

En elmarknad med enhetliga priser för förbrukning¹

13 december 2021

Pär Holmberg (par.holmberg@ifn.se)

Thomas P. Tangerås (thomas.tangeras@ifn.se)

Institutet för Näringslivsforskning

Grevgatan 34, 102 15 Stockholm

¹ Vi tackar Ola Solér vid Region Skåne och Per Tryding vid Sydsvenska Handelskammaren för konstruktiva kommentarer, samt Stiftelsen Tekn. Doktor Ernst Wehtjes fond för finansiering.

Innehåll

Sammanfattning	3
Summary	4
1 Inledning	5
2 Elmarknaden i Sverige	5
3 En elmarknad med enhetliga priser för förbrukning	8
4 Konsekvenser av enhetliga elpriser för förbrukning	10
4.1 Icke-diskriminering av konsumenter	10
4.2 Arbitrage	11
4.3 Integration med andra elmarknader	13
4.4 Samhällsekonomisk effektivitet	13
4.5 Finansiell handel och konkurrensen på elmarknaden	14
5 Elmarknader i världen med enhetliga priser för förbrukning	14
5.1 Italien	15
5.2 Singapore	16
5.3 Delmarknader i USA	17
6 Diskussion	18
Referenser	18

Sammanfattning

Elmarknaden i Sverige delades 2011 in i fyra elområden. Syftet var att underlätta hanteringen av de flaskhalsar som uppstår när elnätet har otillräcklig kapacitet för att hantera flödena av el som behövs från norra Sverige för att möta efterfrågan i södra Sverige. Genom att priset ökar på elbörsen i elområden i södra Sverige och minskar i elområden i norra Sverige, uppstår en bättre balans mellan utbud och efterfrågan inom varje område. Detta minskar i sin tur behovet att överföra el från norr till söder. Innan reformen bestod Sverige av ett enda elområde med samma elpris över allt. För att hantera underskottet av elproduktion i södra Sverige, begränsades i stället exporten av el till Danmark regelbundet. EU ansåg att detta förfarande kunde bryta mot unionens konkurrensregler. Införandet av elområden mötte motstånd och särskilt i södra Sverige där konsumenter ansåg att det var orättvist att de skulle tvingas betala mera för sin el än på annat håll i landet.

Denna rapport beskriver en alternativ marknadsdesign där all förbrukning i Sverige betalar ett enhetlig pris på elbörsen oberoende av elområde medan all elproduktion ersätts med de lokala elområdespriserna. Det enhetliga elpriset beräknas som ett vägt genomsnitt av priserna i de fyra elområdena. Denna marknadsdesign eliminerar regional prisdiskriminering av konsumenter och bidrar troligen till att öka likviditeten på den finansiella marknaden. Dock försvinner prissignalen för lokalisering av förbrukning när elen kostar det samma över allt, och det kan bli svårare att få in flexibel elförbrukning på marknaden. Det finns risk för att det uppstår problem med arbitrage eftersom elbolag skulle kunna köpa elen billigt och sälja den dyrt i elområden med efterfrågeöverskott.

Rapporten beskriver elmarknader runt om i världen med olika priser för produktion och förbrukning, och hur reglerna på dessa marknader ser ut för att förhindra arbitrage och andra problem. Elmarknaden i Italien är särskilt intressant. Detta är det enda EU-land som har ett enhetligt pris för konsumenter och elområden för producenter. En lärdom är att genomgående ändringar i marknadsdesignen kommer behövas för att införa enhetliga elpriser för förbrukning. Särskilt kan det bli nödvändigt med mera detaljerad budgivning för vissa anläggningar än vad som är fallet i dag. En särskild lärdom från Italien är att det kan vara utmanande att integrera en sådan marknad med övriga Europa.

Summary

The Swedish electricity market was partitioned into four bidding zones in 2011. The purpose was to facilitate congestion management necessitated by transmission capacity constraints in the north-south direction. Increasing the wholesale price of electricity in southern Sweden and reducing the price in the north, achieves a better balance between demand and supply within each zone. Previously, Sweden consisted of one single bidding zone with a unified wholesale price of electricity across the country. Excess demand in southern Sweden was handled by curtailing exports to Denmark on a regular basis. This behavior was regarded as problematic by the EU and a possible violation of the EU competition law. The zonal reform was criticized particularly in southern Sweden where consumers deemed it unfair that they should pay more for their electricity than consumers elsewhere in Sweden.

This report describes an alternative market design where all consumption pays a unified wholesale price of electricity, whereas all production receives zonal prices. The unified price is calculated as the volume-weighted average of the four zonal prices in Sweden. This market design avoids geographical price discrimination of consumers and probably has the additional benefit of increasing the liquidity of the financial market. However, the locational price signal of consumption vanishes when electricity costs the same everywhere, which also renders it more difficult to implement flexible consumption solutions. Arbitrage problems arise as companies could potentially purchase electricity at the unified price and sell it at the higher zonal price in areas with excess demand.

The report also describes electricity markets around the world that have implemented different prices for production and consumption. The Italian electricity market is particularly relevant. It is the only market in EU with a unified price for consumption and zonal prices for production. The report also discusses market rules that have been implemented to reduce arbitrage problems and other inefficiencies in the Italian and related markets. One lesson is that extensive modifications to the current design will be required to incorporate a unified price for consumption. In particular, it can be necessary to introduce more detailed bidding for certain units than what is the case today. The Italian experience is that such a reform might challenge integration with other electricity markets in the EU.

1 Inledning

Bakgrunden till denna rapport är en framväxande kapacitetsbrist i elnätet, vilket har medfört att prisskillnaderna på el har ökat inom Sverige. Konsumenter i södra Sverige upplever att det är orättvist att de ska betala väsentligt mer för sin el än konsumenter i norr. I den här rapporten diskuterar vi ett alternativ där man inför ett enhetligt elpris för förbrukning, samtidigt som elpriset för produktion fortsätter variera geografiskt. För diskussionens skull, tänker vi oss att man bibehåller dagens fyra elområden för produktion, medan all förbrukning i Sverige sker till samma pris. Detta pris beräknas som ett vägt genomsnitt av priserna i de fyra elområdena.

Vi beskriver den nuvarande svenska elmarknaden i kapitel 2, innan vi redogör för en hypotetisk elmarknad med ett enhetligt pris för förbrukning i kapitel 3. I kapitel 4 diskuterar vi potentiella ekonomiska konsekvenser av en sådan marknadsdesign jämfört med dagens situation där elområdespriser gäller för produktion och förbrukning. I kapitel 5 går vi genom elmarknaderna i Italien och Singapore samt delmarknader i USA med en liknande design. Vi avslutar rapporten med en diskussion i kapitel 6 av de grundläggande utmaningar som en alternativ design skulle ge upphov till, och sett i ljuset av de regler man har infört på andra elmarknader.

2 Elmarknaden i Sverige

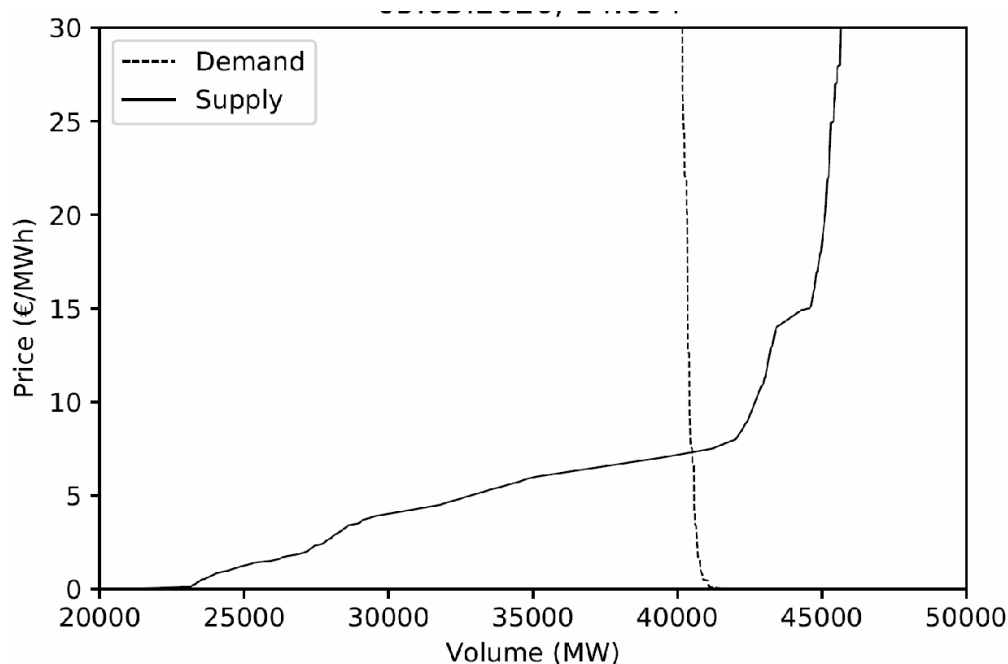
Det fysiska elsystemet består av en mängd anslutningspunkter (noder) sammankopplade genom ett ledningsnät. Huvudpulsådern i det svenska elsystemet är det högspända transmissionsnätet som utgör den delen av ledningsnätet som har en spänning om minst 220 kilovolt (kV). Kärnkraft, vattenkraft och annan storskalig elproduktion är kopplad till transmissionsnätet genom noder för produktion. Elintensiva industri- och pappersbruk som stålverk och pappersbruk är kopplade till transmissionsnätet genom noder för förbrukning. Även noder där transmissionsnätet ansluter till regionala elnät utgör anslutningspunkter för förbrukning. Dessa regionnät har spänningsnivåer i intervallet 30-130 kV. Viss småskalig elproduktion är kopplad till regionnäten genom regionala anslutningspunkter. Huvudsyftet med regionnäten är dock att transportera el till de lågspända lokalnäten som ansluter hushåll och andra mindre konsumenter till systemet. Det svenska elsystemet är del i det sammankopplade 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 prisreglerade marknaden för *överföring* av el. Orsaken till prisregleringarna är att kostnaden för konkurrerande infrastruktur begränsar möjligheten att uppnå fungerande konkurrens vad gäller elöverföring. Transmissionsnätet är statligt ägt genom Svenska Kraftnät (SvK) som även är delägare i de flesta överföringsförbindelserna med utlandet. Regionnäten är till största delen ägda av Vattenfall, E.ON eller Ellevio. Nätföretagen som äger och driver lokalnäten, kan både vara privata och offentliga. Denna rapport handlar emellertid om den avreglerade elmarknaden.

Det mesta av elen som produceras i Norden säljs på elbörsen *Nord Pool*. Sedan juni 2020 finns det även en konkurrerande elbör, *EPEX Spot*. 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. Det slutkundspris som hushållen betalar för sin elförbrukning beräknas som ett påslag på dagen-före priset. Under 2018 handlades 95 procent av den totala produktionen i Nord Pool-området på dagen-före marknaden. Denna täcker Danmark, Finland, Norge och Sverige samt de baltiska länderna. Marknaden är även integrerad med Europas övriga dagen-före marknader.

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



Källa: Nord Pool nordpoolgroup.com

På dagen-före marknaden anger producenterna varje dag innan klockan tolv hur mycket el de önskar att sälja till olika priser varje timme under nästa dygn. På samma sätt lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud som anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje timme nästa dygn. Ägarna av transmissionsnäten anger den tillgängliga nätkapaciteten per timme. Nord Pool skapar därefter 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 den timmen. *Systempriset* på dagen-före marknaden för gällande timme sätts till den nivå där utbudet är lika med efterfrågan. Figur 1 visar utbuds- och efterfrågekurvan för timmen 14-15 den 5 maj 2020. Systempriset var 7,32 EUR/MWh, och totalt handlades 40 500 MWh el till systempriset. Efterfrågan är mycket okänslig för ändringar i priset. Detta beror till stor del på att hushåll och andra små konsumenter har långsiktiga leveransavtal. Denna okänslighet innebär att priset riskerar bli mycket högt under vissa timmar med kapacitetsbrist.

En stor del av elen produceras med vattenkraft i norr och det mesta av elen konsumeras i södra Sverige. Till följd av dessa regionala obalanser mellan produktion och förbrukning uppstår ofta flaskhalsar då elnätet inte har tillräcklig kapacitet för att hantera alla flöden från norr till söder som behövs för att balansera utbudet och efterfrågan i Sverige till systempriset. Obalanser uppstår typiskt under höglasttimmar då en ökning av elförbrukningen i storstadsområden som

Malmö och Stockholm ger underskott av lokal elproduktion. Behovet att importera el från norra Sverige överstiger då kapaciteten i transmissionsnätet. För att återspegla sådana flaskhalsar i elnätet, är dagen-före marknaden indelat i femton olika elområden. Denna indelning reflekterar att det finns risk för kapacitetsbrist i elnätet 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.

Figur 2 Indelningen i elområden på Nord Pool 2020



Källa: Svenska Kraftnät svk.se

För att hantera flaskhalsarna skapas ett enskilt elpris för varje elområde med kapacitetsbrist. 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. En förbättrad balans mellan utbud och efterfråga 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.

Till följd av överskottet av vattenkraft i norra Sverige och underskottet av produktion i södra Sverige, är elpriset lägre i elområdena SE1 (Luleå) och SE2 (Umeå) och högre i elområdena SE3 (Stockholm) och SE4 (Malmö) när det finns 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 Elspot i SE1 och SE2 under leveranstimmen 08-09 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. Viktiga orsaker till dessa och liknande prisskillnader som uppstod sommaren 2020, var stora bortfall av kärnkraft i södra Sverige, samt begränsad vindkraftsproduktion och problem med nätkapaciteten som begränsade importen från Norge. Tabell 1 visar prisskillnaden

på dagen-före marknaden mellan SE4 och SE1, beräknat som ett årligt genomsnitt i perioden 2013 till 2021 (data för 2021 är till och med 30/11). Skillnaden var liten de första åren för att därefter närmast explodera under 2020.

Tabell 1 Årlig genomsnittlig prisskillnad SE4-SE1 Nord Pools dagen-före marknad, 2013-21

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2 %	1 %	8 %	2 %	4 %	4 %	5 %	137 %	113 %

Källa: Nord Pool nordpoolgroup.com

All elförbrukning inom ett enskilt elområde betalar det lokala elområdespriset och all produktion inom samma elområde ersätts med det lokala elområdespriset. Det är ägaren av transmissionsnätet som tjänar på prisskillnaderna mellan elområdena när det finns flaskhalsar i systemet. Exempelvis får SvK *flaskhalsintäkter* genom att exportera billig el från producenter i norra till konsumenter i södra Sverige.

Mängden el som matas in på nätet måste hela tiden och över allt motsvara elförbrukningen för att undvika kostsamma störningar och avbrott i elsystemet. I Sverige är det SvK som har detta *systemansvar*. Priserna på dagen-före marknaden kan sättas så mycket som 36 timmar före leverans. Därefter kan det uppstå behov för elbolagen att ändra sina 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 gjort det svårare att förutspå tillgänglig elproduktion lång tid i förväg. Det finns två huvudsakliga sätt att kortsiktigt balansera produktionen och förbrukningen. Det ena är Nord Pools *intra-dag marknad*. Denna marknad öppnar två timmar efter att dagen-före marknaden har stängt och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. Det andra sättet är någon av SvK:s olika marknader för balanskraft. Den största av dessa är *reglerkraftmarknaden*. Denna marknad stänger 45 minuter innan leveranstimmen. Intra-dag marknaden och reglerkraftmarknaden följer båda Nord Pools elområdesindelning. I nödlägen har SvK laglig rätt att fysiskt bortkoppla viss produktion eller förbrukning för att upprätthålla balansen i systemet.

3 En elmarknad med enhetliga priser för förbrukning

Skillnader i elområdespriserna visar var i systemet knappheten på resurser är störst och investeringar mest lönsamma allt annat lika. De relativt låga elpriserna gör det mera lönsamt att förlägga elintensiv industri och datahallar i norra Sverige där det finns elöverskott. De jämförelsevis höga elpriserna ökar lönsamheten av ny produktionskapacitet i södra Sverige där det finns elunderskott. Prisskillnader mellan olika elområden i Sverige är ett mått på det ekonomiska värdet av att bygga ny transmissionskapacitet. Lokaliseringen av ny elproduktion och elintensiv industri samt utbyggnaden av överföringskapacitet kommer på sikt att minska de regionala skillnaderna i elpriser.

Ibland uppstår interna flaskhalsar inom ett elområde. Då träder SvK i kraft av sitt systemansvar in och löser dessa genom *mothandel (omdirigering)*. Detta innebär att vissa anläggningar inom elområdet får särskilt betalt för att öka produktionen medan andra anläggningar inom elområdet

minskar sin produktion. Behovet av mothandel ökar med större elområden då lokala obalanser inte prissätts korrekt. Innan reformen med elområden 2011, bestod Sverige av ett enda elområde och tillämpade därför ett enhetligt elpris. För att hantera det stora underskottet av elproduktion i södra Sverige och minska behovet av mothandel, begränsade SvK regelbundet exporten av el till Danmark. Detta förfarande ansåg EU kunde bryta mot konkurrensreglerna i unionen, även om EU tillåter mothandel i sig för att hantera flaskhalsar (Energimarknadsinspektionen, 2020).

En indelning i elområden är den andra tillåtna metoden för att hantera obalanser i elsystemet (Energimarknadsinspektionen, 2020). Enligt EU:s förordning 2019:243 om den inre marknaden för el, ska elområden utformas för att säkerställa likviditet och ekonomisk effektivitet, samtidigt som försörjningstryggheten ska upprätthållas. Den ekonomiska utvecklingen och utvecklingen i elsystemet innebär därför att man kan behöva utvärdera huruvida de befintliga elområden uppnår sina målsättningar. En sådan översyn genomförs just nu inom EU.

Elområden kan ge effektivitetsvinster på kort och lång sikt genom de prissignaler de ger upphov till, men kan även ha betydande omfördelningseffekter. Reformen 2011, då Sverige delades in i de fyra befintliga elområdena, hade negativa konsekvenser för konsumenterna i söder och producenterna i norr då priset på el gick upp i södra och ner i norra Sverige. Motsatt gynnade priseffekterna producenterna i söder och konsumenterna i norr. Särskilt har konsumenterna i södra Sverige uttryckt missnöje med att reformen drivit upp deras elkostnader relativt till vad konsumenterna betalar på annat håll i Sverige.

Generellt i EU verkar regionala prisskillnader näst intill politiskt omöjliga att försvara. För nuvarande tillämpar alla EU-länder förutom Danmark, Sverige och Italien, enhetliga elpriser både för produktion och förbrukning. Tyskland är ett relevant exempel, där stödsystemen för förnybar elproduktion har lett till överkapacitet av sol- och vindkraft i norra och underkapacitet i södra Tyskland. För att få en elmarknad med stora lokala obalanser att fungera med enhetliga elpriser, behövs det kraftiga justeringar i elproduktionen genom mothandel för att upprätthålla balansen i elsystemet. Även riktade stödåtgärder kan vara nödvändiga för att säkerställa lönsamheten av kritisk produktion. Det finns exempel där elbolag utnyttjat situationen i Tyskland för att göra övervinster (Hirth m.fl., 2019).

Denna rapport utreder en dagen-före marknad som utgör en kompromiss mellan en marknad med ett enhetligt elpris och en marknad med elområdespriser. Syftet med en sådan marknad är att skicka prissignaler till elproduktionen, men samtidigt motverka stora prisskillnader mellan konsumenterna. Även denna hypotetiska design bygger på en underliggande indelning i elområden som återspeglar flaskhalsarna i systemet. Däremot är det endast *försäljningen* på elbörsen som ersätts med det lokala elområdespriset. För *inköp* på elbörsen slår man ihop elområden till en större region där alla kunder betalar samma enhetliga elpris oberoende var i regionen deras förbrukning är lokaliserad. Det regionala elpriset för inköp beräknas som ett vägt genomsnitt av områdespriserna för alla de elområden som ingår i regionen. Den vikt som tilldelas varje enskilt elområde ges av inköpsvolymen i gällande elområde dividerat med den totala inköpsvolymen för regionen som helhet. Genom att väga priserna med den relativa inköpsvolymen uppnår man att de totala kostnaderna för inköp blir de samma som med nuvarande design. Ett räkneexempel taget från Nord Pool illustrerar denna idé:

Tabell 2 Nord Pools dagen-före marknad för leveranstimmen 08-09 den 26 juni 2020

	Pris (öre/kWh)	Inköp (MWh)	Andel inköp
SE1 (Luleå)	9,04	1045	8,4 %
SE2 (Umeå)	9,04	1531	12,2 %
SE3 (Stockholm)	75,10	7630	61,0 %
SE4 (Malmö)	75,10	2295	18,4 %
Totalt		12 501	100 %

Källa: Nord Pool nordpoolgroup.com

Tabellen redovisar elområdespriserna och inköpsvolymerna i de fyra elområdena i Sverige för angivna leveranstimme. Det fanns inga flaskhalsar mellan SE1 och SE2 eller mellan SE3 och SE4. Dessa respektive elområden hade därför samma områdespriser. Däremot begränsade en flaskhals mellan SE2 och SE3 flödet söderut. På Nord Pool fick elbolagen drygt 9 öre/kWh för sin försäljning i SE1 och SE2 och drygt 75 öre/kWh för sin försäljning i SE3 och SE4. Motsvarande betalade elintensiv industri och elhandlare drygt 9 öre/kWh för sina inköp i SE1 och SE2 och drygt 75 öre/kWh i SE3 och SE4. Under en alternativ marknadsdesign där alla elområden i Sverige slås ihop till en enda region för inköp, skulle elbolagen fortsatt fått samma priser som i Tabell 2 för sin försäljning. Elhandlare och elintensiva industrier skulle däremot betalat samma pris för sina inköp på Nord Pools dagen-före marknad oavsett i vilket elområde de var lokaliserade. Baserat på siffrorna ovan, kan vi beräkna detta enhetliga inköpspris till

$$61,49 = 0,084 \times 9,04 + 0,122 \times 9,04 + 0,61 \times 75,10 + 0,184 \times 75,10$$

öre/kWh för den gällande leveranstimmen givet att inköp och försäljning vore de samma som förut. Eftersom slutkundspriset beräknas som ett påslag på dagen-före priset och alla elhandlare betalar samma inköpspris för sin el på dagen-före marknaden, kommer även alla slutkunder att betala samma slutkundspris för sin förbrukning oberoende av var i landet de är lokaliserade. En slutkund i SE4 skulle då betala samma pris för sin elförbrukning som en slutkund i SE1.

Ett enhetligt elpris minskar elpriset för förbrukning i högprisområden och ökar elpriset i lågprisområden. De mesta av inköpen sker i södra Sverige (nästan 80 % i exemplet ovan) och därför blir priset svagast i SE3 och SE4 medan den starkaste effekten blir en prisökning i SE1 och SE2 jämfört med dagens design. För 2020 som helhet, har vi beräknat den genomsnittliga prisnedgången för inköp till 14 % i SE4 och uppgången till 68 % i SE1 under enhetlig prissättning jämfört med elområden för förbrukning.

4 Konsekvenser av enhetliga elpriser för förbrukning

Detta avsnitt diskuterar ekonomiska konsekvenser av en marknadsdesign med enhetliga elpriser för förbrukning och elområdespriser för försäljning. Den nuvarande svenska marknadsdesignen med områdespriser både för förbrukning och försäljning utgör benchmark.

4.1 Icke-diskriminering av konsumenter

Den bärande tanken med en marknadsdesign med enhetliga elpriser för förbrukning är att eliminera regionala prisskillnader som konsumenter anser orättvisa. Som framgår av Tabell 1, har dessa prisskillnader ökat dramatiskt de två senaste åren. Genom elområdespriser för

produktion uppnår man ungefär samma prissignaler för lönsamheten att investera i lokal produktion och överföringskapacitet som under den befintliga svenska marknadsdesignen.

4.2 Arbitrage

Enkelt förklarar uppstår *arbitrage* när någon kan köpa en vara billigt och sälja den dyrt utan merkostnad och utan risk. En utmaning med att ha olika priser för inköp och försäljning är just att de skapar utrymme för arbitrage på dagen-före marknaden. På finansiella marknader är arbitragehandel ofta inte något stort problem då arbitrage uppstår tillfälligt och konkurreras bort när flera aktörer upptäcker dess möjligheter. Därmed ökar effektiviteten på marknaden. Sådant arbitrage som vi diskuterar här uppstår till följd av att olika regler gäller för olika aktörer på marknaden och är därför av mera bestående natur. Arbitragehandel kan då snedvrída priser, skapa ohanterliga handelsvolymmer och i princip få marknader att kollapsa. Handel som enbart drivs av skillnader i regelverk är därför skadlig utifrån en samhällslig utgångspunkt. Nedan går vi igenom några exempel på arbitrage och diskuterar tänkbara regler för att minska problemet.

Låt oss för enkelhets skull anta att det finns två elområden, SE-N i norr och SE-S i söder. I SE-N finns ett kapacitetsöverskott, vilket ger ett elområdespris för försäljning om 300 kr/MWh, medan elområdespriset för försäljning i SE-S är 600 kr/MWh. Två tredjedelar av den totala elförbrukningen finns i söder, vilket ger ett enhetligt pris för inköp om

$$500 = \frac{1}{3} 300 + \frac{2}{3} 600$$

kr/MWh. Under dessa villkor är det enkelt för ett elbolag som är lokaliserat i SE-S att göra arbitragevinster. Man kan helt enkelt köpa el för 500 kr/MWh och sälja samma mängd för 600 kr/MWh. För varje MWh handlat på dagen-före marknaden, tjänar bolaget 100 kr. Eftersom bolaget täcker hela sin försäljning med inköp, behöver man inte att producera någon el alls. Ett sätt att eliminera sådant arbitrage är att endast ersätta bolag för de nettovolymmer de handlar på elbörsen. Ett bolag som köper 90 MWh och säljer 100 MWh en given leveranstimme får då betalt elområdespriset för skillnaden 10 MWh. Motsatt betalar ett bolag det enhetliga elpriset för 10 MWh om de köper 100 MWh och säljer 90 MWh inom samma leveranstimme.

Vertikal integration De största elbolagen i Sverige är aktiva på båda sidorna om elmarknaden såtillvida att de både säljer elproduktion till grossistmarknaden och köper el på samma marknad för vidareförsäljning till slutkunder genom sin elhandelsverksamhet. Sådana elbolag som både producerar el och bedriver elhandelsverksamhet är *vertikalt integrerade*. En central fråga för ett sådant bolag är hur mycket av produktionen som ska levereras direkt till bolagets slutkunder och hur mycket som ska säljas på dagen-före marknaden. Den delen av efterfrågan som inte täcks med egen produktion, handlas in på dagen-före marknaden.

På en dagen-före marknad där elområdespriset är det samma för försäljning och inköp, spelar det ingen roll för ett vertikalt integrerat bolag hur mycket av den planerade elproduktionen som utgör internleverans relativt till försäljning på marknaden. Vi kan illustrera detta med hjälp av ett enkelt räkneexempel. Ett elbolag har bestämt sig för att producera 10 MWh el, varav 5 MWh är internleverans och resten ska säljas på marknaden. Marknadspriset är 600 kr/MWh. Genom att öka försäljningen på elmarknaden till 6 MWh och minska de interna leveranserna till 4

MWh, ökar inkomsterna med 600 kr. Samtidigt måste bolaget köpa el på marknaden för att kompensera bortfallet av internleverans. Att köpa 1 MWh el på dagen-före marknaden kostar också 600 kr. Den ökade inkomsten kvittas därför en för en mot den ökade utgiften.

Ifall priserna för försäljning och inköp skiljer sig åt, kan ett vertikalt integrerat bolag göra arbitragevinster genom att öka eller minska andelen av den planerade produktionen som säljs på dagen-före marknaden. Låt oss först titta på situationen med ett vertikalt integrerat elbolag som är lokaliserat i högprisområdet SE-S. Anta som i exemplet ovan att bolaget planerar att producera 10 MWh el. Genom att öka båda försäljningen på och inköpen från marknaden med 1 MWh kan bolaget höja sin inkomst med $100 = 600 - 500$, vilket är skillnaden mellan priset på elbörsen för försäljning och inköp i SE-S. Bolaget kommer då att sälja all sin produktion på dagen-före marknaden för att maximera sin vinst. Men om det integrerade bolaget kan köpa och sälja helt obegränsat, kan det sälja mera än sin planerade produktion genom att öka sina inköp på dagen-före marknaden. Sådana möjligheter att generera obegränsade arbitragevinster skulle förstöra hela marknaden. Det finns många sätt att stävja sådant beteende. Ett är att endast ersätta vertikalt integrerade bolag för deras nettoförsäljning. Ett annat är att förbjuda eller ekonomiskt bestraffa elbolag som köper mera el på dagen-före marknaden än vad deras kunder förbrukar. Ett tredje är att förbjuda eller ekonomiskt bestraffa bolag som säljer mera el på dagen-före marknaden än vad de producerar. En fjärde möjlighet är att med regelverket säkerställa att varje marknadsaktör handlar till samma pris, både vid inköp och försäljning.

Ett vertikalt integrerat elbolag som är lokaliserat i lågprisområdet SE-N skulle tjäna på att minska försäljningen på och inköpen från dagen-före marknaden. Då skulle bolaget spara $200 = 500 - 300$ kr/MWh, vilket är skillnaden mellan priset för inköp och försäljning i SE-N. Bolaget kommer därmed använda all sin planerade produktion för internleverans om denna är lägre än slutkundernas förväntade förbrukning och använda grossistmarknaden för att täcka skillnaden. Omvänt kommer bolaget att täcka hela förbrukningen med internleverans och sälja överskottet på grossistmarknaden om den planerade produktionen överstiger slutkundernas förväntade förbrukning. Ett sådant beteende avviker inte från vad som skulle vara lönsamt på en marknad med likadana priser för inköp och försäljning.

Energilagring Arbitragemöjligheter uppstår även för energilagring som exempelvis batterier, eftersom ägaren laddar batteriet genom att köpa el på marknaden vid en viss tidpunkt och laddar ur batteriet genom att sälja el på samma marknad vid en annan tidpunkt. Vi tänker oss nu att priserna är de samma som i exemplet ovan både timme 1 och timme 2. Ägaren till ett batteri i SE-S kan då ladda batteriet till kostnad om 500 kr/MWh timme 1 och sälja elen för 600 kr/MWh timme 2. Problemet här är att batteriets användning styrs av prisskillnader som uppstår till följd av regelverket, men som inte säger något om systemets grundläggande behov av energilagring. Sådant arbitragebeteende kan innebära att batteriet används mer än nödvändigt, vilket leder till energiförluster, eller att det blir överinvesteringar i energilager i elområden med kapacitetsbrist. I SE-N kan en batteriägare köpa el till priset 500 kr/MWh och sälja den till 300kr/MWh. Här gör prisskillnaderna det oattraktivt att investera i energilager. Ett sätt att undvika arbitrage för energilager är att de möter samma typ av pris (elområdespris eller enhetligt pris), oberoende av om de köper eller säljer el och oberoende av tidpunkt. För en ägare av ett energilager är det

sannolikt mest lönsamt att handla till elområdespriset eftersom detta är mera volatilt. Detta vore även det bästa utifrån en samhällsekonomisk utgångspunkt.

4.3 Integration med andra elmarknader

I tillägg till att köpa och sälja el på dagen-före marknaden, kan aktörerna handla på intra-dag marknaden eller reglerkraftmarknaden. En fjärde variant är att producenter och konsumenter handlar el direkt med varandra genom *bilateral avtal*. Att skriva ett bilateralt avtal är ungefär det samma som att handla på intra-dag marknaden såtillvida att priset på el i båda fallen bestäms individuellt för varje transaktion. I vårt exempel vore det lönsamt för aktörer i SE-N att gå vid sidan om dagen-före marknaden eftersom konsumenter där betalar 500 kr/MWh för den el de köper medan producenterna endast får 300 kr/MWh i ersättning. Om det anses önskvärt att upprätthålla samma priser för all förbrukning, kan man genom reglering justera priserna på bilaterala avtal eller på intra-dag marknaden för skillnader mellan det lokala områdespriset och det enhetliga priset. Den bästa lösningen för intra-dag marknaden vore emellertid att övergå till en auktionsbaserad handel vid förutbestämda tidpunkter, snarlik den som i dag används på dagen-före marknaden. Då blir det möjligt att upprätthålla ett enhetligt pris för förbrukning även på intra-dag marknaden. Eftersom reglerkraftmarknaden redan är auktionsbaserad, kan man införa ett enhetligt elpris för förbrukning även där.

4.4 Samhällsekonomisk effektivitet

Efterfrågan på el är relativt okänslig för tillfälliga ändringar i priset på elbörsen, vilket innebär att förbrukningen inte kommer att påverkas nämnvärt på kort sikt av en ändring i hur man prissätter förbrukning på dagen-före marknaden. Utbudet på elbörsen är mera priskänsligt, men kommer möta ungefär samma priser som förut. Enhetliga elpriser för förbrukning torde därför inte ha särskilt stora konsekvenser för effektiviteten på elmarknaden på kort sikt.

På längre sikt kommer enhetliga elpriser utgöra ett större problem för effektiviteten. Lokala obalanser i elförsörjningen som uppstår till följd av kapacitetsbrist kan lösas antingen genom investeringar i ny produktion, genom att ny förbrukning förläggs på annat håll i systemet eller genom utbyggnad av ny överföringskapacitet. Den effektiva lösningen är ofta en kombination av alla tre. Ett enhetligt elpris för förbrukning i hela Sverige ger elintensiv industri försvagade ekonomiska incitament att förlägga investeringar till områden där det finns relativt överskott på el. Avsaknaden av sådana prissignaler kan få betydande samhällsekonomiska konsekvenser när många industrier planerar att elektrifiera sina processer.

Ett sätt att minska sådana problem vore om det gjordes undantag för den elintensiva industrin så att stora anläggningar fortsatt skulle köpa till elområdespriser. En annan möjlighet vore att styra lokaliseringen av ny förbrukning genom de lokala tillstånd som krävs för att ansluta nya enheter till elnätet. Ellagen tillåter nätägare att neka tillstånd om det finns särskilda skäl, till exempel om nätet har otillräcklig kapacitet. Tillståndsprocesser är dock mindre effektiva än en prismetanism eftersom besluten inte med nödvändighet återspeglar de ekonomiska värdena av investeringen om tillstånd ges genom en administrativ process.

En aspekt som sannolikt kommer få större betydning i framtiden, är teknikutvecklingen som ger hushåll och mindre konsumenter möjlighet att automatiskt ändra sin elförbrukning för att

anpassa sig till ändringar i elpriset. Dessutom sjunker kostnaden stadigt för att investera i batterier. Batterier bidrar till att minska överföringsutmaningar och stärker förmågan att motstå störningar i elnätet. För att dessa nya teknologier ska användas effektivt, krävs det finkorniga prissignaler både geografiskt och över tid. Särskilt som behovet av flexibel förbrukning och energilagring ökar med utbyggnaden av vindkraft och annan icke-styrbar produktion, torde de samhällsekonomiska kostnaderna av ett enhetligt pris för förbrukning öka i framtiden. Ett alternativ till finkorniga elpriser för att ge ekonomiska incitament till flexibel elförbrukning, och särskilt lastförflyttning, är genom tariffer som varierar över tid. Sådana tariffer blir dock med nödvändighet schablonmässiga och därmed mindre effektiva än prissignaler, om de inte baseras direkt på elpriserna.

En ytterligare aspekt är att det sannolikt kommer behövas mer centralisering, övervakning och reglering på en marknad där producenter och konsumenter möter olika priser. Ökad detaljstyrning minskar manöverutrymmet för marknadens aktörer, vilket torde påverka effektiviteten negativt (Ahlqvist m.fl., 2019).

4.5 Finansiell handel och konkurrensen på elmarknaden

En viktig del av en välfungerande elmarknad är en likvid handel av finansiella kontrakt som gör det möjligt att prissäkra inköp och försäljning i förväg på ett effektivt sätt. Finansiell handel minskar den elintensiva industrins, elhandlarnas och elproducenternas risker att handla på elbörsen. Indelningen i elområden har kritiserats för att regionala priser minskar likviditeten på den finansiella marknaden och därmed gör det svårare att prissäkra förbrukning och produktion.

Finansiell handel är även viktigt för konkurrensen på marknaden. Konkurrensen gynnas av att en större andel av den planerade produktionen har prissäkrats, eftersom elbolagen tjänar mindre på att höja priset på elbörsen om de har sålt en större mängd på förhand. En viktig fråga är därför hur ett enhetligt konsumentpris skulle påverka den finansiella handeln och konkurrensen på marknaden. Detta är en svår fråga, som särskilt beror på vilka typer av kontrakt som skulle handlas efter en sådan reform.

Ett naturligt antagande är att de finansiella marknaderna börjar handla finansiella kontrakt som baseras på det enhetliga priset ifall elbörsen inför ett enhetligt pris för förbrukning. I så fall kan det enhetliga priset dra till sig producenter som vill prissäkra sig i en likvid finansiell handel. Man kan vidare tänka sig att intresset dalar för att handla i finansiella kontrakt baserade på elområdespriser och att dessa till slut försvinner från marknaden. Detta fall har studerats av Tangerås och Wolak (2021) som finner att enhetliga priser för förbrukning och finansiell handel baserade på dessa priser skulle öka likviditeten på den finansiella marknaden. Det kan dock bli svårare för elbolag att prissäkra sin produktion i enskilda elområden i fall finansiella kontrakt baseras på ett enhetligt elpris.

5 Elmarknader i världen med enhetliga priser för förbrukning

Flera elmarknader har idag en marknadsdesign med en geografisk mera finkornig uppdelning för försäljning än för inköp. I Italien och Singapore betalar alla konsumenter samma pris för sin förbrukning oberoende av var i nätet de är lokaliserade, medan producenterna har mer

detaljerade priser. Även i USA finns det elmarknader som har olika priser för producenter och konsumenter. På dessa marknader är konsumentensida uppdelad i ganska små zoner, ungefär som elområden i Sverige eller mindre. Den geografiska uppdelningen är dock ännu finkornigare för producenterna. I USA har alla elmarknader *nodprissättning* för elproduktion. Detta innebär att varje anslutningspunkt (nod) i transmissionsnätet har ett eget pris. Att tillämpa nodpriser endast på producentensida brukar kallas *generator-nodprissättning* (GNP).

Anledningen till att dessa elmarknader har olika priser för produktion och förbrukning är ofta politisk, då konsumenter upplever det som orättvist att de ska betala olika priser beroende på var de bor. Historiskt har konsumtionen knappt påverkats av elpriset, så då har det inte spelat så stor roll om konsumenterna fått en mera grovkornig prissignal. Dock ska vi tillägga att flera marknader tillämpar nodpriser även för förbrukning. Ett exempel är världens största elmarknad PJM, som täcker 13 delstater på den amerikanska ostkusten, ett annat är Nya Zeeland (Frontier Economics, 2008; Norwegian Water Resources and Energy Directorate, 2011). Nodpriser både för produktion och förbrukning brukar kallas *full-nodprissättning* (FNP).

5.1 Italien

Elmarknaden i Italien är integrerad med EU:s elmarknad. Den har flera likheter med den svenska elmarknaden, men det finns också väsentliga skillnader. Italien är indelat i sex olika elområden, men det är enbart produktion som handlas till elområdespriser. All förbrukning som inhandlas på dagen-före marknaden betalar ett enhetligt pris för hela Italien. Detta pris, förkortat PUN (*Prezzo Unico Nazionale*), beräknas som ett volymvägt genomsnitt av de sex elområdespriserna.²

En annan skillnad mot Sverige är att det tillkommer en justering av elpriset för sådan förbrukning som handlas via bilaterala avtal med producenter eller på intra-dag marknaden. Denna justering utgörs av skillnaden mellan PUN och elområdespriset i det område där förbrukningen sker. Denna regel säkerställer att all elförbrukning betalar ett enhetligt elpris oavsett om den köps in dagen-före, på intra-dag marknaden eller via bilaterala avtal.

En ytterligare skillnad är att budgivningen anges per anslutningspunkt i stället för område. För varje nod är det definierat i förväg vilken typ av prissättning som ska gälla. Denna regel innebär särskilt att pumpkraftverk och andra större energilagrar inte kan köpa till PUN och sälja till elområdespriset, något som utesluter sådan arbitragehandel som vi diskuterade i kapitel 4.2.

I en empirisk studie av elmarknaden i Italien hittar Graf m.fl. (2020) att Italien har stora problem med arbitrage. Enligt vår tolkning hänger dessa problem främst samman med att hanteringen av flaskhalsar i överföringsnätet skiljer sig åt mellan dagen-före och realtidsmarknaden, och inte på att elpriserna skiljer sig åt mellan producenter och konsumenter.

Italiens marknadsdesign avviker från många andra EU länders regelverk, vilket bidrog till att kopplingen mellan Italiens och Europas övriga elbörser försvårades och fördröjdes. I det läget övervägde Italien att avveckla systemet med ett enhetligt pris för förbrukning (Molteni, 2012).

² Denna information finns tillgänglig på mercatoelettrico.org/En/Default.aspx som är hemsidan för Italiens marknadsoperatör.

European Federation of Energy Traders (2020) menar att Italiens avvikande design bidragit till att även Italiens integration med Europas intra-dag marknad försenats. Deras rekommendation är att Italien bör anpassa sin design till övriga EU. EU kommissionen har uppmärksammat att Italien har en förhöjd risk för elbrist, och har bett dem föreslå lösningar på det problemet. Italien (2020) planerar således att se över det enhetliga konsumentpriset, exempelvis genom att ändra så att flexibel förbrukning handlas enligt elområdespriser.

5.2 Singapore

Elmarknaden i Singapore skiljer sig på flera sätt från elmarknaderna i EU. För det första har Singapore varken någon dagen-före eller intra-dag marknad. I stället sker all handel i realtid, något som närmast svarar mot Sveriges reglerkraftmarknad. En annan skillnad är att Singapore har *nodprissättning* för större kraftverk och batterilager. Detta innebär att varje sådan anslutningspunkt har ett eget elpris. En likhet med Italien är att all förbrukning i Singapore betalar ett enhetligt pris. Detta pris, förkortat till USEP (*United Singapore Energy Price*), beräknas som ett volymvägt genomsnitt av alla nodpriserna. En skillnad mot Italien är att Singapore är ett litet land med förhållandevis få flaskhalsar i nätet, vilket i sin tur innebär förhållandevis små prisskillnader mellan de olika noderna i nätet.³

Singapore har flera gånger utrett hur flexibel förbrukning bör hanteras. Initialt var det primära syftet att det skulle vara attraktivt för större industriella konsumenter att bli flexibla. När handel med förbrukningsreduktion väl infördes, var regeln att företagen fick dela på en tredjedel av de besparingar som deras flexibilitet gav upphov till. Marknadsaktörer har dock upplevt en stor osäkerhet i denna ersättning. Singapore tycks nu vilja ändra ersättningen för att göra den mera förutsägbar. Enligt det senaste förslaget, kommer förbrukningsreduktion att kompenseras ungefär enligt det lokala nodpriset, samtidigt som den planerade efterfrågan betalar USEP (Energy Market Authority, 2020). Tanken är att den flexibla förbrukningen ska bli mera effektiv om den styrs av en lokal prissignal.

Ett problem med ovanstående design är att den planerade förbrukningen är självrapporterad, och att det är svårt för någon utomstående att fastställa vad en anläggning egentligen skulle ha förbrukat. Under sådana omständigheter kan det återigen uppstå arbitragehandel. Om nodpriset är högre än USEP, kan en aktör tjäna pengar på att överrapportera sin planerade förbrukning (som betalas enligt USEP) och därefter överdriva sin förbrukningsreduktion (som ersätts enligt nodpriset). Omvänt kan en aktör tjäna på att underrapportera sin planerade förbrukning om nodpriset är lägre än USEP. Denna problematik finns även för den befintliga designen, och Singapore har sedan länge regler som syftar till att motverka arbitrage. Ett exempel är att det inte är tillåtet för förbrukningsreduktion att lägga låga bud som kommer accepteras med hög säkerhet, vilket skulle innebära att den planerade förbrukningen systematiskt underskreds. Ett problem med den omfattande regleringen är att marknadsaktörer upplevt att regelverket varit alltför snävt och krångligt, vilket har bidragit till att få konsumenter i Singapore intresserat sig för att erbjuda flexibel förbrukning till marknaden.

³ Energy Market Authority (2010) ger en bra introduktion till Singapores elmarknad.

5.3 Delmarknader i USA

Elmarknaden i delstaten New York (NYISO) var en av de första som införde GNP design. Precis som i Singapore, tillämpas nodprissättning för större kraftverk och energilager. En skillnad mot Singapore är att NYISO består av 11 zoner, där all förbrukning inom samma zon betalar samma zonpris. Detta beräknas som det volymvägda genomsnittet av nodpriserna inom zonen. Ungefär som i Singapore, tenderar prisskillnaderna mellan noderna inom en zon vara relativt små.⁴

NYISO har en dagen-före marknad och en realtidsmarknad (motsvarande den svenska reglerkraftmarknaden), men ingen intra-dag handel däremellan. Bilateral avtal mellan konsumenter och producenter är tillåtna, men i likhet med Italien säkerställer NYISO att prisskillnaden mellan de nodpriser som producenterna erhåller och de zonpriser som konsumenterna betalar, upprätthålls även för bilaterala kontrakt.

Förbrukningsreduktion ersätts enligt nodpriser. Därmed möter ökad och minskad förbrukning olika priser på marknaden. I stil med Singapore har NY infört olika regleringar för att motverka att sådana prisskillnader leder till arbitrage.

Elmarknaden i New England (ISO-NE) var även den tidig med att införa GNP. Denna elmarknad omfattar de sex delstaterna Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island och Vermont. Massachusetts är indelat i tre zoner för konsumenter medan de övriga delstaterna utgör en zon vardera (ISO New England, 2010). Liksom övriga elmarknader i USA ersätts producenterna i enlighet med det lokala nodpriset. ISO-NE har många likheter med NYISO. En skillnad är att ISO-NE inte tillämpar nodpriser för förbrukningsreduktion. I stället har de en finare indelning, 19 zoner för flexibla konsumenter, vilket kan jämföras med de 8 zoner som gäller för övriga konsumenter.

En typ av arbitrage som fått viss uppmärksamhet i NE är att flexibla konsumenter som köper planerad förbrukning till ett fast pris kan tjäna mycket pengar på att över- eller underrapportera den planerade förbrukningen, om det finns stora skillnader gentemot zonpriset. 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).

Elmarknaden i Texas (ERCOT) utgör ett tredje exempel från USA på en GNP design. Midcontinent (MISO) omfattar delstaterna i mellanvästern, stora delar av Arkansas, Mississippi, Louisiana samt Manitoba i Kanada. Denna marknad är en sorts hybrid där varje eldistributör kan bestämma om man vill ha nod- eller zonpriser för sina kunder (Frontier Economics, 2008).⁵

⁴ Två dokument från New York ISO (2021a, 2021b) beskriver marknaden i detalj.

⁵ I EU skiljer man på eldistributör och elleverantör, men i USA är dessa ofta integrerade i en så kallad *Load Serving Entity (LSE)*. På MISO och många andra elmarknader i USA servas alla konsumenter inom ett område av samma LSE. Följande rapporter diskuterar andra skillnader mellan elmarknaderna i EU och USA: Frontier Economics (2008), Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2011), Klomp (2016) och Ahlqvist m.fl. (2019).

6 Diskussion

De största fördelarna med enhetlig prissättning för förbrukning på dagen-före marknaden är att alla kunder betalar samma pris för sin elkonsumention och att de finansiella marknaderna torde bli mera likvida jämfört med en marknad där elområdespriser gäller för produktion såväl som förbrukning. Viktiga nackdelar är att prissignalen för lokalisering av förbrukning försvinner när elen kostar det samma över allt och att det kan bli svårare att få in flexibel elförbrukning på marknaden. Särskilt kommer olika priser för produktion och förbrukning medföra problem med arbitrage i olika former.

Dessa nackdelar är välkända på de marknader som har infört enhetliga elpriser för förbrukning. En skillnad mellan dessa och Nord Pools dagen-före marknad, är att de har en mycket mera detaljerad budgivning än den på Nord Pool. För det första bjuder aktörerna in sin produktion eller förbrukning per anslutningspunkt i elnätet. På vissa marknader förekommer även nodprissättning vilket innebär att varje anslutningspunkt har ett eget elpris. För det andra bjuder aktörerna in sina olika anläggningar separat. Fördelarna är att man då kan införa särskilda regler för hur olika enheter får bjudas in på marknaden beroende exakt på var de finns lokaliserade i nätet. Detta gäller inte minst pumpkraft och annan energilagring som till sin natur opererar båda på förbruknings- och produktionssidan av marknaden. På Nord Pool har man i dagsläget små möjligheter att genomföra sådan detaljerad reglering eftersom alla bud lämnas in per elområde och därför att budgivningen är portföljbaserad. Det senare innebär att varje aktör lämnar in en samlad budkurva för hela sin produktions- eller förbrukningsportfölj inom ett visst elområde.

Ett införande av enhetliga priser för förbrukning skulle innebära att andra betydande ändringar av nuvarande marknadsdesign blir nödvändiga för att stävja de problem som vi beskrivit i denna rapport. Baserat på erfarenheterna från andra länder, torde en reform där vissa typer av anläggningar bjuds in baserat på sin anslutningspunkt motverka problem med arbitrage och annan ineffektivitet. En sådan reform skulle även underlätta att upprätthålla ett enhetligt elpris för konsumtion oberoende av om elen köps in på dagen-före eller andra marknader.

En elmarknad med olika priser för produktion och förbrukning måste vara kompatibel med EU:s regelverk för att kunna genomföras. Med undantag för Danmark, Sverige och Italien, har alla EU länder enhetliga priser för både produktion och förbrukning. Italien har lyckats införa en marknadsdesign av det slag som diskuteras i vår rapport, samt förmått att integrera den med EU:s övriga elbörser, även om integrationen har varit utmanande. Vi lämnar därhän vilka specifika ändringar av den nuvarande marknaden som i så fall måste genomföras för att införa enhetliga elpriser för förbrukning. I slutändan kan den policy man genomför kring elområden utgöra en avvägning mellan ekonomisk effektivitet och en marknadsstruktur som är politiskt hållbar för konsumenterna.

Referenser

Ahlqvist, V., P. Holmberg och T. Tangerås (2019): Central-versus self-dispatch in electricity markets. IFN Working Paper 1257.

Energimarknadsinspektionen (2020). Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter. Rapport R2020:02.

Energy Market Authority (2010): Introduction to the National Electricity Market of Singapore, Version 6.

Energy Market Authority (2020): Review of the demand response programme in the national electricity market of Singapore. Consultation paper.

European Federation of Energy Traders (2020): Response to DG ENER on Italian market reform plan.

Frontier Economics (2008): Generator Nodal Pricing – a review of theory and practical application. Rapport författad på uppdrag av Australian Energy Market Commission.

Graf, C., F. Quaglia och F.A. Wolak (2020). Simplified electricity market models with significant intermittent renewable capacity: Evidence from Italy. Working Paper No. w27262, National Bureau of Economic Research (NBER).

Hirth, L., I. Schlecht, C. Maurer och B. Tersteegen (2019): Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany. Rapport som skrivits på uppdrag av Näringsdepartementet i Tyskland.

ISO New England (2010): ISO/RTO Metrics Report.

Italien (2020): Italian Implementation Plan. Consultation Paper skickat till EU kommissionen.

Kleit, A.N. (2019): *Modern Energy Market Manipulation*. Emerald Publishing Limited.

Klomp, H. (2016): Elmarknader – En internationell utblick. Underlagsstudie inom IVA-projektet vägval el.

Molteni, S. (2012): Italy may rethink PUN for Day-ahead electricity market coupling. News article, ICIS.

New York ISO (2021a): Market Participants User's Guide, Guide 01.

New York ISO (2021b): Market Administration and Control Area Services Tariff.

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2011): Mapping of selected markets with Nodal pricing or similar systems: Australia, New Zealand and North American power markets. Report no. 2.

Tangerås, T. och F.A. Wolak (2021): The competitive effects of linking electricity markets across space. IFN Working Paper 1310, reviderat maj 2021.