som ger elmarknadens aktörer incitament att skapa en frivillig marknad för effekt medför alltså samtidigt större krav på systemoperatören.

Den befintliga svenska effektreserven ska som nämnts avvecklas år 2025. En senareläggning av denna avveckling förutsätter medgivande av EU. Det som Svenska kraftnät föreslagit är emellertid inte en tidsmässig förlängning av effektreserven, utan att ett system med "reliability options" införs. Dock vill man behålla effektreserven tills ett system med reliability options är färdigt att tas i bruk. Men om en kapacitetsmekanism av typen "reliability options" faktiskt införs så är förutsättningarna för framväxten av en frivillig marknad för effekt troligen mycket begränsade.

¹⁶ Trots den myckna diskussionen om de höga elpriserna under säsongen 2022-23 innehåller EU:s förslag inget om åtgärder som är direkt riktade mot prisbildningen på elmarknaden. I stället är det uttalade målet att denna inte ska påverkas av att CfD:s införs. En närmare analys visar dock att ett system med CfD:s, beroende på hur detta i detalj skulle utformas, kan komma att ha en avsevärd inverkan på prisbildningen på elmarknaden.

10 Marknadsaktörernas syn på en frivillig marknad för effekt

Definitionen av en frivillig marknad för effekt är att den är skapad av och för elmarknadens aktörer. Det är därför viktigt att inom ramen för denna studie undersöka hur företrädarna för speciellt vindkraftbranschen ser på behovet av en sådan marknad. Dock har det inte varit möjligt att via en formaliserad enkät utvärdera hur elmarknadens aktörer ser på behovet av och förutsättningarna för en frivillig marknad för effekt. I stället har företrädare för sammanlagt åtta företag inom vindkrafts- och elhandelsbranscherna vid personliga möten ombetts att redovisa sin syn på dessa frågor.

Det måste betonas att branschföreträdarna inte har ombetts att ta ställning till en konkret beskrivning av hur en frivillig marknad för effekt skulle vara utformad. De har inte heller ombetts att svara på ett antal strukturerade frågor. I stället har det varit informella samtal där företrädare för vindkraftbranschen, en och en, fått ge sin syn på i vilken utsträckning som den förväntade utvecklingen på elmarknaden leder till ökade finansiella risker för elmarknadens aktörer och hur man skulle kunna gardera sig mot dessa risker.

En genomgående uppfattning är att såväl prisrisker som risken för effektbrist, d.v.s. volymrisker, förväntas öka över tid. Man vill gärna gardera sig mot prisrisker med hjälp av PPA-kontrakt, men den gängse bedömningen att prisrisken förväntas öka har gjort att PPA-kontrakten blivit allt dyrare. För att få en säkrare intäktsström vill man skaffa sig fler parallella intäktskällor. Speciellt vill man vara aktiv på såväl dagen-före och intra-dag marknaderna som på marknaden för stödtjänster.

När det gäller risken för effektbrist är bedömningen att denna bedöms öka, men inte särskilt mycket. Primärt är det risken för att inte kunna uppfylla sina åtaganden i PPA-kontrakt som bekymrar. Det förefaller som om olika vindkraftsägare har olika syn på hur detta problem ska hanteras. En del nämner investeringar i gasturbiner, batterier och efterfrågfleksibilitet samt på sikt vätgas. Den allmänna uppfattningen är dock att det behövs en kapacitetsmekanism. Dock med ett viktigt förbehåll: Denna får inte påverka den ordinarie elmarknaden. Utan att hårdra denna inställning pekar den mot ett arrangemang för handel med effekt inom ramen för en i allt väsentligt oförändrad elmarknad.

Generellt ger de intervjuade branschföreträdarna uttryck för en stark preferens för en utveckling med så begränsade statliga ingrepp som möjligt i elmarknaden. Dock går åsikterna isär när det gäller hur långt frivilliga marknadslösningar räcker. Samtidigt verkar man förutsätta att det även i framtiden ska finnas en effektreserv.

11 Kapacitetsmekanism eller frivillig marknad för effekt?

Inledningsvis angavs två syften med denna rapport. Det ena var att analysera förutsättningarna för framväxten av en frivillig marknad för effekt. Hittills har de frågor som hänger samman med detta syfte stått i fokus. Det andra syftet var att analysera om en frivillig marknad för effekt skulle kunna ersätta en kapacitetsmekanism i hanteringen av effektproblemet. I detta kapitel är det denna fråga som är i fokus.

En kapacitetsmekanism har ett centralistiskt perspektiv med hela elsystemet i fokus. Genom att säkerställa en hög grad av tillräcklighet kan en kapacitetsmekanism minska både producenternas risk att inte kunna handla sig i balans och konsumenternas risk att bli bortkopplade. Ett potentiellt problem med en kapacitetsmekanism är att man, för att vara på den säkra sidan, driver fram alltför mycket kapacitet. Detta kan bland annat bero på en alltför konservativ bedömning av importmöjligheterna under perioder med ansträngd effektbalans. Men det kan också bero på att man bedömer att kostnaderna för överkapacitet i ett växande elsystem är betydligt lägre än kostnaderna för effektbrist.

En frivillig marknad för effekt har i stället ett decentralistiskt perspektiv med sikte på de enskilda aktörernas situation. Närmare bestämt är det dessas risk att inte kunna handla sig i balans inför gate closure eller att kunna hantera volymrisker i PPA-kontrakt som är i fokus. Det är efterfrågan på försäkringar mot dessa risker som skulle finansiera investeringar i kapacitet som, allt annat lika, ökar graden av tillräcklighet i elsystemet.

Eftersom dessa investeringar endast kommer till stånd om de bedöms vara lönsamma torde risken för överkapacitet vara liten. Det är också möjligt att de produkter som handlas på en frivillig marknad för effekt är bättre anpassade till aktörernas behov och önskemål än t.ex. de instrument som handlas i ett system med "reliability options".

En frivillig marknad för effekt löser emellertid inte konsumenternas problem, d.v.s. risken för att bli bortkopplad vid hotande effektbrist på systemnivå. Att en konsument har ett kontrakt med en leverantör som försäkrat sig mot risken att inte kunna handla sig i balans innebär inte att konsumenten i fråga är skyddad mot risken att bli bortkopplad. Det är ju inte heller säkert att alla, eller tillräckligt många, producenter försäkrat sig mot risken att inte kunna handla sig i balans. Och även om alla producenter är försäkrade och i balans vid *gate closure* kan ju efterfrågan på el bli större än förväntat under de perioder som försäkringarna avser.

Men detta innebär att en frivillig marknad för effekt inte fullt ut kan ersätta en kapacitetsmekanism. Teoretiskt skulle en kompletterande marknad där enskilda konsumenter kan försäkra sig mot bortkoppling lösa detta problem. Premierna för dessa försäkringar skulle då finansiera investeringar i reserveffekt i den

utsträckning som krävs för att "garantera"¹⁷ de försäkrades leveranssäkerhet. Vid en situation med hotande effektbrist skulle de konsumenterna som inte är försäkrade kopplas bort i den utsträckning som krävs för att säkerställa balans i elsystemet. I extrema situationer kan även de som är försäkrade kopplas bort, men de skulle då få ekonomisk kompensation för detta.

Av flera skäl är det emellertid inte sannolikt att en försäkringsmarknad av denna typ skulle uppstå. Situationen kan därför liknas med vad som gäller för bankerna och det finansiella systemet. I allmänhet har bankerna tillräcklig likviditet för att kunderna ska kunna göra de uttag från sina konton som de önskar. Men under vissa omständigheter kan det uppstå en "bank run", d.v.s. en situation då en oväntat stor andel av bankernas kunder vill tömma sina konton samtidigt. Då finns Riksbanken där som en "lender of last resort" som försörjer bankerna med den likviditet som de behöver.

Överfört till en elmarknad som innefattar en frivillig marknad för effekt kan det alltså uppstå en situation då den kapacitet som aktörerna försäkrat sig om av olika skäl inte är tillräcklig för att undvika akut brist på effekt. I en sådan situation måste systemoperatören kunna tillföra effekt. För att detta ska vara möjligt måste denne förfoga över en effektreserv som kan aktiveras på kort varsel. Systemoperatören måste alltså vara "the ultimate capacity provider".

¹⁷ Någon hundra procentig garanti kan förstås inte ges.

12 Slutsatser

Syftet med denna studie har varit att analysera dels förutsättningarna för uppkomsten av en frivillig marknad för effekt, dels om en sådan marknad kan ersätta en kapacitetsmekanism när det gäller att hantera det effektproblem som befaras i ett framtida elsystem med hög andel vindkraft i elproduktionen.

Slutsatsen i denna studie är att en frivillig marknad för effekt under vissa omständigheter skulle kunna växa fram. En sådan marknad skulle kunna minska men inte lösa "effektproblemet". Även med en väl fungerande frivillig marknad för effekt måste det också finnas en kapacitetsmekanism. Om denna vore en effektreserv så hindras inte framväxten av en frivillig marknad för effekt. Men om det vore någon annan typ av kapacitetsmekanism, exempelvis ett system med "reliability options", så skulle marknadens aktörer knappast uppleva något behov av att själva skapa en mekanism för prissättning av effekt.

Men det är också möjligt att varken reliability options eller en frivillig marknad för effekt kommer att behövas. Teknisk utveckling på relevanta områden, investeringar i planerbar kraft och batterier samt ökad flexibilitet i elanvändningen kan göra att risken för effektbrist på systemnivå förblir tillräckligt låg för att kunna hanteras inom ramen för den nuvarande organiseringen av elmarknaden.

EN FRIVILLIG MARKNAD FÖR EFFEKT?

Med en växande andel vindkraft i den svenska elproduktionen väntas risken för korta perioder med kapacitetsbrist öka. Ett sätt att säkerställa leveranssäkerheten är att införa en mer omfattande "kapacitetsmekanism" än den befintliga men temporära effektreserven. I denna studie analyseras ett annat alternativ, nämligen att marknadens aktörer själva skapar en marknad för effekt. Enligt rapportens författare skulle en sådan marknad i kombination med en permanentad effektreserv minska men inte lösa "effektproblemet".

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.

