

# Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv

---

*Pär Holmberg*  
*Thomas P. Tangerås*

Elbrist i storstäderna  
– ett marknadsperspektiv



Elbrist i storstäderna  
– ett marknadsperspektiv

---

*Pär Holmberg*  
*Thomas P. Tangerås*

SNS Förlag  
Box 5629, 114 86 Stockholm  
Telefon: 08-50702500  
info@sns.se www.sns.se

SNS – Studieförbundet Näringsliv och Samhälle – är en oberoende ideell förening som genom forskning, möten och utbildning bidrar till att ledande beslutsfattare i näringsliv, politik och offentlig förvaltning kan fatta välgrundade beslut baserade på vetenskap och saklig analys. 280 ledande företag, myndigheter och organisationer är medlemmar i SNS.

*Elbrist i storstäderna*  
*– ett marknadsperspektiv*  
Pär Holmberg och  
Thomas P. Tangerås  
© 2022 Författarna och SNS Förlag  
Tryck: Books on Demand, Tyskland  
ISBN 978-91-88637-83-3

## INNEHÅLL

Förord	7
Sammanfattning	9
1. Inledning	17
2. Utmaningen med elförsörjningen i storstadsområden	19
3. Möjliga tekniska lösningar för att avhjälpa elbrist	23
4. Elmarknaden i korthet	28
5. Marknadsreformer för att åtgärda lokal elbrist	46
6. Flexibla nättariffer för att uppnå flexibel elförbrukning	68
7. Diskussion	74
Referenser	76



# Förord

RISKEN FÖR ELBRIST I SVERIGE har blivit alltmer påtaglig. Problemet är som störst i storstadsregioner där beroendet av el från omkringliggande regioner för att försörja konsumenterna är stort och elnäten inte dimensionerade för att kunna leverera tillräckligt med el för att klara de effekttoppar som kan uppstå under exempelvis kalla vinterdagar. För att säkra att den lokala efterfrågan på el ska kunna tillgodoses i hela landet, under hela året och dygnets alla timmar behöver elmarknaden ses över.

I rapporten undersöker Thomas Tangerås och Pär Holmberg, båda docenter i nationalekonomi och verksamma inom forskningsprogrammet Hållbar energiomställning vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN), möjliga lösningar för att minska risken för att elbrist ska uppstå. Hur kan elmarknaden utformas för att ge tillräckliga incitament för viktig lokal produktion? Vilka tekniska lösningar finns för att klara effekttopparna?

Rapporten är en del i SNS treåriga forskningsprojekt »Framtidens energisystem«. Projektets övergripande syfte är belysa hur framtidens energisystem bör utformas för att möta de krav som klimatmålen ställer och samtidigt ge en trygg energiförsörjning.

Forskningsprojektet kan genomföras tack vare bidrag från den referensgrupp som följer projektet. I gruppen ingår E.ON, Ellevio, Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten, Fastighetsägarna, Finansdepartementet, Fortum, Göteborg Energi, Holmen, Infrastrukturdepartementet, Installatörsföretagen, Kraftringen, Lantmännen, Miljödepartementet, Naturskyddsföreningen, Piteå kommun, SCA, Scania, Skandia, SSAB, Stockholm Exergi, Svenska kraftnät,



Trafikverket, Uniper och Vattenfall. Robert Lundmark, professor i nationalekonomi vid Luleå universitet, är SNS vetenskapliga råds representant i referensgruppen, och Jonas Eliasson, representant för Trafikverket, är gruppens ordförande.

Lars Bergman, professor emeritus vid Handelshögskolan i Stockholm, har vid ett akademiskt seminarium kommenterat och lämnat konstruktiva synpunkter på ett utkast till rapporten.

SNS tackar alla ovan nämnda för värdefulla och konstruktiva kommentarer som har lett till att rapportens frågor har kunnat få en allsidig belysning. Å författarnas vägnar riktas även ett tack till Stefan Svensson vid Svenska kraftnät för diskussioner kring marknadsdesign.

Rapportens författare svarar själva för analys, slutsatser och förslag. SNS som organisation tar inte ställning till dessa. SNS initierar och presenterar forskningsbaserade och policyrelevanta analyser av centrala samhällsfrågor. Det är SNS förhoppning att rapporten ska fungera som ett kunskapsunderlag och bidra till diskussioner om hur elbrist ska förebyggas på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt.

Stockholm i juni 2022

*Charlotte Paulie*

Forskningsledare, SNS

# Sammanfattning

## Påtagliga problem i Sverige med överföringsbegränsningar i elnätet och risk för lokal elbrist

Under de senaste åren har problem med överföringsbegränsningar i elnätet blivit mer påtagliga i Sverige. Det har märkts genom ökande regionala skillnader i elpris och avslag till företag som velat expandera genom att ansluta ny planerad verksamhet till elnätet. Det sistnämnda har särskilt uppmärksammats i Stockholm och Skåne. Flaskhalsar i elnätet, förväntade ökningarna i efterfrågan på grund av elektrifiering och urbanisering samt lönsamhetsproblem i den lokala elproduktionen, bland annat till följd av höjda skatter på kraftvärmeverk, medför sammantaget en ökande risk för lokal elbrist. Detta innebär att den lokala elförbrukningen ligger nära eller över vad systemet har kapacitet att leverera. Huvudproblemet är de effektoppar som uppstår på morgonen och eftermiddagen under kalla vinterdagar. I värsta fall är den lokala elproduktionen och nätkapaciteten otillräckliga för att täcka efterfrågan, och då måste en fysisk bortkoppling ske för att upprätthålla balansen i elförsörjningen. Denna extrema åtgärd har emellertid hittills aldrig behövt tillämpas i Sverige.

För att klara elförsörjningen är storstadsregionerna i Sverige beroende av el från omkringliggande regioner. Svenska kraftnät, som äger och driver det högspända transmissionsnätet, har omfattande planer på att bygga ut överföringskapaciteten inom Sverige och till utlandet. Många projekt tar dock lång tid att genomföra, särskilt i urbana områden där nätutbyggnad är komplicerat. Bedömare uppskattar att det kan ta upp till tio år innan elnätet är så pass utbyggt att problemen med

lokal elbrist har dämpats i Stockholmsregionen. Samtidigt kan risken för lokal elbrist öka i andra delar av landet, enligt samma bedömare. Hur som helst gäller det att på kort tid hitta lokala lösningar för att säkerställa elförsörjningen med tanke på flaskhalsarna i elnätet.

## Hur kan man utveckla elmarknaden?

Syftet med denna rapport är att ta fram förslag på hur elmarknaden kan utvecklas och i ökad utsträckning lösa de kortsiktiga problemen med lokala obalanser i elförsörjningen i Sveriges storstadsregioner, givet begränsningarna i elnätet. Det handlar främst om att inom en tidsram på några få år utnyttja de befintliga resurserna i systemet på ett mer effektivt sätt.

Om marknadsaktörernas ekonomiska incitament förbättras borde det, menar vi, vara möjligt att dämpa problemet med lokal elbrist inom ett par år. Det kan särskilt ske genom att

1. säkerställa lönsamheten av befintlig kritisk elproduktion, aktivering av reservkapacitet och återstart av anläggningar som lagts i malpåse
2. aktivera flexibel elförbrukning
3. installera nya tekniska lösningar som energilager och mobila kraftverk.

Därutöver finns det i vissa fall möjligheter att tillfälligt öka överföringskapaciteten i elnätet.

## Problem med dagens elmarknad

Den svenska elmarknaden är indelad i fyra elområden för att återspegla var i elnätet det finns flaskhalsar. Elen är billigare norrut i landet till följd av ett utbudsöverskott, medan efterfrågeöverskott gör elen dyrare längre söderut. Lite förenklat kan man säga att Svenska kraftnät köper el billigt i norr, transporterar den söderut där den säljs till ett högre pris. Prisskillnaden ger Svenska kraftnät en flaskhalsintäkt. Men ibland uppstår interna flaskhalsar även inom enskilda elområden, eftersom elnätet inte alltid har den kapacitet som behövs för att frakta den el som efterfrågas i storstadsområden till det lokala elområdespriset. De interna flaskhalsarna beaktas normalt inte på elbörsen. I stället han-

teras de av Svenska kraftnät genom omdirigering. Detta innebär att enskilda enheter får ersättning för att öka produktionen där det finns lokal elbrist, medan enheter betalar för att minska sin produktion där det finns lokalt elöverskott.

Hanteringen av de interna flaskhalsarna ger upphov till en rad problem:

1. Lokal produktion i regioner med efterfrågeöverskott riskerar att bli olönsam eftersom priserna på elbörsen inte återspeglar den lokala resursbristen. Kritiska anläggningar kommer då läggas ner eller måste få riktat stöd för att säkerställa lönsamheten.
2. Endast utvalda anläggningar med möjlighet att snabbt ställa om sin produktion eller förbrukning får delta i omdirigeringen. Marknaden för omdirigering utesluter i praktiken kraftvärmeverk och småskalig flexibel förbrukning som har potential att styra förbrukning mot timmar på dygnet utan risk för lokal elbrist.
3. Svenska kraftnät kan tvingas strypa handeln mellan elområden och med omvärlden för att avlasta de interna flaskhalsarna. Sådana begränsningar i handeln minskar effektiviteten på marknaden och kan strida mot EU:s regelverk.
4. Det kan uppstå problem med arbitrage när viss produktion och förbrukning möter olika priser på elbörsen och i omdirigeringen. Flexibla förbrukningsenheter kan exempelvis tjäna på att köpa för mycket el på elbörsen och sälja överskottet som förbrukningsreduktion till ett högre pris i omdirigeringen. Sådant strategiskt beteende kan förvärra problemen med lokal elbrist.

## En ny elområdesindelning för att öka effektiviteten på elmarknaden

Den mest effektiva marknadsreformen för att lösa problemen med lokal elbrist är en ny elområdesindelning. Särskilt viktigt är det att skapa elområde Stockholm, eftersom det är där som elbristen är mest akut. På kort sikt kommer en sådan indelning att säkerställa lönsamheten av befintlig lokal elproduktion. På längre sikt kommer den styra investeringar dit där den samhällsekonomiska lönsamheten är högst, genom prissignaler som på ett tydligt sätt identifierar resursbristerna i elsystemet. Detta innebär ökad elproduktion där det i dag finns brist

och en styrning av ny förbrukning dit där det finns ett relativt överskott av elproduktion.

Utredningar om att ändra indelningen i elområden pågår för närvarande på europeisk nivå. Den här rapporten gör varken någon detaljerad analys av hur många elområden som är önskvärda eller hur nya elområdesgränser bör utformas.

En invändning mot införandet av fler elområden är att de skulle få negativa konsekvenser för användare som bor eller bedriver ekonomisk verksamhet i regioner med efterfrågeöverskott, eftersom de riskerar att betala ett högre elpris i samband med en ökning av antalet elområden. En indelning i mindre områden skulle få negativa konsekvenser även för likviditeten bland annat på de finansiella marknaderna och riskera att försämra konkurrensen på elmarknaden. Rapporten presenterar åtgärder för att motverka sådana problem. Bland annat skulle likviditeten på den finansiella marknaden öka om Svenska kraftnät prissäkrade sina flaskhalsintäkter.

## Hur ska stora prisskillnader för konsumenter undvikas?

Vi föreslår att elområden i storstadsregioner ska vara *partiella*. Det skulle innebära att nya elområden endast gäller för försäljningen av el, medan inköpen följer den befintliga indelningen i elområden. En fördel med sådana partiella elområden är att de kan införas utan några negativa fördelningspolitiska konsekvenser för konsumenterna. Lokala producenter skulle få ökade intäkter från marknaden vid införandet av nya elområden i storstäder där det är ett underskott på el. Förslaget skulle leda till minskade flaskhalsintäkter för Svenska kraftnät, men minska deras kostnader för omdirigering. Vidare skulle stat och kommuner kunna minska det tillfälliga stödet till kritisk elproduktion i storstäderna. Partiella elområden kan ge upphov till vissa utmaningar. Dels finns risken för arbitrage, eftersom inköpspriset och försäljningspriset för el är olika inom ett partiellt elområde. Dels försvinner prissignalen för att lokalisera ny elförbrukning när elen kostar detsamma inom olika elområden. Vi menar dock att dessa problem är överkomliga, särskilt som de redan hanteras på elmarknader i omvärlden där liknande design används, till exempel i Italien och på olika delmarknader i USA.

Ett tänkbart alternativ vore att införa nya elområden för både pro-

ducenter och konsumenter, och att ge konsumenter i storstäderna en schablonmässig ersättning som kompensation för det höjda elpriset. Det kommer emellertid bli svårt att utforma schablonmässiga ersättningar som har god träffsäkerhet. Dessutom finns en risk att aktörer agerar strategiskt för att öka sin ersättning.

## En elbörs som beaktar interna flaskhalsar

I princip är det möjligt att hantera lokal elbrist även med bibehållen indelning i elområden. Exempelvis kan marknaden utformas så att elpriset inom hela elområdet stiger till en nivå som säkerställer att det lokala efterfrågeöverskottet blir så litet att det kan hanteras med den befintliga kapaciteten i elnätet. Det höjda elpriset ökar lönsamheten för kritisk lokal produktion. En positiv bieffekt av att interna flaskhalsar beaktas på elbörsen är att behovet av omdirigering minskar. Ett problem är att elpriset höjs i hela elområdet när det uppstår interna flaskhalsar och lokal elbrist. Jämfört med att införa ytterligare elområden försvinner därmed prissignalen för effektiv lokalisering av ny elproduktion, och elen blir dyrare för alla konsumenter i elområdet. En annan nackdel är att handeln mellan elområden kan behöva minska för att uppnå lokal balans mellan utbud och efterfrågan, vilket går emot EU:s ambition att öka marknadsintegrationen.

## Lokala elmarknader: flexibilitetsmarknader

Lokal elbrist uppstår endast under några begränsade timmar per år när det kan bli lokal obalans mellan den produktion som finns tillgänglig och det som efterfrågas. Dessa obalanser uppstår även allt oftare i region- och lokalnäten, och inte enbart i transmissionsnätet. Flaskhalsar på olika nivåer i elnätet är förvisso en utmaning, men i stället för att öka kapaciteten är en effektivare lösning på problemet med lokal elbrist ofta att förstärka de ekonomiska incitamenten för att aktivera flexibel produktion och förbrukning på region- och lokalnätsnivå. Den tekniska utvecklingen har gjort det möjligt att införa lokal handel för el på ett effektivt sätt. På många håll i Europa experimenteras det med flexibilitetsmarknader som ska bidra till att minska risken för lokal elbrist. I Sverige testas sådana marknader exempelvis i Stockholm, Uppsala, Malmö, på Gotland och i Västernorrland.

Aggregatörer kommer spela en särskild roll för att lösa problem med lokal elbrist. Deras affärsidé går ut på att koordinera och aggregera efterfrågeflexibilitet för mycket små aktörer, även på hushållsnivå. Flexibilitetsmarknader utgör ett komplement till de övergripande marknaderna, eftersom de främst riktar sig mot att lösa obalanser i underliggande nät. Dock bidrar aktiveringen av efterfrågeflexibilitet även till att lösa problem i transmissionsnätet.

Eftersom flexibilitetsmarknader är under utveckling finns det många detaljerade designfrågor att ta ställning till. Rapporten diskuterar åtgärder som skulle kunna effektivisera samhällsnyttan av dessa marknader. Av särskild betydelse är att harmonisera marknadsregler och prisbildning med befintliga marknader för att förbättra samverkan mellan marknaderna och för att undvika att aktörer ges möjlighet att tjäna på strategisk handel mellan de olika handelsplattformarna. Dessutom är det viktigt att den som hanterar flexibilitetsmarknaden är oberoende av nätägare och andra marknadsaktörer. För att stimulera till efterfrågeflexibilitet, vore det bra om användare med fasta elpriser fick möjlighet att teckna en sorts hybridkontrakt. Användaren betalar då ett fast pris för sin planerade förbrukning, medan avvikelser från den planerade förbrukningen möter ett rörligt pris.

## Elnätstariffer som komplement till lokala marknader

Konsumenter betalar inte endast för den el de använder, utan även nätstariffer för att täcka kostnaderna för överföring av el från kraftverk till förbrukare. Rätt utformade kan dessa tariffer ge incitament till en mer effektiv elförbrukning. Vi förordar att nätstariffer får en viss geografisk differentiering och att de ska ha tre komponenter:

1. en fast del som täcker kostnader för anslutning, mätning och fakturering
2. en energidel som täcker kortsiktiga rörliga kostnader i nätet, såsom förluster
3. en effektdel som ska täcka kapacitetshöjningar i nätet.

Vidare föreslår vi att regleringen av nätägare anpassas så att dessa ges incitament att införa effektiva nätstariffer. Detta kan innebära att lokala nätägare får möjlighet att ta lokalt systemansvar. Marknadsmässiga

prissignaler är dock att föredra eftersom nättariffer med nödvändighet blir schablonmässiga. Nättariffer kan särskilt användas i stället för lokala elpriser för att lösa lokal elbrist om förutsättningarna för en likvid och välfungerande flexibilitetsmarknad är svaga.





# I. Inledning

UNDER DE SENASTE ÅREN har problem med överföringsbegränsningar i elnätet blivit mer påtagliga i Sverige. Dessa flaskhalsar märks dels genom ökande regionala skillnader i elpriset, dels genom avslag till företag som velat expandera genom att ansluta ny planerad verksamhet till elnätet, något som särskilt uppmärksammats i Stockholm och Skåne. Svenska kraftnät, som äger och driver det högspända transmissionsnätet, har inte kunnat öka den abonnerade kapaciteten till region- och lokalnät med hänvisning till att det inte finns mer kapacitet att tillgå i transmissionsnätet. Bristen på inhemsk överföringskapacitet har dessutom medfört att den kapacitet i utlandsförbindelserna som tillhandahålls för marknaden minskat, vilket har kritiserats av marknadsaktörer och Sveriges grannländer.

Flaskhalsarna i elnätet har särskilt bidragit till risk för lokal *elbrist*. Detta innebär att den lokala elförbrukningen ligger nära eller över vad systemet har kapacitet att leverera. Situationer med elbrist medför mycket höga elpriser, och i värsta fall att den lokala elproduktionen är otillräcklig för att täcka efterfrågan så att fysisk bortkoppling måste till för att upprätthålla balansen i elförsörjningen. Det ökande problemet med lokal elbrist beror på större efterfrågan till följd av elektrifiering och en snabbare urbaniseringstakt än förväntat, men även på lönsamhetsproblem i den lokala elproduktionen till följd av höjda skatter på kraftvärmeverk och annat (Energimyndigheten 2021).<sup>1</sup> Dessutom

---

1. Lönsamheten för vissa kraftvärmeverk skulle öka om skatten på avfallsförbränning avskaffades. Skatteverket (2021) menar att denna skatt inte styr verkningfullt mot de mål som motiverar den och därmed är ineffektiv.

har nedstängningen av kärnkraftverk i södra Sverige bidragit till lokala obalanser i elförsörjningen. Regeringen och Svenska kraftnät har medverkat till att ta fram uppmärksammade tillfälliga lösningar på olika håll i landet för att öka leveranssäkerheten. Bland annat får Stockholm Exergi ersättning för att uppgradera sitt fjärrvärmeverk i Värtan. Motsvarande gäller E.ON som får ersättning för att hålla Heleneholmsverket i Malmö i reserv. I Uppsala har kommunen och Vattenfall samarbetat för att bygga ett stort batterilager för att lösa liknande problem i elförsörjningen.

Föreliggande rapport motiveras av den framväxande elbristen i Sveriges storstadsregioner. Enligt en rapport från teknikonsultföretaget Sweco (2020) är läget särskilt akut i Stockholm och Uppsala. Syftet med vår rapport är att ta fram förslag på hur marknaden kan bidra till att lösa problem med lokala obalanser i elförsörjningen och diskutera för- och nackdelar med dessa lösningar. Svenska kraftnät har omfattande planer på att bygga ut elnätet, men många projekt tar lång tid att genomföra, särskilt i urbana områden där nätutbyggnad är komplicerat. Swecos (2020) bedömning är att risken för lokal elbrist kommer minska i Stockholm och Uppsala fram mot 2030, men att den kommer öka på andra platser i landet. Rapporten tar därför kapacitetsbristerna i elnätet för givna och fokuserar på lösningar som kan implementeras inom ett par år.<sup>2</sup> Med en sådan kort tidshorisont handlar det främst om att utnyttja befintliga resurser i systemet på ett mer effektivt sätt. Det gäller att frigöra potentialen för en flexibel elförbrukning, men även att säkerställa lönsamheten av den befintliga elproduktionen. Det kan också bli aktuellt att återaktivera produktionskapacitet, och viss ny elproduktion och nya energilager kan tillkomma. De lösningar som vi föreslår kommer även förbättra marknaden på längre sikt. Att underlätta tillträde till marknaden för nya aktörer och förbättra nuvarande mekanismer är samhällsekonomiskt effektivt. Dessutom innebär kostnaderna för nätutbyggnad att det under alla förhållanden inte är samhällsekonomiskt effektivt att helt bygga bort alla flaskhalsar.

---

2. Analysen i rapporten bygger på nationalekonomisk teori. Även en viss insikt i hur elmarknaden fungerar är en fördel för att få fullt utbyte av delar av rapporten.

## 2. Utmaningen med elförsörjningen i storstadsområden

ENERGIFÖRSÖRJNINGEN I STORSTADSOMRÅDEN är beroende av el från omkringliggande regioner. Befolkningstätheten innebär både en hög elförbrukning och ett begränsat utrymme för att bygga ny lokal produktion såsom vindkraft. Dessutom är det särskilt dyrt och tidskrävande att bygga ut elnätet i tätbefolkade områden. Givet befintliga flaskhalsar i elnätet kommer tillförlitligheten i elsystemet vara beroende av att det finns tillräckligt flexibel kapacitet som kan säkerställa balansen i elförsörjningen.

Läget är enligt Sweco (2020) särskilt akut i Stockholm och Uppsala. Bedömningen är att nätet där inte riktigt klarar av att möta dagens behov av elöverföring. Sweco menar vidare att även Malmö och Västerås riskerar att hamna i samma akuta läge om befintliga förfrågningar på elöverföring skulle bli skarpa bokningar. Uppskattningen är att dessa lokala problem kommer minska runt 2030, men då förväntas motsvarande problem uppstå i andra regioner som Luleå, Skellefteå, Göteborg samt på Gotland och i Södermanland/Östergötland (Sweco 2020).

### 2.1 Elförsörjningen i Stockholm

Situationsbeskrivningen i detta avsnitt tar sin utgångspunkt i en rapport från Stockholms stad (2019) som redovisar effektsituationen i Stockholms kommun under 2018. Konkret omfattar detta elförbrukningen och elproduktionen i det regionnät som ibland omtalas som Stockholm City, och som ägs och drivs av nätföretaget Ellevio.<sup>3</sup> Den

---

3. Vattenfall Distribution äger och driver regionnätet i de 25 resterande kommunerna i

timvisa elförbrukningen i Stockholm har i genomsnitt varit ungefär 800 MWh under de senaste åren. Ellevio bedömer att elförbrukningen kan komma att öka med 3 procent årligen till följd av tillväxt och på grund av elektrifiering.

Det mesta av elen som används i Stockholm hämtas från resten av landet via det högspända transmissionsnätet. Ellevios abonnemang hos Svenska kraftnät har en kapacitet om 1 525 MW. Den befintliga kapaciteten är alltså ungefär dubbelt så hög som den genomsnittliga förbrukningen. I princip skulle man nästan kunna fördubbla elförbrukningen i Stockholm utan att öka kapaciteten i nätet och utan att någon elbrist skulle uppstå, under förutsättning att konsumtionen vore jämnt fördelad över året. Så är dock inte fallet.

Vintern 2017–18 uppgick det maximala effektbehovet till 1 721 MW i Stockholm, något som vida överstiger den abonnerade kapaciteten i nätet. I sådana lägen förlitar sig Stockholm på lokal elproduktion för att täcka efterfrågeöverskottet. Den lokala elproduktionen består nästan uteslutande av el från kraftvärmeverk som även levererar värme till hushållen. Dessa enheter ägs av energibolaget Stockholm Exergi och uppskattas kunna leverera 320 MW planerbar elproduktion. Den installerade kapaciteten är förvisso högre, men det produceras även mer värme när det är kallt, vilket innebär att kapaciteten att producera el sjunker vid sådana tillfällen. Den maximala elförbrukningen uppgick således till 93 procent av den totala planerbara kapaciteten under 2018. Baserat på ovanstående siffror, kan en mindre efterfrågeökning räcka för att en mycket ansträngd effektsituation ska uppstå i Stockholm. Det totala behovet av nätkapacitet beräknas att nästan fördubblas inom de kommande tio åren, från dagens nivå till 2 800 MW (Bergman och Diczfalusy 2020). Elförsörjningen i Stockholm kan därför förvärras ytterligare om några få år.

Förbrukningen för 2018 antyder emellertid att bristsituationer endast uppstår under korta tidsintervall. Förbrukningen var som högst eftermiddagen den 27 februari då temperaturen sjönk till  $-14^{\circ}\text{C}$ . Även om förbrukningen nådde en topp just den dagen, visar statistiken

---

Stockholms län. Dessa delas ibland in i Stockholm Norra (12 kommuner) och Stockholm Södra (13 kommuner); se Ruwaida m.fl. (2021).

att elförbrukningen underskred 1 500 MW innan klockan 08:00 på morgonen och efter klockan 19:00 på kvällen. För att minska risken för elbrist skulle således mycket vara vunnet om konsumenter kunde förmås att flytta sin elförbrukning över dygnet under timmar med ansträngd effektsituation.

## 2.2 Elförsörjningen i andra län

Utmaningen i Sveriges storstadsområden beskrivs bland annat i en rapport av länsstyrelserna i Skåne, Stockholm, Uppsala och Västra Götaland (Länsstyrelserna 2020). Förstärkningar av transmissionsnätet i Malmö var tänkta att realiseras först fram mot 2030, men dessa planer har sedan uppdaterats till följd av den ansträngda situationen. Vissa åtgärder har redan genomförts, medan de flesta andra beräknas vara slutförda senast 2024. Heleneholmsverket utgör sedan 2019 en kapacitetsreserv om 95 MW.

Uppsala län upplever en kraftigt ökad efterfrågan på el, men Svenska kraftnät har ingen ytterligare kapacitet att tilldela. Inom de närmsta åren kommer förstärkningar i nätet tillgängliggöra 100 MW importkapacitet, men effektsituationen beräknas ändå vara mycket ansträngd fram till nästa förstärkning 2030. Samtidigt dras den lokala planerbara elproduktionen med dålig lönsamhet, allt enligt Länsstyrelserna (2020).

Elektrifieringen av storskalig industri, utbyggnaden av hamnverksamhet och en planerad ny batterifabrik förväntas ge en kraftig ökning av effektbehovet i Västra Götaland<sup>4</sup> (Länsstyrelserna 2020). Än så länge finns det ingen kapacitetsbrist i elnätet, och en planerad förstärkning av nätet kommer vara klar 2027. Detta inkluderar en ny 400 kV-ledning längs västkusten. Västra Götaland är därför inte en av de regioner där man förväntar sig några större risker för lokal elbrist inom de närmsta åren. Stora elflöden genom det så kallade västkustsnittet i transmissionsnätet är dock problematiska av andra skäl, eftersom de riskerar driftssäkerheten. Den ansvariga myndigheten, Energimarknadsinspektionen, har därför beviljat Svenska kraftnät tillfälligt undantag

4. Notera att Västra Götaland är en stor region som bildats genom en sammanslagning av Göteborgs och Bohus län, Älvsborgs län samt större delen av Skaraborgs län.

från EU:s regler om tilldelning av nätkapacitet till utlandet, se avsnitt 4.1. Sådana åtgärder kan dock knappast anses vara del av en långsiktig lösning. Antagligen skulle problemet minska med ett nytt elområde på västkusten, men detta är inte en fråga som utreds i den här rapporten.

## 3. Möjliga tekniska lösningar för att avhjälpa elbrist

I LJUSET AV DE UTMANINGAR som beskrivits i föregående kapitel redogör vi i detta kapitel för några tekniska lösningar, konventionella såväl som okonventionella, som kan avhjälpa problemen med elbrist. Vissa kan genomföras på kort sikt, det vill säga inom ett par år, medan andra tar längre tid. Att dessa lösningar finns och går att genomföra betyder dock inte att de är företagsekonomiskt lönsamma eller samhällsekonomiskt försvarbara. Tanken är att de reformer som vi diskuterar senare i rapporten ska bidra till att marknaden väljer ut de mest effektiva tekniska lösningarna.

### 3.1 Kapacitet i transmissionsnätet

Som konstaterades i kapitel 2 är kapaciteten i transmissionsnätet för låg för att alltid tillgodose efterfrågan på el i Stockholmsområdet och på annat håll. Svenska kraftnät utför dock åtgärder för att permanent öka transmissionskapaciteten. När utbyggnaden är slutförd kommer kapaciteten in till Stockholm bli 2 800–3 000 MW, det vill säga ungefär dubbelt så hög som i dag (Stockholms stad 2019). Enligt Svenska kraftnät kommer dessa arbeten vara klara tidigast 2027. Ellevio har bedömt att det kan dröja till 2030 innan allt är klart (Stockholms stad 2019). Dock finns möjlighet att periodvis utöka kapaciteten genom tillfälligt abonnemang, beroende på effektsituationen i andra delar av nätet, samt faktorer som vindhastighet och utomhustemperatur. Kallare väder minskar risken för att ledningar överhettas, vilket gör det möjligt att öka kapaciteten i nätet genom *dynamic line rating* (Wallnerström m.fl. 2015). Eftersom efterfrågan är särskilt hög i just kallt väder, har



tillfälliga abonnemang potentialen att underlätta kapacitetsbristen i elnätet. Svenska kraftnät har vid ett flertal tillfällen under de senaste tio åren säkrat elförsörjningen till Stockholm genom att tillåta importen att överskrida den abonnerade nätkapaciteten när den lokala produktionen har varit otillräcklig (Stockholm stad 2019). Sådana lösningar har också bidragit till att förbättra effektsituationen i Skåne (Länsstyrelserna 2020). Svenska kraftnät (2022) beskriver hur man kommer arbeta för att öka överföringskapaciteten på kort sikt.

### 3.2 Planerbar elproduktion

Den viktigaste planerbara elproduktionen i storstadsområden kommer från fjärrvärmeverk. Stockholm Exergi driver för nuvarande sex fjärrvärmeverk i Stockholm, av vilka fem producerar el i tillägg till värme. Ett nytt fjärrvärmeverk planeras i Lövsta. El från nya fjärrvärmeverk bidrar till att öka utbudet på längre sikt, men har små möjligheter att lösa elbrist på kort sikt, bland annat till följd av långa ledtider i ansökningarna. En annan möjlighet är produktion genom gasturbiner, och sådana finns på flera håll. Till exempel förfogar Stockholm över enheter avsedda för nödsituationer (Stockholms stad 2019). En av dessa är en gasturbin om 50 MW i Värtaverket som ingår i Svenska kraftnäts störningsreserv. Det finns dessutom en gasturbin om 40 MW i Högdalen som för närvarande inte är i drift. Man kan även inventera nedlagda reservkraftverk och undersöka om det är möjligt att återstarta dessa. Ett exempel är Öresundsverket med 440 MW installerad kapacitet. Ett annat är kraftvärmeverket i Uppsala med 100 MW produktionskapacitet (Länsstyrelserna 2020).

### 3.3 Vind och solkraft

Under de senaste åren har det mesta av investeringarna i ny elproduktion gjorts i vindkraft. På grund av befolkningstätheten och andra restriktioner är en storskalig utbyggnad av landbaserad vindkraft emellertid inte en lämplig strategi för att lösa försörjningsproblemen i storstäderna. Problemet förvärras av att många kommuner i Stockholm har exkluderat utbyggnad av vindkraft från sina detaljplaner. Ett möjligt alternativ är havsbaserad vindkraft, och flera sådana projekt är i planeringsfasen. Hexicon, som utvecklar flytande vindkraftsparker,

planerar tre sådana utanför kusten i södra Sverige med en installerad effekt på upp till 4,5 GW. En annan projektutvecklare, Njordr Offshore Wind, planerar en havsbaserad vindkraftspark öster om Stockholm med förväntad produktion upp till 20 TWh per år. Produktionen från havsbaserade vindkraftsanläggningar har högre förutsägbarhet än produktion från landbaserade vindkraftverk. Däremot kan storskaliga projekt som de ovan inte bidra till att lösa försörjningssituationen på kort sikt eftersom planeringshorisonten innebär att de sannolikt inte kommer kunna producera el i någon större mängd förrän efter 2030, i den mån dessa projekt ens blir godkända.

Solel har traditionellt varit en försumbar energikälla i Sverige och stod endast för tre promille av landets samlade elproduktion 2020. I storstadsområden har den dock bättre lokala förutsättningar än vindkraft, eftersom hushåll kan installera solcellspaneler för mikroproduktion. Bidraget från solel skulle emellertid vara begränsat under topplasttimmar vintertid.

### 3.4 Flexibel energiförbrukning

En huvudorsak till den ökande risken för elbrist är att efterfrågan till stor del är oberoende av resurssituationen i elsystemet. Som statistiken från Stockholm antyder, skulle resursbristen minska om konsumenter utjämnade elförbrukningen genom att flytta efterfrågan från timmar med hög belastning på elnätet, så kallad höglast, särskilt vardagar 16.00–19.00, till timmar med lägre elförbrukning. Möjligheterna att uppnå en sådan utjämning i konsumtionen över dygnet ökar i takt med den tekniska utvecklingen. På hushållsnivå är det särskilt värt att nämna digitaliserade termostater som styr uppvärmningen för att optimera individuella hushålls energiförbrukning. Sådana termostater kan programmeras för att ta hänsyn till variationer i elpriset för hushåll med timmätning av sin elförbrukning och abonnemang med rörligt elpris. Ett exempel på en sådan leverantör är företaget Ngenic. Exempel på flexibel timanpassning av förbrukningen i mer industriell skala är flexibel styrning av belysning i växthus och flexibel användning av värmepumpar i fastigheter (Ruwaida m.fl. 2021). Det finns avtal med ett urval större elförbrukare i Stockholm om bortkoppling vid nödsituationer (Ruwaida m.fl. 2021). Sådana avtal kan eventuellt utvidgas till att omfatta ett större antal industriella konsumenter.

### 3.5 Energilager

Energilager kan användas för att jämna ut elförbrukningen över tiden genom att de laddar under timmar när elförbrukningen är låg, under så kallad låglast, för att sedan mata ut den lagrade elen på nätet under timmar med hög förbrukning. Laddning och urladdning av elbilar genom laddstolpar och andra anslutningar är exempel på energilager på hushållsnivå som kan användas i elförsörjningen. Sveriges största batterilager som finns i Uppsala utgör ett exempel på energilager i industriell storlek. Andra exempel är de färjor som ligger vid kaj i Stockholm, Kapellskär och Nynäshamn och som bidrar med flexibilitet till elnätet (Ruwaida m.fl. 2021).

### 3.6 Flexibel och integrerad fjärrvärme

Fjärrvärmeverkens kapacitet att producera elektricitet beror bland annat på utomhustemperaturen. Vid kallare väder ökar efterfrågan på fjärrvärme, vilket i sin tur minskar kapaciteten att producera el. Genom att öka värmeproduktionen under timmar med lägre efterfrågan på el och minska den i perioder med högre last, skulle man frigöra kapacitet som vid behov kan producera mera el under höglastperioder. Detta kräver dock att fjärrvärmeverken skriver avtal med sina kunder om att tolerera de svängningar i inomhustemperaturen som en variabel värmeproduktion eventuellt skulle ge upphov till. En annan variant är geografiskt integrerade fjärrvärmesystem. Genom att koppla fjärrvärmeverk via en sammanbunden infrastruktur kan fjärrvärmeverk, som befinner sig utanför ett område med elunderskott, pumpa in mer värme i systemet för att frigöra kapacitet att producera mer el i sådana verk som befinner sig innanför ett område med elbrist. Regionala fjärrvärmenät finns i dag på ett antal orter i Sverige (Liljeblad m.fl. 2015), och planer för ytterligare integration finns exempelvis i Skåne.

### 3.7 Mobila kraftverk

Mobila kraftverk är enheter som är avsedda att avhjälpa lokala elsystem med tillfällig resursbrist runt om i världen. Dessa finns att hyra och kan installeras med kort varsel var som helst i region- eller lokalnät där ytterligare produktionskapacitet behövs. Det finns flera leverantörer

av sådana gaskraftverk. General Electric erbjuder exempelvis ett mobilt gaskraftverk med en kapacitet om 33 MW, som kan installeras på så kort tid som elva dagar.<sup>5</sup> Fördelar med mobila gaskraftverk är deras höga tillförlitlighet och flexibilitet liksom att de går att hyra endast så länge det finns behov av tillfällig kapacitet. Ett annat alternativ är dieselgeneratorer, som dock är mindre miljövänliga.

---

5. Tillståndsprocessen tar antagligen längre tid.

## 4. Elmarknaden i korthet

DET FYSISKA ELSYSTEMET består av anslutningspunkter (noder) sammankopplade genom ett ledningsnät. Huvudpulsådern är det högspända transmissionsnätet, som utgör den delen av ledningsnätet som har en spänning om minst 220 kilovolt (kV). Kärnkraft, vattenkraft och annan storskalig elproduktion är kopplade till transmissionsnätet genom noder för produktion.<sup>6</sup> Resten är anslutningspunkter för förbrukning där transmissionsnätet ansluter till regionala elnät. Regionnäten har spänningsnivåer i intervallet 30–130 kV. Viss elproduktion och elintensiva industrianläggningar, som stålverk och pappersbruk, är kopplade till regionnätet genom noder för förbrukning. Regionnäten överför även el till de lågspända lokalnäten som ansluter hushåll och andra mindre konsumenter till systemet. Det svenska elsystemet är en del i det integrerade europeiska elsystemet genom högspända överföringsförbindelser till våra nordiska grannländer samt Litauen, Polen och Tyskland.

Det ekonomiska elsystemet består av två huvuddelar. Den ena är den avreglerade marknaden för *handel* med el, den andra är den reglerade marknaden för *överföring* av el.<sup>7</sup> Orsaken till regleringarna är att

---

6. Svenska kraftnät tillämpar tröskelvärdet att en anläggning måste ha en inmatnings- eller uttagskapacitet om minst 100 MW för att anslutas till transmissionsnätet, [svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/anslut-till-transmissionsnätet/](https://svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/anslut-till-transmissionsnätet/).

7. Omregleringen genomfördes 1996 som en del av den nordiska reformvägen av elmarknaden. För den som önskar läsa mer om bakgrunden, hänvisar vi till Holmberg och Tangerås (2020). Inför varje tillsynsperiod beräknar Energimarknadsinspektionen en intäktsram för varje enskilt nätföretag baserat på företagets förväntade kostnader. Nätföretagets totala nättariffer får ej överstiga intäktsramen för reglerperioden som helhet.

kostnaden för konkurrerande infrastruktur begränsar möjligheten att uppnå en fungerande konkurrens avseende elöverföring. Transmissionsnätet ägs av det statliga affärsverket Svenska kraftnät som även är delägare i de flesta överföringsförbindelserna med utlandet. Regionnäten ägs till största delen av Vattenfall, E.ON och Ellevio. Nätföretagen som äger och driver lokalnäten kan vara både privata och offentliga. Denna rapport handlar främst om den avreglerade elmarknaden.<sup>8</sup>

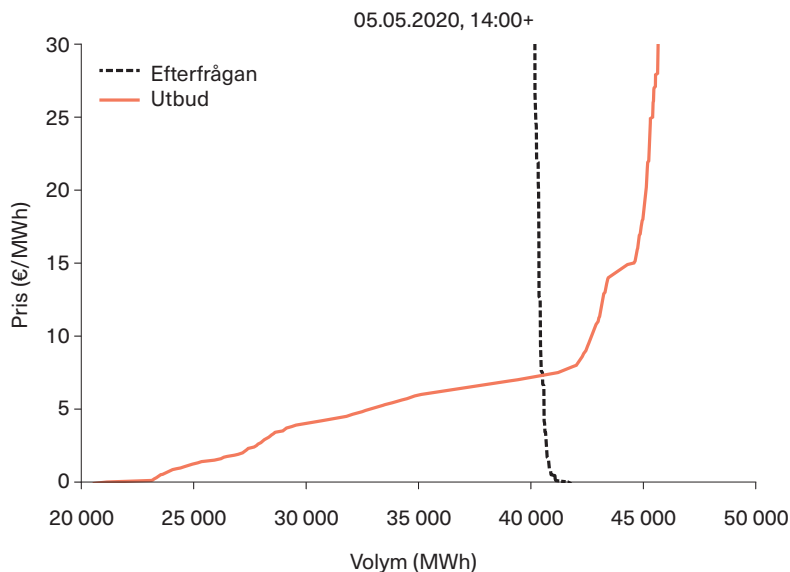
Det mesta av elen som produceras i Norden säljs på elbörsen *Nord Pool Spot*. Sedan juni 2020 finns det även en konkurrerande elbör, *EPEX Spot*, och Nasdaq planerar att starta en tredje börs.<sup>9</sup> Syftet med en elbör är att producenter, industriella konsumenter och elhandlare ska kunna handla el på marknadsmässiga villkor. Den största av Nord Pools marknader är *dagen-före-marknaden*. Detta är en grossistmarknad där elhandelsföretag och stora industriella konsumenter köper sin el från producenterna. Under 2020 såldes 372 TWh el på dagen-före-marknaden, vilket utgjorde 89 procent av produktionen i Nord Pool-området det året.<sup>10</sup> Till följd av sin storlek är dagen-före-marknaden av fundamental betydelse för hela elmarknaden. Till exempel sätts priserna som hushållen betalar för sin elförbrukning som ett påslag på dagen-före-priset. Det utgör även referenspris för de finansiella kontrakt som marknadsaktörerna använder för att prissäkra sin produktion och förbrukning.

På dagen-före-marknaden anger producenterna varje dag innan klockan tolv hur mycket el de önskar sälja till olika priser varje timme under nästa dygn. På samma sätt lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud på hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje timme nästa dygn. Det högsta tillåtna priset är 3 000 EUR/MWh (euro per MWh). Man har även rätt att bjuda negativa priser, och det lägsta tillåtna priset är -500 EUR/MWh. Ägarna av transmissionsnäten anger den tillgängliga nätkapaciteten per timme. Därefter skapas en utbudskurva för varje timme nästa dygn genom att lägga ihop alla inkomna säljbud för den timmen samt en efterfrågekurva genom att summera alla köpbud för samma timme för alla elbörserna

8. För den som önskar läsa om den reglerade marknaden för elnät, hänvisar vi till Bergman och Diezfalusy (2020). Vi diskuterar nättariffer i kapitel 6.

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

10. Handels- och produktionsdata från nordpoolgroup.com.

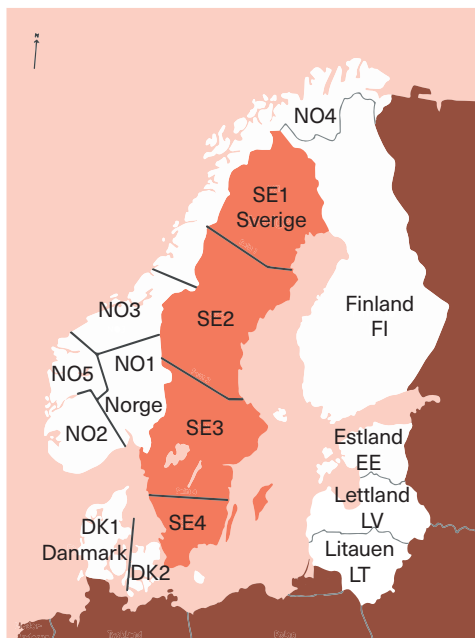
**Figur 1.** Utbuds- och efterfrågekurvor på systemnivå, kl. 14–15 den 5 maj 2020.

Källa: Nord Pool nordpoolgroup.com.

gemensamt. *Systempriset* på dagen-före-marknaden för gällande timme sätts till den nivå där utbudet är lika med efterfrågan.

Figur 1 visar utbuds- och efterfrågekurvorna för leveranstimme 14.00–15.00 den 5 maj 2020. Systempriset var 7,32 EUR/MWh. Efterfrågan är mycket okänslig för prisändringar, vilket till stor del beror på att hushåll och andra små konsumenter har långsiktiga leveransavtal. Denna okänslighet innebär att priset riskerar bli mycket högt under vissa timmar.

En stor del av elen produceras med vattenkraft i norr, medan det mesta av den konsumeras i södra Sverige. Till följd av dessa regionala obalanser mellan produktion och förbrukning uppstår ofta flaskhalsar eftersom elnätet inte har tillräcklig kapacitet för att hantera alla flöden

**Figur 2.** Indelningen i elområden på Nord Pool 2021.

Källa: Svenska kraftnät svk.se.

från norr till söder som behövs för att balansera utbud och efterfrågan i Sverige till systempriset. Obalanser uppstår typiskt under höglasttimmar eftersom en ökning av elförbrukningen i storstadsområden som Malmö och Stockholm ger underskott av lokal elproduktion. Behovet att överföra el överstiger då kapaciteten i transmissionsnätet. För att återspegla sådana flaskhalsar i elnätet är dagen-före-marknaden indelad i femton elområden på Nord Pool. Denna indelning återspeglar att det finns risk för kapacitetsbrist i transmissionsnätet mellan de olika elområdena. Norge har fem elområden, Sverige har fyra och Danmark har två. Finland och de baltiska länderna utgör ett elområde vardera. Figur 2 illustrerar denna indelning.

För att hantera flaskhalsarna skapas ett enskilt elpris för varje elom-



råde med begränsad överföringskapacitet. Genom att elpriset går ner i elområden med överskott av elproduktion och upp i elområden med underskott av elproduktion, minskar utbudet av el i de förra elområdena medan utbudet ökar i de senare elområdena. Den förbättrade balansen mellan utbud och efterfrågan inom varje elområde minskar behovet att handla med el mellan de olika elområdena. Elområdespriserna ändras till dess att flödena av el matchar den angivna kapaciteten i transmissionsnätet. Vi diskuterar denna prismekanism i avsnitt 4.1.

Det är överskott av vattenkraft i norra Sverige och underskott av produktion i södra Sverige. Det medför att elpriset är lägre i elområdena SE1 och SE2 än i elområdena SE3 och SE4 när det uppstår flaskhalsar i överföringen av el från norr till söder. De regionala prisskillnaderna kan ibland bli stora. Till exempel kostade elen mindre än 10 öre/kWh på elbörsen i SE1 och SE2 under leveranstimmen 8.00–9.00 den 26 juni 2020, medan elpriset var drygt 75 öre/kWh i SE3 och SE4 under samma timme. I jämförelse var systempriset under 6 öre/kWh. Stora bortfall av kärnkraft i södra Sverige samt begränsad vindkraftsproduktion och problem med nätkapaciteten som begränsade importen från Norge var viktiga orsaker till dessa och liknande prisskillnader som uppstod sommaren 2020. Tabell 1 visar prisskillnaden på dagen-före-marknaden mellan olika elområden i Sverige, beräknad som ett årligt genomsnitt per timme för perioden 2013 till 2021. Skillnaderna var små de första åren för att därefter närmast explodera under 2020.<sup>11</sup>

All elförbrukning inom ett enskilt elområde betalar det lokala elområdespriset, och all produktion inom samma elområde ersätts med det lokala elområdespriset. Det är transmissionsnätets ägare som tjänar på prisskillnaderna mellan elområdena när det finns flaskhalsar i elnätet. *Flaskhalsintäkterna* mellan två elområden beräknas som prisskillnaden multiplicerat med handeln mellan de två områdena. Svenska kraftnät får flaskhalsintäkter genom att exportera billig el från producenter i norr till konsumenter i söder.<sup>12</sup> Den nordiska elmarknaden är i sin tur integrerad med den kontinentala elmarknaden. Detta innebär exempelvis att elpriset i SE4 är detsamma som i Tyskland när det finns

11. SE1 och SE2 utgör ett gemensamt elområde nästan hela tiden, så därför redovisar tabellen jämförelser med SE1 och SE2 gemensamt.

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

**Tabell 1.** Årliga genomsnittliga prisskillnader Nord Pools dagen-före-marknad, 2013–21.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SE4-SE1/2	2 %	1 %	8 %	2 %	4 %	4 %	5 %	137 %	125 %
SE3-SE1/2	1 %	1 %	4 %	1 %	1 %	1 %	1 %	72 %	70 %
SE4-SE3	1 %	1 %	4 %	1 %	3 %	4 %	4 %	53 %	39 %

Källa: Nord Pool nordpoolgroup.com.

tillräcklig kapacitet för att hantera handelsflödena mellan länderna. När nätkapaciteten med utlandet är begränsad, uppstår det även flaskhalsintäkter på utlandsförbindelserna.

En teknisk detalj, med relevans för senare kapitel, är att det även finns flera *virtuella elområden* i Norden. Dessa används på elbörsen för att hantera överföringar med högspänd likström (HVDC). Till skillnad mot traditionella växelströmsöverföringar är flödet genom HVDC-länkar styrbart, men de kan å andra sidan inte ställa om flödet så snabbt. Geografiskt är virtuella elområden placerade vid ändpunkterna på HVDC-överföringar, och ekonomiskt är de placerade inuti ett omgivande konventionellt elområde. Det finns inga köp- eller säljbud inuti ett virtuellt elområde, men elbörsen beräknar ändå ett virtuellt pris för området. Det virtuella priset påverkar flödet i nätet, men inte den ekonomiska avstämningen. Där antas priset i ett virtuellt elområde vara detsamma som priset i det omgivande elområdet.<sup>13</sup>

Mängden el som matas in på nätet måste hela tiden och överallt motsvara elförbrukningen för att undvika kostsamma störningar och avbrott i elsystemet. I Sverige har Svenska kraftnät det övergripande *systemansvaret* (ellag 1997:857, 8 kap. 1 §). Det mesta av den planerade elproduktionen och förbrukningen handlas på dagen-före-marknaden. Dessa volymer handlas emellertid så tidigt som 36 timmar före leverans. Därefter kan det uppstå behov för elbolagen att ändra sina

13. Information om virtuella elområden har inhämtats från Nordic FBG (statnett.no).

produktionsplaner och för elintensiv industri eller elhandlare att modifiera sina förbrukningsplaner allt eftersom ny information når marknaden i form av uppdaterade prognoser för väder och elförbrukning, eller att tillgängligheten i elproduktionen eller överföringsnätet förändras. Utmaningen att balansera systemet har ökat i takt med utbyggnaden av vindkraft, vilket har gjort det svårare att förutspå tillgänglig elproduktion en dag i förväg.

Indelningen i elområden är menad att återspegla viktiga flaskhalsar i transmissionsnätet, men ibland uppstår även flaskhalsar inom enskilda elområden som ger upphov till lokala obalanser mellan den planerade produktionen och den förväntade elförbrukningen. I nästa avsnitt beskriver vi de viktigaste verktygen för att hantera kortsiktiga obalanser i elförsörjningen.

#### 4.1 Hantering av obalanser i elproduktion och förbrukning i dag

Svenska kraftnät har det övergripande systemansvaret för elförsörjningen i Sverige. För att förenkla denna uppgift finns regler som ska säkerställa att elbolagen har ekonomiskt intresse av att uppnå en balans mellan den mängd el de säljer och vad de producerar, för varje leveranstimme och inom varje elområde. Även elhandlare och industriella konsumenter har intresse av att uppnå en balans mellan den el de köper och vad de använder till följd av dessa regler. Kortfattat måste varje företag med *balansansvar* betala en avgift till Svenska kraftnät i den mån företaget bidrar till att förvärta en befintlig obalans.<sup>14</sup>

Kostnaderna för att bidra till obalans i elsystemet gör att marknadsaktörerna kan tjäna på att hantera förväntade avvikelser innan leveranstimmen. En viktig marknad där företag kan justera sina positioner är Nord Pools *intradag-marknad*. Denna öppnar två timmar efter att dagen-före-marknaden har stängt och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. Intradag-marknaden fungerar ungefär som en aktiemarknad där företag lägger köp- och säljbud som klareras löpande. Intradag-marknaden följer elområdesindelningen. Den kontinuerliga handeln innebär att priset kan skilja sig åt över handelsperioden, även

14. Det finns ungefär 40 balansansvariga parter på den svenska elmarknaden, för en lista över dessa, se [mimer.svk.se/Company/Search](http://mimer.svk.se/Company/Search).

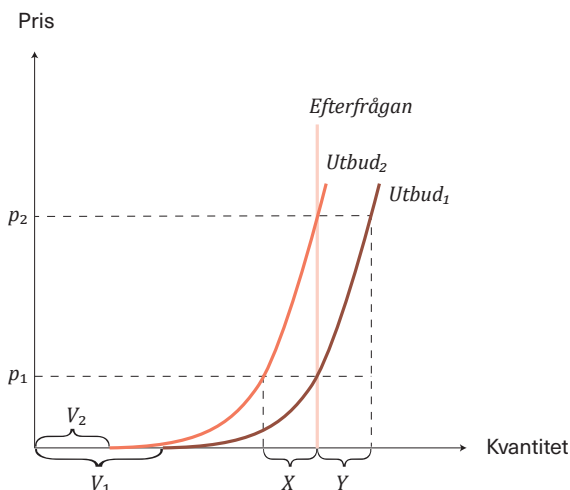
för kontrakt med samma leveranstimme.

Svenska kraftnät hanterar en rad marknader för reservkraft för att säkerställa balansen i elförsörjningen. Dessa skiljer sig åt avseende vilka krav som gäller för hur snabbt kapaciteten kan aktiveras. På reglerkraftmarknaden, eller *manual frequency restoration reserve* – *mFRR*, är kravet att produktion ska kunna startas inom femton minuter efter att Svenska kraftnät har begärt aktivering.<sup>15</sup> Budgivningen till denna marknad stänger 45 minuter innan leveranstimmen och fungerar på ett liknande sätt som dagen-före-marknaden.

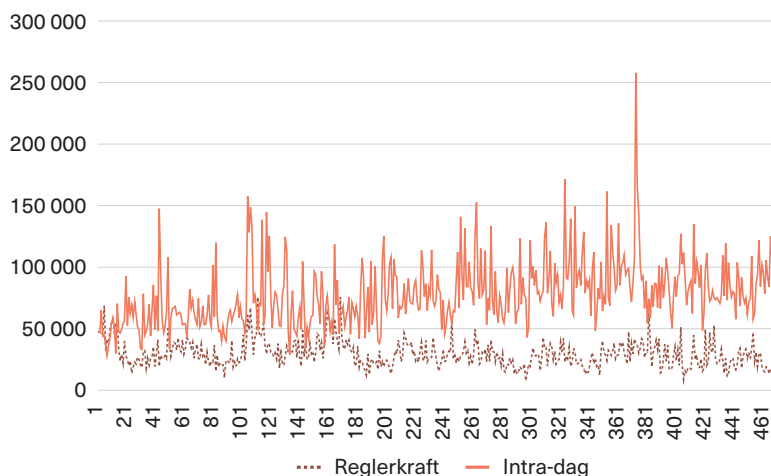
Vi illustrerar reglerkraftmarknaden i figur 3. Här är den faktiska *Efterfrågan* densamma som planerat. Vi studerar två scenarier. För enkelhets skull bortser vi från intradag-handeln. I det första scenariot förväntar sig elbolagen att det kommer blåsa mycket dagen efter när de lägger in sina bud. De bjuder därför in  $V_1$  MWh vindkraft till priset noll. Givet utbudskurvan  $Utbud_1$  för annan produktion, blir dagen-före-priset lika med  $p_1$  den timmen. Senare visar det sig att det blåser mindre än vad man räknat med, så vindkraften kommer endast leverera  $V_2$ . Bortfallet av vindkraft skiftar utbudskurvan inåt till  $Utbud_2$ , vilket skapar ett elunderskott om  $X = V_1 - V_2$  vid dagen-före-priset  $p_1$ . Svenska kraftnät hanterar detta underskott på reglerkraftmarknaden. Till *uppregeringspriset*  $p_2$  är bolag med flexibel kapacitet villiga att öka sin produktion med  $X$ .<sup>16</sup> De ersätts med totalt  $p_2 X$  för sin uppregering, vilket måste betalas av den eller de bolag som har balansansvaret för de  $V_1$  MWh som bjudits in på dagen-före marknaden. Den planerade produktionen  $V_1$  ersätts fortfarande till dagen-före-priset  $p_1$  och det är även detta pris som elhandlare och industriella konsumenter betalar för sin förbrukning den timmen. Vindkraftens nettokostnad för sin obalans är lika med skillnaden  $p_2 - p_1$  mellan uppregeringspriset och dagen-före-priset multiplicerat med den upphandlade volymen  $X$ .

15. De tre andra kortsiktiga marknaderna för reserver är *FCR-Normal* (1–3 minuter), *FCR-Disturbance* (5–30 sekunder) och *aFRR* (2 minuter); se <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/> för information. Det finns även en störningsreserv och en strategisk effektreserv som kan användas för att balansera elsystemet. Holmberg och Tangerås (2020) diskuterar några av dessa reserver i detalj.  
16. Det finns även flexibla förbrukningsreserver som kan öka och minska sin elanvändning i balanssyfte. Dessa skiljer sig inte fundamentalt från produktionsreserver, så vi fokuserar här på de senare för enkelhets skull.

**Figur 3.** Reglerkraftmarknaden används huvudsakligen för att parera chocker i vindkraftsproduktionen. Figuren visar två scenarier för vindkraftsproduktionen,  $V_1$  och  $V_2$ .



I det andra scenariot är förväntan att vindkraften ska producera  $V_2$  MWh när man lägger in buden på dagen-före marknaden. Dagen-före priset blir därför  $p_2$  givet utbudskurvan  $Utbud_2$  för resterande produktion. Nu visar det sig att det blåser mer än vad man tidigare räknat med, så vindkraften kommer leverera  $V_1$ . Utbudet skiftar därför utåt till  $Utbud_1$ , vilket skapar ett elöverskott om  $Y = V_1 - V_2$  till dagen-före-priset  $p_2$ . Även detta överskott kan hanteras via reglerkraftmarknaden. Till *nedregleringspriset*  $p_1$  är bolagen med flexibel kapacitet villiga att köpa tillbaka el, så att de kan minska sin produktion med  $Y$ . I praktiken betalar de ägarna till vindkraften  $p_1 Y$  för att vindkraften ska ta över produktionen av  $Y$  MWh. Bolagen med flexibel kapacitet tjänar därmed  $(p_2 - p_1)Y$  på sin handel, vilket är mer än de skulle ha gjort om de själva hade producerat  $Y$  MWh. Priset som elhandlare och industriella konsumenter betalar för sin förbrukning den timmen är lika med dagen-före-priset  $p_2$ . Reglerkraftmarknaden är således en marknad där elbolagen balanserar om sin produktion och förbrukning och kompenserar varandra för detta, ungefär samma som på intradag-marknaden.

**Figur 4.** Balansvolym (MWh) i Sverige per vecka 2013–21.

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

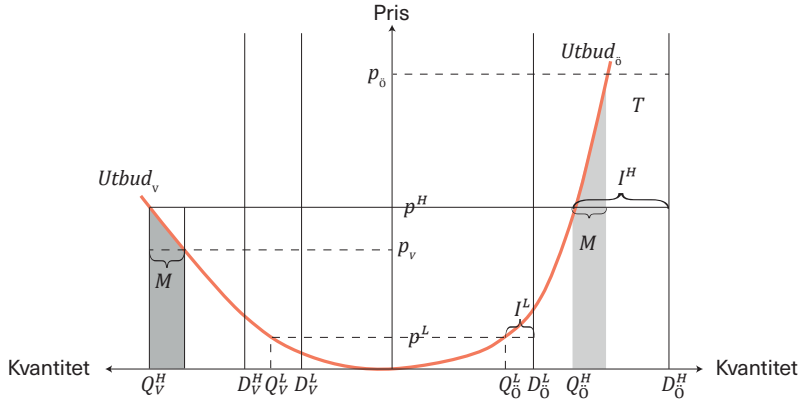
Behovet att justera den planerade produktionen har ökat i takt med att en större andel av produktionskapaciteten består av väderberoende elproduktion som vind- och solkraft. Marknaderna för balansering blir därför allt viktigare. Figur 4 visar utvecklingen i volymerna av balanskraft under perioden 2013 till 2021 summerad över alla fyra elområden i Sverige. Den heldragna linjen utgör totalen av de accepterade köp- och säljbuden på Nord Pool:s intradag-marknad vecka för vecka under mätperioden. Dessa volymer uppvisar stor variation, men man kan ändå urskilja en trendmässig ökning. Handelsvolymerna närapå fördubblades under perioden, från 58 GWh i genomsnitt per vecka under 2013 till 92 GWh under 2020. Som mest handlades 257 GWh på intradag-marknaden, under vecka 7 2020. Den prickade linjen visar summan av upp- och nedregleringsvolymerna på Svenska kraftnäts reglerkraftmarknad vecka för vecka under samma period. Även dessa varierar mycket mellan olika veckor. Här ser vi dock inga trender. De genomsnittliga veckovolymerna pendlar runt 30 GWh, och variationen är nästan densamma för varje år.

Utifrån dessa data verkar det som om bolagen främst hanterar sina balansbehov på intradag-marknaden och inte på reglerkraftmarknaden. Detta är konsistent med att marknadsaktörerna önskar balansera sina portföljer i största möjliga mån innan leveranstimmen för att undvika onödiga avgifter. Det är positivt att de ökade balansbehoven hanteras på intradag-marknaden, eftersom alla typer av kraftverk kan delta där medan endast utvalda enheter som uppfyller vissa tekniska krav kan delta på reglerkraftmarknaden.

Marknadsdesignen – med en dagen-före-, intradag- och reglerkraftmarknad som gemensamt upprätthåller balansen i elsystemet – målar upp en idealbild som skymmer en del fundamentala utmaningar. Särskilt i SE4 finns det begränsad flexibel kapacitet att använda för uppreglering när vindkraften inte levererar den mängd el som man har planerat för. I figur 3 innebär detta att det inte nödvändigtvis finns lokal kapacitet  $X$  för att kompensera bortfallet av vindkraft. Ett sätt att frigöra kapacitet vore att begränsa överföringen av el till Danmark och kontinenten vid de tillfällen Sverige exporterar el till utlandet genom SE4. EU-kommissionen har dock bedömt att sådana förfaranden kan strida mot unionens konkurrensregler. Det skulle även kunna strida mot regeln i EU:s elmarknadsförordning som anger att systemansvariga måste tillgängliggöra minst 70 procent av den installerade överföringskapaciteten för marknaden (EU 2019). En annan lösning är att begränsa kapaciteten i elnätet *inom* Sverige. Genom att tilldela mindre överföringskapacitet mellan norra och södra Sverige till dagen-före-marknaden, pressas priset upp i södra Sverige. Detta ökar i sin tur produktion av el som aktiveras på dagen-före-marknaden i södra Sverige och angränsande länder. Den kapacitet som frigörs i elnätet kan användas vid behov för att hantera kortsiktiga obalanser. En sådan lösning innebär att flexibel produktion i norra Sverige används för att upprätthålla balansen i södra Sverige. Men att begränsa överföringskapaciteten inom Sverige på dagen-före-marknaden riskerar också att strida mot 70-procentsregeln.

Det kan även uppstå flaskhalsar *inom* elområdena, så kallade interna flaskhalsar, som måste hanteras för att upprätthålla balansen i systemet. Detta gäller i synnerhet i SE3 och SE4 där Svenska kraftnät kan behöva betala vissa anläggningar för att öka produktionen och få betalt från andra som ges rätten att minska produktionen. Sådan *omdirigering* illustreras i figur 5.

**Figur 5.** Omdirigering används för att hantera interna flaskhalsar. Den vänstra delen av figuren svarar mot den lokala marknaden väster om en sådan flaskhals, medan den högra delen av figuren illustrerar marknaden öster om flaskhalsen.



Inom det enskilda elområdet finns två regioner: *Väst* och *Öst* som anges i vänstra respektive högra delen av figuren. För området SE3 svarar regionen *Öst* mot Stockholm och *Väst* svarar mot resten av SE3. I figuren anges kvantiteter på  $x$ -axeln och priser på  $y$ -axeln.  $Utbud_v$  är utbudskurvan i *Väst* och anger hur mycket el producenterna där är villiga att leverera till olika priser. Ju högre pris, desto mer el levereras till marknaden. På motsvarande sätt utgör  $Utbud_o$  utbudskurvan i *Öst*. Efterfrågan på dagen-före-marknaden är väldigt okänslig för ändringar i priset och anges därför som vertikala linjer i figuren. Vi jämför en timme med låglast och en med höglast. Efterfrågan i *Väst* är lika med  $D_v^L$  i låglasttimmen och  $D_v^H$  i höglasttimmen. I *Öst* är efterfrågan lika med  $D_o^L$  i timmen med låglast och  $D_o^H$  i timmen med höglast.

Till priset  $p^L$  är utbudet  $Q^L = Q_v^L + Q_o^L$  inom elområdet lika med efterfrågan  $D^L = D_v^L + D_o^L$  under låglasttimmen. Vi antar att det varit billigare och enklare att bygga elproduktion i *Väst* än i den urbana regionen *Öst*, så därför importerar *Öst*  $I^L = D_o^L - Q_o^L$  från *Väst* i låglasttimmen. Under timmen med höglast krävs ett högre pris  $p^H$  för



att klarera efterfrågan  $D^H = D_V^H + D_O^H$  inom elområdet med utbudet  $Q^H = Q_V^H + Q_O^H$ . Importbehovet stiger till  $I^H = D_O^H - Q_O^H$ . Nu uppstår dock en intern flaskhals, eftersom kapaciteten  $T$  mellan Väst och Öst är otillräcklig,  $T < I^H$ , för att hantera de elflöden som uppstår inom elområdet till dagen-före-priset  $p^H$ .

Normalt hanteras interna flaskhalsar varken på dagen-före-marknaden, intradag-marknaden eller någon av Svenska kraftnäts reservkraftmarknader, eftersom alla dessa är definierade på elområdesnivå. Det innebär att interna flaskhalsar kan uppstå även om alla producenter, elhandlare och industriella konsumenter uppfyller sina produktions- och förbrukningsåtaganden. Då måste Svenska kraftnät balansera marknaden på annat sätt, exempelvis genom omdirigering.<sup>17</sup> Omdirigering innebär för det första att Svenska kraftnät betalar lokal produktion i Öst för att öka sin produktion. I figuren måste dessa öka sin produktion med  $M = I^H - T$  eftersom detta utgör produktionsunderskottet i region Öst när man tar hänsyn till den faktiska importkapaciteten  $T$  i stället för att utgå från det önskade handelsflödet  $I^H$ .

För att bestämma ersättningen utgår Svenska kraftnät från de bud som har lagts på reglerkraftmarknaden. När Svenska kraftnät handlar omdirigering, gäller *betalning enligt bud-principen* (pay-as-bid) i stället för marginalprissättning. I så fall blir Svenska kraftnäts kostnad för omdirigering i Öst under höglasttimmen lika med det ljusgrå fältet i figur 5. I region Väst är problemet i stället överproduktion. Där säljer Svenska kraftnät produktionsnerdragningar. De inkomster som Svenska kraftnät får in på detta, är lika med det mörkgrå fältet i figur 5. Omdirigering ger ett underskott för Svenska kraftnät, eftersom kostnaden för elbolagen i region Öst av att öka produktionen med  $M$  överstiger värdet i Väst av att minska produktionen motsvarande  $M$ .

Ett alternativ till omdirigering är upphandling av lokal produktion som en långsiktig reserv. Denna lösning har implementerats i Stockholm där Svenska kraftnät har tillfört Stockholm Exergi så kallade elberedskapsmedel för att de ska hålla en viss kapacitet i beredskap. Denna ersättning uppstår även om kapaciteten sedan inte aktiveras.

Balansansvaret beräknas på elområdesnivå. Ingen marknadsaktör är

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

därför ansvarig för att Svenska kraftnät har kostnader för omdirigering och kapacitetsbetalningar. Dessutom kan kortsiktiga obalanser uppstå ifall kapaciteten i transmissionsnätet skiljer sig från det som bjöds in på dagen-före marknaden. Kapacitetsbetalningar, omdirigering och obalanser i transmissionsnätet räknas under gällande nätreglering som icke-påverkbara löpande kostnader, vilka Svenska kraftnät har rätt att få full ersättning för. Dessa kostnader fördelas schablonmässigt över konsumenterna och producenterna.<sup>18</sup> Svenska kraftnät kan även acceptera bud på reglerkraftmarknaden med syftet att reglera spänningen i nätet. Allmänt brukar åtgärder av Svenska kraftnät som syftar till att säkerställa nätdriften, inklusive omdirigering, kallas för *specialreglering*.

## 4.2 Fyra problem som bidrar till lokal elbrist

Det finns fyra problem med dagens elmarknad, som bidrar till lokal elbrist. Ett problem är att produktion i storstäderna riskerar att läggas ned, trots att denna produktion är kritisk för att undvika lokal elbrist. Därför har regeringen och Svenska kraftnät medverkat till uppmärksammade tillfälliga lösningar på elbristen på olika håll i landet. Bland annat får Stockholm Exergi ersättning för att uppgradera sitt fjärrvärmeverk i Värtan. Detsamma gäller E.ON för att hålla Heleneholmsverket i Malmö i reserv. I Uppsala har kommunen och Vattenfall samarbetat för att bygga ett stort batterilager för att lösa motsvarande kapacitetsproblem. Länsstyrelserna (2020) beskriver dessa åtgärder och bakgrunden till dem. Den här typen av extraordinära åtgärder, som vidtagits utanför marknaden, är varken långsiktiga eller samhällseffektiva. Dessutom utgör satsningar riktade mot specifika anläggningar en diskriminering mot andra anläggningar, vilket potentiellt skulle kunna bryta mot artikel 16 i elmarknadsförordningen (EU 2019). Riktade stöd kan även riskera att strida mot EU:s regelverk för statsstöd.

Det vore önskvärt att elmarknaden modifierades så att prissignalerna blir mer lokala och medger tillfälligt höga spotpriser i storstäderna. Detta skulle kunna göra kritisk produktion lönsam utan riktat stöd från den offentliga sektorn. Förvisso finns det redan i dag i viss utsträckning detaljerade prissignaler på dagens elmarknad. En lokal producent

<sup>18</sup> Flaskhalsintäkterna har åtminstone de senaste åren täckt Svenska kraftnäts kostnader för omdirigering.

kan få väsentligt bättre betalt under omdirigeringen om det är lokal elbrist i Stockholm, vilket vi diskuterade i avsnitt 4.1. Dock kan endast ett begränsat antal anläggningar med möjlighet att snabbt ställa om sin produktion eller förbrukning delta i omdirigeringen. Dessa regler utesluter en hel del kritisk produktion och potentiell förbrukningsreduktion. Därför skulle det bli en stor skillnad om detaljerade prissignaler även infördes på dagen-före-marknaden. Ett ytterligare problem med omdirigeringen är svårigheten att terminssäkra dessa priser. En anledning till det är att betalningarna är individuella vid omdirigering – det saknas helt enkelt representativa marknadspriser i denna handel.

Ett annat problem är att förbrukningsreduktionen inte får prissignaler som korrekt återspeglar värdet av att anpassa efterfrågan på el. Med mer detaljerade prissignaler skulle det även bli möjligt att jämna ut konsumtionen i storstäderna. Under 2018 hade Stockholm City exempelvis en samlad import- och produktionskapacitet på 1 845 MW medan den genomsnittliga timvisa förbrukningen var 800 MWh över året, vilket är *mindre än hälften* av leveranskapaciteten, se avsnitt 2.1. Problemet är effekttopparna under kalla vintertimmar. Det maximala effektbehovet var 2018 i Stockholm City 1 721 MW, alltså 93 procent av leveranskapaciteten. Med sådana nivåer blir marginalerna små innan Svenska kraftnät tvingas koppla bort kunder för att upprätthålla balansen i elsystemet. Det visar också att elbristen i Stockholm skulle bli hanterbar även utan större uppgraderingar av nätet om det vore möjligt att förmå konsumenterna att frivilligt jämna ut sin elförbrukning i större utsträckning än i dag. Detta kan ske om konsumenter med möjlighet att reducera sin förbrukning i storstäderna får tillräckligt bra betalt för den tjänsten när det uppstår risk för lokal elbrist. Det gäller särskilt automatiska lösningar, exempelvis uppvärmning med hjälp av digitala termostater som reagerar på förändringar i elpriset.

Ett tredje problem på dagens elmarknad är att frånvaron av detaljerade priser medför att Svenska kraftnät ibland tvingas strypa handeln med omvärlden och mellan elområden för att avlasta flaskhalsar inuti elområden. Man brukar säga att sådana interna flaskhalsar »flyttas till gränsen«. Detta var särskilt utbrett när Sverige bestod av ett enda elområde med ett nationellt elpris. Danmark anmälde då till EU:s konkurrensmyndighet att Svenska kraftnät ströp exporten till Danmark. EU ansåg att förfarandet kunde bryta mot konkurrenslagstiftningen, vilket bidrog till indelningen i fyra elområden 2011.

Artikel 16 i EU:s nya elmarknadsförordning är tydlig med att handeln mellan EU:s länder bör öka ytterligare (EU 2019). Ett minimikrav är att 70 procent av överföringskapaciteten ska vara tillgänglig för marknadsaktörerna, vilket även gäller inom landet. Svenska kraftnät har ansökt om tillfälligt undantag från den så kallade 70-procentsregeln på vissa utlandsförbindelser, vilket även har beviljats av Energimarknadsinspektionen. Sveriges grannländer och vissa marknadsaktörer i Sverige menar dock att Svenska kraftnät undanhållit överföringskapacitet från marknaden. Enligt en granskning av Energimarknadsinspektionen har Svenska kraftnät vid upprepade tillfällen brutit mot 70-procentsregeln inom Sverige (Montel Kraft-Affärer 2021).

Svenska kraftnät har gjort en annan tolkning och menar att regeln har följts. Oavsett antyder diskussionen svårigheten att upprätthålla 70-procentsregeln med nuvarande elområdesindelning. Problemen kan åtgärdas med förstärkningar i nätet. Det är emellertid en långsiktig lösning. Om priserna vore mer detaljerade inom Sverige skulle flaskhalsarna bli mer synliga på marknaden, och antalet interna flaskhalsar skulle minska liksom behovet att strypa handeln mellan elområdena.

Ett fjärde problem är att prissignalerna är olika detaljerade på olika marknader, exempelvis på dagen-före-marknaden och i omdirigeringen. Dessa skillnader medför att om flaskhalsarna in till storstäderna blir förutsägbara, finns det en risk för att det uppstår en oönskad arbitragehandel, vilken överbelastar flaskhalsarna in till storstäderna. Vi diskuterar särskilt detta problem i nästa avsnitt.

### *Slutsats*

Lokal kapacitetsbrist i kombination med dagens marknadsdesign har lett till fyra problem: 1) kritisk elproduktion kan vara olönsam, 2) kritisk förbrukningsreduktion får fel prissignal, 3) Svenska kraftnät har problem med att göra tillräcklig överföringskapacitet tillgänglig på marknaden och 4) risken för oönskat arbitrage har ökat.

### 4.3 Oönskat arbitrage som skapar snedvridna incitament på marknaden

Enkelt förklarar uppstår *arbitrage* när någon kan köpa en vara billigt och sälja den dyrt utan merkostnad och utan risk. Normalt sett är arbitragehandel önskvärd på finansiella marknader, eftersom förfarandet bidrar till att prisskillnader snabbt försvinner och att alla priser på marknaden uppdateras med den senaste informationen. Dessutom bidrar arbitragehandel med likviditet. Men arbitrage kan även ställa till med problem. Det gäller särskilt om prisskillnader på lika varor har uppstått till följd av att regelverken ser olika ut på olika marknader. I det läget kan prisskillnaderna bli bestående så att arbitragehandeln blir ohanterligt stor. I den här rapporten är det denna typ av regelarbitrage som diskuteras.

Arbitrageproblemet uppstår bland annat när flaskhalsar hanteras olika på olika marknader. Så är ofta fallet i Europa, där priserna kan vara mer finkorniga i omdirigeringen än på dagen-före-marknaden. Sådana skillnader, och därmed även arbitrageproblemet, blir större med geografiskt mer omfattande elområden. Om vi tar en producent i Stockholm som exempel, så möter en sådan aktör priset för elområde SE3 på dagen-före-marknaden. SE3-priset bortser dock från flaskhalsar inom elområde SE3, särskilt de till Stockholm. När elen väl ska levereras måste Svenska kraftnät beakta alla flaskhalsar i transmissionsnätet för att undvika överbelastning. En producent kan få ett väsentligt högre pris om det är underskott på el i Stockholm och Svenska kraftnät måste upphandla lokal elproduktion som en del av specialregleringen. Problemet illustreras i figur 5. Under nuvarande indelning av elområden ersätts den el som handlas som omdirigering med maximalt  $p_0$ . Försäljningen på dagen-före-marknaden ersätts till det lägre priset  $p^H$ . Prisskillnaden  $p_0 - p^H$  ger ett ekonomiskt incitament att hålla tillbaka elproduktion från dagen-före-marknaden och sälja den i realtid i stället. Denna omställning kommer att höja priset på dagen-före-marknaden och sänka priset för omdirigering. Dessa volymer kan i princip bli så omfattande att det är den region inom elområdet med störst elbrist som sätter elpriset för hela elområdet (Holmberg och Lazarczyk 2015). Motsvarande incitament uppstår för stora förbrukare i Stockholm. För dessa blir det lönsamt att köpa el utöver sitt behov på dagen-före-marknaden och därefter sälja den dyrt som förbrukningsreduktion när Svenska

kraftnät upphandlar specialreglering. Sådan arbitragehandel bidrar till att överbelasta nätet in till Stockholm på dagen-före-marknaden och öka de volymer som behöver hanteras under omdirigeringen. Detta är inte samhällsekonomiskt effektivt eftersom det är kostsamt att justera produktion och konsumtion i ett så sent skede. Dessutom bidrar sena beslut till att öka risken för att Svenska kraftnät inte lyckas upprätthålla balansen i nätet. Ett ytterligare problem är att arbitragehandel snedvrider prissignalerna, vilket leder till ineffektiva investeringar.

Utomlands finns flera exempel på omfattande problem med oönskad arbitragehandel, så kallat *inc-dec game*. På elmarknaderna PJM och i Kalifornien blev problemen med arbitragehandel särskilt ohanterliga. I dag har alla delmarknader i USA övergått till nodprissättning, vilket innebär så små elområden att varje anslutnings- och uttagspunkt i transmissionsnätet har eget pris. Huvudanledningen till denna indelning är att man velat undvika arbitrageproblem. I Europa har arbitrage förekommit i Storbritannien och Norge samt vid gränsen mellan Danmark och Tyskland (DNV 2020). En empirisk analys av Italiens marknad visar att problemet där är omfattande (Graf m.fl. 2020).

Vi känner inte till några fall där oönskat arbitrage har uppmärksammats i Sverige. Men vi räknar med att arbitragehandeln ökar om den lokala kapacitetsbristen förvärras. Vidare skulle situationen försvåras med färre elområden eller om Svenska kraftnät ålades att tilldela dagen-före-marknaden mer överföringskapacitet än vad som finns fysiskt tillgängligt. Båda dessa åtgärder skulle öka skillnaden mellan hur flaskhalsar hanteras på dagen-före-marknaden och i specialregleringen. Flera marknadsaktörer menar att Svenska kraftnäts tilldelning av kapacitet till marknaden borde öka och bli mer transparent samt att antalet elområden borde minska. Vi ser risker med ett sådant isolerat förslag.

### *Slutsats*

Oönskat arbitrage tycks i dagsläget vara ett begränsat problem på Sveriges elmarknad, men det skulle förvärras om: 1) den lokala kapacitetsbristen förvärrades, 2) Svenska kraftnät ålades att öka tilldelad kapacitet till dagen-före-marknaden och 3) antalet elområden i Sverige minskade.

## 5. Marknadsreformer för att åtgärda lokal elbrist

I DETTA KAPITEL presenterar vi reformer som skulle minska problemet med lokal elbrist i storstäderna. Sammanfattningsvis föreslår vi att nya elområden införs i storstadsområden. Vi noterar även att ett sådant förslag innebär fördelningspolitiska problem eftersom vissa konsumenter riskerar att få betala mycket högre priser för sin elförbrukning än andra. För att eliminera sådana prisskillnader förordar vi att en ytterligare indelning i elområden endast sker på producentsidan medan konsumenterna behåller dagens elområdesindelning. Eftersom särskilda regler skulle gälla för dessa nya elområden kallar vi dem för *partiella elområden*. Dessa har vissa likheter med så kallade *dispatch hubs*, som förordas av systemoperatörerna Elia och 50Hz. Norden har redan virtuella elområden (se kapitel 4) så elområden med specialregler är inte helt obekant. Vi lägger även kompletterande förslag som motverkar en försämring i likviditeten och konkurrensen på marknaden. Därutöver menar vi att elområden som beaktar interna flaskhalsar, lokala flexibilitetsmarknader och mer effektiva nättariffer kan bidra med att hantera lokal elbrist mer effektivt. Vi beskriver alternativa förslag där nya elområden införs även för elförbrukning, och där konsumenterna får någon form av schablonmässig kompensation för prisskillnader.

Syftet med vår analys är att kvalitativt beskriva hur elbristen i Sveriges storstäder kan hanteras med en marknadslösning. I en sådan diskussion blir det enklast att tänka sig att nya elområden införs i storstäder där det råder lokal elbrist, och att övriga elområdesgränser är oförändrade. I en kvantitativ analys vore det dock önskvärt att även dra om alla elområdesgränser med hänsyn till vad som är optimalt för dagens svenska elsystem. I en sådan kvantitativ analys kan ytterligare elområden läggas

till eller tas bort. Myndigheter i Sverige och på EU-nivå gör den typen av analyser när EU-ländernas elområden ses över, men en sådan analys vore alltför omfattande för att ingå i denna rapport.

## 5.1 Nya elområden för bättre balans mellan förbrukning och produktion

En viktig orsak till de lokala obalanser som uppstår inom exempelvis elområde SE3 är att transmissionsnätet inte har tillräcklig kapacitet att täcka det efterfrågeöverskott som uppstår i Stockholm under höglast-timmar. Områdespriset i SE3 kan göra det olönsamt att aktivera lokal produktionskapacitet i Stockholm som behövs för att täcka efterfrågan under timmar med höglast. I figur 5 (s. 41) illustreras denna obalans genom att importbehovet i region Öst vid höglast ges av  $I^H$  till elpriset  $p^H$ , medan nätkapaciteten endast är  $T$ . Det saknas  $M$  MWh elproduktion i Stockholm.

Den mest uppenbara lösningen är att dela in SE3 i två nya elområden, där SE3 endast består av region Väst och region Öst blir SE5, eller elområde Storstockholm. En sådan indelning skulle bidra till att lösa den kortsiktiga elbristen i Stockholm genom att SE5 får ett nytt och högre elpris under höglasttimmar. I figur 5 anges detta pris av  $p_\delta$ . Dessutom hanterar marknaden utbudsöverskottet inom gamla SE3 genom att priset på dagen-före-marknaden sjunker i nya SE3. I figur 5 anges detta nya pris av  $p_V$ . Genom att införa ytterligare elområden bidrar man till att redan på dagen-före-marknaden lösa sådana lokala obalanser som uppstår till följd av förväntade flaskhalsar i transmissionsnätet. Detta ökar transparensen och förutsägbarheten på elmarknaden, minskar behovet av omdirigering och reducerar incitamenten för arbitragehandel mellan dagen-före-marknaden och omdirigeringen. Ytterligare elområden skulle minska antalet interna flaskhalsar som Svenska kraftnät behöver hantera, vilket även kommer öka den tillgängliga överföringskapaciteten på marknaden.

På längre sikt förbättrar elområden incitamenten att investera i ny produktion precis i sådana områden där elbristen är som störst. I figur 5 är det mer lönsamt att investera i ny elproduktion i elområde Öst, allt annat lika, eftersom priset på el är högre där än i elområde Väst. Lundin (2021) har dokumenterat sådana effekter på etablering av vindkraft i Sverige. Motsatt är det mer lönsamt att etablera elintensiv industri i



elområde Väst eftersom priserna där relativt sett är lägre än i elområde Öst. På en konkurrensmässig och välfungerande marknad signalerar lokala elområdespriser var i systemet knappheten på resurser är störst och investeringar behövs mest.

### *Slutsats*

En indelning av Sverige i ytterligare elområden skulle minska den lokala elbristen, öka lönsamheten i befintlig kritisk produktion, öka den tillgängliga överföringskapaciteten på dagen-före-marknaden, minska risken för oönskat arbitrage och stimulera till nya investeringar i kritiska områden.

Vi har inte studerat i detalj var i landet nya elområden skulle göra mest nytta. Vår bedömning, baserad på Sweco (2020), är att det vore bra med ett nytt elområde i Stockholm. Eventuellt skulle ett sådant elområde även inkludera Uppsala och delar av Roslagen, till exempel Senneby där Ålandskabeln startar. Man kan även tänka sig ytterligare två elområden, ett i Göteborg och ett i Malmö. Elområdet för Göteborg skulle även kunna inkludera västkustsnittet, eller delar av detta.

## 5.2 Partiella elområden för att minska prisskillnader för konsumenter

En indelning i elområden har omfördelningseffekter, särskilt när effekten huvudsakligen flödar i en riktning. I figur 5 betalar elhandlare och stora industrikonsumenter i elområde Väst (nya SE3)  $p_V$  för den el de köper på dagen-före-marknaden medan kunderna i elområde Öst (nya SE5) betalar  $p_0$ . Erfarenheten med indelningen av Sverige i elområden 2011 visar att regionala prisskillnader kan vara svåra att hantera politiskt. Reformen ledde till att elpriset blev högre i södra Sverige än i norra, vilket gynnade producenter i söder och elanvändare i norr, men drabbade konsumenter i söder och producenter i norr. Särskilt konsumenter i södra Sverige har uttryckt missnöje med reformen, inte minst till följd av de stora prisskillnaderna som har blivit synliga på senare år, se tabell 1. I många länder förefaller det politiskt omöjligt att dela in marknaden i elområden. De flesta EU-länder har exempelvis nationella elområden

med nationella elpriser. Stora geografiska prisskillnader upplevs som orättvisa, vilket polariserar energidebatten. I förlängningen finns det en risk att missnöjet kan leda till marknadsingrepp som väsentligt försämrar marknadens funktionalitet och effektivitet.

Det vore lättare att undvika fördelningspolitiska problem om endast ett fåtal aktörer skulle handla till de nya elområdespriserna. Detta är i linje med de *dispatch hubs* som de europeiska systemoperatörerna Elia och 50Hz menar bör införas på kritiska platser i transmissionsnätet i Europa (Elia Group 2019). Detta brukar ibland kallas för *Flex-In-Market*-konceptet.<sup>19</sup> Tanken är att sådana elområden ska vara små och ha flexibla marknadsregler, vilka kan skilja sig från vad som gäller för traditionella elområden.

För att minska fördelningspolitiska problem föreslår vi att en ytterligare indelning i elområden endast sker på producentsidan medan konsumenterna behåller dagens elområdesindelning. Liknande lösningar finns på elmarknader på annat håll i världen, exempelvis i Italien, Singapore och USA. Detta förslag är delvis inspirerat av vår rapport Holmberg och Tangerås (2021). Där utreder vi en dagen-före-marknad som syftar till att helt utjämna regionala prisskillnader för elförbrukning inom Sverige, men som samtidigt ger prissignaler för att styra lokal produktion. Denna design bygger på en underliggande indelning i elområden som återspeglar alla strukturella flaskhalsar i systemet. Däremot är det endast *försäljningen* på dagen-före-marknaden som ersätts med det lokala elområdespriset. För *inköp* på elbörsen slår man ihop flera elområden till en större region där alla kunder betalar samma enhetliga elpris oberoende av var i regionen deras förbrukning är lokaliserad. Det regionala elpriset för inköp beräknas som ett vägt genomsnitt av elområdespriserna för alla de elområden som ingår i regionen. Den vikt som tilldelas varje enskilt elområdespris, ges av inköpsvolymen i gällande elområde dividerat med den totala inköpsvolymen för regionen som helhet. Det är ungefär så som Italiens elmarknad fungerar. Deras elmarknad är indelad i sex elområden, men alla kunder betalar samma volymvägda genomsnittspris, *Prezzo Unico Nazionale*,

19. Schlecht och Hirth (2021) har studerat olika typer av Flex-In-Market-utformningar som syftar till att undvika fördelningspolitiska problem. Vårt förslag om partiella elområden är enklare, delvis eftersom vi fokuserar på att lösa ett specifikt problem, nämligen lokal elbrist. En annan skillnad är att vi endast beaktar fördelningspolitiska problem på konsumentensida.

för den el de köper på dagen-före-marknaden.

Baserat på figur 5 innebär det förslag som presenteras i Holmberg och Tangerås (2021) att producenter i Öst ersätts med områdespriset  $p_{\text{ö}}$  för den el de säljer på dagen-före-marknaden under höglasstimmen medan producenter i Väst får  $p_{\text{v}}$ . Alla inköp på dagen-före-marknaden i elområde Öst och Väst betalar däremot samma pris, som ges av genomsnittet

$$\tilde{p} = \frac{D_{\text{v}}^H}{D_{\text{v}}^H + D_{\text{ö}}^H} p_{\text{v}} + \frac{D_{\text{ö}}^H}{D_{\text{v}}^H + D_{\text{ö}}^H} p_{\text{ö}}.$$

Eftersom slutkundspriset är ett påslag på dagen-före-priset, kommer alla kunder betala samma regionala elpris för sin elförbrukning. Den totala kostnaden för konsumenternas inköp på dagen-före-marknaden är dock densamma som på en marknad med elområden för förbrukning och produktion, och är lika med  $D_{\text{v}}^H p_{\text{v}} + D_{\text{ö}}^H p_{\text{ö}}$ . Det enhetliga priset för förbrukning innebär i realiteten en omfördelning av inkomst från konsumenter i Väst till konsumenter i Öst. Producenter och nätägare får samma inkomster som i situationen med elområden både för inköp och försäljning.

Förslaget i denna rapport är i stället att införa *partiella* elområden i storstadsområdena. En sådan reform innebär att producenter i Öst ersätts med områdespriset  $p_{\text{ö}}$  på dagen-före-marknaden medan producenter i Väst får  $p_{\text{v}}$ , se figur 5. Alla inköp på dagen-före-marknaden i Öst och Väst sker till samma elpris, men i stället för det volymvägda priset  $\tilde{p}$ , ges inköpspriset av det lägre elområdespriset  $p_{\text{v}}$  i Väst.

I ett partiellt elområde skulle den totala ersättningen för producenternas försäljning vara högre än kundernas totala kostnader för motsvarande inköp. Ägaren av transmissionsnätet, Svenska kraftnät i detta fall, skulle finansiera detta underskott,  $(p_{\text{ö}} - p_{\text{v}})Q_{\text{ö}}^H$ , som en *negativ flaskhalsintäkt*. Detta är en väsentlig skillnad mot hur elområden och motsvarande indelningar fungerar i Italien, Singapore och USA samt i det förslag som utreds av Holmberg och Tangerås (2021). I dessa designer är flaskhalsintäkterna positiva.<sup>20</sup> Fördelen med negativa flask-

20. I undantagsfall kan flaskhalsintäkterna vara negativa om effektflödet på grund av

halsintäkter är att kompensationen till konsumenterna i Stockholm blir mer fullständig. Dessutom kan negativa flaskhalsintäkter vara befogade då Svenska kraftnät skulle vinna på minskade kostnader för omdirigering och direkta stödåtgärder till kritisk produktion i Öst. Syftet med reformen är inte att skapa vinnare och förlorare, utan att åstadkomma ett marknadsorienterat elsystem som kan hantera lokal elbrist i storstäderna med minimala konsekvenser för marknaden i andra elområden.

### *Slutsats*

Partiella elområden är flexibla och kan konstrueras så att kritisk elproduktion i storstadsområden kan säkras och riktade stödsatser till produktion i storstäder kan avskaffas, utan att det uppstår uppenbara vinnare och förlorare på reformen.

Den främsta fördelen med en marknadsdesign som har ett enhetligt pris för förbrukning, är att den minskar problemen med sådana regionala prisskillnader som skapar politisk konflikt i högprisområden. Med partiella elområden skulle *inga kunder* betala ett högre pris jämfört med dagens marknad, och även jämfört med fallet där elkonsumenterna i SE3 och SE5 betalar ett enhetligt pris enligt italiensk modell. På kort sikt skulle kunderna i Öst betala ett lägre pris och kunderna i Väst samma pris, jämfört med en marknad där SE5 även gällde för konsumtion. På kort sikt skulle marknadseffektiviteten vara densamma oavsett om SE5 gäller för elkonsumenter eller ej, givet att elförbrukningen är okänslig för priset. På längre sikt är investeringsincitamenten i ny produktion likartade som i en design med konventionella elområden, eftersom de lokala prissignalerna för produktion bibehålls. I praktiken skulle designen dock bli mer effektiv om förbrukningsreduktion betalas enligt det lokala elområdespriset. Som vi diskuterar i nästa avsnitt, kan problem med arbitrage uppstå om konsumenterna har ett pris för planerad konsumtion och ett annat för reduktion. På längre sikt riskerar effektiviteten minska om investeringar hos konsumenterna inte styrs av detaljerade prissignaler. Detta kan man delvis undvika

---

restriktioner i kraftsystemet tvingas gå från ett område med högt pris till ett område med lågt pris.

genom att undanta större anläggningar för konsumtion från regeln om enhetliga priser. På så sätt kan man undvika överetablering av stora elkonsumenter i områden med elbrist.

## 5.3 Utmaningar med partiella elområden

### 5.3.1 OÖNSKAT ARBITRAGE SOM KAN SKAPA INEFFEKTIVITET

Ett potentiellt problem med vårt förslag är den arbitragehandel som kan uppstå när man kan köpa el till ett lågt pris ( $p_V$  i Öst) och sälja den till ett högre pris ( $p_Ö$  i Öst). Ett annat problem är hur reformen ska implementeras på intradag-marknaden, utan att prissättningen blir inkonsistent. Dessa nackdelar är välkända och hanteras på flera marknader i omvärlden som har olika priser för producenter och konsumenter (Holmberg och Tangerås 2021). Dessutom är problemen mindre i vårt fall, där reformen endast påverkar ett fåtal produktionsanläggningar i storstadsområden.

Uppenbara arbitrageproblem uppstår för aktörer som både producerar och konsumerar i Stockholm. De kan köpa en stor volym till ett lågt pris och sälja samma mängd till ett högre pris på en annan marknad, eller till och med på samma marknad. Sådana problem kan lösas om alla producenter i Stockholm lämnar bud per anläggning. Motsvarande problem uppstår för energilagrar i Stockholm som både köper och säljer el. De bör möta samma pris, oavsett om de köper eller säljer el. För samhället vore det bäst om energilagren hela tiden möter det lokala elområdespriset för Stockholm, vilket är den mest korrekta prissignalen. Det vore antagligen även bäst för lönsamheten i sådana energilagrar, eftersom Stockholmspriset torde bli väsentligt mer volatilt än elpriset i SE3. Det är även så som marknaden fungerar för industriella energilagrar i andra länder där konsumenter och producenter möter olika priser (Holmberg och Tangerås 2021).

Det blir något besvärligt på intradag-marknaden, och hur den ska klareras för producenter i Stockholm. Det enklaste vore om intradag-marknaden blev helt auktionsbaserad, och att varje sådan auktion klarerades på samma vis som på dagen-före-marknaden. En auktionsbaserad intradag-marknad har även andra fördelar, som vi ska se. Det skulle även gå att ha en kontinuerlig intradag-handel. En variant vore att prisskillnaden mellan konsumenter och producenter i Stockholm regleras på intradag-marknaden. Det är ungefär så som det fungerar

i Italien (Holmberg och Tangerås 2021). En annan variant vore att Svenska kraftnät i efterhand kompenserar konsumenter i Stockholm för deras flaskhalsutgifter under intradag-handeln.

Det kan även uppstå arbitrageproblem om planerad konsumtion betalas enligt priset i SE3, medan förbrukningsreduktion ersätts enligt det högre priset i SE5. En sådan konsument får då incitament att rapportera en överdrivet hög planerad konsumtion, så att det blir möjligt att överdriva förbrukningsreduktionen. Det här problemet är inte nytt, se avsnitt 4.3. Det finns även på dagens elmarknad konsumenter som köper el till ett visst pris på elbörsen, och säljer förbrukningsreduktion till ett annat pris i omdirigeringshandeln. Kleit (2019) beskriver i detalj ett fall där en konsument som utövat denna typ av arbitrage anklagades för bedrägeri av den federala energimyndigheten i USA (Federal Energy Regulatory Commission). För att motverka att konsumenter utövar arbitrage använder man sig ofta av en referenspunkt (*baseline*). Det innebär att en konsuments planerade förbrukning, även kallad basförbrukning, inte är självrapporterad. I stället kan den exempelvis bestämmas av konsumentens historiska förbrukning. Det finns även andra sorters baseline-regleringar (Valarezo m.fl. 2021).

### 5.3.2 MINSKAD LIKVIDITET PÅ DEN FINANSIELLA MARKNADEN

Det finns nackdelar med att dela upp en elmarknad i många elområden. En är att det blir svårare att prissäkra lokal förbrukning och produktion på en sådan marknad. I vårt fall blir det endast ett fåtal producenter i storstäderna som påverkas av reformen. Här föreslår vi ändå åtgärder som förbättrar likviditeten för dessa och andra aktörer.

På den finansiella marknaden kan företag prissäkra sin produktion eller förbrukning genom att köpa eller sälja en viss mängd el till ett förutbestämt pris. Standardkontrakten på den nordiska marknaden är kopplade till det gemensamma nordiska systempriset. Om man vill prissäkra ett lokalt elområdespris, måste man i tillägg handla ett så kallat EPAD (*Electricity Price Area Differential*)-kontrakt som prissäkrar skillnaden mellan systempriset och det lokala elområdespriset. Marknaden för EPAD-kontrakt är fragmenterad, har låg likviditet och handeln sker ofta via mäklare (Energimarknadsinspektionen 2013; 2021). Detta bidrar till att det kan bli svårt för en aktör att prissäkra sig i ett specifikt elområde. Det blir särskilt besvärligt i elområden som domineras av konsumenter eller producenter. Exempelvis kan det vara svårt

för en konsument i södra Sverige och en producent i norra Sverige att finna en motpart inom sitt elområde på de finansiella marknaderna. Med vårt elområdesförslag blir det även svårt för producenter i Stockholm att prissäkra sig.

Det finns två sätt att förbättra likviditeten för EPAD-kontrakt. Ett är att Svenska kraftnät prissäkrar sina flaskhalsintäkter. Det kan de exempelvis göra genom att köpa EPAD:s i norra Sverige och sälja dem i södra Sverige. Således blir de den naturliga motpart som saknas på de finansiella marknaderna, både för producenter i norr och konsumenter i söder. För vårt förslag om partiella elområden blir Svenska kraftnät även en naturlig motpart för producenter i Stockholm. En annan fördel är att Svenska kraftnäts eventuella incitament att undanhålla transmissionskapacitet från marknaden, i syfte att driva upp flaskhalsintäkterna, minskar om en del av flaskhalsintäkterna är säkrade på förhand. Orsaken är att en del av nätkapaciteten då redan är såld till ett förutbestämt pris.

Ett potentiellt problem med att Svenska kraftnät handlar på de finansiella marknaderna är att de då blir en mycket stor aktör, och därmed i princip skulle kunna agera strategiskt och utöva marknadsmakt på de finansiella marknaderna. Detta kan vara en anledning till att Konkurrensverket har uttalat sig negativt om att Svenska kraftnät ska få bli aktör på de finansiella marknaderna. För att undvika att Svenska kraftnät utnyttjar en sådan dominerande ställning kan exempelvis Energimarknadsinspektionen reglera den handeln. De kan bestämma hur stora volymer som Svenska kraftnät bör prissäkra och under vilka perioder detta bör ske. En möjlighet vore att Svenska kraftnät ordnar auktioner där en förutbestämd volym handlas. Det är så som det fungerar i många EU-länder, även om en skillnad är att de finansiella kontrakten på dessa marknader är annorlunda än i Norden. Övriga EU använder normalt det som kallas för transmissionsrättigheter i stället för EPAD-kontrakt. Holtz m.fl. (2022) utreder i detalj hur Svenska kraftnät bör handla med finansiella kontrakt.

Ett annat sätt att ytterligare förbättra likviditeten vore att, utöver de auktioner som Svenska kraftnät organiserar, införa regelbundna EPAD-auktioner. En sådan handelsplats för köpare och säljare skulle göra att likviditeten åtminstone blev god vid auktionstillfällena.

Fler elområden, och att fler flaskhalsar beaktas på dagen-före- och intradag-marknaden, innebär att likviditeten även kommer försämr

på intradag-marknaden. Detta kan exempelvis bli ett problem när vindkraftsproduktionen uppdateras med hänsyn till vindkraftsprognoserna (Ahlqvist m.fl. 2022). Lösningen på detta är att även intradag-handeln blir auktionsbaserad.<sup>21</sup>

### *Slutsats*

Nya elområden riskerar försämra likviditeten på den finansiella marknaden. Problemet skulle motverkas om Svenska kraftnät prissäkrade sina flaskhalsintäkter, exempelvis genom regelbundna EPAD-auktioner. Även likviditeten på intradag-marknaden skulle förbättras vid auktionsbaserad handel.

### 5.3.3 FÖRSÄMRAD KONKURRENS PÅ ELMARKNADEN

Ett argument som anförts mot lokala marknadslösningar är det koncentrerade ägandet, som ger vissa elbolag en hög grad av marknads-makt och möjlighet att driva upp elpriserna. Till exempel är det nästan bara Stockholm Exergi som äger produktionskapacitet i Stockholm. Men dessa bolag kan i teorin utöva marknads-makt redan i dag. Ett tänkbart sätt är att med hot om nerläggning förmå staten att utbetala stöd till bolaget mot att det tillhandahåller elproduktion i kritiska lägen.<sup>22</sup> Lokal marknads-makt kan även utövas på marknaden för omdirigering. Oavsett är det en fördel att synliggöra bolagens marknads-makt genom prisbildningen på elbörsen, så att marknads-makten lättare kan identifieras och hanteras.

Man kan även begränsa utövandet av marknads-makt med hjälp av en striktare reglering. En lösning är att genom reglering begränsa aktörernas möjligheter att ta ut höga elpriser inom elområden med förhöjd risk för marknads-makt. Sådan reglering finns i Nederländerna

21. I viss utsträckning är det redan i dag möjligt att handla på enstaka auktioner under intradag-marknaden. Vi förordar dock att dessa auktioner sker regelbundet. Holmberg och Tanagerås (2020) diskuterar auktionsbaserad intradag-handel i större detalj.

22. Representanter för Ellevio upplevde att Stockholm Exergi gav allt-eller-ingen-bud i förhandlingarna om stöd (Energimyndigheten 2021). De upplevde att Stockholm Exergi ville ha stöd till flera anläggningar, och att allt skulle läggas ned i annat fall. En sådan förhandlingsstrategi skulle kunna tolkas som ett uttryck för marknads-makt, men kan även vara ett tecken på synergieffekter i produktionen.



och Storbritannien (Nodes m.fl. 2019). Motsvarande strama reglering tillämpas även i Kalifornien. En annan lösning vore att aktörer med påtaglig marknadsmakt inom ett elområde åläggs att sälja en del av sin produktion på de finansiella marknaderna i Virtual Power Plant (VPP)-auktioner. Ett företag som har sålt en stor del av sin produktion i förväg på termin tjänar mindre på att driva upp priset på elbörsen. Detta är ett förfarande som har använts vid ett flertal tillfällen av konkurrensmyndigheter i Europa när aktörer befarats ha för mycket lokal marknadsmakt. Exempelvis ålades Dong i Danmark att sälja delar av sin produktion på VPP-auktioner. Motsvarande förfarande kan tillämpas på elkonsumenter som har en dominerande ställning inom ett elområde.

#### *Slutsats*

Lokal marknadsmakt kan hanteras med reglering av buden när möjligheten att utöva marknadsmakt är förhöjd. Vidare kan aktörer med lokal marknadsmakt åläggas att sälja sin produktion på de finansiella marknaderna exempelvis genom Virtual Power Plant (VPP)-auktioner.

Ett likartat problem är att priset i små elområden blir känsligare för investeringar. Om en producent investerar i en stor anläggning går priset ned. På motsvarande vis går priset upp om en konsument investerar i en stor anläggning. Sådan långsiktig marknadsmakt minskar investeringarna, både på producent- och konsumentensidan. Denna effekt blir särskilt påtaglig för aktörer med flera anläggningar inom ett och samma elområde; aktören har lokal marknadsmakt. Problemet med underinvesteringar torde minska om den finansiella handeln regleras för aktörer med en dominerande ställning. Det vore även bra om större investeringar koordinerades med investeringar i elnätet. Oavsett bör investeringarna bli mer samhällseffektiva med fler elområden. Det bidrar till att prissignalerna blir bättre så att investeringar hamnar på rätt plats i nätet, utifrån ett samhällsperspektiv, som vi har diskuterat ovan.

## 5.4 Kompensation till konsumenter vid nya elområden

Ett alternativ till partiella elområden vore att ett nytt elområde i Stockholm infördes både för producenter och konsumenter. Som kompensation kan staten, exempelvis genom Svenska kraftnät, tilldela konsumenter i Stockholm finansiella kontrakt som ersätter dem för prisskillnaden mellan Västra Svealand (SE<sub>3</sub>) och Stockholm (SE<sub>5</sub>). Den typen av kontrakt brukar kallas för finansiella transmissionsrättigheter (FTR). Motsvarande kompensation kan uppnås om EPAD-kontrakt kombineras. Konsekvensen blir att hushåll och industrier i SE<sub>5</sub> i princip kan köpa sin planerade förbrukning till priset i SE<sub>3</sub>. Avvikelser från den planerade konsumtionen möter dock det lokala elpriset i Stockholm. Fördelen med ett sådant förslag är att elmarknaden kan organiseras som i dag med den skillnaden att antalet elområden har utökats. Vidare möter även förbrukningsreduktion det lokala elpriset på marginalen, vilket är positivt för samhällseffektiviteten. Nackdelen med förslaget är att det blir svårt att bestämma den kontraktsvolym som ska tilldelas varje enskild konsument. Dessutom finns en risk att konsumenter agerar strategiskt för att öka en framtida tilldelning av FTR. Finansiella transmissionsrättigheter, och hur de kan användas för att kompensera marknadsaktörer när lokala elpriser införs, diskuteras av Kunz m.fl. (2016) samt Schlecht och Hirth (2021).

Det finns även andra sätt att utjämna geografiska prisskillnader. Ett är att Svenska kraftnät kompenserar användarna genom differentierade nätavgifter. Ett annat är olika geografiska punktskatter på el. Båda dessa metoder är, liksom kompensation med finansiella transmissionsrättigheter, mer schablonmässiga än den utjämning som sker vid partiella elområden.

## 5.5 Elområden som beaktar interna flaskhalsar

Elmarknaden i Norden fungerar normalt så att alla eventuella flaskhalsar inom ett elområde ignoreras under handeln på dagen-före- och intradag-marknaden, vilket automatiskt medför att hela elområdet får samma pris. Handeln på Nord Pool beaktar normalt endast flaskhalsar mellan elområden. Detta förfarande bidrar till att elmarknaden kan klareras på ett enkelt och transparent sätt. Om interna flaskhalsar

uppstår får de hanteras med omdirigering, vilket vi redogjorde för i avsnitt 4.1. Det finns dock lägen där Svenska kraftnät på förhand gör bedömningen att det kommer saknas kapacitet för att genomföra omdirigering. I sådana lägen kan Svenska kraftnät beakta interna flaskhalsar när överföringskapaciteten mellan elområden tilldelas marknaden. Precis som vi beskrev i avsnitt 4.2 flyttas interna flaskhalsar till gränsen. I det här delkapitlet diskuterar vi en tänkt elmarknad där interna flaskhalsar flyttas till gränsen hela tiden, oavsett om det finns kapacitet till omdirigering eller ej.

Låt oss anta att marknaden beaktar flaskhalsen in till Stockholm. I så fall kommer elpriset i SE3 höjas jämfört med i dag, så att mer elproduktion i Stockholm aktiveras. Om vi utgår från exemplet i figur 5 kommer priset behöva höjas till  $p_0$  för att säkra elförsörjningen i Stockholm.

Elområdesprissättning som tar hänsyn till interna flaskhalsar har en rad kortsiktiga fördelar. Särskilt beaktas interna flaskhalsar redan på dagen-före- och intradag-marknaden, vilket minskar behovet av omdirigering. Av samma anledning undviker man oönskat arbitrage som överbelastar interna flaskhalsar. Dessutom säkras det högre elpriset i SE3 att kritisk elproduktion i Stockholm blir lönsam utan riktade åtgärder.

### *Slutsats*

Elområdesprissättning som beaktar interna flaskhalsar kan bidra till att kritisk elproduktion säkras och till att minska omdirigering och oönskat arbitrage.

Ett problem är att prishöjningen kommer gälla för hela SE3 vid oförändrade elområden. Produktionen kommer därför öka även i den västra delen av SE3. Det blir således ett överskott på el i SE3 som behöver hanteras, exempelvis genom att importen från SE2 stryps. Svenska kraftnät behöver således minska den tillgängliga importkapaciteten på marknaden för att på så sätt tvinga ned nettoimporten till SE3.

Ett annat problem är att prissignalerna fortfarande är otydliga. Det blir allmänt lönsammare att bygga ny elproduktion i SE3. Det är dock tveksamt hur mycket av detta som skulle hamna i storstadsområden där sådan kapacitet behövs som mest. De snedvridna prissignalerna gäller

även lokalisering av förbrukning. Ett datacenter skulle möta samma elpris om det placerades exempelvis i Kumla, där kapacitetsbristen antagligen är obefintlig, som i Stockholm City, där kapacitetsbristen är påtaglig. På samma sätt skulle ett batterilager få samma ersättning i Kumla som i Stockholm City, även om det skulle göra väsentligt mer nytta i Stockholm City.

Det finns även fördelningspolitiska problem. I vårt exempel kan elpriset i hela SE3 bli väsentligt högre för att säkerställa produktion i Stockholm, vilket drabbar konsumenterna. Dessutom riskerar priset att bli väsentligt mer instabilt i hela SE3 om marginalkostnaden för ett fåtal anläggningar i Stockholm ska avgöra prisnivån för hela SE3.

### *Slutsats*

Elområdesprissättning som beaktar interna flaskhalsar minskar handeln mellan elområden liksom den tillgängliga överföringskapaciteten på marknaden. Elpriset i elområden med interna flaskhalsar riskerar bli väsentligt högre och väsentligt mer instabilt jämfört med dagens marknadsdesign.

Att elhandeln minskar mellan elområdena går på tvärs mot EU:s ambition om att öka marknadsintegrationen. Elområden som beaktar interna flaskhalsar riskerar således att bryta mot 70-procentsregeln som vi diskuterade i avsnitt 4.1.

## 5.6 Flexibilitetsmarknader för att lösa lokal elbrist

I detta avsnitt definierar vi nätföretag som bolag med koncession för att driva region- eller lokalnät. Ett nätföretags uppgift är att tillhandahålla tillräcklig kapacitet så att aktörer i nätet kan köpa och sälja el efter behov. Historiskt har nätföretagen löst sin uppgift genom att bygga ut och underhålla nätet. Därutöver har de haft vissa möjligheter att påverka situationen genom omkopplingar i nätet eller ändringar i transformatorinställningarna. Elektrifiering av transporter och ökande lokal variabel elproduktion har försvårat nätföretagens uppgift. På många håll ökar den totala elförbrukningen, och nettoförbrukningen – det vill säga skillnaden mellan lokal konsumtion och lokal produktion – blir

mer volatil. På sina håll kan nettoförbrukningen ibland även vara negativ, vilket gör att effekt kan flöda i båda riktningarna i vissa region- och lokalnät. För nätföretagen är det en utmaning att anpassa kapaciteten i nätet i takt med denna utveckling i elsystemet.

Samtidigt sker en teknikutveckling som möjliggör mätning i realtid av lokal produktion och förbrukning, samt avancerad styrning av och kommunikation mellan olika enheter i region- och lokalnät. Tekniska lösningar underlättar även för mycket små aktörer att delta på elmarknaden med *aggregatorer* som mellanhand. Ett exempel är företaget Entelios som har utvecklat en plattform för att aggregera efterfrågefleksibilitet från individuella kunder och därigenom bidra till att lösa lokala regleringsbehov i elsystemet. Vidare har teknikutvecklingen gjort det enklare att koordinera olika energisektorer, såsom el, gas och värme.

De lokala flexibilitetsmarknaderna i Sverige och på olika håll i världen har växt fram främst av två anledningar. För det första har nätföretag ett ökat behov av att styra om lokal produktion och konsumtion för att undvika överbelastning och spänningsfall i region- och lokalnät. För det andra har teknikutvecklingen gjort det möjligt att införa lokal handel för el även för mindre aktörer. I detta avsnitt diskuterar vi övergripande hur sådana flexibilitetsmarknader bör organiseras för att säkerställa att flexibel kapacitet används effektivt. En central fråga är hur dessa lokala marknader bör integreras med övriga elmarknader för att få en så välfungerande helhet som möjligt, vilket även bidrar till en mer effektiv hantering av flaskhalsar i transmissionsnätet.

Flexibilitetsmarknader fyller ungefär samma funktion som den specialreglering som Svenska kraftnät avropar för att upprätthålla nätsäkerheten i transmissionsnätet. Till skillnad från de tjänster som Svenska kraftnät upphandlar, används flexibilitetsmarknader främst för att hantera flaskhalsar och reglera spänningen inom region- och lokalnät.<sup>23</sup> Precis som på reglerkraftmarknaden, erbjuds flexibilitets-tjänster av aktörer som snabbt kan ställa om sin förbrukning eller produktion. I princip kan man även tänka sig nätägare och andra aktörer som erbjuder nättjänster på marknaden. Detta kan röra sig om brytare som ändrar topologin i nätet, apparater som kan ändra spänningen i lokalnätet och olika typer av reaktiv effektkompensering (Jin m.fl.

23. Det finns även flexibilitetsmarknader som omsätter icke-frekvensrelaterade stödtjänster som ö-drift och återstart efter systemkollaps (Valarezo m.fl. 2021).

2020). Accepterade bud ersätts vanligtvis med betalning enligt bud, på samma sätt som för omdirigering, se avsnitt 4.1. Bne Flexmarket i Tyskland och Cornwall LEM i England är två undantag som använder reglerade priser respektive marginalprissättning (Radecke m.fl. 2019; Valarezo m.fl. 2021). Lokalisering och prestanda kan vara avgörande för huruvida ett bud accepteras på en flexibilitetsmarknad. Men vissa marknader i Tyskland, såsom SINTEG Enera, Nodes Market och GOPACS, är indelade i olika områden där alla enheter inom samma område betraktas som likvärdiga, vilket underlättar klareringen och ökar transparensen (Radecke m.fl. 2019).

Antalet flexibilitetsmarknader i Europa ökar, även om de flesta för närvarande genomförs som pilotprojekt.<sup>24</sup> Som exempel från Sverige kan vi nämna geografiskt omfattande marknader som Sthlmflex (Stockholms län) och CoordiNet i Uppsala län, Västernorrland (Jämtlands län), på Gotland och i Skåne.<sup>25</sup> Flexibilitetsmarknader kan ha olika syften. På Gotland är det svårt att balansera produktion och konsumtion på grund av begränsad kapacitet i överföringen från fastlandet. I Västernorrland är det stundtals överskott på vindkraft. I Malmö, Stockholm och Uppsala finns en ökande risk för lokal elbrist. I EU-länder som Nederländerna och Tyskland används dessa marknader främst för att hantera lokala överskott i elproduktionen. I Storbritannien förefaller intresset för flexibilitetsmarknader mest drivas av att nätföretagen kan spara stora belopp på att skjuta nätinvesteringar på framtiden (Dronne m.fl. 2021). Detta avsnitt fokuserar på problem i samband med tillfälliga lokala efterfrågeöverskott.

Flexibilitetsmarknader kan fylla en viktig funktion i region- och lokalnäten genom att förbättra den lokala balansen mellan produktion och konsumtion. Detta gynnar elförsörjningen även på en övergripande nivå genom att aktivera flexibla resurser som normalt sett inte deltar i Svenska kraftnäts specialreglering. Därigenom minskar flaskhalsarna i transmissionsnätet. För att underlätta samverkan mellan olika lokala flexibilitetsmarknader och omdirigering vore det önskvärt att marknadsprodukter och budgivningsformaten standardiserades så att det

24. Olika sammanställningar finns bland annat i Energimarknadsinspektionen (2020b), Radecke m.fl. (2019) och Valarezo m.fl. (2021).

25. CoordiNet projektet i Skåne kallas för Switch. Det finns även lokala marknader på mikronivå som InteGrid i Hammarby Sjöstad, Interflex i Malmö och Simris.

blir enkelt att jämföra bud på olika marknader. Energimarknadsinspektionen (2020b) lägger förslag i den riktningen. Det vore även bra om prissättningen blev likformig på flexibilitetsmarknaderna och i omdirigeringen. Detta behöver inte nödvändigtvis innebära att flexibilitetsmarknaderna anpassar sig efter utformningen av Svenska kraftnäts handel med reglerkraft och specialreglering eller att produkterna på flexibilitetsmarknaderna definieras snävare. Man skulle kunna tänka sig att alla marknader övergår till ett mer flexibelt budgivningsformat. Exempelvis medger realtidsmarknaden i Storbritannien att varje anläggning i detalj beskriver prestanda och hur aktiveringskostnaden beror på hur resursen nyttjas. I Storbritannien tillämpas betalning enligt bud för alla bud som accepteras i realtid, oavsett om de används till balansering eller omdirigering. En sådan prissättning skulle underlätta samverkan mellan flexibilitetsmarknader och reglerkraftmarknad. Å andra sidan är det svårare att övervaka konkurrensen på en marknad med betalning enligt bud, eftersom buden då beror på förväntad efterfrågan på flexibla tjänster. Detta beroende gör det även svårare att beräkna optimala bud. Risker för felbedömningar och en ineffektiv klarering ökar.<sup>26</sup>

En fråga som ofta kommer upp när det gäller utformningen av flexibilitetsmarknader är huruvida aktörer som säljer flexibel kapacitet till marknaden ska motta betalningar som ersättning för att ställa sådan kapacitet till förfogande (Schittekatte och Meeus 2020; Ruwaida m.fl. 2021). Detta innebär att ersättning betalas ut även om tjänsten inte utnyttjas. Kapacitetsbetalningar är särskilt användbara när det råder brist på flexibel kapacitet (Dronne m.fl. 2021). De minskar risken för aktörer som ska investera i flexibilitet eller som behöver investera i styrning och kommunikation och utbilda personal för att kunna delta på en flexibilitetsmarknad. Dessutom gör en upphandling av flexibel kapacitet att det blir lättare för marknadsaktörer att koordinera investeringsbeslut. Osäkerhet och koordineringsproblem är som störst i samband med att en flexibilitetsmarknad startas upp, särskilt som det finns en risk att marknaden inte kommer i gång om det visar sig att flexibilitet inte behövs. Erfarenheterna med flera svenska pilotprojekt (Ruwaida m.fl. 2021) kan illustrera att detta är en reell möjlighet. På

26. Holmberg och Tangerås (2020) diskuterar ytterligare för- och nackdelar med betalning-enligt-bud-prissättning.

CoordiNets flexibilitetsmarknad på Gotland fanns inget behov överhuvudtaget av flexibla tjänster under vintern 2019–20. På CoordiNets marknad i Skåne köptes flexibla tjänster vid endast ett enstaka tillfälle under samma vinter. Behovet av flexibla tjänster var väsentligt större i Uppsalas regionnät och på Sthlmflex (Ruwaida m.fl. 2021).

Givet osäkerheten med nystartade marknader, anser vi att det kan finnas ett behov av att ersätta flexibel kapacitet med kapacitetsbetalningar i en initial fas, en möjlighet som för närvarande finns på Sthlmflex och inom CoordiNet. På längre sikt är vi dock skeptiska till den typen av betalningar; se även Energimarknadsinspektionen (2020b). Flexibel kapacitet som har avropats på marknaden måste finnas tillgänglig när den faktiskt behövs i elsystemet. I Norden är det särskilt viktigt att den flexibla kapaciteten kan leverera när det är kallt (Ruwaida m.fl. 2021). För att undvika att betala för en vara man inte får, bygger ett fungerande system med kapacitetsbetalningar på att man kan definiera en tillförlitlig kapacitet för varje anläggning viss tid i förväg. Denna uppgift är särskilt utmanande vad gäller efterfrågefleksibilitet och energilagring. Dessutom tenderar konkurrensen att bli dålig när kapacitet upphandlas, eftersom utbudet av flexibel kapacitet är begränsat. Vidare blir upphandlingen ofta ineffektiv när anläggningar har olika prestanda.<sup>27</sup>

### *Slutsats*

Kapacitetsbetalningar för flexibel kapacitet kan vara nödvändiga för att minska aktörernas affärsrisk i samband med starten av en flexibilitetsmarknad. De behöver dock inte nödvändigtvis vara del av en samhällseffektiv lösning på längre sikt när marknaden har uppnått tillräcklig likviditet.

Även på en flexibilitetsmarknad är det viktigt att kvalitetssäkra resursernas prestanda och utföra leveranskontroller. Kvalitetssäkring sker i samband med att en anläggning godkänns som en flexibel resurs på flexibilitets- eller reglerkraftmarknaden. Leveransgranskningen mäter

<sup>27</sup> Holmberg och Tangerås (2020) och Energimarknadsinspektionen (2020b) diskuterar för- och nackdelar med kapacitetsbetalningar i större detalj.



och undersöker i vilken utsträckning flexibilitet har levererats enligt accepterat bud, och gör eventuella avdrag för avvikelser. För att öka effektiviteten och transparensen bör sådana granskningar och kvalitetssäkringar standardiseras.

Oönskad arbitragehandel är ett potentiellt problem för flexibilitetsmarknader. Sådan handel kan exempelvis uppstå om flexibilitet betingar ett högt pris på Sthlmflex, medan el inom elområde SE3 handlas till ett annat och lägre pris på elbörsen, som i figur 5. Då kan en aggregator i Stockholmsområdet skenbart förvärva en kapacitetsbrist genom att först köpa el på elbörsen till priset  $p^H$  för att därefter sälja elen som förbrukningsreduktion på Sthlmflex för upp till  $p_0$ . Beckstedde m.fl. (2021) finner att nya typer av oönskat arbitrage då kan uppstå, utöver de kända problem som diskuteras i avsnitt 4.3 och 5.3. Arbitrage påverkas bland annat av hur och i vilken ordning flexibilitetsmarknaden och omdirigeringen avropas. Mer detaljerade prissignaler på elbörsen skulle motverka oönskat arbitrage. Problemen minskar alltså vid en mer detaljerad indelning i elområden, så att även elbörsen anger ett lokalt pris för Stockholm.

Det vore även bra om regleringen av buden på flexibilitetsmarknaderna kunde harmoniseras, exempelvis i linje med regleringen i Nederländerna och Storbritannien. Budregleringen och regleringen av referenspunkterna som gäller för efterfrågefexibilitet borde vara desamma för alla flexibilitetsmarknader och på reglerkraftmarknaden. Samtidigt är utvecklingen av flexibilitetsmarknaderna i ett tidigt skede, och initialt kan det finnas fördelar med en flexibel reglering (Schittekatte och Meeus 2020; Valarezo m.fl. 2021).

Ett specifikt problem som försvårat samverkan på Sthlmflex är hanteringen av fullmakter. I dag har olika aktörer olika fullmakter att styra flexibla resurser och att dela information om dessa resurser (Ruwaida, m.fl. 2021). Fullmaktshanteringen behöver således standardiseras för att bli mer effektiv. Även samverkan mellan Svenska kraftnät och nätföretag behöver förbättras på olika sätt, till exempel genom utbyte av information och samverkan i prognos- och planeringsarbete. Energi marknadsinspektionen (2020b) presenterar förslag som ska förbättra samverkan och förtydliga ansvarsfördelningen i Sverige. Anaya och Pollitt (2021), Jin m.fl. (2020) och Valarezo m.fl. (2021) beskriver hur andra länder och marknader arbetar med de här frågorna samt hur samverkan kan åstadkommas med turtagning på marknaden. Även pi-

lotprojekt som CoordiNet och Sthlmflex syftar till att ta fram riktlinjer för hur nättaktörerna bäst bör samverka och ansvaret bäst fördelas mellan dessa (Valarezo m.fl. 2021; Ruwaida m.fl. 2021). I fallet Sthlmflex vill man också undersöka hur man får till en bra samverkan mellan systemoperatör och multipla nätföretag.

Viktiga frågor rör nätföretagens roll på flexibilitetsmarknaden. Schittekatte och Meeus (2020) anger flera skäl till att en oberoende aktör bör ansvara för denna marknad. För det första har nätföretag sällan den upparbetade kompetens som behövs för att vara marknadsoperatör, för det andra behöver neutraliteten säkerställas, vilket är särskilt viktigt när nätföretaget deltar med egna resurser på flexibilitetsmarknaden. Att marknadsoperatören är oberoende är även viktigt om flera nätägare deltar i handeln på samma flexibilitetsmarknad. Dronne m.fl. (2021) noterar att detta är i linje med hur ansvaret för flexibilitetsmarknader brukar organiseras i praktiken. De noterar visserligen att det franska nätföretaget ENEDIS driver sin egen flexibilitetsmarknad, men den marknaden är å andra sidan inte öppen för andra nätägare. Tangerås (2020) visar emellertid att ett nätföretag som kontrollerar flexibilitetsresurser kan manipulera marknaden ändå, om nätföretaget är ansvarigt för att upprätthålla den lokala balansen i elnätet på samma sätt som en systemoperatör har detta ansvar på övergripande nivå. Energimarknadsinspektionen (2020b) föreslår att nätföretag endast i undantagsfall ska få driva flexibilitetsmarknader.

### *Slutsats*

För att förbättra samverkan mellan lokala flexibilitetsmarknader och reglerkraftmarknaden borde budgivningsformat, marknadsprodukter, prissättning, kvalitetssäkring, leveransgranskning, budreglering, referenspunkter, fullmaktshantering och informationsformat standardiseras av ansvarig myndighet. Dessutom bör – i den mån det är möjligt – ett företag som är oberoende av nätföretagen och andra marknadsaktörer ansvara för den lokala flexibilitetsmarknaden.

Andra aktörer som kan efterfråga flexibilitetstjänster är de balansansvariga (Jin m.fl. 2020). Det finns dock en risk att de använder flexibla resurser till att hålla nere egna och kunders obalanser, i stället för att erbjuda marknaden flexibilitetstjänster. I den meningen blir de balansansvariga en konkurrent till systemoperatören och nätföretaget. I detta fall borde systemoperatörens och nätföretagets behov ha företräde. Det är av överordnad betydelse att frekvensregleringen och spänningsregleringen fungerar och att nätet inte överbelastas, medan balansansvariga endast har ett finansiellt ansvar för sina och sina kunders obalanser. Vi tror att regleringen av balansansvariga och straffavgifter för obalanser behöver ses över så att en större andel av de potentiella flexibilitetstjänsterna kan bli tillgängliga för Svenska kraftnät och nätföretag på marknaden.

Generellt beror efterfrågefleksibilitet på om individuella konsumenter har ett rörligt elpris eller inte. Kunder med fastpriskontrakt på månads- eller årsbasis har inget att tjäna på att flytta sin förbrukning från timmar med höglast till timmar med låglast, även om prisskillnaderna vore stora på elbörsen. En aggregator kan bidra till att lösa detta problem genom att köpa förbrukningsreduktion till fast pris från enskilda konsumenter och handla efterfrågefleksibilitet på elbörs, flexibilitets- eller reglerkraftmarknad till rörligt elpris. Aggregatorn tar prisrisken i kraft av sin position som mellanhand mellan marknad och slutkonsument.

För ett hushåll som inte har avtal med någon aggregator, krävs ett rörligt elpris för att skapa ett ekonomiskt incitament att begränsa elförbrukningen när elpriserna är höga. För kunder som inte vill exponera sig för kortsiktig elprisrisk, kan en del av den planerade konsumtionen prissäkras medan avvikelser möter det rörliga elpriset. Större industri-konsumenter kan välja hur stor prisrisk de vill ta genom att besluta om hur mycket av sin förbrukning de vill prissäkra på den finansiella marknaden eller i bilaterala avtal. Om elhandlare erbjöd likartade avtal till slutkunder, skulle även enskilda hushåll kunna välja hur stor prisrisk de vill ta. Ett hushåll som säkrar en förutbestämd förbrukning om  $k$  kWh till ett fast pris om  $f$  per kWh skulle då ha en elkostnad lika med  $fk + p(q - k)$ , där  $p$  är det rörliga elpriset och  $q$  är den faktiska förbrukningen. I motsats till kontrakt med rörligt pris är endast en del av förbrukningen,  $q - k$ , exponerad för prisrisk. I motsats till fastprisavtal har hushållet ekonomiskt incitament att hushålla med elen när priset

är högt, eftersom man betalar det rörliga elpriset  $p$  för den marginella förbrukningen.

*Slutsats*

Elprisavtal där slutkunder kan välja fastpris för en valfri mängd av sin förväntade elförbrukning och rörligt elpris för resterande förbrukning skulle begränsa kundernas prisrisk och samtidigt ge ekonomiska incitament för efterfrågefleksibilitet.

## 6. Flexibla nättariffer för att uppnå flexibel elförbrukning

KONSUMENTER BETALAR – förutom för den el de använder – nättariffer för att täcka kostnaderna för överföring av el från kraftverk till användare. Rätt utformade kan nättariffer i lokala och överliggande nät bidra till att jämna ut konsumtionen över tid. De kan på så sätt användas som komplement till elpriser för att lösa problem med lokal elbrist.

### 6.1 Hur borde nättarifferna utformas?

Nättarifferna ska täcka nätverksamhetens löpande kostnader och ge tillräcklig avkastning för att nätföretagen ska få tillgång till det kapital för investeringar som behövs »i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk« (ellag, 1997:857, 5 kap. 1 §). Historiskt har efterfrågan på el varit okänslig för elpriset, och nätföretag har saknat information om hur mycket el enskilda hushåll använt från timme till timme. Under dessa omständigheter har nättarifferna haft en ganska enkel utformning. Numera mäter många hushåll sin elförbrukning mycket detaljerat. Behoven av att använda elnäten mer ekonomiskt i kombination med förbättrad mätning skapar förutsättningar för mer effektiva nättariffer.

Nättariffer bör innehålla tre komponenter, där varje komponent bör svara mot direkta kostnader hos nätföretaget (Schittekatte och Meeus 2018; Thema 2019). Den första komponenten är en *fast avgift* som täcker nätföretagets kostnader för anslutning, mätning och fakturering. Den andra komponenten är en rörlig *energitariff* som är baserad på hushållets elförbrukning. Den ska motsvara kortsiktiga kostnader som uppstår i nätet på grund av hushållets elanvändning. I första hand

gäller detta förluster i nätet, det vill säga sådan elenergi som försvinner som värme under transport. Elförbrukningen i de enskilda hushållen har externa effekter såtillvida att ökad elförbrukning orsakar större förluster i nätet när även annan elförbrukning är hög. Energitariffen bör därför vara dynamisk, vilket innebär att den rörliga avgiften är högre när elförbrukningen är högre. Den rörliga avgiften bör även täcka energitariffer från överliggande nät.

Den tredje komponenten är en *effekttariff*. När elförbrukningen ligger nära kapacitetstaket i lokalnätet, skulle ytterligare konsumtion innebära att nätet behöver byggas ut. Effekttariffen ska i första hand svara mot den långsiktiga rörliga kostnaden som uppstår vid investeringar som syftar till att höja kapaciteten i nätet. Ett nätföretag kan även handla på en flexibilitetsmarknad och därigenom minska konsumtionen i nätet så pass mycket att den totala elförbrukningen ryms inom den befintliga nätkapaciteten. Effekttariffen bör alltså täcka nätföretagets skäliga kostnader på flexibilitetsmarknaden och även täcka effekttariffer i överliggande nät. Optimalt bör en sådan tariff tas ut av hushållen vid de tillfällen då den totala konsumtionen når sin topp i det lokala nätet. Detta svarar mot principen om *Critical Peak Pricing* (CPP) (Thema 2019). Tanken är att effekttariffen ska trycka ned och platta till toppen på efterfrågan i nätet, så att den når upp till men inte överstiger en förutbestämd maxnivå. Idealt bör effekttariffen finkalibreras och tillåtas vara olika för olika timmar beroende på efterfrågan. Man måste säkerställa att tariffen inte är så låg att förbrukningen överstiger maxnivån. Man måste även säkerställa att tariffen inte innebär att förbrukningstoppen endast flyttas till en annan tidpunkt. För hushållen skulle det underlätta, och efterfrågeresponsen bli kraftigare, om det är förutbestämt vilka timmar effekttariffen tas ut, och hur hög den kommer vara för varje *referenstimme*. Mindre effektiva varianter vore att basera individuella effekttariffer på säkringsstorlek, en kunds maximalt uppmätta elförbrukning eller dess abonnerade effekt (Thema 2019). Studier finner att konsumenter anpassar sig efter nättariffernas utformning, och anpassningen blir särskilt kraftfull vid effekttariffer av CPP-typen (Thema 2019).

Inom ett lokalnät kan det uppstå interna kapacitetsproblem vid olika tidpunkter (Schittekatte och Meeus 2018). Idealiskt skulle tariffen för lokalnät tillåtas variera beroende på var i elnätet en viss anläggning var lokaliserad, inte minst för att ge korrekta lokaliseringssignaler för

förnybar elproduktion (Tangerås och Wolak 2019). Geografiska nättariffer på lokalnivå är dock inte förenliga med ellagen. Vi föreslår att regelverket justeras genom att tillåta differentierade nättariffer för alla anläggningar över en viss storlek. Tariffsatserna ska vara desamma för alla hushåll inom ett lokalnät, men det ska vara tillåtet för nätföretaget att ha olika referenstimmar för effekttariffen i olika delar av nätet. Energimarknadsinspektionen (2020a) lägger andra förslag som ska underlätta för lokala nätägare att förbättra lokaliseringssignalerna i nätet.

### *Slutsats*

Nättarifferna bör ha viss geografisk differentiering och bestå av tre komponenter: 1) en fast del som täcker kostnader för anslutning, mätning och fakturering, 2) en energidel som täcker kortsiktiga rörliga kostnader i nätet, såsom förluster, och 3) en effektdel som bland annat ska täcka kapacitetshöjningar i nätet och tas ut när elförbrukningen ligger nära den maximala kapaciteten i elnätet.

Behovet att införa dynamiska nättariffer hänger samman med hur väl fungerande elmarknaden är i andra avseenden. Sådana tariffer behövs inte i någon större utsträckning om kapacitetsbrist främst uppstår mellan elområden och kunderna anpassar sin elförbrukning efter hur priserna varierar över dygnet. På region- eller lokalnätsnivå kan välutvecklade flexibilitetsmarknader med lokal prisvariation sköta liknande uppgifter. Då räcker mindre sofistikerade nättariffer, vilka kan konstrueras med huvudsyfte att skapa effektiva incitament för nätinvesteringar. En fördel med att konsumenter reagerar på prissignaler från elmarknaden är att dessa på ett bättre sätt återspeglar resursbegränsningar i elsystemet än nättariffer, som med nödvändighet kommer vara mer schablonmässiga. Elpriset kommer dock inte ha den upplösning som behövs för att lösa problem med lokal elbrist i samband med interna flaskhalsar eftersom dessa priser sätts på elområdesnivå. Flexibilitetsmarknader kan vara för dyra att implementera och driva lokalt. Vidare behöver aktörerna investera i automatisering om de ska kunna delta på en flexibilitetsmarknad. Vi anser därför att dynamiska nättariffer har en särskilt viktig roll när det gäller att lösa elbrist på sådana lokala markna-

der där lokala marknadslösningar har svaga förutsättningar att fungera.

En relaterad fråga är hur nättarifferna bör utformas för producenter och prosumenter i lokalnätet. Pérez-Arriaga m.fl. (2017) förespråkar symmetriska tariffer för inmatning och förbrukning. Om en konsument vid en given tidpunkt och på en given plats får betala en rörlig avgift för att konsumera en viss mängd el, bör en producent kompenseras med samma rörliga ersättning om den producerar samma mängd el på samma plats och vid samma tidpunkt. Asymmetriska avgifter ger marknadsaktörer överdrivna incitament att handla med varandra vid sidan om marknaden, eller att överinvestera i batterier.

I grova drag är ovanstående resonemang även tillämpbara på nättariffer i region- och transmissionsnät. En skillnad är att det är mer vanligt att effektflödena går i båda riktningar i dessa överliggande nät. I de fallen är det särskilt önskvärt att energi- och effektkomponenterna är dynamiska.

## 6.2 Hur nätföretagen regleras i dag

Allmänt gäller att regleringen behöver bli mer flexibel i takt med att elnäten blir smartare. Den befintliga nätregleringen i Sverige innehåller inga sådana komponenter som diskuteras i föregående avsnitt. I stället specificeras regler för hur nätföretagen ska kompenseras för löpande kostnader och för kapitalkostnader. De löpande kostnaderna är självrapporterade och består bland annat av kostnader för nätförluster samt abonnemang till överliggande och angränsande nät. Energimarknadsinspektionen, som är regleringsmyndighet, har pålagt nätföretagen effektiviseringskrav för kostnadskategorier som drift och underhåll. Kapitalkostnaderna beräknas utifrån företagets uppskattade kapitalbas multiplicerat med en kalkylränta som bestäms av Energimarknadsinspektionen inför varje tillsynsperiod. Baserat på dessa kostnader beräknar Energimarknadsinspektionen en intäktsram för varje nätföretag.

De enskilda nätföretagen bestämmer själva strukturen för sina nättariffer. De uppställda kraven i ellagen är att de samlade tariffer som nätföretagen tar ut under tillsynsperioden inte får överstiga intäktsramen. Nättarifferna ska vara objektiva och icke-diskriminerande, och för lokalnät gäller att de inte får utformas med hänsyn till var i nätet en anslutning är belägen. Ersättning för inmatning av el ska motsvara nätföretagets värde av minskade nätförluster och minskade energi- och



effektavgifter. Nätnytttoersättningen är individuell för varje anläggning och skiljer sig således från nättarifferna för förbrukning (Energimarknadsinspektionen 2020c). Ellagen innehåller möjligheter att anpassa intäktsramen till kvaliteten i nätverksamheten och till hur mycket verksamheten bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet. Avvikelse kan medföra en ökning eller minskning av kapitalavkastningen. Vissa länder, exempelvis Storbritannien, har formaliserade regler för hur sådana justeringar ska gå till.

Givet hur nätregleringen ser ut i dag, uppstår frågan i vilken utsträckning nätföretagen själva har möjlighet och incitament att införa effektiva nättariffer. Man kan börja med att konstatera att nätföretag på region- och lokalnätetsnivå inte har något formellt systemansvar. Det övergripande systemansvaret ligger på Svenska kraftnät. Detta betyder inte att regionala och lokala nätföretag inte har något eget intresse av att upprätthålla viss leveranssäkerhet inom sitt eget område. De är skyldiga att se till att överföringen av el är av god kvalitet. De ska även utföra risk- och sårbarhetsanalyser och upprätta åtgärdsplaner som visar hur leveranssäkerheten i det egna elnätet ska förbättras (ellag, 1997:857, 3 kap. 9 §).

Om man vill skärpa incitamenten finns två möjligheter. Den ena är att Energimarknadsinspektionen eller annan myndighet anger specifika krav på vilka komponenter som ska ingå i nätföretagens tariffer och hur de enskilda komponenterna ska beräknas. Energimarknadsinspektionen har nyligen beslutat om nya föreskrifter för utformningen av nättarifferna. När dessa är implementerade kommer nätföretagen inte ha samma frihet som i dag att utforma sina nättariffer. Den andra möjligheten är att genom intäktsregleringen skapa ekonomiska incitament för nätföretagen att införa effektiva tariffer. Syftet med detta avsnitt är dock inte att ge en komplett beskrivning av en optimal intäktsreglering, utan snarare att kortfattat ställa upp vissa principer enligt vilken en sådan reglering kan utformas.

För det första bör det finnas en möjlighet för regionnätetsföretag att ta regionalt systemansvar och för lokalnätetsföretag att ta lokalt systemansvar om de är kvalificerade. För lokalnät skulle ett sådant systemansvar innebära att överliggande nät ska tillhandahålla den abonnerade kapaciteten. Givet denna kapacitet har det lokala nätföretaget ansvar för att upprätthålla balansen mellan förbrukning och produktion inom lokalnätet. Eftersom ett sådant ansvar innebär kostnader och risker,

bör alla nätföretag med systemansvar få extra ersättning för detta i form av ökad intäktsram. Lokalt systemansvar är ingen garanti för effektiv drift, eftersom nätföretaget har incitament att överinvestera i leveranssäkerhet om sådana kostnader fritt kan föras över på kunderna i form av högre nättariffer. Högre leveranssäkerhet innebär lägre risk för elbrist. Nätföretaget bör därför endast få ersättning för skäliga kostnader, men dessa kan vara svåra att kontrollera för utomstående. Ett sätt att minimera detta problem under inkomstreglering är ett krav om att nätföretagen *inte* får föra över oskäliga kostnader på kundkollektivet. Detta ger företaget incitament att minimera kostnaden för att upprätthålla leveranssäkerheten, exempelvis genom att handla nödvändig förbrukningsreduktion på en flexibilitetsmarknad eller genom en effektiv dynamisk nättariff. Problemet med överinvesteringar gäller även andra delar av nätföretagens verksamhet. Till exempel har ett nätföretag incitament att bygga för mycket kapacitet om den reglerade kalkylräntan är högre än marginalkostnaden för nätutbyggnad.

#### *Slutsats*

Nätföretag bör få möjlighet att ta lokalt systemansvar. Inkomstregleringen bör anpassas för att ge dessa företag incitament att införa effektiva nättariffer.

Svenska kraftnät använder sig redan i dag av energi- och effekttariffer. De tar även in flaskhalsintäkter från försäljning av kapacitet på dagen-före-marknaden. Enligt artikel 19 i EU:s elmarknadsförordning ska dessa investeringar särskilt användas för att investera i nya nät (EU 2019). Flaskhalsintäkten svarar därför mot en effekttariff. För att undvika dubbelbetalning bör effekttariffer i transmissionsnätet endast tas ut för att bygga bort interna flaskhalsar. Precis som i dag bör systemoperatören vara fri att ha olika tariffsatser i varje anslutningspunkt.

## 7. Diskussion

DEN MEST EFFEKTIVA marknadsreformen för att lösa problem med lokal elbrist är en indelning av Sverige i ytterligare elområden. Särskilt viktigt är det att skapa elområde Stockholm. Hur gränsen ska dras är upp till andra att bestämma. Vi föreslår att elområden i storstadsregioner ska vara *partiella*. Konkret innebär detta att nya elområden endast ska gälla för försäljning, medan inköp följer den befintliga indelningen i elområden. För att en sådan marknad ska fungera effektivt måste särskilda åtgärder införas för att begränsa arbitragehandel. Partiella elområden är inte lika effektiva som konventionella elområden, men har fördelen att stora geografiska skillnader i elpriset kan undvikas för konsumenterna. Prisskillnader som uppfattas som orättvisa kan polarisera elmarknadsdebatten, vilket ökar risken för ineffektiva ingrepp framöver.

På många håll experimenteras det med lokala flexibilitetsmarknader som ska minska risken för lokal elbrist. I Sverige testas sådana marknader exempelvis i Stockholm, Uppsala, Malmö, på Gotland och i Västernorrland. Flexibilitetsmarknader riktar sig mot att lösa obalanser i underliggande nät och utgör därför ett komplement till de befintliga marknaderna. Särskilt betydelsefullt är det att harmonisera marknadsreglerna och prisbildningen med resterande marknader för att effektivisera handeln och motverka möjligheter för marknadsaktörer att tjäna på strategisk handel.

Om nättarifferna i lokala och överliggande nät utformas på rätt sätt kan de ge incitament till en mer effektiv elförbrukning. Eftersom nättariffer blir schablonmässiga är marknadsmässiga prissignaler fortfarande att föredra. Dock kan nättariffer med fördel användas som komple-

ment till, eller i stället för, elpriser för att lösa lokal elbrist om flexibilitetsmarknader eller andra marknadslösningar inte går att genomföra.

# Referenser

- Ahlqvist, Victor, Pär Holmberg och Thomas Tangerås (2022): A survey comparing centralized and decentralized electricity markets. *Energy Strategy Reviews* 40, 100812.
- Anaya, Karim och Michael Pollitt (2021): How to procure flexibility services within the electricity distribution system: Lessons from an international review of innovation projects. *Energies*, 14(15), 4475.
- Beckstedde, Ellen, Leonardo Meeus och Erik Delarue (2021): Strategic behaviour in flexibility markets: new games and sequencing options. Working Paper No. ESIM2021-05, Energy Systems & Modelling Group, KU Leuven.
- Bergman, Lars och Bo Diczfalusy (2020): Spänning på hög nivå – en ESO rapport om elnätets roll för säkra elleveranser. ESO rapport 2020:4.
- DNV (2020): Market-based redispatch in the distribution grid: Why it works! Rapport No. 2020-0977. Konsultrapport författad på uppdrag av Nodes.
- Dronne, Theo, Fabien Roques och Marcelo Saguan (2021): Local flexibility markets for distribution network congestion-management in Center-Western Europe: Which design for which needs? *Energies*, 14(14), 4113.
- Elia Group (2019): Future-proofing the EU energy system towards 2030.
- Energimarknadsinspektionen (2013): Områdesprissäkring och den nordiska marknadsmodellen. R2013:16.
- Energimarknadsinspektionen (2020a): Lokaliseringssignaler i elnätstariffer. PM 2020:03. Förslag till lagändring.

- Energimarknadsinspektionen (2020b): Kapacitetsutmaningen i elnäten. R2020:06.
- Energimarknadsinspektionen (2020c): Ellagens bestämmelser om ersättning vid inmatning av el: Metod vid prövning av tvister om nätnyttoersättning. PM 2020:04.
- Energimarknadsinspektionen (2021): Utvärdering av risksäkringsmöjligheter på den svenska elmarknaden – för samråd enligt FCA-förordningen.
- Energimyndigheten (2021): Uppföljning av det gemensamma initiativet avseende effekten för elförsörjningen i Malmö och Stockholm.
- EU (2019): Europaparlamentets och rådets förordning om den inre marknaden för el, 2019/943.
- Graf, Christoph, Federico Quaglia och Frank Wolak (2020): Simplified electricity market models with significant intermittent renewable capacity: Evidence from Italy. Working Paper No. w27262, National Bureau of Economic Research (NBER).
- Holmberg, Pär och Ewa Lazarczyk (2015): Comparison of congestion management techniques: Nodal, zonal and discriminatory pricing. *The Energy Journal* 36(2), s. 145–166.
- Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2020): Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden. IFN Policy Paper 92.
- Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2021): En elmarknad med enhetliga priser för förbrukning. IFN Rapport.
- Holtz, Christian, Saara Hollmén, Petr Spodniak och Dmitri Perekhodtsev (2022): Measures to improve risk hedging opportunities on the electricity market in Sweden. Rapporten är författad av konsultbolagen Merlin & Metris AB samt Compass Lexicon på uppdrag av Energimarknadsinspektionen.
- Jin, Xiaolong, Qiuwei Wu och Hongjie Jia (2020): Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods. *Applied Energy*, 261, 114387.
- Kleit, Andrew (2019): *Modern Energy Market Manipulation*. Emerald Publishing Limited.
- Kunz, Friedrich, Karsten Neuhoff och Juan Rosellón (2016): FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system. *Energy Economics*, 60, s. 176–185.

- Liljeblad, Anna, Marcus Jansson och Ingrid Nohlgren (2015): Regionala fjärrvärmesamarbeten – Drivkrafter och framgångsfaktorer. Energiforsk. Rapport 2015:102.
- Lundin, Erik (2021): Geographic price granularity and investments in wind power: Evidence from a Swedish electricity market splitting reform. IFN Working Paper 1412.
- Länsstyrelserna (2020): Förutsättningar för en trygg elförsörjning – slutrapport till regeringen avseende ärende I2019/O1614/E.
- Montel Kraft-Affärer (2021): Svenska Kraftnät har brutit mot 70% regeln. nr 23, 18 november.
- Nodes, E-Bridge och Pöyry (2019): Market-based redispatch is a necessary complement to the current German regime.
- Pérez-Arriaga, Ignacio, Jesse Jenkins och Carlos Batlle (2017): A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study. *Economics of Energy & Environmental Policy* 6(1), s. 71–92.
- Radecke, Julia, Joseph Hefele och Lion Hirth (2019): Markets for local flexibility in distribution networks, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg.
- Ruwaida, Yvonne, Bengt Johansson och Linda Schumacher (2021): En rapport om sthlmflex: En lokal flexibilitetsmarknad i Stockholmsregionen. 22 april.
- Schittekatte, Tim och Leonardo Meeus (2018): Introduction to network tariffs and network codes for consumers, prosumers, and energy communities. Florence School of Regulation, technical report, July 2018.
- Schittekatte, Tim och Leonardo Meeus (2020): Flexibility markets: Q&A with project pioneers. *Utilities Policy* 63, 101017.
- Schlecht, Ingmar och Lion Hirth (2021): Dispatch Hub compensation schemes: Study on profit impacts and strategic incentives of alternative compensation schemes for Dispatch Hubs in the Flex-in-Market concept. Rapporten har skrivits på uppdrag av Elia Group SA.
- Skatteverket (2021): Utvärdering av avfallsförbränningskatten.
- Stockholms stad (2019): Effektsituationen i Stockholm. Stadsledningskontoret, promemoria, 30 januari.
- Svenska kraftnät (2022): Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten.

- Sweco (2020): Kartläggning av hur planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbrist i elnätet – En rapport till Energimarknadsinspektionen.
- Tangerås, Thomas (2020): Competition for flexible distribution resources in a ‘smart’ electricity distribution network. IFN Working Paper 1351.
- Tangerås, Thomas och Frank A. Wolak (2019): Locational marginal network tariffs for intermittent renewable generation. IFN Working Paper 1310.
- Thema (2019): Nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Thema Rapport 2019-II. Författad på uppdrag av Energimarknadsinspektionen.
- Valarezo, Orlando, Tomás Gómez, José Pablo Chaves-Avila, Leonardo Lind, Mauricio Correa, David Ulrich Ziegler och Rodrigo Escobar (2021): Analysis of new flexibility market models in Europe. *Energies*, 14(12), 3521.
- Wallnerström, Carl-Johan, Yalin Huang och Lennart Söder (2015): Impact from dynamic line rating on wind power. *IEEE Transactions on Smart Grid* 6(1), s. 343–350.





DE SENASTE ÅREN har problem med överföringsbegränsningar i elnätet blivit alltmer påtagliga i Sverige. Detta har gjort det svårt för företag att expandera sin verksamhet och lett till ökade regionala skillnader i elpriset.

Forskarna Pär Holmberg och Thomas P. Tangerås har undersökt olika marknadsreformer som inom några år skulle minska problemet med elbrist i storstäderna. Det handlar bland annat om att utnyttja de befintliga resurserna i systemet på ett mer effektivt sätt och förbättra de ekonomiska incitamenten för marknadsaktörerna.

*Pär Holmberg* och *Thomas P. Tangerås* är docenter i nationalekonomi och verksamma vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN).

Rapporten ges ut inom ramen för SNS forskningsprojekt Framtidens energisystem.

ISBN 978-91-88637-83-3



9 789188 637833