

energicentrum
GOTLAND



**Svensk
Solenergi**

solisten



VÄSTERÅS STAD

2023

Solelkommissionen 

ENERGIDELNING I VIRTUELLA NÄT

Vilka förändringar krävs för att det ska bli verklighet?

Amelia Oller Westerberg, Becquerel Sweden



BECQUEREL
S W E D E N

Förord

I vårt arbete med Gotlands energiomställning och våra lokala politikernas mål att Gotland ska vara ett föredöme för resten av Sverige, behövs en tydlig översiktsskild av vårt gemensamma energisystem. För det är just det som det är – ett gemensamt energisystem där alla medborgare bör ha rätt att vara aktiva i den grad de själva vill. Att allt bara handlar om storskalig elöverföring från norr till söder är inte vägen framåt mot ett helt fossilfritt elsystem år 2045. Omvälvningen av vårt energisystem som vi har framför oss kan jämföras med industrialiseringen under 1800-talet. Det är stora förändringar som krävs och det måste gå fort (med tanke på att det i viss utsträckning redan är för sent).

Gotland har ett utsatt läge och som gotlänning är man van att ta saker i egna händer. Med det som bakgrund ser vi att Gotlands medborgare kan spela en betydande roll i vår energiomställning. Viljan finns, men finns förutsättningarna? EU visar gång på gång i vilken riktning de vill att energiomställningen ska gå. De antyder att vi inte kommer att klara av våra klimatmål om vi inte möjliggör för att lokala energisamhällen kan utvecklas.

Tyvärr hänger inte Sverige med i utvecklingen utan verkar mer eller mindre luta sig tillbaka på det framgångsrika energisystem som varit, utan någon verklig konkret framåtblick.

Denna rapport beskriver vilken viktig roll energigemenskaper har för samhällsutvecklingen och hur EU framtonar dess vikt. Samt hur detta ska kunna bli möjligt i Sverige. Vad behöver göras för att vi ska kunna medverka till denna viktiga pusselbit i vårt framtida energisamhälle, och varför ligger så många andra länder så långt före Sverige i utvecklingen – vad kan vi lära av dessa länder?

Magnus Jennerholm
Energicentrum Gotland

Publikationsdatum: Juni 2023

Huvudförfattare: Amelia Oller Westerberg, *Becquerel Sweden*

Beställargrupp: Magnus Jennerholm, *Energicentrum Gotland*, David Larsson, *Solisten*, Anna Werner, *Svensk Solenergi*, Johan Öhnell, *Solelkommissionen & Anne-Charlotte Boldrup, Västerås Stad*.

Rapportsammanfattning

Europa och Sverige har påbörjat en stor energiomställning där elbehovet förväntas öka kraftigt till följd av en bred elektrifiering samtidigt som fossil kraft fasas ut. Målen är tydliga och för Sveriges del gäller nettonollutsläpp av växthusgaser senast år 2045, för att därefter uppnå negativa utsläpp. Det innebär att en stor ökning av vår förnybara produktionskapacitet är nödvändig, där solkraft och vindkraft kan byggas ut fort. Samtidigt tar det tid och är kostsamt att integrera stora mängder väderberoende kraft i våra elnät.

Den här nulägesbilden gör att både förnybar kraft och flexibilitet behövs i vårt elsystem, så att vi kan tillgodose vår förbrukning, hjälpa till att transformera den europeiska elmixen, och samtidigt styra vår förbrukning till tider då elnätet kan tillgodose behoven med förnybar el. Stödtjänster till elnätet kan levereras på flera olika nivåer, där en är att slutkunder kan styra sin användning bort från höglasttimmar eller att prosumenter kan anpassa förbrukningen till tider för egenproduktion. De allra flesta prosumenter är solcellsägare. I Sverige installeras nämligen solceller generellt för egenanvändning, vilket innebär att elen är skatteundantagen och används av ägaren till solcellerna som har dessa i direkt anslutning till den byggnaden elen används i. Typkunden för egenanvändning i Sverige är en villaägare eller en liten kommersiell aktör. Egenanvändningen innebär framför allt en energiskattebefriad förbrukning av den egenproducerade elen, vilket ökar lönsamheten för solcellerna.

Den här rapporten behandlar ämnet virtuell energidelning i kontexten som givits ovan. Virtuell delning innebär i korthet att el delas mellan slutkunder genom det allmänna elnätet. Det virtuella nätet består av mätpunkter som mäter inmatning och utmatning i smarta elmätare under ett givet tidsintervall, vilka sedan avräknas mot varandra av elnätsägaren som sitter på alla mätdata. Idag finns ingen modell för virtuell delning i Sverige. Detta kan ställas i relation till fysisk delning, som innebär upprättandet av lågspänningsnät, mikronät, som kan byggas mellan byggnader och närliggande fastigheter för att dela el mellan dessa. Det här är tillåtet sedan 1 januari 2022. Den här lösningen används främst i flerbostadshus.

Relevant för virtuell delning är Förnybartdirektivet och Elmarknadsdirektivet. Dessa direktiv introducerar nämligen energigemenskaper, som är juridiska personer som kan bestå av EU-invånare, företag och organisationer. I dessa gemenskaper kan de agera på elmarknaden och ge medlemmarna miljömässiga, ekonomiska eller sociala samhällsfördelar, bland annat genom energidelning. Möjliggörande regelverk för energigemenskaper ska ha införts i Sverige sedan flera år tillbaka, men inga anpassningar alls har gjorts i svensk rätt. Bristen på tydliga definitioner, juridiska personer och regelverk för detta har gjort att energigemenskaper, en central del i EUs verktygslåda för den gröna omställningen och medborgarengagemang, knappt förekommer i Sverige.

Många EU-länder har dessutom infört olika typer av kollektiva egenanvändningsmodeller utanför begreppet energigemenskaper. Dessa kan vara handel mellan aktiva kunder (*peer to peer*-handel) som inte kräver någon juridisk person alls, eller enklare kontraktuella former som kräver en juridisk person, men som i dessa fall får vara existerande aktörer (alltså ingen registrerad energigemenskap). Detta gör det möjligt för aggregatorer, elhandlare, kommuner eller solcells företag att forma affärsmodeller och *klustra* lokala elanvändare för effektsamordning och energidelning. Gemensamt för dessa lösningar är att samtliga i första hand bygger på virtuell delning. Dessutom är det vanligt att införa reducerade överföringsavgifter för dessa kollektiv, som bara speglar den spänningsnivån eller den geografiska utbredning som kollektivet delar el inom. Kortfattat är vinsterna med virtuell delning att ingen ny infrastruktur behöver byggas, att det möjliggör ett mer rationellt utnyttjande av tillgängliga tak och markområden, möjliggör saminvesteringar i solceller och batterier, att det kan leverera stödtjänster till elnätet och att det ökar medborgarnas egenbestämmande.

Virtuella modeller kräver att elnätsägaren är med på tåget. Eftersom överföringen sker i det allmänna elnätet behöver elnätsägaren sköta avräkningen mellan elmätarna hos de delande parterna. I andra länder

har automatiska avräkningssystem med olika fördelningsmodeller formats och månatlig rapportering av de avräknade värdena satts på plats. En del av den potentiella nyttan kan dessutom också gagna elnätägarna. För att ta vara på potentialen och öka nyttjandegraden av elnätet kan den virtuella delningen nämligen logiskt kopplas till en flexiblere energianvändning. För att uppmuntra till det här beteendet kommer däremot starkare prissignaler behöva formos. Utformningen av dessa ligger utanför projektets systemgränser, men rapporten tar upp lokala tidsdifferentierade tariffer baserade på nätnyttan som en möjlig väg framåt.

I fråga om systemstorlekar på dessa delningskollektiv sammanfattar rapporten att avgränsningar har gjorts i olika omfattning i andra medlemsländer, men med en vägning mot att begränsas till samma lokalnät eller transformatorstation. Som tidigare nämnts varierar även överföringsavgiften med avstånd, vilket gör det lönsammare per kilowattimme att dela på lokal nivå. Kortfattat kan man resonera att olika energisystemsnyttor uppkommer vid olika systemstorlekar, där nätnyttan sannolikt gynnas av de lokala lösningarna men där en större kraftutbyggnad kan stimuleras av stora system som till exempel sträcker sig över ett elprisområde eller ett regionalnät.

Rapporten utforskar möjliga strukturer för energigemenskaper och virtuell kollektiv egenanvändning och konstaterar att det inte finns något lagutrymme i Sverige att virtuellt och kollektivt egenanvända el idag. Detta gäller både inom energigemenskaper, föreningar eller genom möjliga affärsupplägg. Den lösning som finns idag medför fysisk delning och innebär att närliggande byggnader kopplas samman med nya ledningar, som ofta löper parallellt med det allmänna elnätet, eller att man i ett flerbostadshus med solceller bygger om elsystemet så att hushållens elcentraler ingår i ett gemensamt abonnemang för fastigheten. Detta för att efterlikna en individuell egenanvändare och få ta del av undantaget från energiskatt. Skillnaden i beskattningen av virtuell delad el jämfört med fysisk delning och individuell egenanvändning gör att virtuell delning sällan är ett alternativ idag. Med hänvisning till andra länders tolkning av direktiven kan reducerade överföringsavgifter baserat på kollektivets geografiska utbredning beaktas i framtagningen av en virtuell delningsmodell i Sverige, men där ett krafttag måste tas kring skattefrågan för att skapa incitament till virtuell delning och öppna upp för potentialen den medför. Många branschföreträdare, Energimarknadsinspektionen och rapportförfattaren framlyfter regulatoriska sandlådor som en möjlig väg framåt för att innovera och undersöka vilka skatteupplägg, affärsmodeller, möjliga nya juridiska personer och systemgränser som kan användas för den virtuella delningen i Sverige.

Innehåll

Förord.....	1
1. Inledning och problembeskrivning	6
Energisystemsutvecklingen – elektrifiering	6
Delning av energi	7
Virtuell delning	9
2. Metodik.....	11
3. Utgångsläge	12
Förutsättningar för individuell elproduktion och egenanvändning idag	12
Möjlighet att dela el idag	12
Förutsättningar för kollektiv elproduktion och egenanvändning idag.....	13
4. Regulatorisk framåtblick.....	15
5. Tidslinje – relevant regulatorisk process i Sverige och EU.....	16
6. Lagstiftning och praxis i andra EU-länder	17
Energigemenskaper.....	17
<i>Virtuell egenanvändning</i>	<i>23</i>
<i>Litauen</i>	<i>23</i>
<i>Kollektiv virtuell egenanvändning</i>	<i>24</i>
<i>Portugal.....</i>	<i>25</i>
<i>Frankrike</i>	<i>27</i>
<i>Belgien – Bryssel</i>	<i>28</i>
<i>Handel mellan aktörer (peer-to-peer)</i>	<i>29</i>
Aktiva kunder	30
Belgien – Bryssel.....	31
7. Pilotprojekt i Sverige.....	32
8. Utmaningar och möjliga lösningar	34
<i>Möjlig påverkan på elnätet och nätbolagens roll</i>	<i>34</i>
<i>Elnätets utmaningar med väderberoende produktion.....</i>	<i>34</i>
<i>Delningens koppling till elnätstjänster</i>	<i>35</i>
<i>Styrning och incitament</i>	<i>36</i>
<i>Ekonomiska förutsättningar för virtuell delning</i>	<i>37</i>
Beskattning och prissättning för delad el	38
Avräkning.....	39
<i>Regelverk och stödsystem för solkraft.....</i>	<i>40</i>
9. Tänkbara strukturer i Sverige	40
<i>Gemensamhetsanläggningar</i>	<i>42</i>
<i>Egenanvändare av förnybar energi inom byggnad.....</i>	<i>42</i>

<i>Andra modeller</i>	43
<i>Regulatoriska sandlådor</i>	43
Slutsatser	44
Referenser	46

1. Inledning och problembeskrivning

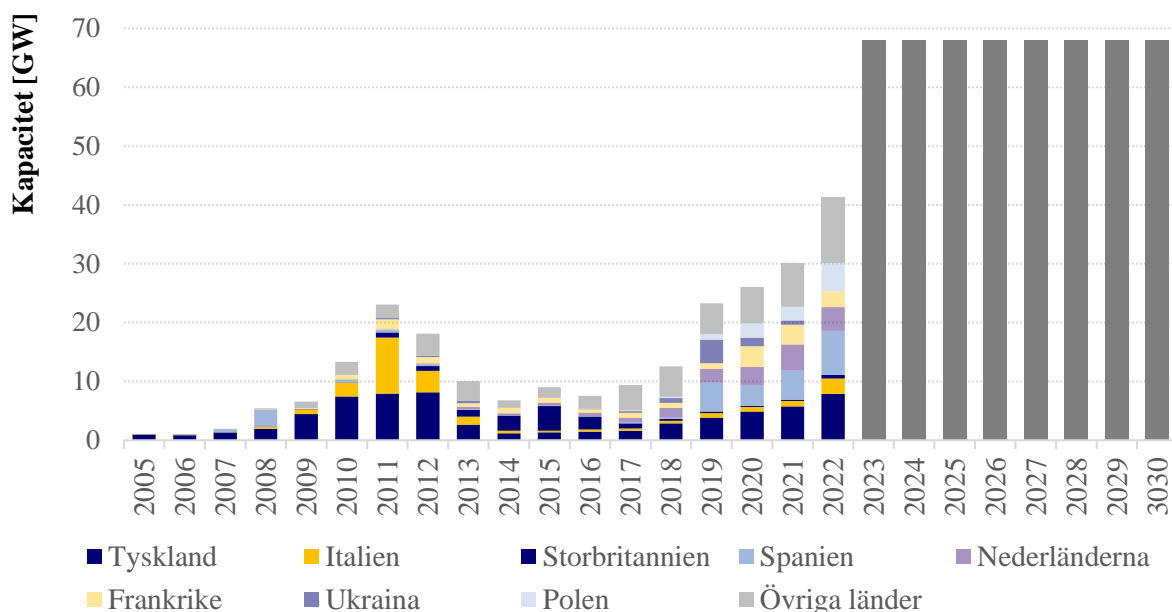
Energisystemsutvecklingen – elektrifiering

Sveriges ambition att vara ledande i och driva på klimatomställningen betonas ofta, inte minst i skrivelsen om Sveriges genomförande av Agenda 2030 [1] och genom de mål som Sverige åtagit sig och allokerats genom Parisavtalet [2]. 2017 antog Sverige ett klimatpolitiskt ramverk som består av en klimatlag, klimatmål och ett klimatpolitiskt råd [3]. Det långsiktiga målet innebär att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären senast år 2045, för att därefter uppnå negativa utsläpp. Med andra ord kan Sveriges fossilberoende sektorer inte använda fossila bränslen efter 2045 och vi måste snabbt anpassa både energianvändning och produktion därefter.

Trots att den svenska elmixen till stor del är fossilfri [4] så står vårt elsystem inför stora utmaningar när både transportsektorn och den energiintensiva industrin ska elektrifieras. Det innebär en kraftigt ökad efterfrågan på fossilfri el, uppskattningsvis från ett totalt årligt systembehov på 140 TWh till 330 TWh redan år 2045 [5]. Att möta utmaningen med att bekämpa klimatförändringarna och samtidigt tillgodose vårt växande elbehov kräver en kraftig utökning av vår förnybara elproduktionskapacitet och en ökad flexibilitet. I fråga om kraftslag är det vind- och solkraft som på kort sikt realistiskt kan bidra till den nödvändiga kapacitetsutbyggnaden. Detta eftersom framför allt solenergi är ett kraftslag som kan byggas ut snabbt och till ett lågt pris. Dessutom gör möjligheten att placera systemen nära förbrukningen det möjligt att engagera medborgarna i energiomställningen.

Den här situationen är inte unik för Sverige, utan omställningen till och utbyggnaden av grön energi är central i Europeiska unionens (EU) energi- och klimatpolitik. Den ryska invasionen av Ukraina aktualiserade dessutom debatten om de energipolitiska utmaningarna kopplade till fossil energianvändning och koncentration av bränsletillförsel till unionen. I bland annat ett stort koncentrerat stödpaket, REPowerEU [6], har EU format en strategi [7] för att installera över 320 GW_{AC} solenergi före 2025 (mer än en fördubbling jämfört med 2020) och nästan 600 GW_{AC} ackumulerad effekt före 2030 inom unionen. EU gör alltså tydliga kopplingar mellan solenergiutbyggnaden och en resilient och trygg elförsörjning. Det här målet kräver en betydligt ökad installationsakt av solceller i Europa, vilket illustreras i Figur 1.

Den ökade elektrifieringen och vad den innebär i fråga om ett kraftigt ökat elbehov och ett stort tillskott av variabel elproduktion ställer höga krav på våra elnät. För att klara av den här utmaningen behöver vi ta vara på samtliga flexibilitetsresurser vi har till förfogande. Många av dessa resurser finns på elanvändarnas sida av elbalansen. Det innebär laster som kan förskjutas till tider av låg belastning och på så vis bidra till att hålla elsystemet i balans och till ett bättre nätutnyttjande. Genom att forma incitament för denna flexibilitet, ett arbete som har påbörjats, kan små styrbara enheter som värmepumpar, batterilager och elbilar utgöra en viktig pusselbit för att möjliggöra den här omställningen, inte minst genom minskade investeringskostnaderna för nätförstärkning och/eller möjliggörande av en ökad lokal förnybar produktionskapacitet [8].



Figur 1: Årlig installerad solcellseffekt i Europa [9] och den nödvändiga installationstakten för att nå målen i REPowerEU [6].

För att sätta Figur 1 i perspektiv så finns i Sverige vid årsskiftet 2022/2023 ungefär 2,4 Gigawatt installerad nätansluten solcellskapacitet [10]. Majoriteten av dessa solpaneler är installerade i anläggningar för egenanvändning. Detta innebär främst villasystem och mindre kommersiella system som ligger i nära anslutning till den som äger dem och som egenanvänder elen. Anledningen till den här marknadssegmenteringen, som skiljer sig en del från det globala snittet, är de stödmodeller som har funnits i Sverige, i kombination med historiskt låga elpriser och nordliga breddgrader med begränsad solinstrålning jämfört med i till exempel södra Europa. Genom en historisk kombination av ett statligt investeringsstöd, skatteundantagen egenanvändning, gröna elcertifikat och en skattereduktion för mikroproducenter har en marknad för småskalig solel i Sverige växt fram. I nuläget är det i första hand den privata marknaden som subventioneras genom Skattereduktionerna för installation av grön teknik [11] och skattereduktionerna för mikroproduktion av förnybar el [12]. Dessa förklaras närmare i senare kapitel. Samma stödmodell har gett låga incitament för stora solparker och byggnader med låg egenanvändning.

Till följd av bland annat en mognande solcellsmarknad, ett ökat behov av förnybar kraft hos kommersiella aktörer och en teknikutveckling som pressat ned priserna, har under de senaste åren ett ökat antal solparker och större takanläggningar byggts även i Sverige. Den här utvecklingen har givit kraft åt en viss debatt om markanvändning och det visuella intrycket av solpaneler. Trots att solkraft i nuläget är det mest omtyckta kraftslaget hos den svenska befolkningen, med god marginal [13], visar erfarenheter från marknader med högre penetrationsgrad att det finns anledning att vara uppmärksam på förändringar i den allmänna debatten och värna om den sociala acceptansen för en lyckad utrollning av förnybar kraft [14].

Delning av energi

Ett steg i att möjliggöra ett mer rationellt utnyttjande av våra lämpliga tak och markområden för solenergi är att tillåta kollektiv egenanvändning, eller delning, av el. Den här grundtanken stöts av EU under konceptet energigemenskaper och behandlas i två centrala EU-direktiv, nämligen Elmarknadsdirektivet (EU) 2019/944 [15] och Förnybartdirektivet (EU) 2018/2001 [16], samt i ändringen av Energieffektiviseringsdirektivet (EU) 2012/27 [17] (Se Frågan om formen för energidelning, antingen fysisk eller virtuell, diskuteras inom EU-kommissionen. I direktkommunikation med kommissionsföreträdare som arbetar med energigemenskaper och andra delningsmodeller bland EU-invånare framkommer det att delningen mellan aktiva kunder i stor skala i första hand avser virtuell delning [33]. Det här innebär alltså att avräkningen ska ske administrativt av

elnätsägaren, snarare än att kollektivet ska bygga mikronät. I EU-kommissionens förslag till Europaparlamentets och rådets förordning om ändring av förordningarna (EU) 2019/943 och (EU) 2019/942 samt direktiven (EU) 2018/2001 och (EU) 2019/944 [34] för att förbättra utformningen av unionens elmarknad, som presenterades i mars 2023, finns intressanta formuleringar om energidelning mellan aktiva kunder (se definition i nästa kapitel). I förslaget framgår bland annat följande i Artikel 15a:

”Rätt till energidelning

1. Alla hushåll, små och medelstora företag och offentliga organ har rätt att delta i energidelning som aktiva kunder.

(a) Aktiva kunder ska ha rätt att dela förnybar energi sinsemellan på grundval av privata avtal eller genom en juridisk person.

(b) Aktiva kunder får använda en tredje part som äger eller förvaltar för installation och drift, inbegripet mätning och underhåll, av en lagringsanläggning eller en anläggning för produktion av förnybar energi, i syfte att underlätta energidelning, utan att den tredje parten betraktas som en aktiv kund.

(c) Medlemsstaterna ska säkerställa att aktiva kunder som deltar i energidelning

(d) har rätt att få den delade elen nettad med sin totala uppmätta förbrukning inom ett tidsintervall som inte är längre än avräkningsperioden för obalanser och utan att det påverkar tillämpliga skatter, avgifter och nätavgifter,

....” [34]

Det framgår också att medlemsländerna ska tillhandahålla nödvändig IT-infrastruktur för att möjliggöra avräkning och debitering av dessa kunder. Att belysa virtuell delning, även utanför energigemenskaper, särskilt i samband med användarvänliga tjänster som kan erbjuda affärsmodeller och stöd för denna typ av delning, kan betraktas som ett steg i rätt riktning för att realisera potentialen hos solenergin i den bebyggda miljön. Kommissionens ståndpunkt med fördel för virtuell delning, särskilt efter den betydande satsningen på förnybar energi som genomförts efter Ukraina-kriget, står till grund för ett internt arbete inom Energimarknadsinspektionen för att bevaka dessa frågor inför ett eventuellt ikraftträdande av detta förslag i parlamentet.

Dessutom pågår en sammanställning av praxis och erfarenheter av virtuell delning mellan de deltagande tillsynsmyndigheterna i the *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*, vilken förväntas vara klar under den senare delen av 2023.

Utöver detta pågår enligt författarens vetskap inget aktivt arbete för att införa ett främjande regelverk för energigemenskaper och virtuell delning i svensk rätt.

Tidslinje). Regeringen Magdalena Andersson fastslog i en proposition i mars 2022 [18] ståndpunkten att det inte krävs några lagändringar för att införa EU-direktivens skrivelser om energigemenskaper i Sverige. Flertalet remissvar till Energimarknadsinspektionens stora arbete kring införlivandet av direktiven [19] lyfter däremot kritik mot att bristen på konkret reglering kring hur energigemenskaper får organiseras, samt vilka rättigheter och skyldigheter de har som aktörer på elmarknaden, och menar att det försvårar etableringen av energigemenskaper och hindrar de fördelar som de kan bidra med. Det är upp till EU-kommissionen att bedöma om Sverige har inkorporerat eller transformerat direktiven till belåtenhet, men Energimarknadsinspektionen lyfter att bristen på tydlig reglering har uppmärksamats internationellt, där Sverige rankas lågt på listor över möjliggörande regelverk för energigemenskaper och är ett av få länder som inte främjar bildandet av dessa [20][8].

Kortfattat kan sägas att tanken med en energigemenskap, och delning av el även utanför en sådan gruppering, är att flera mindre aktörer får möjligheten att gå samman för att samordna sin energianvändning och dela på lokala energiresurser som till exempel solceller och batterier. Detta möjliggör nyttjande av de mest lämpliga taken för att installera solceller på och investeringar i ett stort

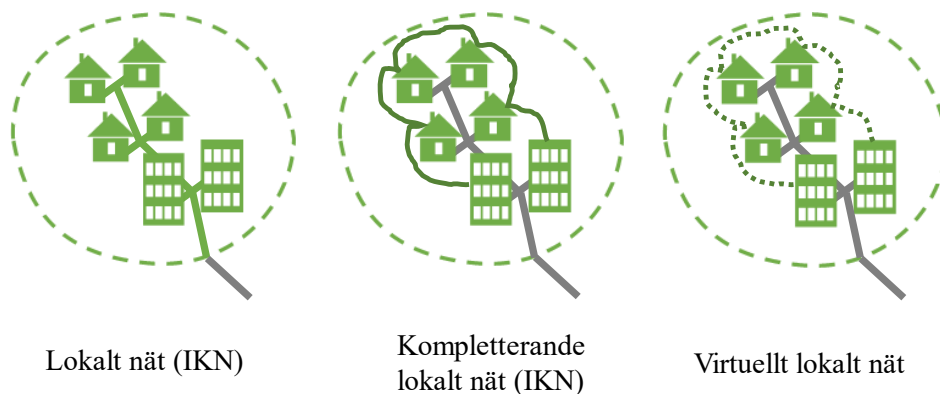
batterilager i stället för många små. Detta för med sig fördelar som en högre solesproduktion, ekonomiska skalfördelar och ett lägre intrång på kulturellt viktiga byggnader (i och med att till exempel närliggande tak kan nyttjas i stället). Delning förutsätter inte nödvändigtvis ett gemensamt ägande av en produktionsanläggning eller ett batteri, utan kan utgå från en enskilt ägd energiresurs eller ett system som ägs av tredje part.

Därtill kan en virtuell delning, alltså snarare en *klustring* av elanvändare, ge incitament till att samordna effektuttagen på lokal nivå för att minska de kollektiva elnätskostnaderna. Förutsatt att avtal och tariffer mellan aktörerna formas på rätt sätt stimulerar energidelning en lokal matchning av konsumtion och produktion, och minskar därigenom överbelastning i nätet. Dessutom förekommer fall där hushåll kan bli nekade nätanslutning av produktionskapacitet i områden långt ut i noder där många redan har installerat solceller eftersom elnätsägaren inte längre kan garantera en stabil spänningsnivå [21]. Energigemenskaper kan ge utrymme till att fler i samma område kan ansluta solceller eller vara delägare i en anläggning. I fall av gemensamt ägda anläggningar, så kan ett system som ligger på *rätt* plats i nätet, intill en fördelningsstation, ge en högre nänytta än många individuella anläggningar placerade längre ut i noder.

Att dela energi mellan byggnader kan göras på olika sätt, antingen i det befintliga elnätet eller genom att bygga ett särskilt kompletterande nät mellan deltagande hushåll och/eller lokala näringsidkare. Att upprätta interna, kompletterande lågspänningsnät är tillåtet sedan 1 januari 2022 genom ett undantag i Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) [22], även kallad *IKN-förordningen*, där IKN betecknar ”Icke koncessionspliktigt nät”.

Virtuell delning

I den här rapporten undersöks i stället förutsättningarna, möjliga upplägg, erfarenhet från andra länder och de nödvändiga förändringarna som krävs för att dela energi genom att avräkna uppmätt elanvändning och elproduktion mellan olika elmätare, så kallad virtuell delning. En sådan modell nyttjar det befintliga elnätet, medan de ekonomiska transaktionerna hanteras i ett ”virtuellt nät” som skapas genom att man läser av och samordnar de deltagande användarnas elmätare. Med ett virtuellt nät för energidelning avses alltså en funktionell enhet som så långt som möjligt efterliknar ett fysiskt nät, men där energin i stället flödar genom det allmänna elnätet, se Figur 2.



Figur 2: Stilistisk bild över de olika möjliga nätstrukturena för delning av el, där lokalt nät innebär att en privat aktör helt tar över elnätet för distribution mellan användarna (IKN) och kompletterande lokalt nät (också ett IKN-nät) är en kompletterande ledning mellan huskroppar. Båda dessa utgör en fysisk infrastruktur. Det virtuella nätet efterliknar ett fysiskt nät i avseende flera funktioner, nyttjar istället en digital avräkning.

Det finns en rad fördelar som lyfts fram med virtuell delning, däribland att det inte krävs någon ny infrastruktur. Det möjliggör således en mer samhällsekonomiskt effektiv lösning där elnätsägaren dessutom fortfarande kan dra nytta av konsumtionsdata som i fallet av lokala nät går förlorade. Att ha kännedom om kundbasens konsumtionsmönster är värdefullt för elnätsägares planering och drift och är

en resurs som riskerar att gå förlorad om de i nuläget godkända lösningarna, alltså lokala privata nät, byggs ut i stor skala. En annan fördel med att inga fysiska ingrepp behöver göras är att de kontraktuella eller organisatoriska åtgärderna som krävs för att möjliggöra virtuell delning är mycket flexibla än vid fysisk energidelning. Till exempel kan en kund enkelt ansluta till eller lämna energigemenskapen eller gruppen genom en administrativ procedur i stället för ombyggnation eller omstrukturering. Detta främjar möjligheten för kunder att vara aktiva och delta i energidelning på ett smidigt sätt.

En nackdel med ett virtuellt nät jämfört med ett fysiskt lokalt nät är däremot att man inte kan tillhandahålla ö-drift vid strömavbrott på det allmänna elnätet, virtuell delning kan alltså inte sägas öka motståndskraften mot elavbrott som stärker fastighetens energiförsörjning på samma sätt som fysiska nät. Man kan också argumentera för att funktionaliteten hos IK-nätet inte är identiskt till det koncessionspliktiga, eller virtuella, eftersom det ofta rör sig om likströmsnät, vilket minskar omvandlingsförlusterna något jämfört med att använda existerande nätinфраstruktur för delning av energi [23].

2. Metodik

Analysen i den här rapporten har sin utgångspunkt i nämnda relevanta EU-direktiv, remissvaren som lämnats in till Energimarknadsinspektionens rapport *Ren Energi inom EU* [19] och lagstiftning utomlands som införts med hänvisning till berörda EU-direktiv. Följande metodik har applicerats för framtagandet av den här rapporten.

- En tidigare genomgång [24] av remissvaren till Energimarknadsinspektionens rapport *Ren energi inom EU* [19] har studerats och underlaget har gjorts tillgängligt för att ta fasta på opinionen i fråga om virtuell delning av el. Av remissvaren ansågs 26 st vara relevanta för frågan om energigemenskaper och/eller virtuell energidelning.
- Inspel har samlats in genom intervjuer med företrädare från Solisten AB, Litauens regering 2016–2020, Lindborg Systems AB, Örebrobostäder AB, PWC Sverige, Elinorr-förbundet Ekonomisk förening, Checkwatt AB, Power Circle AB, Mälarenergi AB, Energimarknadsinspektionen, Mölndal Energi AB, Skövde Energi AB och Lokalkraft Sverige ekonomisk förening. Analysen och innehållet i den här rapporten är författarens tolkning och urval från dessa intervjuer och eventuellt ansvar för opinionsbeskrivande formuleringar ska således tillskrivas Becquerel Sweden (projektets huvudutförare) och inte enskilda intervjuobjekt.
- Exempel på projekt i Sverige, inom ramen för energigemenskaper och virtuell energidelning, har undersökts och presenteras i rapporten.
- Rapporten sätts i kontext genom en inledande bakgrund genom en utgångslägesbeskrivning av nuvarande koncessionslagstiftning, egenanvändning av elektricitet, relaterade EU-direktiv samt de utmaningar som Sveriges energisystem står inför.
- Den avslutande diskussionen under *Utmaningar och möjliga lösningar* strävar efter att ge en sammanvägd analys av frågans dimensioner, opinionen, och vilka regelverksförändringar som skulle krävas för att möjliggöra virtuell delning i Sverige.

Notering: Rapporten behandlar virtuell energidelning i en bred kontext. Därför har flera organisationsformer inkluderats under det paraplybegreppet, inklusive, men inte begränsat till, energigemenskaper.

3. Utgångsläge

Förutsättningar för individuell elproduktion och egenanvändning idag

I Sverige beskattas både produktion och konsumtion av el. Produktion beskattas genom lag (1984:1052) om statlig fastighetsskatt [25] och lag (1994:1776) om skatt på energi [26] genom bränsleskatt och skatt på atmosfäriska utsläpp. Vid kärnkraftsverksamhet tillkommer ytterligare skatter som inte anses relevanta i denna kontext. Konsumtionen beskattas i sin tur i huvudsak genom lag (1994:1776) om skatt på energi [26] och Mervärdesskattelag (1994:200) [27], moms.

Egenanvändning av el, företrädesvis solel, är tillåten och är den huvudsakliga affärsmodellen som driver marknaden för solenergi i Sverige [28]. Det finns ett par villkor för att tillåtas skattefri egenanvändning, vilka varierar med kraftslag. För solceller gäller det för el som inte har överförs till ett koncessionspliktigt nät och som har producerats i en anläggning som inte överskrider 500 kW i installerad topp effekt. Den här gränsen berör i dagsläget framför allt fastighetsägare som installerar solceller för någon form av näringsverksamhet på mark eller stora tak¹, snarare än till exempel villor eller flerbostadshus vars solcellsanläggningar inte når den storleksordningen. Det kan däremot komma att bli aktuellt för kollektiv egenanvändning, där konsumenter går samman och delar på ett större system snarare än att bygga flera mindre.

Ägare av små solcellsanläggningar som matar ut överskottsel på elnätet kan också kvalificera sig som mottagare av en skattereduktion för mikroproducenter som regleras i skatteförfarandelag (2011:1244) [29] och ger 60 öre per kilowattimme. Kraven som måste uppfyllas är dels att anslutningspunkten och huvudsäkringarna är placerade i samma punkt, dels att huvudsäkringarna i fråga inte överstiger 100 Ampere. Skattereduktionen kan utnyttjas för maximalt 30 000 kilowattimmar per anläggning och år, vilket motsvarar en skattereduktion på maximalt 18 000 kronor per år. Elen som matas ut på nätet beskattas därefter hos slutkund och så länge försäljningen av el och eventuella andra tjänster eller varor knutna till fastigheten uppgår till högst 80 000 kronor per år under två år behöver privata solcellsägare inte deklarerat och betala moms.

Modellen för egenanvändning innebär alltså att solcellsägare räknar hem sin solcellsinvestering i första hand genom minskade kostnader för inköpt el från elhandlaren, inklusive rörlig del av överföringsavgiften hos elnätsägaren, och i andra hand genom försäljning (inklusive skattereduktion) av överskottsel som matas ut på elnätet.

Den här affärsmodellen appliceras i de allra flesta fall av villaägare och mindre kommersiella aktörer, eftersom det i nuläget inte finns någon modell där enskilda boende i flerbostadshus enkelt kan dra nytta av energiskattefri egenanvänd el och skattereduktionen för mikroproducenter. Utan att göra både fysiska och administrativa ingrepp kan man i flerbostadshus endast täcka fastighetens allmänna elbehov med egenanvänd el [28]. Det här gör energidelning kanske extra intressant just i flerbostadshus, vilket diskuteras i nästa avsnitt.

Möjlighet att dela el idag

I dagsläget finns inget tydligt lagstöd eller några affärsmodeller för virtuell delning av el. Vad som däremot är möjligt är, som nämnt, att upprätta ett internt nät mellan byggnader för att dela "*el från en anläggning som producerar el*" eller för överföring av el "*från en energilagringsanläggning*". Detta behandlas i IKN-förordningen [22], som listar undantag från koncessionskraven. Koncession, eller tillstånd, för elnät kan sökas hos och ges av Energimarknadsinspektionen, men undantaget från koncessionsplikten enligt IKN-förordningen gäller automatiskt.

Konsumentens största fördel med fysisk delning, eller överföring, mellan byggnader och anläggningar i anslutning till varandra är att undantas nätavgifter, elhandelsavgift och skatt för den överförda elen och

¹ 500 kW solcellskapacitet motsvarar cirka 3 500 kvadratmeter

att öka egenanvändningsgraden av till exempel en solcellsanläggning. Att kunna nyttja solelen i flera huskroppar istället för en möjliggör att en mindre andel behöver matas ut på det allmänna elnätet och att en större andel av produktionen kan användas på det mest lönsamma sättet – egenanvändning. Finns det dessutom ett energilagrar i något av husen så skapar det ytterligare möjligheter att egenanvända solel och på så vis minska sina energikostnader. Om motsvarande överföring görs idag, men genom det allmänna elnätet, så behöver användaren köpa elen precis som vanligt från elhandlaren och betala elhandlaren pris per kilowattimme, samt elnätsavgift och skatter. Producenten får en intäkt från försäljning av el, en ersättning för nätnyttan för inmatad lokal el från elnätsägaren, betalar en inmatningsavgift till elnätsägaren, och får en skattereduktion för mikroproduktion (förutsatt att övriga krav är uppfyllda).

Att dela el mellan användare i interna nät för med sig många av de generella fördelarna med energidelning som lyfts fram i den här rapporten. Det ger incitament och skalfördelar till investeringar i förnybar kraft och energilagring, uppmuntrar till lastförskjutning till tider för egenproduktion och ger användarna en större möjlighet att påverka sin elanvändning och därigenom vara en del av sin energiomställning. Den här lösningen lyfts framför allt fram som en möjlighet att i flerbostadshus öka graden för egenanvändning av solenergi, men kan även vara aktuell mellan huskroppar i andra typer av byggnader, se nästa avsnitt *Förutsättningar för kollektiv elproduktion och egenanvändning idag*.

Å andra sidan lyfts kritik fram från flera håll mot att interna nät i dagsläget utgör det enda sättet att dela el mellan användare i Sverige. Att upprätta nya nät har sina nackdelar jämfört med en virtuell delningsmodell. Energimarknadsinspektionen, som är den aktuella tillsynsmyndigheten, lyfter bland annat i *Konsumenter och efterfrågefleksibilitet - En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet* [8] att det finns samhällsekonomiska fördelar med att använda det existerande elnätet för energidelning. Dessutom lyfter nätägarna att det finns risker kopplade till en möjlig utveckling där IK-ledningar byggs och drivs utanför elnätsmonopolet i hög utsträckning. Lokalkraft Sverige, en intresseorganisation som samlar eldistributörer och elhandlare, har startat en arbetsgrupp på ämnet där de lämnat in en skrivelse om begäran om vägledning och tolkning av regelverken för IK-nät [30], som bland annat lyfter risker med att ordna elöverföring på de sätt som bedöms vara tillåtna i branschen [31] och att metoden i allmänhet saknar en etablerad branschpraxis eller harmoniserad standard.

I den tidigare nämnda propositionen, i vilken regeringen Magdalena Andersson slog fast att inga åtgärder eller förändringar i svensk rätt krävdes för att införliva elmarknadsdirektivets skrivelser om energigemenskaper [18], håller regeringen möjligheten att omvärdera frågan öppen. Detta med bakgrund i de positiva aspekterna som energigemenskaper kan bidra till. I propositionen lyfts specifikt fram att det behövs analyseras vilka problem som finns med dagens lagstiftning, till exempel om det finns hinder mot att bedriva verksamhet som främjar konsumentmakt, hållbarhet eller effektiv användning av energi. Dessutom nämns att ett sådant sammanhang kan öppna upp möjligheten att utreda aspekter som lyfts av andra remissinstanser kring energigemenskapers möjlighet att bidra till ett koldioxidfritt framtida energisystem.

Förutsättningar för kollektiv elproduktion och egenanvändning idag

Det vanligaste upplägget för att hantera elanvändning och debitering i flerbostadshus är att respektive lägenhet har en egen mätare och egna elnäts-respektive elhandelsavtal. Därtill har hela huset en separat mätare och avtal som står på hyres- eller bostadsrättsföreningen och berör den el som förbrukas i gemensamma utrymmen i huset, till exempel hissar, tvättstuga och belysning [28]. Om huset har solceller på taket är det med detta arrangemang möjligt att egenanvända den producerade solelen för elförbrukningen i de gemensamma utrymmena, för så kallad fastighetsel. Om ägaren till flerbostadshuset vill sälja solel till lägenheterna blir ägaren elåterförsäljare och energiskatt tillämpas även om den inte har lämnat byggnaden. Därför är det svårt att nå en hög egenanvändningsgrad i flerbostadshus arrangerade på detta sätt.

För att kunna egenanvända elen även inuti lägenheterna hos de boende utan att förbrukningen beskattas behöver hela huset, inklusive lägenheterna, ha en gemensam elmätare och gemensamma avtal. Detta arrangemang kräver att elförbrukningen i lägenheterna ingår i den allmänna hyran eller avgiften för lägenheterna. Det är därefter upp till ägaren av eller styrelsen i flerfamiljshuset att bestämma om de boende i lägenheterna ska betala ett fast pris oavsett förbrukning, eller implementera individuell mätning och debitering (IMD). Den senare lösningen blir allt vanligare i Sverige, men kostnaden och administrationen som krävs för att byta till detta arrangemang bedöms vara en möjlig anledning till de låga installationssiffrorna av solceller på flerfamiljshus i Sverige jämfört med andra länder i EU [28]. En annan förklaring är att undantaget till IKN-förordningen som möjliggör fysisk delning är förhållandevis nytt och att det tar tid för branschen att anskaffa sig nödvändig kunskap om vilka möjligheter som finns. Dessutom är det, trots att undantagen i IKN-förordningen gäller direkt, inte ovanligt att ansöka om ett *bindande besked* från Energimarknadsinspektionen, vilket är en skriftlig bedömning som besvarar frågan om en planerad ledning är godkänd och omfattas av undantaget från kravet på nätkoncession. Dessa dokument tar tid att få, och kan således också vara en fördröjande faktor i det här segmentet. En tolkning av IKN-förordningens formuleringar kring fysisk delning som utförts av Aktea Energy AB på uppdrag av Solelkommissionen, Fastighetsägarna och Svensk Solenergi, visar att det inte är helt trivialt att tolka formuleringarna som baseras på betänkandet Moderna tillståndprocesser för elnät (SOU 2019:30) [32], till de olika upplägg och situationer som kan komma att bli aktuella [31].

Energimarknadsinspektionen lyfter att detta upplägg, med en utveckling mot samdebitering i flerfamiljshus, ger effekter som inte är önskvärda ur ett konsumenträttsligt och samhällsekonomiskt perspektiv. Detta eftersom boende förlorar rätten att välja sitt eget elhandelsavtal och att delta i styr- och informationstjänster som erbjuds på marknaden [8], vilket i sin tur går emot de principer för energidelning som är centrala i EU-direktiven som behandlas i Ren energi inom EU [19].

4. Regulatorisk framåtblick

Frågan om formen för energidelning, antingen fysisk eller virtuell, diskuteras inom EU-kommissionen. I direktkommunikation med kommissionsföreträdare som arbetar med energigemenskaper och andra delningsmodeller bland EU-invånare framkommer det att delningen mellan aktiva kunder i stor skala i första hand avser virtuell delning [33]. Det här innebär alltså att avräkningen ska ske administrativt av elnätsägaren, snarare än att kollektivet ska bygga mikronät. I EU-kommissionens förslag till Europaparlamentets och rådets förordning om ändring av förordningarna (EU) 2019/943 och (EU) 2019/942 samt direktiven (EU) 2018/2001 och (EU) 2019/944 [34] för att förbättra utformningen av unionens elmarknad, som presenterades i mars 2023, finns intressanta formuleringar om energidelning mellan aktiva kunder (se definition i nästa kapitel). I förslaget framgår bland annat följande i Artikel 15a:

”Rätt till energidelning

1. Alla hushåll, små och medelstora företag och offentliga organ har rätt att delta i energidelning som aktiva kunder.

(a) Aktiva kunder ska ha rätt att dela förnybar energi sinsemellan på grundval av privata avtal eller genom en juridisk person.

(b) Aktiva kunder får använda en tredje part som äger eller förvaltar för installation och drift, inbegripet mätning och underhåll, av en lagringsanläggning eller en anläggning för produktion av förnybar energi, i syfte att underlätta energidelning, utan att den tredje parten betraktas som en aktiv kund.

(c) Medlemsstaterna ska säkerställa att aktiva kunder som deltar i energidelning

(d) har rätt att få den delade elen nettad med sin totala uppmätta förbrukning inom ett tidsintervall som inte är längre än avräkningsperioden för obalanser och utan att det påverkar tillämpliga skatter, avgifter och nätavgifter,

....” [34]

Det framgår också att medlemsländerna ska tillhandahålla nödvändig IT-infrastruktur för att möjliggöra avräkning och debitering av dessa kunder. Att belysa virtuell delning, även utanför energigemenskaper, särskilt i samband med användarvänliga tjänster som kan erbjuda affärsmodeller och stöd för denna typ av delning, kan betraktas som ett steg i rätt riktning för att realisera potentialen hos solenergin i den bebyggda miljön. Kommissionens ståndpunkt med fördel för virtuell delning, särskilt efter den betydande satsningen på förnybar energi som genomförts efter Ukraina-kriget, står till grund för ett internt arbete inom Energimarknadsinspektionen för att bevaka dessa frågor inför ett eventuellt ikraftträdande av detta förslag i parlamentet.

Dessutom pågår en sammanställning av praxis och erfarenheter av virtuell delning mellan de deltagande tillsynsmyndigheterna i the *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*, vilken förväntas vara klar under den senare delen av 2023.

Utöver detta pågår enligt författarens vetskap inget aktivt arbete för att införa ett främjande regelverk för energigemenskaper och virtuell delning i svensk rätt.

5. Tidslinje – relevant regulatorisk process i Sverige och EU

NOV 2016

EU-kommissionen lämnar in *Ren Energipaketet* (8 akter)

MAJ RESP DEC 2018

Direktivet om byggnaders energiprestanda, det reviderade Förnybartdirektivet, Energieffektiviseringsdirektivet och Styrningsförordningen för energiunionen träder i kraft.

JUN 2019

Elmarknadsförordningen, Elmarknadsdirektivet Elberedskapsförordningen och Förordningen för ACER träder i kraft.

FEB 2020

Energimarknadsinspektionen (Ei) publicerar rapporten *Ren energi inom EU* som analyserar vilka åtgärder som krävs för att genomföra elmarknadsdirektivet.

JAN 2020 - JUN 2021

Elmarknadsdirektivet, Förnybartdirektivet och Energieffektiviseringsdirektivet ska ha implementeras till fullo i svensk rätt.

JAN 2022

Undantag från kravet på nätconcession för delning i lågspänningsnät bestäms i oktober 2021 och träder i kraft vid årsskiftet.

MAR 2022

Regeringen slår fast i Prop. 2021/22:153 att det för närvarande inte finns behov av ny lagstiftning för att möjliggöra Energigemenskaper i Sverige.

APR 2022

Ei startar projekt om regulatoriska sandlådor

AUG 2022

B.la Ei får i uppdrag att utveckla förutsättningarna för att realisera potentialen för flexibilitet i elsystemet.

MAR 2023

EU-kommissionen föreslår i att virtuell delning ska underlättas utanför energigemenskaper (*COM(2023) 148 final*) som en del i att förbättra utformningen av unionens elmarknad.

MAR 2023

Ei har presenterat rapport om hur en modell för regulatoriska sandlådor kan införas i Sverige.

APR 2023

Europeiska kommissionen har inlett ett *överträdelseärende* mot Sverige om för sent genomförande av *Elmarknadsdirektivet*. Det är för rapportförfattaren okänt för vilken del.

APR 2023

Ei publicerar rapport *Konsumenter och efterfrågefleksibilitet – En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet* och virtuell delning nämns i korthet.

JUN 2023

Den här rapporten publiceras.

HÖST 2023

Eis arbete genom ACER med att sammanställa lagstiftning och praxis om virtuell delning i Europa förväntas vara klart.

6. Lagstiftning och praxis i andra EU-länder

Som framgår ur tidslinjen föreskriver de aktuella direktiven införande av olika typer av energigemenskaper. Dessa ska ha implementerats till medlemsländernas nationella lagstiftning år 2021 och har införts genom olika modeller i EU. Sverige tycks vara ett av få medlemsländer där detta inte har resulterat i konkreta regelverk rörande Energigemenskaper. Tvärt emot tillsynsmyndigheten Energimarknadsinspektionens rekommendationer har de istället konstaterat [18] att inga ändringar krävs för att införlivaskrivelse om energigemenskaper i Sverige, med hänvisning till tillåtandet av fysisk delning genom IK-nät och lagstiftningen om ekonomiska föreningar som skulle kunna gruppera medborgare som vill dela energi sinsemellan.

Givet att definitionen av virtuell delning som används i den här rapporten även inkluderar delning utanför energigemenskapernas gränser, har vi i vår rapport även studerat andra modeller för kollektiv, virtuell, egenanvändning. Med hänvisning till antalet EU-länder och möjligheten för medlemsländer att implementera EU-lagstiftning i nationell rätt på olika sätt ska detta kapitel inte betraktas som en uttömmande förteckning över virtuella modeller, utan en lista exempel.

Energigemenskaper

Det finns två olika definitioner, och typer, av energigemenskaper som båda kännetecknas av att de är juridiska personer, baseras på frivilligt deltagande och bildar en enhet för medborgare och näringsidkare att kollektivt delta på energimarknaden. De liknar varandra, men är inte helt identiska. I Tabell 1 presenteras de två olika definitionerna som de formuleras i EU-direktiven.

Tabell 1: EU-direktivens definitioner över de två typerna av energigemenskaper.

Gemenskaper för förnybar energi	Medborgarenergigemenskaper
<p>Gemenskaper för förnybar energi definieras enligt förnybartdirektivet [16] Artikel 2 (16) som en juridisk person:</p> <p>a) som i enlighet med tillämplig nationell rätt grundas på öppet och frivilligt deltagande, är oberoende, faktiskt kontrolleras av aktieägare eller medlemmar som finns i närheten av de projekt för förnybar energi som ägs och utvecklas av den juridiska personen,</p> <p>b) vars aktieägare eller medlemmar är fysiska personer, små och medelstora företag eller lokala myndigheter, inklusive kommuner,</p> <p>c) vars främsta syfte är att ge sina aktieägare eller medlemmar eller de lokala områden där den är verksam miljömässiga, ekonomiska eller sociala samhällsfördelar, snarare än ekonomisk vinst.</p>	<p>Medborgarenergigemenskaper definieras i elmarknadsdirektivet [15] Artikel 2 (11) som en juridisk person som:</p> <p>a) baseras på frivilligt och öppet deltagande och som de facto kontrolleras av medlemmar eller delägare, som är fysiska personer, lokala myndigheter, däribland kommuner, eller små företag,</p> <p>b) har som främsta mål är att ge sina medlemmar eller delägare eller det närområde där det är verksamt miljömässiga, ekonomiska eller sociala samhällsfördelar, snarare än att generera ekonomisk vinst, och</p> <p>c) får delta i produktion, inklusive från förnybara energikällor, distribution och leverans, förbrukning, aggregering, energilagring, energieffektivitetstjänster eller, laddningstjänster för elfordon eller tillhandahålla andra energitjänster till sina medlemmar eller delägare.</p>

Därtill reglerar direktiven ett antal kriterier, rättigheter och skyldigheter som dessa gemenskaper måste leva upp till. När det kommer till elsektorn kan *Medborgarenergigemenskaper* delta i verksamhet kopplat till samtliga kraftslag, medan gemenskaper för förnybar energi begränsas till förnybara kraftslag.

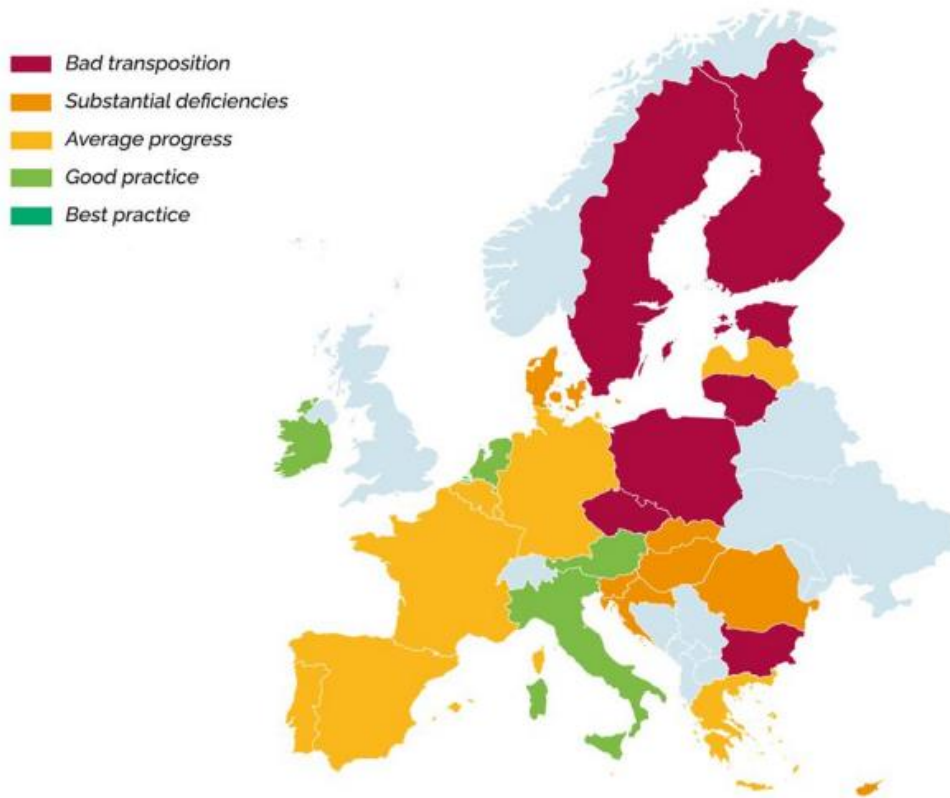
En annan skillnad är att företag och organisationer av alla storlekar kan delta i en medborgarenergigemenskap, medan *Gemenskaper för förnybar energi* endast tillåter deltagande av till mikro-, små- och medelstora företag. Dessa skillnader sammanfattar Energimarknadsinspektionen i en tabell i rapporten *Ren Energi inom EU* [19] som återfinns i Tabell 2. Vidare framgår av definitionerna att gemenskapen för förnybar energi ska kontrolleras av medlemmar som finns i närheten av de projekt för förnybar energi som ägs och utvecklas av densamma, medan det inte finns några begränsningar för medborgarenergigemenskaperna. Tvärt om så framgår ur Elmarknadsdirektivet att medlemsstaterna får föreskriva att medborgarenergigemenskaper ska vara öppna för gränsöverskridande deltagande.

Elmarknadsdirektivet lyfter medborgarenergigemenskapers rätt att delta på hela elmarknaden på lika villkor som andra marknadsaktörer och utan att diskrimineras. Däremot kräver inte direktivet att medlemsländerna aktivt främjar deras skapande. Förnybartdirektivet lyfter också gemenskaper för förnybar energis rätt att delta på energimarknaden utan diskriminering, men går också ett steg längre och kräver att medlemsstaterna i införlivandet av direktivet främjar upprättandet av energigemenskaper genom att ta bort hinder för skapande och drift av dessa.

Tabell 2. Energigemenskapers skillnader [19].

	Medborgarenergigemenskap	Gemenskap för förnybar energi
Medlemskap	Fysiska personer, lokala myndigheter inklusive kommuner, små företag och mikroföretag	Fysiska personer, lokala myndigheter inklusive kommuner samt små företag och mikroföretag under förutsättning att deras deltagande i gemenskapen inte är deras primära kommersiella verksamhet
Geografisk begränsning	Ingen. Gränsöverskridande verksamhet kan tillåtas av medlemsstaten	Medlemmarna måste vara lokaliserade i närheten av de projekt för förnybar energi som gemenskapen utvecklar
Tillåten verksamhet	Begränsad till elmarknaden	Kan vara aktiv inom hela energisektorn
Teknik	Teknikneutral	Begränsad till förnybar energi

Med utgångspunkt i en sammanställning gjord av REScoop.eu [35] bedöms Sverige vara ett av fyra länder, tillsammans med Polen, Tjeckien och Bulgarien, som inte har infört någon som helst ny lagstiftning eller definition i nationell rätt för att främja och underlätta för gemenskaper för förnybar energi. Eftersom förnybartdirektivet kräver en mer aktiv implementering och ett borttagande av hinder för gemenskaper för förnybar energi inkluderar en tillåtande lagstiftning för den här formen av gemenskaper generellt, men inte alltid, även kraven i energimarknadsdirektivet om medborgarenergigemenskaper. Figur 3 presentera en visualisering över EU-ländernas införlivande av förnybartdirektivets skrivelser om Gemenskaper för förnybar energi från rapporten *Enabling frameworks for Renewable Energy Communities – Report on good practices* [35].



Figur 3: Visualisering över medlemsländernas införande av främjande regelverk för Gemenskapen för förnybar energi i enlighet med förnybartdirektivet [35].

Eftersom majoriteten av EU:s medlemsländer har infört någon typ av lagstiftning kring energigemenskaper är inte listan nedan en uttömmande lista, utan bör betraktas som ett axplock exempel på hur andra länder har tolkat direktiven.

Nederländerna

I Nederländerna bearbetas en ny energilag, *Energiewet* [36], som slår samman de två olika typerna av energigemenskaper till ett begrepp i den nationella rätten och infogar de gemensamma formuleringarna direkt från direktiven till energilagen för införandet av den nya formen av juridisk person. I stället för att separera de två begreppen finns ett par formuleringar som specificerar rättigheter och skyldigheter om energigemenskapen disponerar över en förnybar produktionsanläggning eller ej.

Det finns fortfarande arbete kvar med att tolka och införa stöttande regelverk för formuleringarna kring energigemenskaper i lagen, men den slår bland annat fast i 2.19 att energigemenskaper som producerar el eller gas har rätt att dela denna (genom existerande infrastruktur) mellan sina medlemmar utan särskild el/gashandelslicens om de uppfyller följande kriterier:

- a) De förblir nettokonsumenter på årsbasis, alltså, de konsumerar mer el/gas än de säljer under ett kalenderår
- b) Energin fördelas mellan medlemmar i föreningen som alla har *små anslutningar*
- c) Energigemenskapen uppfyller övriga krav om antal medlemmar eller aktieägare som ska fastställas av berörd tillsynsmyndighet genom föreskrifter

Tillsynsmyndigheten har alltså fått i uppdrag att utarbeta ytterligare föreskrifter för att beskriva de praktiska detaljerna kring denna paragraf. Även *Handel mellan aktörer (peer-to-peer)* omfattas av liknande regler. Intressant nog kan undantaget från licens för energigemenskaper också gälla en energigemenskap utanför Nederländerna, så länge den levererar till färre än 500 slutkunder med *små*

anslutningar och är belägna i områden längs den nederländska nationsgränsen. Denna bestämmelse främjar samarbete på lokal/regional nivå mellan energigemenskaper och samhällen i Tyskland och Belgien [35].

Ett exempel på en Energigemenskap i Nederländerna är Schoon Schip. Det är en energigemenskap bestående av 46 hushåll fördelade på 30 husbåtar i norra Amsterdam. De har ett fysiskt mikronät, där de förfogar över fler än 500 solpaneler och 30 batterier. De har även smart styrning av värmepumpar, kollektivt ägande av elbilar och elcyklar och gröna tak [37].

Italien

Italien införde förordningar kring Gemenskaper för förnybar energi redan år 2020 i *Milleproroghe dekretet 162/2019* [38] genom Artikel 42 i lag 8/2020 [39]. Den geografiska begränsningen för energigemenskaper var vid den tiden att samtliga medlemmar skulle finnas under samma lågspänningstransformator. I denna ursprungliga form begränsades även storleken på varje enskild produktionsanläggning som energigemenskapen fick äga till 200 kWp. Storleken på varje produktionsanläggning som en gemenskap för förnybar energi får disponera höjdes sedan till 1 MW med dekretet 199/2021 [40].

Gemenskaper för förnybar energi tillåts endast dela energi genom det allmänna elnätet och egenanvändningen sker virtuellt. En rabatterad nättariff för den delade elektriciteten á 100€ per megawattimme har införts för delningen mellan energigemenskapens medlemmar. Den delade elektriciteten avräknas som värdet på timbasis mellan den utmatade elen från energigemenskapens produktionsanläggning(ar) och den förbrukade elen i medlemmarnas samlade anslutningspunkter [41].

Rent praktiskt beskriver Enel², att partnerna som är intresserade av att ingå i en gemenskap för förnybar energi och uppfyller kriterierna i EU-direktiven registrerar sin energigemenskap hos Agenzia delle Entrate (den italienska skattemyndigheten) [42]. De lyfter att de två vanligaste organisatoriska former är *associazione non riconosciuta* (en mycket enkel form av förening som används för välgörenhet eller annan icke-vinstdrivande verksamhet) eller kooperativ, där de rekommenderar den förstnämnda eftersom den tillskrivs låga administrationskostnader och relativt enkla organisationskrav. Det framgår också att energigemenskapen inte nödvändigtvis måste äga produktionsanläggningen, utan tredjepartsägande är tillåtet [42].

Medborgarenergigemenskaper har i sin tur definierats genom dekret 210/2021 [43]. Tolkningen av de två definitionerna är snarlika, med undantag för de skillnader som framgår i Tabell 2, där medborgarenergigemenskaper begränsas till elsektorn medan Gemenskaper för förnybar el får verka i hela energisektorn. Enligt lagen kan Medborgarenergigemenskaperna anta vilken juridisk form som helst, så länge det tydligt anges i stadgarna eller avtalet mellan medlemmarna att huvudsyftet med gemenskapen är att främja miljömässiga, sociala och ekonomiska aspekter för kollektivet där där det verkar, eftersom ekonomisk vinst inte får vara det främsta målet för energigemenskapen.

Efter etableringen av en nationell regleringsram 2020 har flera regioner utvecklat sina egna ramverk för energisamhällen, vilket tar upp vissa specifika lokala frågor samtidigt som de håller sig inom ramen för den nationella lagstiftningen [35].

Österrike

De två begreppen för energigemenskaper definierades i österrikisk lagstiftning sommaren 2021 [44], och återges som i direktiven i den nationella lagstiftningen. Medlemmar i energigemenskaper har rätt att utkräva ett antal tjänster och åtgärder från elnätsägaren kopplat till den virtuella delningen [§ 16e, 34], nämligen;

- 1) Besvara ansökan om nätanslutning inom 2 veckor,

² Enel är Italiens största elbolag som numera är ett multinationellt privatägt bolag med den italienska staten som minoritetsägare, men som innan liberaliseringen av Italiens elmarknad var statligt ägt.

- 2) Installera en smart elmätare hos samtliga medlemmar inom 2 månader efter ansökan om dessa saknas,
- 3) Ingå i ett avtal med energigemenskapen,
- 4) Sköta den digitala avräkningen i samtliga mätpunkter,
- 5) Tillhandahålla denna data på kvartsbasis inom 24 timmar efter förbrukningen till elhandlare och medlemmar i energigemenskapen kostnadsfritt och online,
- 6) Sköta fördelningen av producerad el mellan medlemmarna, antingen genom dynamiska eller statistiska fördelningsfaktorer³.

Elöverföringen inom energigemenskaper är dessutom berättigad nedsatta nättariffer. Nivån på nedsättningen beror på spänningsnivån (hög, mellan, låg) i nätet som används för delningen. För energigemenskaper som endast använder lågspänningsnätet reduceras överföringsavgiften med 57%. För energigemenskaper som använder både lågspänningsnätet och mellanspänningsnätet är nedsättningen 28% för de nationella nätspänningsnivåerna 6 och 7 och 64% för nivåerna 4 och 5 [45]. Bakgrunden till dessa reducerade kostnader är att överföringen ska debiteras i relation till elnätsnyttjandet. En annan aspekt som tagits upp vid framtagandet av lagstiftningen är den potentiella nätnyttan som energigemenskaper kan bidra med i relation till de kostnader som de ger upphov till. För att utreda detta ska berörda tillsynsmyndigheter lämna in en kostnadsnyttoanalys senast i slutet av första kvartalet 2024, som ska ligga till grund för ett beslut om energigemenskaper bidrar rättvist till systemkostnaderna för överföringen av el och gas med de villkor som i nuläget är inskrivna i ellagen [44].

Det har inte införts någon ny form av juridisk person för dessa energigemenskaper, utan flera organisationsformer tycks vara möjliga, så länge fokuset är icke-vinstdrivande verksamhet. Ett år efter införandet av lagstiftningen konstaterades det ha ackumulerats ett antal källor till frustration över de nya bestämmelsernas utformning. Dels tycks det inte vara helt enkelt att hitta likasinnade som är intresserade av att gå med i en energigemenskap och dessutom måste potentiella medlemmar skicka in en begäran till sina elnätsägare för att undersöka om de är inkopplade på samma lågspänningsnät. Detta kan visa sig vara komplext eftersom Österrike har över 120 elnätsägare. Dessutom begränsas gemenskapen till ett elnätsbolags nätområde, vilket också utgör ett hinder. Oklarheter kring den juridiska ramen för äganderättigheter kopplade till produktionsanläggningar som ägs av privata prosumenter som ingår i energigemenskaper har också uppkommit, samt osäkerheter kring lämplig rättslig form för en energigemenskap. Generellt verkar en ideell förening eller ett kooperativ anses vara det bästa formen i Österrike, men det har visat sig finnas osäkerheter kopplade till bland annat beskattning inom dessa [46].

I oktober 2022 uppgavs cirka 100 energigemenskaper ha varit i drift i Österrike och många fler var under utveckling. De flesta drivs av kommuner, och några få har startats mellan privatpersoner eller på små och medelstora industriområden.

Belgien – Bryssel

I Brysselsregionen i Belgien finns tre definitioner för energigemenskaper inarbetade i lagstiftningen, där *lokala energigemenskaper* är en tredje kategori utöver de som definieras i direktiven. Denna typ av gemenskaper får bedriva produktion, konsumtion och lagring av förnybar energi och delning får äga rum inom energigemenskapen. Den är begränsad till lokal- och regionnätet (vilket i praktiken innebär Brysselregionen) och små och medelstora företag, offentliga aktörer och individer får delta så länge det inte bedrivs någon kommersiell verksamhet eller är aktörernas huvudsakliga sysselsättning. Modellen tillåter också tredjepartsinvestering där till exempel ett solcells företag eller en aggregator kan äga och disponera över produktionsanläggningen.

³ Bland annat detta ska framgå i avtalet i 3)

Den här lokala energigemenskapen har skapats utanför kraven från EU-direktiven som en anpassning till Bryssels regionala utmaningar, särskilt med möjligheten att infoga befintliga anläggningar i energigemenskaper eller att involvera tredjepartägande där många tak delas.

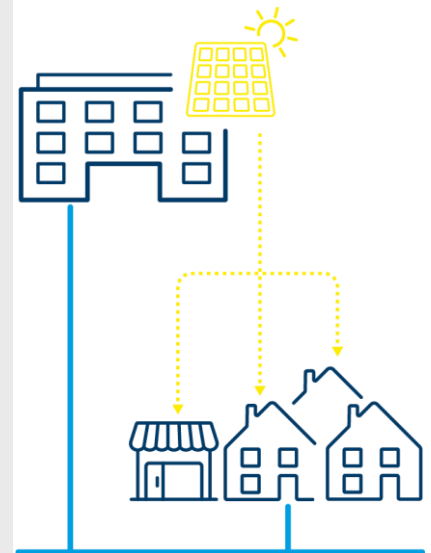
Energigemenskaper beviljas genom ett tillstånd⁴ som utfärdas av Brugel. Detta tillstånd är giltigt i tio år och kan förnyas. I tillståndsprcessen granskas särskilt stadgarna och avtalen för att se till att de överensstämmer med den gällande lagstiftningen. Energigemenskaper utser en kontaktperson som är i dialog med Brugel, vid behov, för att säkerställa att villkoren och de tekniska föreskrifterna följs.

Exempel:

En skola i Brysselregionen har en solcellsanläggning på sitt tak. Solcellerna producerar mer el än vad som förbrukas. Samtidigt finns det två invånare längre ned på gatan som gärna vill vara med och dela den lokalproducerade energin, samt ett företag. Dessa fyra aktörer gör en intern överenskommelse om hur elen ska fördelas och prissättas och ansöker om tillstånd från Brugel och anmäler sig till elnätsägaren Sibelga.

De använder lokalt den el som produceras av solcellerna och överskottet av produktionen matas ut direkt på nätet. Alla behåller sina respektive elavtal med en "klassisk" elleverantör.

Tack vare denna delning, och enligt villkoren i den överenskommelse de har upprättat, får skolan en summa från de två invånarna och företaget för de kilowattimmar de konsumerar från solelsproduktionen. Medlemmarna i energigemenskaper betalar ett lägre pris per kilowattimme än marknadspriset för inköp, och skolan får ett pris per kilowattimme som är högre än marknadspriset för injektion. Utöver den ekonomiska vinsten bidrar alla medlemmar till energiomställningen i Brysselregionen.



⁴ [Brugel, formulär](#)

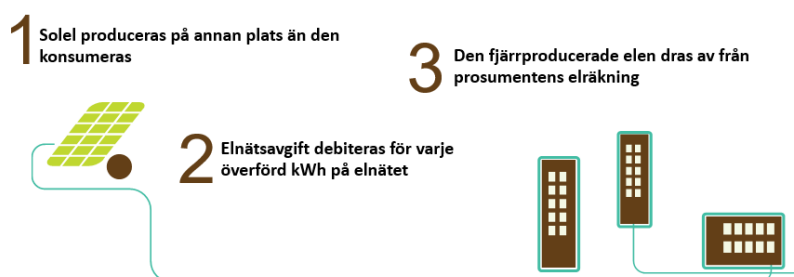
Virtuell egenanvändning

En alternativ virtuell konsumtionsmodell, som tillämpas i Litauen, kallas i internationella sammanhang för motsvarande ”virtuell nettomätning”. Ramverket ger konsumenter möjlighet att tillgodoräkna sig energi producerad utanför hemmet. Detta gör det möjligt för medborgare att dra nytta av till exempel solcellsanläggningar på sina fritidshus medan de befinner sig i sin lägenhet i stan, eller köpa en andel i en solpark. All elektricitet som genereras av solcellssystemet i fråga avräknas kundens elhandelsbalans. Konsumenterna betalar sedan skillnaden mellan sin elförbrukning och elproduktion till leverantören. Standardnättariffer tillämpas på överföringen.

Litauen

I Litauen har virtuell nettomätning tillämpats i en ”virtuell prosumentsmodell”. Programmet präglas av transparens och användarvänlighet och infördes för att stimulera utbyggnaden av förnybar kraft, öka medborgarnas delaktighet i den gröna omställningen och minska både den fossila användningen och det omfattande energiimportberoendet [47]. Modellen fokuseras kring andelsägande av centraliserad vind- och solkraft [48].

Traditionell egenanvändning av solex har tillåtits i Litauen sedan 2015, medan virtuell egenanvändning infördes år 2019. I sin ursprungliga form begränsades en kunds fjärrkapacitet till 500 kW och det fanns ett krav på att produktionen inte fick överstiga hälften av kundens totala årskonsumtion. I den senaste versionen av programmet från 2022 finns det varken någon gräns för hur stor kapacitet som får nyttjas eller dess relation till den totala konsumtionen. Ett investeringsstöd på 30% har också gjorts tillgängligt och nettomätningen görs under en tvåårsperiod.



Figur 4: Förenklad bild av Litauens virtuella prosumentsmodell

Rent praktiskt tillhandahåller *Lietuvos Energija*, det statligt ägda energiföretag, en plattform⁵ där privatpersoner och företag får köpa andelar av kommersiella sol- och vindparksprojekt, där detaljer om projektets ekonomiska parametrar, geografiska placering och projektstatus framgår. Hemsidan är inte begränsad till företagets egna parker utan fungerar som en mäklarsida som kopplar ihop utvecklarna och kunderna. Flertalet sol- och vindparksföretag har därtill egna plattformar för att köpa eller hyra fjärrkapacitet. Förutsatt att kapacitet finns tillgänglig i projektet kan kunderna köpa så små andelar som 1 kW_p och uppåt. När hela parkens kapacitet köpts så upp påbörjas byggprojektet. Vid reservation betalas en mindre icke återbetalningsbar deposition (€50), medan resten betalas vid parkens färdigställande. Genom modellen kan installatörer och sol- och vindparksprojektörer dra nytta av ekonomisk skalbarhet i projekt medan invånare i städer utan möjlighet att köpa egna solceller och installera på sina tak ges möjlighet att investera i och egenanvända solex.

Den här modellen möjliggör även för Litauen, ett land med omfattande elimport och med hög fossil andel i sin elmix, att bygga ut solkraften på platser där elnätet klarar av kapacitetstillskottet och där marken är olämplig för annan användning. Konsumenterna betalar nätavgift för den överförda

⁵ <https://www.eparkai.lt/>

fjärrkonsumerade elen samt en mindre årlig avgift för operativa kostnader, men slipper alla kostnader kopplade till elhandel och skatt. Fjärrkapaciteten är kopplad till kunden i fråga och kan således användas trots flytt eller säljas vidare till en annan kund vid frånfälle eller utomlandsflytt.

Sedan modellen infördes år 2019 har fjärrkonsumenterna kunnat åtnjuta betydligt billigare förnybar el. Erfarenhetsstudier visar att den fysiska självkonsumtionen och fjärrkonsumtionen i dagsläget inte konkurrerar med varandra, eftersom den ekonomiska marginalen är större för den traditionella självkonsumtionen som undantas elnätsavgift. Vad som däremot är tydligt är att självkonsumtion driver utbyggnaden av förnybar kraft i Litauen. Kapaciteten som finns i system för självkonsumtion (både fysisk och virtuell) överstiger den totala installerade effekten förnybar kraft (inklusive annan solkraft och vindkraft, vattenkraft, förbränning av biomassa och biogas, etc.) installerad med andra affärsmodeller i landet. Vid 2022 års utgång utnyttjade ungefär en av tre prosumenter det virtuella systemet, där den demokratiska dimensionen särskilt lyfts fram som en framgång, eftersom en stor majoritet av dessa bedöms vara användare som tidigare inte haft möjlighet att investera i solceller på grund av sina ekonomiska förutsättningar eller boendeförhållanden [48].

Införandet av modellen har underlättats genom det faktum att hela Litauen utgör ett elprisområde och endast har en lokal-och regionnätsoperatör.

Kollektiv virtuell egenanvändning

Virtuell delning utanför energigemenskaper förekommer med varierande utsträckning i EUs medlemsländer. Portugal, Frankrike, Lettland, Spanien och Grekland är exempel på länder som har infört modeller för delning i virtuella nät med olika villkor för fysisk närhet mellan de delande kunderna.

Den principiella skillnaden mellan dessa modeller och de som rör energigemenskaper är den *lösare* sammanslutningen i kollektivet. Medan begreppet energigemenskaper till exempel för med sig specifika krav om hur styrningen (*eng: governance*) av energigemenskaper ska ske och vilken typ aktör som får delta så präglas de kollektiva virtuella lösningarna av enkla modeller som ofta hanteras genom en tredjeparts inblandning. Generellt för dessa modeller är att det inte finns några begränsningar i vilka typer av slutkunder som får delta (privatpersoner, företag, offentliga aktörer), men att det krävs någon form av fysisk eller juridisk person som agerar motpart mot elnätsägaren. I de länder som lyfts som exempel nedan kan det vara redan existerande privata företag, kommuner eller organisationer som administrerar delningen, men det finns också möjlighet för privatpersoner att helt i egen regi gruppera sig för virtuell delning.

Dessa delningsformer består av en eller flera producenter och en eller flera konsumenter, vilka ofta utgör samma deltagare, alltså prosumenter.

Portugal

I Portugal kan en kollektiv egenanvändningsmodell tillämpas om minst två konsumenter vill dela el, med kravet att minst en av dessa äger eller disponerar över en förnybar produktionsanläggning. Modellen utgår från begreppet *Unidade de Produção para Autoconsumo* (UPAC) som är en förnybar produktionsanläggning installerad för egenanvändning som i sin tur utnyttjas för *Autoconsumo Coletivo* (ACC), kollektiv egenanvändning. Användningen organiseras genom *Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo* (EGAC) och särskiljs från begreppet energigemenskaper, som också har implementerats i portugisisk lagstiftning. Deltagarna i ACC behöver vara belägna nära varandra och anslutna genom antingen ett fysiskt eller ett virtuellt elnät och ha smarta elmätare. Det fysiska avståndet begränsas till 2–20 km beroende på elnätets spänningsnivå och placeringen av transformatorstationer [49], men är föremål för individuell bedömning där undantag kan göras.

Alla arrangemang gällande förbrukning, produktion och delning av energi sker på kontraktbasis mellan de berörda parterna. En viktig funktion som har visat sig vara avgörande för hanteringen av detta koncept är att varje gruppering måste ha en förvaltare, EGAC. Den ansvarar för att delningen mellan medlemmarna sker enligt kontraktet och fungerar som mellanhand gentemot nätägaren och eventuella andra berörda parter. I den här modellen är det möjligt för privata företag att inrätta en ACC och att installera och finansiera solenergianläggningar vars produktion kommer att självkonsumeras av användare i närheten. Företaget kan därtill hjälpa deltagarna att forma och definiera de interna regler och kontrakt som behövs, och därtill agera EGAC när ACC:n är startad. Det privata företaget skapar alltså en ram, tar hand om alla administrativa steg och samlar deltagarna, för detta erhåller de vanligen en årlig serviceavgift från alla deltagare. Det här upplägget har visat sig effektivt för att komma över tröskeln som privatpersoner utan organisatorisk och teknisk kunskap kan erfaras inför det eventuella uppstartandet av en ny juridisk person runt delningen.

Praktiskt hanteras avräkningen som så att den producerade elen dras av från respektive deltagares elräkning enligt en deltagarspecifik *fördelningskoefficient*. De kan vara mer eller mindre dynamiska eller helt statiska beroende på uppgörelsen inom ACC:n. Om inget annat rapporteras så fördelar nätoperatören produktionen proportionellt mellan användarna baserat på uppmätt förbrukning på timbasis. Inga nätavgifter betalas för förbrukningen som sker bakom elmätaren eller via fysiska kompletterande nät, medan virtuellt delad energi ges en rabatterad nätavgift som motsvarar den spänningsnivå på vilken elen har överförts. Överföringen undantas även en del fasta kostnader eller tillägg som vanligen är en del av den rörliga nätavgiften. Eventuell överskottsdel kan säljas till elhandlare eller genom PPA:er (Power Purchase Agreement). Det är upp till deltagarna eller den enskilda ägaren av systemet att välja ekonomisk modell för överskottselen.

Exempel:

Idrottsklubben GD Feirense har installerat 645 kW_p solceller på taket av sin fotbollsarena i Santa Maria da Feira, Portugal. Projektet möjliggör att klubben GD Feirense sparar cirka 42% på sin elräkning genom att egenanvända solel. Samtidigt kan de dela sin överskottsproduktion med familjer och företag inom en radie på 4 km från anläggningen.

Fördel för de inblandade:

GD Feirense: Klubben gör en omedelbar besparing på sin elräkning och blir nästan helt oberoende av elnätet under dagen.

Medlemmar i delningskollektivet: Cirka 85% av den producerade elen delas med familjer och företag som ingår i delningen och befinner sig i geografisk närhet till klubben. Dessa medlemmar betalar en "*energi som tjänst-avgift*" (eng: energy as a service fee) baserad på sin användning av den delade energin. Avgiften är minst 30% lägre än priset hos elhandlaren.

Samhället: Kapacitetstillskottet av förnybar kraft motsvarar en elproduktion på 14 750 MWh/år, vilket är tillräckligt för att försörja cirka 5 000 familjer och undvika 3 915 ton växthusgaser till atmosfären per år.

Struktur:

Greenvolt Comunidades, ett portugisisk solcells företag, tar ansvar för de administrativa, kommersiella och tekniska delarna av projektet. Det innefattar ett avtal mellan GD Feirense och Greenvolt Comunidades samt avtal mellan Greenvolt Comunidades och medlemmarna i delningskollektivet. Projektet måste också registreras genom en tillståndprocess hos DGEG (Portugisiska direktoratet för energi och geologi).

Utöver detta utnyttjar även projektet möjligheten till tredjepartsägande. Greenvolt Comunidades finansierar nämligen solcellsinstallationen och som motprestation betalar GD Feirense och delningsdeltagarna en *energi som tjänst-avgift* baserad användningen under en fast period.

Solcellsinstallationen började i december 2022 och förväntas blev klar i februari 2023.

Källa: SolarPower Europe, Regulatory Framework For Energy Sharing (2022)



Frankrike

I fransk lagstiftning [50] förekommer begreppet *opération d'autoconsommation collective* (kollektiv egenanvändning), där kravet är att en "personne morale organisatrice (PMO)" utses för att hantera delningsenheten. Det innebär att det måste finnas en juridisk person som tar ansvar för redovisning och hantering av de finansiella villkoren som man satt upp mellan deltagarna, precis som i det Portugisiska exemplet. Elnätsägarna hanterar och rapporterar produktions- och konsumtionsdata till PMO:n som i sin tur ansvarar för att inbetalning av nätavgifter och skatter görs i enlighet med uppgifterna som mottagits. Skillnaden från det portugisiska exemplet är att det i Frankrike inte kan vara en enskild deltagare som agerar PMO, utan det måste vara en juridisk person. Förutom det finns det inga ytterligare krav rörande PMO:erna och deras organisationella former. Privata aktörer kan enkelt starta dem, men det kan också vara ett redan existerande företag, en kommun eller en organisation.

Den största nätägaren i Frankrike, *Enedis*, tycks positiv till dessa grupperingar och på deras hemsida har de en rad tjänster kopplade till att driva och hantera dessa grupper och en guide för möjliga upplägg⁶. Franska elnätsägare har implementerat en "dynamisk delningsmodell" för dessa grupper, vilket innebär att de har dynamiska fördelningskoefficienter som baseras på varje medlems konsumtion vid varje timme. Om kollektivet inte avtalat och meddelat nätägaren om några statistiska fördelningskoefficienter appliceras den dynamiska modellen. En programvara hos nätägaren spårar alltså delningen mellan medlemmarna och underlättar debiteringen kunder/delningsmedlemmar emellan.

Den elektricitet som kollektivt självkonsumeras betraktas emellertid som en försäljning från producent till konsument och omfattas därför av samma skatter som konventionell elhandel, inklusive moms. Detta begränsar naturligtvis de ekonomiska fördelarna och minskar incitamenten att delta i kollektiv egenanvändning. Frågan att befria även den kollektiva egenanvändningen från skatt drivs av intresseorganisationer och delningskollektiv och kan komma att bli föremål för omvärdering. Producenter och konsumenter kan själva bestämma ersättningsmekanismer under kontraktuella former inom delningsgrupperingen. Överskottselen hanteras precis som från vilken solcellsanläggning som helst och är föremål för en fördelaktig elnätstariff baserat på systemets installerade effekt [49].

Gällande ägandeformer finns inga begränsningar. Grupperingen kan bestå av en eller flera solcellsägare som i sin tur delar, eller säljer, el till andra deltagare, men upplägg med kollektivt ägande eller tredjepartsägande förekommer också. Förutom den samordnade hanteringen gentemot elnätsägaren tillåts alltså en bredd av upplägg, vilket också innebär att avtalen för dessa grupper kan ha olika längd. Om ett långsiktigt kontrakt sätts upp så är avtalet bindande och uppfyller alltså inte energigemenskapens principer om frivillighet och fritt utträde.

Den geografiska begränsningen för kollektiv egenanvändning i den här modellen är 2 km (vilket sannolikt kommer att höjas till 5 km i en pågående uppdatering av lagstiftningen), där undantag för glesbygd görs upp till 20 km. Delning får endast förekomma i lågspänningsnätet och gruppen får maximalt disponera över en installerad effekt på 3 MW_p.

⁶ <https://www.enedis.fr/autoconsommation-collective>

Belgien – Bryssel

Genom införlivandet av EU-direktiven har Bryssel-regionen i Belgien infört två virtuella delningsmodeller utöver energigemenskaper, *Delning av egenproducerad el mellan aktiva kunder som agerar gemensamt* och *Handel mellan aktörer* (som berörs på nästa sida). Även Vallonien och Flandern har modeller för energidelning, men brysselregionen har varit mest framåtutad när det kommer till dessa frågor i Belgien.

Delning av egenproducerad el mellan aktiva kunder som agerar gemensamt

Modellen avser energidelning av egenproducerad el i flerbostadshus. Det ger kunder i flerbostadshus möjligheten att delta aktivt på elmarknaden. Kunden kan själv producera, lagra och köpa el och delta i energi-, flexibilitets- och aggregeringstjänster. Detta får göras fritt förutsatt att den inte utgör kundens huvudsakliga kommersiella eller yrkesmässiga verksamhet [15].

Till skillnad från vad som i Bryssel benämns som *energidelning*, som kan organiseras inom ramen för en energigemenskap, kräver *delning av egenproducerad el mellan aktiva kunder som agerar gemensamt* ingen förhandsetablering som juridisk person eller licens från någon tillsynsmyndighet, utan endast anmälan till nätägaren [51]. Överföringen undantas nätavgift [52].

För att modellen ska kunna tillämpas måste följande villkor uppfyllas:

1. Elen som delas måste komma från lokal förnybar produktion (t.ex från solceller)
2. Produktionsanläggningen måste vara belägen på eller inuti byggnaden
3. Deltagarna i delningen måste bo inuti byggnaden som delningen avser
4. Alla deltagare måste fortsatt ha ett leveransavtal med en energileverantör

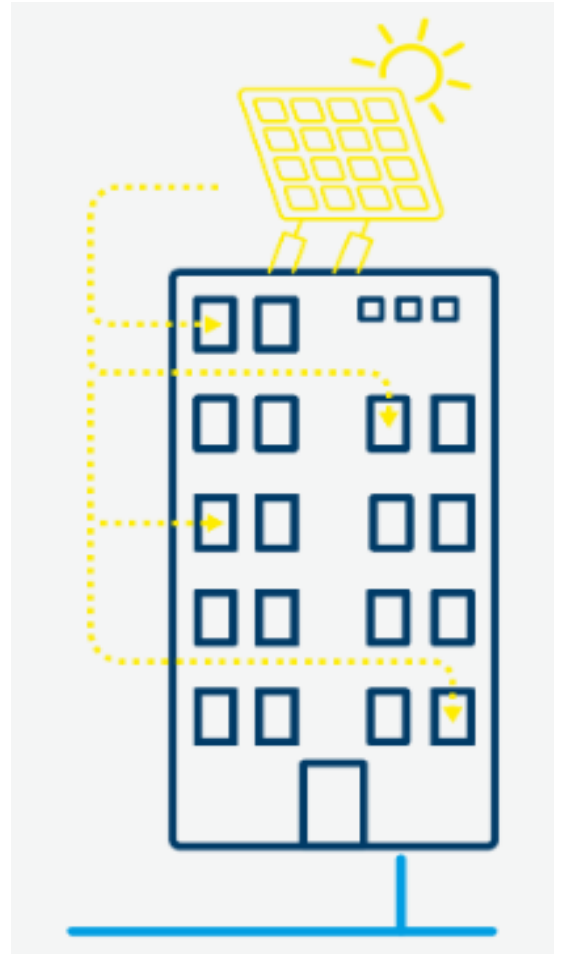
Dessutom måste varje deltagare ha en smart elmätare som mäter elflöden med kvartintervall för både in och utmatning. Elnätsägaren ansvarar därefter för hanteringen av mätdata och fördelningen/avräkningen mellan deltagarna, enligt de villkor som elnätskunderna i delningen inrapporterat.

Hela Bryssel-regionen har en och samma nätägare som på sin hemsida presenterar de vanliga fördelningsalternativet som den här typen av delningskunder använder som 1) *En fast allokering* som innebär att deltagarna avräknas baserat på en fast procentuell andel av den installerade produktionsanläggningens uppmätta produktion vid varje kvart, om det finns el kvar att fördela när avräkningen skett görs en till avräkningsomgång med samma fördelning mellan de kunder som fortfarande har konsumtion att täcka, 2) *pro-rata modellen* där den producerade elen fördelas i relation till den uppmätta konsumtionen hos respektive deltagare och 3) *hybridmodellen* som gör två virtuella delningsrundor där elen först fördelas med fast allokering och där eventuell återstod av elektricitet under den kvarten allokeras mellan deltagarna i relation till deras individuella förbrukning [53]. Deltagarna meddelar nätägaren via ett formulär [54] hur produktionen ska fördelas och nätägaren rapporterar sedan fördelningen till en kontaktperson för delningen. Kostnader för elen faktureras därefter inom delningsgruppen enligt interna avtal. Nätägaren gör därefter den slutliga faktureringen till sina nätkunder och tar med delningsaktiviteten i faktureringen.

Exempel:

En bostadsrättsförening har en solcellsanläggning på taket av sin byggnad i Bryssel. De vill dela den genererade elen (som i första hand installerades för att täcka fastighetselbehovet) med boenden i föreningen. Tre boenden, Pierre, Farida och Francisco, vill delta i det här upplägget. De sluter ett delningsavtal tillsammans enligt hybridmodellen med en fast allokering som speglar förhållandet mellan de boendes och bostadsrättsföreningens totala användning, och rapporterar detta till nätägaren Sibelga.

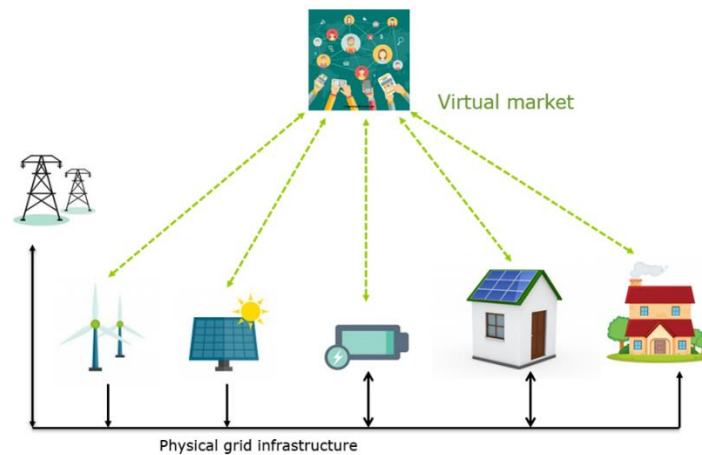
De delar virtuellt på den el som produceras av solpanelerna, och överskottsproduktionen matas ut på nätet. Både föreningen och boenden har traditionella avtal med en elhandlare utöver detta. Enligt villkoren i det avtal de har upprättat, får bostadsrättsföreningen mer betalt av Pierre, Farida och Francisco per kWh som de förbrukar från solcellsproduktionen än den ersättning de får för den utmatade överskottselen. Pierre, Farida och Francisco betalar i sin tur ett fördelaktigt pris per kWh jämfört med det pris till slutkund som de har i sina andra elavtal. De betalar som vanligt sina elnätsfakturer som har tagit hänsyn till även den delade elen.



Handel mellan aktörer (peer-to-peer)

Ett annat koncept som förekommer är *peer to peer*-handel (P2P), vilket avser handel med förnybar el mellan kunder på avtalsbasis [16]. Den här modellen bygger på att det finns en virtuell marknad för aktiva kunder, där en efterfrågan i realtid delvis kan tillgodoses med genererad eller lagrad el från lokala energiresurser. Ofta tas den här modellen upp i resonemang kring en aktiv efterfrågesida och aggregatorers verksamhet. Incitamenten till flexibilitet kan i sin tur skapas genom att uppmuntra effektabonnemang och batteristödttjänster.

I P2P-marknader, som ofta är lokalt begränsade, kan konsumenter och småskaliga producenter handla el med varandra som jämlikar "*peers*". Dessa elmarknader gör det möjligt för konsumenter att aktivt delta på marknaden samtidigt som de skapar nya affärsmodeller för småskaliga elproducenter. Dessa marknader består av två dimensioner, lager, ett fysiskt lager för överföring och ett virtuellt lager för elhandel, precis som de övriga virtuella modellerna. Detta illustreras i Figur 5.



Figur 5. Visualisering över en P2P-marknad för energihandel mellan aktiva kunder.

En viktig aspekt av P2P-marknaderna jämfört med den traditionella elhandeln är att medborgarna blir aktiva deltagare på elmarknaden. Förnybartdirektivet definierar begreppet *Egenanvändare av förnybar energi*, där det bland annat framgår ur Artikel 21 att medlemsstaterna ska säkerställa att egenanvändare av förnybar energi, enskilt eller genom aggregatorer, ska ha rätt att producera förnybar energi, samt lagra och sälja sin överskottsproduktion av sådan el, bl.a. genom avtal om köp av förnybar el, genom elleverantörer och genom arrangemang för handel mellan aktörer (*peer-to-peer*).

I sin tur så definieras *peer-to-peer* begreppet såhär i direktivet: ”handel mellan aktörer (*peer-to-peer*) med förnybar energi avser försäljning av förnybar energi mellan marknadsaktörer genom ett avtal med på förhand fastställda villkor som styr det automatiserade utförandet och avräkningen av transaktionen, antingen direkt mellan marknadsaktörerna eller indirekt via en certifierad tredjepartsmarknadsaktör såsom en aggregator. Rätten att bedriva handel mellan aktörer ska inte påverka de deltagande parternas rättigheter och skyldigheter som slutkunder, producenter, leverantörer eller aggregatorer.” [16].

Direktivet betonar även att egenanvändare av förnybar energi och energigemenskaper inte får missgynnas jämfört med stora marknadsaktörer.

Aktiva kunder

Elmarknadsdirektivet lägger tonvikten på el och uppmuntrar aktivt marknadsdeltagande av både *Egenanvändare av förnybar energi* (som aktiva kunder) och Energigemenskaper. Det här deltagandet kan till exempel bestå av att sälja egenproducerad el och att tillhandahålla flexibilitetstjänster genom efterfrågerespons och lagring.

Närmare bestämt så framgår ur elmarknadsdirektivets Artikel 15 [15] att medlemsstaterna ska säkerställa att slutförbrukarna är berättigade att agera som *aktiva kunder* utan att omfattas av oproportionella eller diskriminerande tekniska krav, administrativa krav, förfaranden och avgifter samt av nätavgifter som inte är kostnadsbaserade.

Det framgår bland annat att ”Medlemsstaterna ska säkerställa att aktiva kunder a) är berättigade att bedriva verksamhet antingen direkt eller genom aggregering, b) är berättigade att sälja egenproducerad el, bland annat genom energiköpsavtal, c) är berättigade att delta i flexibilitets- och energieffektivitetssystem, d) är berättigade att delegera förvaltningen av de anläggningar som krävs för deras verksamhet till en tredje part, däribland installation, drift, datahantering och underhåll, utan att den tredje parten anses vara en aktiv kund, e) omfattas av kostnadsbaserade, transparenta och icke-diskriminerande nätavgifter som redovisas separat för den el som matas in i nätet respektive den el som förbrukas från nätet...”

Belgien – Bryssel

Flertalet medlemsländer har implementerat P2P-modeller, däribland Brysselregionen i Belgien. Där finns två modeller, peer-to-peer-handel med endast en annan aktiv köpare (*one to one P2P*) och Peer-to-peer-handel med flera andra aktiva köpare (*one to many P2P*). Den här modellen utgår från en ägare av en produktionsanläggning (oftast en solcellsägare) och dess försäljning direkt till andra kunder [55].

Det här är en form av virtuell energidelning som i Bryssel ofta appliceras i villasegmentet, för villaägare som till exempel vill utnyttja hela sin takyta för soletproduktion men som inte har en förbrukning som ger en tillräckligt hög egenanvändning för att motivera utbyggnaden. Det krävs ingen juridisk person för att organisera delningen och det är tillåtet att applicera modellen på anläggningar där investering gjorts av en tredje part. Även hanteringen kan delegeras till en tredje part (databehandling, fakturering, etc), utan att denna tredje part anses vara en aktiv kund.

Villkoret för den här delningen är att användarna måste vara bosatta inom brysselregionen, och ha smarta elmätare. I den första modellen, *one to one P2P*, när handel endast sker mellan två kunder och utan mellanhand, så omfattas inte köparen av några leverantörsförpliktelser som elhandlare, förutsatt att båda har ett separat elhandels- respektive elnätsabonnemang. Detta innebär att säljaren inte behöver en elhandelslicens eller behöver följa leverantörernas skyldigheter inom offentlig service. Försäljningen, eller delningen, av el sker till fast pris, vilket får vara 0 kr per kilowattimme om så önskas. Man får alltså ge bort el till en annan kund om man vill. I fallet då säljaren, som ju också är en traditionell elhandelskund, handlar med flera kunder utan mellanhand omfattas hen däremot av ovan nämnda regler. Som tidigare nämnt kan försäljningen ske genom en tredjepart, ofta en aggregator, som då i sin tur kan ta över dessa leverantörsförpliktelser.

P2P-handeln måste rapporteras till elnätsägaren i vilket fall som helst via ett formulär [56] och den virtuella delningen är förmån för rabatterade nätavgifter för de överförda volymerna (som i Bryssel benämns "lokala volymer"). För energin som levereras av kommersiella leverantörer (som i Bryssel benämns "ytterligare volymer") görs ingen åtskillnad.

7. Pilotprojekt i Sverige

I följande kapitel listas ett antal pilot- och referensprojekt som i Sverige tangerar ämnet virtuell delning och energigemenskaper. Genom länkarna kan läsaren tillgodose sig den senaste utvecklingen i respektive projekt och se hur de angripit de olika utmaningarna, samt vilka fördelar och nyttor som lyfts fram med energidelning.

Värt att notera är att listan utgör de projekt som författaren och beställargruppen känner till vid tid för rapportskrivandet.

PROJEKT AUSTERLAND SKAGS

Projektledare: Nygarn Utveckling AB

Projektpartner: Skags Gård AB, Nyhagen Vatten och Avlopp AB.

Projektstart: Juni 2021

Planerad driftstart: 2024

Länk: [HÄR](#)

VIRTUELL ENERGIGEMENSKAP - SOLELFÖRSÖRJNING I STADSDELEN SÄTRA

Projektledare: Västerås kommun

Projektpartner: Eksjöhus Bostad AB, KlaraBo i Trelleborg AB, Mälarenergi AB

Projektstart: Mars 2022

Projektslut: April 2023

Länk: [HÄR](#)

ENERGIGEMENSKAP - EN GEMENSAM SAK?

Koordinator: Kungliga Tekniska högskolan

Projektpartner: ElectriCITY Innovation ekonomisk förening

Projektstart: Februari 2022

Projektslut: December 2024

Länk: [HÄR](#)

KLIMATDRIVEN EFFEKTHUSHÅLLNING I KVARTERET CROSSWAYS

Koordinator: Linnéuniversitetet

Projektpartner: Siemens AB, Skanska Sverige AB, Växjö Energi AB

Projektstart: December 2021

Projektslut: Juni 2023

Länk: [HÄR](#)

SYSTEMFÖRÄNDRING MED LOKALT DELAD ENERGI

Koordinator: RISE

Projektpartner: KTH, Örebro Kommun, ÖrebroBostäder, ElectricITY, E.ON, KTC, Enstar, Siemens, Ellevio

Projektstart: Mars 2021

Projektslut: December 2024

Länk: [HÄR](#)

SIMRIS – LOKALT ENERGISYSTEM

Projektdeltagare: EON

Projektdeltagare: Invånare i Simrishamn

Projektstart: Januari 2017

Projektslut: December 2019

Länk: [HÄR](#)

MASTERPIECE

Koordinator: Universidad de Murcia

Svenska projektpartner: Ngenic, Uppsala kommun, Sustainable Innovation

Projektstart: Januari 2023

Projektslut: Juni 2026

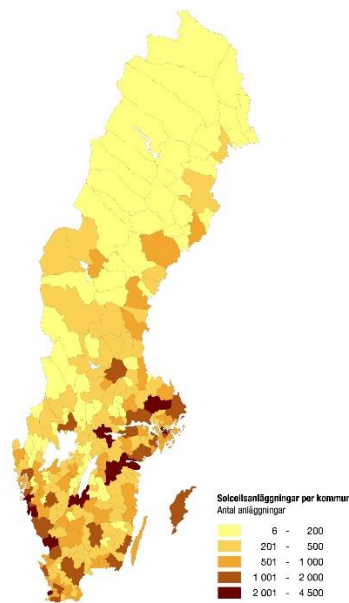
Länk: [HÄR](#)

8. Utmaningar och möjliga lösningar

Möjlig påverkan på elnätet och nätbolagens roll

Sveriges elproduktionsmix kommer med största sannolikhet i framtiden bestå av betydligt större andel väderberoende kraft än den gör idag. Som tidigare nämnt sker, som en del av den gröna omställningen, en elektrifiering av flera sektorer, vilket innebär att vårt elbehov ökar. I linje med denna utveckling installeras allt fler småskaliga solcellsanläggningar [10]. Dessa system installeras ofta på eller i direkt anslutning till den byggnad där elen ska användas. Förenklat byggs dessa system där människor bor, illustrerat i Figur 6. Det här innebär att mer el tillförs i områden med hög konsumtion och som ofta ligger långt ifrån, kanske till och med i ett annat elprisområde än, majoriteten av Sveriges storskaliga elproduktion, vilket är positivt. Samtidigt kan den väderberoende produktionskapaciteten i lokalnäten innebära utmaningar för elnätsägare, som har ansvar för drift, balansering och dimensionering av nätet.

Det finns redan idag, och säkert än mer i framtiden, ett behov och intresse för invånare att förskjuta sin förbrukning, eller sin produktion, till tider då elen gör större nytta i systemet och också genererar den största ekonomiska avkastningen. I de här sammanhangen är exempelvis energilagring, elbilsladdning och värmepumpar styrbara resurser som kan bli aktuella för flexibilitetstjänster, ofta i större skala genom en aggregator. Idag finns platser där villakunder nekas anslutning av solceller i väntan på nätförstärkning, en situation som skulle kunna undvikas eller underlättas av en smart styrning av flexibla resurser.



Figur 6: Antal solcellsanläggningar per kommun vid 2022 års utgång [10]

Elnätets utmaningar med väderberoende produktion

Som tidigare nämnt ställer den pågående elektrifieringen och den ökade andelen förnybar kraft stora krav på våra elnät. När det kommer till de distribuerade solcellssystemen och introduktionen av elbilsladdning hamnar utmaningen i synnerhet på lokalnätsägare vars ansvar det är att balansera och dimensionera dessa nät [57]. Den klimatmässiga vinsten med att bygga ut den förnybara kraften för med sig ett pris som delvis hamnar på nätägaren, och därmed slutligen kundkollektivet. Det är nätägaren som måste kunna integrera den väderberoende kraften i ett elnät som byggts upp för att tillgodose ett system som tidigare såg annorlunda ut.

Normalt är det svenska elnäten på stadsdelsnivå väl dimensionerade för utökade kapacitetsbehov, men att hantera tillskott av produktionskapacitet, som dessutom varierar under dygnet och årets timmar, är mer komplicerat. Trots att utbyggnaden av både elbilsaddning och solcellssystem pågått under många år så tar det tid att förstärka och bygga ut elnätet, och under tiden kan till exempel problem med överspänning i nätstationer uppstå. Det händer att villaägare nekans anslutning av solceller med hänvisning till risken för överbelastning i väntan på nätförstärkning [21]. Det är bland annat därför som flexibilitet är ett kraftfullt verktyg som skulle kunna köpa tid och ge besparingar åt elnätsägare, förutsatt att systemen formas på ett sätt så att det blir en resurs som elnätsägaren kan lita på.

Delningens koppling till elnätstjänster

Med undantag för den möjliga stimulans som godkännandet av virtuell delning kan ge solcellsutbyggnaden kan utmaningarna kopplade till elnätsdriften antas vara desamma eller lägre för virtuell energidelning jämfört med enskild egenanvändning. Till viss del gäller det även lokal delning, förutom den el som överförs genom IK-nätet och aldrig når det allmänna elnätet. Vid fysisk delning matas överskottselen som blir över efter egenanvändning och eventuell lagring nämligen ut på nätet precis som vid egenanvändning eller virtuell delning. Å andra sidan kan en virtuell energidelning möjliggöra att större anläggningar byggs och placeras närmare fördelningsstationer än vid enskild egenanvändning, vilket bör vara en tillgång vid elnätsdrift.

Något som den virtuella delningen kan bidra med är möjligheten till lokal effektsamordning. Grundtanken innebär att ett antal elkunder går samman, sannolikt med hjälp av en aggregator, i en gemensam styrning av flexibla resurser för att kontrollera det kollektiva effektuttaget. Huvudpoängen med kollektiv effektstyrning är att kunder får möjlighet att agera för kollektivets bästa. Det finns flera nyttor kopplade till en jämnare belastning på elnätet. Dels möjliggör det en effektivare drift av nätet som ger utrymme till mer förnybar elproduktion, dels minskar det förluster och kostnader för överliggande nät. I förlängningen kan det även innebära besparingar av medel som annars hade behövt läggas på att bygga ut och förstärka nätet [58].

Ökad lokal egenanvändning är bidrar ofta, men inte alltid, till nytta i elnätet. Kopplingen är att om den konstellationen kunder som samordnar sitt effektuttag även disponerar över en elproduktionsanläggning så ger både möjligheten att egenanvända elen och att hålla ned effektuttaget vid tider av låg produktion dubbla incitament till lastförskjutning. Detta kan ske väldigt lokalt med IK-nät, eller mellan betydligt fler enheter med virtuell delning. Virtuell delning har därmed potential att ge betydligt större positiv effekt på elnätet som helhet.

Den lokala nätägaren har störst kunskap om begränsningarna i elnätets olika delar och skulle kunna upprätta incitament för en så god styrning som möjligt. Det skulle till och med kunna finnas en möjlighet där elnätsägare själva, med bäst kunskap om förhållandena och flaskhalsarna i sina egna elnätsområden, kan vara delaktiga i att *klustra* användare eller vara med i dialogen om placering av gemensamt ägda energiresurser för maximal nyttjandegrad i systemet. Teoretiskt medger virtuella nät kollektiv effektsamordning över ett hur stort geografiskt område som helst, men det mest praktiska är troligen att begränsa området, som i exempen ur *Lagstiftning och praxis i andra EU-länder*. Eventuellt kan den lokala nätägaren också ges rätt att bestämma att sådan samordning endast tillåts inom vissa bestämda delområden, till exempel om det finns tydliga flaskhalsar i nätet som motiverar en indelning. Detta eftersom bristen på tydlig fysisk avgränsning eller investeringskostnad för virtuell delning även medför en risk för att den lokala nyttan går förlorad, när systemen byggs så de går över eventuella nätstationer som är tungt belastade eller inte längre kan klassas som lokal kollektiv egenanvändning. Om användare över stora geografiska områden, till exempel ett elprisområde, ingår i kollektiv egenanvändning uppkommer sannolikt en begränsad förändring i elkonsumentmönster eftersom det i stor utsträckning är samma systemstorlek som el debiteras i och förbrukas konventionellt. Å andra sidan, kan dessa stora system liknas vid den virtuella egenanvändningen som tillämpas i till exempel Litauen och P2P-modellerna i Brysselregionen och stimulera utbyggnaden av förnybar kraftproduktion. Dessa

systemstorlekar möjliggör en större skala på kraftutbyggnaden, där i stället till exempel en solpark kan byggas i ett område utanför stan och elen egenanvändas i stan eller där en lantbrukare på landet kan dela elen från sin anläggning på en ladugård med en vän i stan. Kortfattat, energisystemsnyttor uppkommer vid olika systemstorlekar, där nätnyttan sannolikt gynnas av de lokala lösningarna men där en större kraftutbyggnad kan stimuleras av stora system.

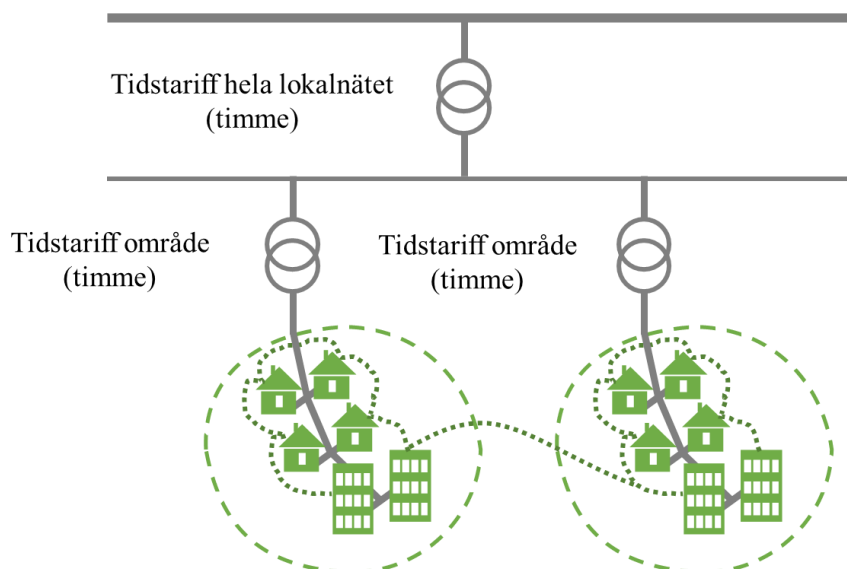
Vid intervjuer med företrädare för elnätsbolag tycks de vara av uppfattningen att gränserna för vad nyttan som virtuell delning och effektsamordning kan bidra med till elnätet varierar mellan olika nät. Detta beroende på deras individuella sammansättning och bebyggelse, där till exempel nybyggda stadsdelar har andra förstärkningar och förutsättningar för solesproduktion än till exempel gamla villaområden.

Styrning och incitament

För att se till att delningen gynnar även elsystemet behöver sannolikt ett ekonomiskt incitament införas som motiverar den här kollektiv till effektstyrning. Prissignaler är ett effektivt verktyg för att styra kundernas användning. För närvarande är nätbolagens tariffer ofta enkla i sin utformning och baserade på förutsättningarna från för 10–20 år sedan, detta enligt Energimarknadsinspektionens arbete om att ta fram föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet [58][59]. Det innebär att de inte ger kunderna tillräckliga prissignaler för att kunna fatta informerade beslut om sin elanvändning.

De flesta elkunder betalar en årlig elnätsavgift baserad på huvudsäkringens storlek och en rörlig avgift per överförd kilowattimme. Ofta är det också möjligt att teckna en tidstariff, med högre avgift under höglasstid och lägre under övrig tid. Stora elkunder betalar generellt en effektagift utifrån sitt högsta effekttuttag per månad, vilket är en modell som allt fler elnätsägare inför även för mindre kunder. Däremot är de generellt inte specifika nog för att ge en precis styrning mot ett effektivt utnyttjande av elnätet. Vad som finns idag och som delvis ligger till grund för till exempel aggregatorers affär är olika stödtjänstemarknader hos Svenska kraftnät. Dessa, i kombination med timpris på el, ger ett, om än måttligt, incitament för flexibilitet idag.

För att kunna ge bättre prissignaler behövs styrning ifrån elnätsbolagen som visar lägesbilden för varje tidsenhet. Styrsignalerna behöver vara platsspecifika och tidsspecifika för att ge den bästa nätnyttan över så stora områden som möjligt. Dessa styrsignaler genererar data för att sätta priser som ger incitament för kunderna att flytta på laster. Detta ligger då till grund för att ta fram nya tariffmodeller som ger den största lokala nätnytta. För att få genomslag behöver dessa tariffer ge större prisincitament än vad spotpriset ger vid tidpunkter då dessa kan motverka varandra. Dessa tariffer skulle kunna vara individuella eller erbjudas kollektivt.



Figur 7: Stilistiskt bild som illustrerar två närliggande områden som vardera har tidsstyrda tariffer. Båda har i sin tur samma deltariff från de överliggande näten. Därtill visas i småstreckade linjer de virtuella näten för energidelning inom och mellan dessa två områden. Värt att notera är att virtuell delning inte är en nödvändighet för införandet av tidsdifferentierade tariffer, utan dessa skulle kunna vara en incitamentmodell som erbjuds hela kundkollektivet.

Förutom systemnyttan skulle en prissättning som speglar nätnyttan kunna introduceras som en modell för att omarbeta intäkterna hos elnätsägare. Som framkommit ur de europeiska exemplen på virtuella energidelningsmodeller har nämligen reducerade överföringsavgifter introducerats för överföring inom kollektivet, vilket också förordas av intressenter bland remissvaren till Energimarknadsinspektionens rapport Ren energi inom EU [19]. Om det likt andra EU-länder, skulle introduceras rabatterade överföringsavgifter för virtuell delning innebär det ett intäktsbortfall för nätägarna.

Att utforma och sätta pris på nyttan som dessa tariffer kan ge är sannolikt ingen enkel uppgift, men om prissättningen ger rätt styrsignaler för att premiera nätnytta är principen att det ska gynna både användare och elnätsägare.

Ekonomiska förutsättningar för virtuell delning

Virtuell delning eller handel mellan aktörer kräver, precis som självkonsumtion och fysisk delning, ett ekonomiskt incitament för att göra modellen intressant för användarna. Det kan bestå i en besparing av inköpt el från traditionella elhandlare, undantagna kostnader för skatter och avgifter och/eller goda intäkter från den sålda eller delade elen. För att kunna diskutera det möjliga arbitraget för kollektiv egenanvändning listas nedan vad kostnader för elkunder vanligen består i. I uppställningen nedan utgör kostnadsskillnaden per kilowattimme för egenanvändande kunder i att konsumtionen är undantagen samtliga påslag som görs av elnätsbolag och elhandlare.

Generellt består privatkunders kostnader för inköpt el av följande kategorier:

Elhandel

Oberoende av abonnemangstyp så har samtliga elkunder en kostnad per förbrukad kilowattimme som de debiteras av elhandlaren. Priset per kilowattimme är antingen fast eller rörligt, och beror i så fall på priset på elbörsen. Därtill tillkommer ofta en fast månatlig eller årsvis avgift för diverse tjänster som elhandlaren tillhandahåller.

Elnät

Elnätsägaren erbjuder olika typer av betalningsmodeller, där olika typer av kunder debiteras för de olika tjänster det nyttjar elnätet för. Den typiska privatkunden betalar en avgift per förbrukad, överförd, kilowattimme som köpts in från elnätet. Dessutom förekommer en fast avgift för abonnemanget.

Skatter och andra kostnader

Dessutom finns det ett par konsumtionsskatter som privatkunder betalar per förbrukad kilowattimme från elnätet. Även dessa faktureras av elnätsägaren och elhandlaren. Energiskatt läggs till per förbrukad kilowattimme, vilket presenteras närmare i *Förutsättningar för individuell elproduktion och egenanvändning idag*. Energiskatten är år 2023 49 öre per kilowattimme för de flesta elkunder i Sverige och faktureras genom elnätsägaren. Slutligen tillkommer moms med 25 procent på det totala beloppet för elnät, elhandel och energiskatt. För kunder som köper förnybar el från nätet tillkommer dessutom ett påslag för gröna elcertifikat⁷.

Beskattning och prissättning för delad el

I begreppet egenanvändning av el är det ofta underförstått att användningen är undantagen skatt. I dagsläget finns inte den möjligheten för kollektiv egenanvändning genom virtuell delning, utan endast vid fysisk delning i ett IK-nät mellan huskroppar och/eller vid ett gemensamt elavtal likt beskrivet i *Förutsättningar för kollektiv elproduktion och egenanvändning idag*. Att befria kollektivt egenanvänd el från skatt gör den här affärsmodellen attraktivare för aktiva kunder eftersom den ökar besparingen jämfört med inköp el från elhandlaren.

Vid vanlig, individuell, egenanvändning och vid fysisk delning behöver användaren inte heller betala någon elnätsavgift för den egenanvända elen. Detta ökar besparingen ytterligare i relation till den el som konsumeras från elnätet. Eftersom Energimarknadsinspektionen och de flesta intressenter förespråkar den virtuella delningen som koncept framför den fysiska delningen i stor skala, skulle man kunna resonera att det vore rimligt att undanta även virtuellt delad el från nätavgifter. Detta skulle göra de två modellerna lika fördelaktiga per kilowattimme egenanvänd el, förutsatt att även virtuell delning undantogs skatt, vilket skulle främja den önskade energisystemsutveckling som lyfts fram med ökad egenanvändning och virtuell delning. Å andra sidan kräver den virtuella modellen, till skillnad från den fysiska, att el faktiskt överförs i det koncessionspliktiga elnätet, vilket innebär kostnader för elnätsägare. Dessa kostnader kan behöva täckas av det övriga kundkollektivet om inte de aktiva kunderna eller energigemenskaperna debiteras. Detta kan anses gå emot punkt (37) i Elmarknadsdirektivet [15] om att medlemsstaterna bör säkerställa att de konsumenter som väljer att inte delta aktivt på marknaden inte missgynnas. Ett motargument till detta är att ett väl format system för kollektiv egenanvändning tillsammans med effektsamordning genom tariffer som speglar nätutnyttjanden kan underlätta belastningen i nätet och frigöra kapacitet, något som i sin tur skulle kunna minska kostnaderna för elnätsägaren så pass att det täcker inkomstbortfallet från den lokalt överförda *delningselen*. Ett annat resonemang emot att helt undanta kollektivt egenanvänd el från nätavgifter är att fysiskt delande kollektiv visserligen inte behöver betala elnätsavgifter, men i stället behöver göra en investering vid upprättandet av det lokala lågspänningsnätet samt täcka eventuella kostnader för drift och underhåll av ledningen. Det innebär att kollektiv som delar el genom både fysiska och virtuella modeller ger upphov till kostnader kopplade till elnätsöverföring, dock i olika former.

I de modeller från andra EU-länder som studerats har emellertid direktivens [15][16] formuleringar om kostnadsbaserade elnätsavgifter för energigemenskaper och aktiva kunder resulterat i reducerade nätavgifter för virtuellt delad el. Detta har gjorts med hänvisning till att endast delar av nätet nyttjas vid lokal delning, eftersom olika geografiska begränsningar införts för virtuell energidelning. I guiden om *ACC:er* som Portugals energimyndighet ADENE tillhandahåller [60] framgår det att överföringen mellan användare som deltar i virtuell delning åläggs samma nätavgifter som all annan ström, med undantag för delen av den rörliga elnätsavgiften som kan allokeras till användningen på högre spänningsnivåer än den som användarna nyttjar och eventuella fasta kostnader som täcks genom den det rörliga påslaget. I Bryssel hanteras överföringsavgifter för energidelning genom kategorisering i grupperna A-D, där A är användare som bor i samma byggnad, B är användare i samma lokalnät (under

⁷ Detta gäller förbrukning från produktionsanläggningar som anslutit sig till det gröna elcertifikatsystemet och som togs i drift innan 31 december 2021 och 15 år framåt eller till utgången av 2035 beroende på vilket datum som infaller först för de förnybara produktionsanläggningarna i fråga.

samma lågspänningstransformatorstation) och där C respektive D klassificerar om medlemmar är belägna inom samma högspänningstransformatorstation eller ej. Om kollektivet består av flera medlemmar och dessa befinner sig inom olika gränser används den högsta aktuella klassificeringen. I Brysselregionen behöver användare inom kategori A inte betala några överföringsavgifter för den virtuellt delade elen, kategori B betalar en halverad överföringsavgift jämfört med utgångspriset och kategori C och D betalar en oförändrad överföringsavgift [52]. Även i Frankrike har särskilda överföringstariffer införts för överföring i lokalnäten för kollektiv egenanvändning med hänvisning till geografisk närhet och installerad kapacitet.

I fråga om de kostnader som virtuell energidelning ger upphov till kan inspiration tas från Österrike, där virtuella delningsmodeller införts och medlemmarna kan avnjuta rabatterade överföringsavgifter som presenterats i kapitlet Energigemenskaper. Där kommer den lagstiftade *reduktionssatsen* på avgifterna omvärderas efter att en kostnadsnyttoanalys genomförts. I den ska de eventuella merkostnaderna eller besparingarna som elnätsägarna har upplevt under de första åren sen lagstiftningen implementerats utredas [44].

Avräkning

Givet den virtuella delningens natur kräver modellen att elnätsägare är en aktiv part. I länder som möjliggjort för virtuell handel och delning tycks elnätsägaren till och med vara förmedlare av både information och tjänster kopplade till energidelningen. I vilket fall är det elnätsägaren som kommer behöva sköta avräkningen i det virtuella nätet, alltså fördela den genererade elen mellan elnärskunderna baserat på användarnas in- och utmatade el över varje givet tidsintervall. Dessa omfördelade värden måste därefter kommuniceras till kollektivet och till elhandlaren som sköter fakturering. I de andra länderna sker detta ofta genom en aggregator eller annan tredje part, alternativt genom en företrädare inom kollektivet som därefter fördelar eventuella kostnader mellan användare. Den här delningen utgör sannolikt snarare en beräkningsmässig utmaning för elnätsägarna snarare än en teknisk. Detta eftersom modern drift av elnät innebär att elnätsägaren sannolikt redan samlar in och lagrar den användardata som behövs för att möjliggöra den här avräkningen. Det kan däremot behöva formas nya system, rutiner och tjänster som automatiskt allokerar produktionen mellan användarna enligt en fast eller dynamisk fördelningsmodell och där en månatlig rapportering sker. Det här skulle troligen innebära en initial ansträngning, men bör därefter enkelt kunna ske löpande.

Digitalisering och datorisering är ingenting nytt för elnätsbranschen, utan det pågår ett arbete för att få bättre kontroll, övervakning och styrning av näten, förbättrad leverans kvalitet och bättre utnyttjande av de befintliga elnäten, bland annat, genom en ökad digitalisering. I juni 2018 infördes så kallade *funktionskrav* på elmätare [59], vilket medför krav om utökade mätdata och teknik, bland annat för att mäta både uttag och inmatning av ström, spänning och reaktiv och aktiv effekt i varje fas. Dessa elmätare ska vara installerade senast den 1 januari 2025. Power Circle konstaterar i faktabladet *Digitalisering av elnäten* [61] att det kan betraktas vara det första konkreta regelverket som antagits för elnätens digitalisering. I samma rapport framgår att 65% av elnätsbolagen som besvarat deras enkät har inlett satsningar i digitaliseringsarbetet och att 15% angivit att digitaliseringsåtgärder numera ligger till grund för de beslut som tas. Värt att notera är att begreppet digitalisering innehåller mer än endast byte av elmätare.

Det framgår dessutom i intervjuer till den här rapporten att många, i alla fall kommunala, elnätsbolag drivs av att leverera samhällsnytta, vilket inkluderar både aspekter som rör den gröna omställningen och leveranssäkerhet inom sitt nätområde. I remissvaret till Ren Energi inom EU [19] framhöll företrädare för elnätsägare att de föredrog den virtuella modellen eftersom det fortsatt ger elnätsägare ansvar och kontroll över den nödvändiga driften och balanseringen av systemet, vilket ingår i deras huvuduppdrag.

Att avräkningen fungerar tillfredställande är en förutsättning för att en virtuell delning ska kunna ske. Fördelen när elnätsägare gör avräkningen och rapporterar detta till berörda aktörer är dessutom att

medborgarna fortsatt kan välja sitt eget elhandelsavtal och delta i flexibilitetstjänster, möjligheter som kan gå förlorade vid byggnadsgemensamma elnätsabonnemang.

Regelverk och stödsystem för solkraft

Som nämnt i *Förutsättningar för individuell elproduktion och egenanvändning idag* läggs energiskatt idag på egenanvänd el från solcellssystem med en installerad topp effekt på över 500 kW. I nuläget är den gränsen sannolikt främst hämmande i det kommersiella och industriella segmentet, eftersom det är ovanligt att privatpersoner disponerar över en tillräckligt stor yta för en solcellsinstallation av den storleken, och dessutom kan motivera en sådan elproduktion och investering. Det skulle däremot kunna komma att bli aktuellt för energigemenskaper där flera användare kollektivt investerar i ett större system, kanske tillsammans med en näringslivsaktör, och önskar egenanvända produktionen kollektivt. De länder som har infört begränsningar på solcellskapacitet som energigemenskaper får disponera tycks ha gjort bedömningen att system större än 500 kWp är relevanta för dylik delning. Den här gränsen skulle kunna uppnås även vid egenanvändning och delning genom ett IK-nät, i synnerhet eftersom bestämmelserna för energiskatt även gäller flera system som tillsammans uppgår till över 500 kWp. Riktigt hur IKN-förordningens undantag för lokala lågspänningsnät och lag (1994:1776) om skatt på energis bestämmelser harmoniserar tycks inte helt klarlagt. Alltså vid vilken geografisk närhet eller vid vilken typ av sammankoppling som enskilda system kopplade med IK-nät blir energiskatteskyldiga för egenanvänd el med hänvisning till 500 kW-regeln. Svensk Solenergi är en av flera aktörer i solcellsbranschen som aktivt förespråkar att den här gränsen helt slopas för att främja egenanvändning även från större solcellssystem.

Samtidigt som affärsmodellen för egenanvändning driver marknaden för små solcellssystem i Sverige så ges solcellsägare även incitament att mata ut el på elnätet. Detta genom den tidigare nämnda skattereduktionen för mikroproducenter som ger 60 öre per utmatad kilowattimme. Den här skattereduktionen förbättrar de ekonomiska förutsättningarna för de små, decentraliserade solcellssystemen. Eftersom dessa ofta är byggda på eller i nära anslutning till byggnaden där elen konsumeras överlappar sannolikt dessa i hög grad de system som skulle kunna komma att bli aktuella för kollektiv virtuell egenanvändning. Skattereduktionen kan både ge effekten att den främjar större solcellssystem (inom gränsen för mikroproduktion), eftersom den garanterar ett påslag på ersättningen för den utmatade elen, och i någon mån att det inte blir lika angeläget att anpassa sin förbrukning till tiden för egenproduktion. Skattereduktionen för mikroproducenter kan stimulera ett annat beteende än det för virtuell delning. I vilket fall är det en skattereduktion som hjälper individen att få ekonomi i sin solcellsanläggning. Om ett främjande regelverk för virtuell delning skapades och skattereduktionen för mikroproducenter förblev intakt är det möjligt att det lockar olika typer av användare, men också att systemen motverkar varandra.

Slutligen behöver privatpersoner inte registrera sig för moms såvida försäljningen av varor eller tjänster, inklusive el, inte överstiger 80 000 kronor under ett kalenderår. Med en solcellsanläggning på ett villatak som i första hand används för egenanvändning är det inte troligt att man slår i taket och behöver oroa sig för moms. Däremot är det värt att nämna att eftersom momsen å 25% läggs på den totala kostnaden för elhandel, elnät och energiskatt så är momsen en kostnad som kan växa i betydelse vid tider för höga elpriser. Att även undanta virtuell delad el moms, precis som vid individuell och fysiskt kollektiv egenanvänd el, kan således också ge incitament för virtuell delning.

9. Tänkbara strukturer i Sverige

I följande avsnitt presenteras de strukturer som i olika sammanhang lyfts fram som möjliga för att organisera virtuell delning. Som framgått ur diskussionen finns i dagsläget inga möjliggörande regelverk för virtuell delning eller energigemenskaper i Sverige. Det innebär att det även saknas definition på vilken juridisk person som rekommenderas, även om Ekonomisk förening nämns som ett alternativ. Därför förs ett resonemang om för- och nackdelar med de befintliga organisationsformerna som skulle kunna bli aktuella.

Energigemenskaper och ekonomiska föreningar

I propositionen [18] där regeringen slår fast att inga regelförändringar krävs för att införliva direktivens formuleringar om energigemenskaper så görs hänvisning till undantaget i IKN-förordningen [62] och Lag (2018:672) om ekonomiska föreningar [63] tas upp som ett exempel på möjlig, fullgod, form. Man kan alltså tolka det som den föreslagna formen för att organisera energigemenskaper i Sverige.

Däremot medför bristen på definition och specifik juridisk person tillägnat energigemenskaper, som införts i andra länder, att det är otydligt hur dessa gemenskaper ska förhålla sig som aktör på elmarknaden. Trots att det inte förekommer några direkta hinder i den svenska lagstiftningen för gemenskapen, i form av en ekonomisk förening, att producera, konsumera, lagra eller sälja förnybar energi undersamma förutsättningar och på samma villkor som övriga aktörer, har andra länder gått steget längre i sin tolkning av direktivet och möjliggjort för energidelning inom kollektivet till reducerade priser. I propositionen tas bara överföring i fysiska nät som exempel på kostnadsreducerad delning mellan medlemmar inom energigemenskaper, trots att den virtuella delningen förordas av de flesta intressenter. Därtill har modeller utanför energigemenskapens former introducerats för *virtuell kollektiv egenanvändning, handel mellan aktörer och delning av egenproducerad el mellan aktiva kunder som agerar gemensamt* i andra EU-länder.

Energigemenskaper som vill dela el virtuellt mellan medlemmar kommer i dagsläget inte kunna nyttja några särskilda lättnader eller villkor jämfört med en annan juridisk person. Eftersom virtuell delning inte stöds i svensk rätt har energigemenskaperna endast incitament för fysisk energidelning i dagsläget. Det finns flera exempel på ekonomiska föreningar som samäger produktionsanläggningar, vilka sannolikt är de som Regeringen Magdalena Andersson och Energimarknadsinspektionen åsyftar i propositionen som *Regeringen konstaterar – i likhet med vad som anges i rapporten – att det redan finns associationer i Sverige som uppfyller direktivens krav på vad som utgör en energigemenskap*. Dessa sol- och vindkraftsföreningar skulle kunna betraktas som energigemenskaper, men använder sig inte av kollektiv egenanvändning eller energidelning som affärsmodell. Vanligen säljs vind- och solelen på elbörsen via en elhandlare och matas ut på elnätet. De genererade intäkterna fördelas därefter mellan användarna eller återinvesteras, vilket är en ren elförsäljning och således inte aktuellt för skatteundantag eller reducerade nätavgifter. I förnybartdirektivet framgår i (71) att *Gemenskaper för förnybar energi sinsemellan bör kunna dela den energi som produceras av gemenskapens anläggningar. Gemenskapens medlemmar bör dock inte befrias från relevanta kostnader, avgifter och skatter som slutkonsumenter eller producenter som inte är medlemmar i gemenskapen skulle ha betalat i en liknande situation eller om offentlig nätinfrastruktur används för dessa överföringar*.

Här kan det röra sig om en tolkningsfråga kring vad som inkluderas i begreppet delning och vad som betraktas vara relevanta kostnader, avgifter och skatter, alltså om delning kan likställas med egenanvändning eller försäljning av el. Som exemplen från andra EU-länder visar tycks flertalet länder infört främjande regelverk för kollektiv egenanvändning, delning, av el vid implementeringen av direktivet genom bland annat rabatterade överföringsavgifter. Om virtuell kollektiv egenanvändning skulle tillåtas i Sverige så kan, likställt med synen på individuell egenanvänd el, de relevanta kostnaderna anses vara de som åläggs individuella hushåll som egenanvänder el. Elöverföringsavgiften kan i sin tur hänvisas till det faktiska utnyttjandet lokalt.

Det är inte heller tydligt vilka fördelar som dessa energigemenskaper skulle kunna ge sina medlemmar, eftersom lagstiftningen tydligt begränsar möjligheten att tillhandahålla varor eller tjänster under marknadspris, trots att energigemenskapens syfte är att ge sina aktieägare eller medlemmar miljömässiga, ekonomiska eller sociala samhällsfördelar. I rapporten Ren Energi resonerade Energimarknadsinspektionen om möjliga organisatoriska former och förordade ett tillägg i lagen om ekonomiska föreningar. Förslaget antogs inte med hänvisning till att den existerande lagstiftningen var fullgod. Trots att de föreslagna lagändringarna inte infördes, kan en del av remissvarens invändningar eller frågetecken runt föreningsformen fortfarande ligga till grund för diskussion.

I sitt remissvar [64] till Ren Energi inom EU [19] poängterar Skatteverket att det tydligt framgår att energigemenskap kommer att vara en juridisk person (vilket även framgår tydligt i EU-direktiven). En juridisk persons samtliga inkomster och utgifter hänförs till inkomstslaget näringsverksamhet, 13 kap. 2 § inkomstskattelagen (1999:1229) [65]. Där är huvudprincipen att verksamheten ska ha skett mot en ersättning motsvarande marknadsvärdet, med vissa undantag. Vad som avses med affärsmässigt motiverat är inte reglerat i lagtext och endast undantagsvis prövat i praxis. De tar därefter upp exempel där Högsta förvaltningsdomstolen i en dom, RÅ 2010 ref. 63, prövat frågan om uttagsbeskattning av en ekonomisk förening som producerade el till sina medlemmar till självkostnadspris. Av domen följer att det normalt inte kan anses affärsmässigt motiverat att en förening inte tar ut ett marknadsmässigt pris för el som tillhandahålls medlemmarna, och att föreningen därför skulle uttagsbeskattas. Om avsikten är att en energigemenskap inte ska behöva ta ut en marknadsmässig ersättning för tillhandahållande till medlemmarna kommer detta, med dagens lagstiftning, sannolikt att få skattekonsekvenser för gemenskaperna.

Dessutom gör Energimarknadsinspektionen följande generella poäng, om en risk för tillämpningsproblem som uppstår med att låta gemenskapens juridiska form vara oreglerad i svensk lag. *Vid tillsyn eller tvist mellan gemenskapen och exempelvis en medlem måste tas ställning om den juridiska personen över huvud taget är en medborgarenergigemenskap. Osäkerhet kan uppstå för medlemmarna om de går med i en gemenskap med de rättigheter som föreskrivs i direktiven eller i en liknande gemenskap eller förening* [19].

Gemensamhetsanläggningar

Befintlig lagstiftning gör det möjligt för en samling fastigheter med gemensamma intressen och behov genom lantmäteriförrättning skapar en gemensamhetsanläggning. En gemensamhetsanläggning ägs och tas hand om av flera fastigheter ihop och kan till exempel vara en gemensam avlopps- eller vattenanläggning för en by. Samfällighetsförening följer anläggningsförrättningen vid installation av solceller och det skulle, utan hänsyn till regler om nätkoncession, kunna fungera lika väl för lokal elproduktion och distribution. Problemet med en tillämpning av samfällighetslagstiftningen för energigemenskaper är att det när en gemensamhetsanläggning väl har bildats bara går att komma ur den genom ny lantmäteriförrättning, och det är ingen garanti att det alls går att komma ur. Detta skapar problem kring det fria medlemskapet och utträdet och gör organisationsformen olämplig för energigemenskaper.

Om ett möjliggörande regelverk för virtuell kollektiv egenanvändning skulle införas i Sverige likt i Portugal hade sannolikt samfälligheter vara en möjlig medpart i en sådan gruppering av aktörer, just på grund av den stora ackumulerade kunskap hos till exempel samfällighetsföreningar och bostadsrättsföreningar om ägande och hantering av en gemensamhetsanläggning.

Egenanvändare av förnybar energi inom byggnad

I fall av energidelning inom byggnader ska Egenanvändare av förnybar energi inom byggnad enligt förnybartdirektivet (21.4) [16] ges rätt att *gemensamt producera förnybar energi, inklusive för egen förbrukning, lagra och sälja sin överskottsproduktion av sådan el, bl.a. genom avtal om köp av förnybar el, utan att omfattas av diskriminerande eller oproportionella förfaranden samt avgifter och nätavgifter som inte är kostnadsrelaterade, behålla sina rättigheter och skyldigheter som slutkonsumenter*. Detta kan liknas med modellen som applicerats för energidelning i samma byggnad i Brysselregionen i Belgien.

I Sverige beskrivs försäljning av el som en självständig ekonomisk verksamhet enligt mervärdesskattelagen (1994:200) [27]. Omsättningens storlek och mängden el som produceras har ingen betydelse för bedömningen. Som tidigare nämnt kan den som har en begränsad försäljning omfattas av skattebefrielse när den totala försäljningen, av el och annan försäljning, inom landet under innevarande beskattningsår och under vart och ett av de två närmast föregående beskattningsåren är högst 80 000 kronor exklusive mervärdesskatt. Som tidigare nämnt utgör den här gränsen sannolikt inget

hinder för individuella aktiva kunder att dela el, men att undantas moms för egenanvändning är en princip som appliceras på individuell egenanvändning, och skulle kunna bli aktuell för kollektiv dito.

I fallet flerfamiljshus behövs, som tidigare nämnt, speciallösningar tillämpas för att kunna undgå energiskatt, elhandelsavgift, elnätsavgift och moms på delad el inom byggnaden. Om en virtuell avräkning mellan lägenhetsinnehavarnas smarta elmätare och utmatningen från produktionsanläggning hade tillämpats och den delade elen mellan lägenhetsinnehavare undantagits skatter och avgifter hade dessa lösningar inte behövt tillämpas och de boende hade fortsatt kunna välja elhandlare och delta fritt i andra eventuella elmarknadstjänster. I till exempel Belgien har detta gjorts möjligt utan något krav på bildande av en juridisk person genom ett kontrakt mellan elnätsägare och delande kunder.

Andra modeller

Utanför konceptet energigemenskaper skulle det finnas möjligheter att forma enklare modeller för kollektiv egenanvändning eller försäljning. I andra medlemsländer tycks dessa modeller baseras på till synes enkla upplägg som karaktäriseras av en virtuell avräkning och kontraktuella avtal mellan parterna. Här är kollektivet ansvarig för att sätta upp och efterfölja villkoren och debiteringen sinsemellan och elnätsägaren ansvarig för att rapportera den avräknade volymerna till kollektiven och elhandlaren.

Modellerna underlättas av möjligheten för kommuner, kommersiella aktörer och/eller aggregatorer att delta och sköta de administrativa uppgifterna, ofta mot en avgift. Även tredjepartsägande av produktionsanläggningen tillåts.

Att möjliggöra regelverket för virtuell kollektiv egenanvändning och P2P-handel, genom att definiera rättigheter och skyldigheter mellan egenanvändare som vill agera kollektivt och elnätsägaren, och därefter låta kommersiella aktörer arbeta fram affärsmodellerna kan vara ett sätt att möjliggöra energidelning som inte kräver stora centrala administrativa myndighetsinsatser, som att registrera (och sedan troligen undanta) transaktionerna för moms. En väl stimulerad marknad för virtuell energidelning kan också medföra en marknad för flexibilitet, en aktivitet som även den kan hanteras av aggregatorer om marknaden förses med goda prissignaler för flexibilitet.

Regulatoriska sandlådor

På Energimarknadsinspektionens hemsida definieras regulatoriska sandlådor som *utrymmen där aktörer under ett förenklat regelverk kan få möjlighet att testa nya produkter, tjänster och affärsmodeller under en begränsad tid*. De poängterar vidare att deras ingång till dessa *utrymmen* är just de utmaningar som uppstår till följd av energiomställningen och samhällets ökande behov av el. Det ökade behovet för i sin tur med sig ett behov av innovativa lösningar som kan vara svåra att realisera och testa inom de existerande regelverken [66].

I de intervjuer som ha utförts för det här arbetet så benämns ofta regulatoriska sandlådor som ett möjligt verktyg för att testa möjliga upplägg för hur virtuell energidelning skulle kunna formas i praktiken. Även i Energimarknadsinspektionens arbete om Regulatoriska sandlådor och hur de kan utformas i Sverige [66] så omnämns explicit både energigemenskaper och virtuell delning i elnätet som möjliga ämnen att studera. Att införa regulatoriska sandlådor, kanske inom något av de pilotprojekt som lyfts i den här rapporten, eller i ett större IK-nät (industrialområde eller campus), kan vara en väg framåt för att forma konkreta förslag på affärsmodeller och juridiska former för kollektiv virtuell egenanvändning och energigemenskaper i Sverige, inklusive ett helhetsgrepp kring tariffer, beskattning och överföringsavgifter.

Slutsatser

Det framgår ur exempel från andra medlemsländer och från EU-direktiven att virtuell delning och aktivt deltagande av kunder på elmarknaden är en pusselbit i framtidens elsystem. I den ökade elektrifieringen och den gröna omställningen behöver samtliga verktyg användas för att nyttja både elnätet och den förnybara kraften effektivt, där virtuell delning ger konsumenter och prosumenter incitament och makt att påverka sin energianvändning. Kollektiv egenanvändning och energigemenskaper öppnar upp för invånare att saminvestera i solceller och batterier för virtuell egenanvändning, vilket idag inte är möjligt under den individuella egenanvändningens villkor om skattebefriad el.

Analysen kan sammanfattas i tre huvudsakliga slutsatser. Den första är att Sverige ligger efter i processen att införliva EUs direktiv om energigemenskaper. Bristen på tydlig lagstiftning, juridisk person och definition är sannolikt en bidragande faktor till den låga förekomsten av energigemenskaper i Sverige idag. I den utsträckning som energigemenskaper kan bildas har regeringen i sin bedömning endast gjort hänvisning till fysisk delning i IK-nät, och således inte varit lyhörd för de fördelar som virtuell energidelning medför. I de studerade remissvaren till Ei:s rapport Ren energi inom EU förordade branschen i första hand virtuell energidelning, där lösningen framlyfts med hänvisning till de samhällsekonomiska fördelarna och de få tekniska utmaningarna. Utöver energigemenskaper förekommer kollektiva virtuella egenanvändningsmodeller i andra medlemsländer, där kollektiv kan dela el mellan varandra under kontraktuella avtal. Dessa modeller tillåter även att administrationen läggs på tredjepartsaktörer som solcells företag eller aggregatorer, vilket tar bort organisatoriska hinder för medlemmarna och professionaliserar kommunikationen mellan parterna.

Den andra slutsatsen är att elnätsägarna har en central roll i den virtuella delningen och att exempel utomlands visar att de ofta bär rollen som *facilitatorer* till processen genom att ställa sin kompetens till förfogande för kollektiven. I vilket fall är det elnätsägaren som måste sköta avräkningen mellan elmätarna hos de delande parterna. Den utmaningen är till största del administrativ, där system och rutiner skulle behöva skapas för att hantera och rapportera värdena för den delade elen. Utmaningen torde emellertid vara hanterbar, dels eftersom mycket kunskap sannolikt finns att hämta utomlands, dels för att datoriseringen och digitaliseringen av elnäten är en pågående process som inte är isolerad till energidelning. Elnätsägarens roll sträcker sig dessutom längre än som *avräknare* av delad el. För att ta vara på potentialen och öka nyttjandegraden av elnätet kan den virtuella delningen logiskt kopplas till en flexiblere energianvändning, där till exempel värmepumpar och elbilsladdning kan styras bort från, eller batterier nyttjas under, höglasttimmar och i stället användas eller laddas under tid för egenproduktion. För att ge incitament till flexibilitet behöver effektivare prissignaler erbjudas dessa kunder, exempelvis genom en tidsdifferentierad lokal tariff. Hur sådana tariffer bör utformas har inte studerats närmare i denna rapport, men hur den maximala nätnyttan med virtuell delning uppnås skiljer sig sannolikt mellan olika nät. Kortfattat kan man resonera att olika energisystemnyttor uppkommer vid olika systemstorlekar, där nätnyttan sannolikt gynnas av lokala lösningarna men där en större kraftutbyggnad kan stimuleras av stora system som till exempel sträcker sig över ett elprisområde eller ett regionalnät.

Slutligen ligger huvudslutsatsen i att det i dagsläget inte finns någon modell för virtuell delning och att kollektiv egenanvändning inte beaktas i svensk rätt. Det finns ingen uppenbar föreningsform för energigemenskaper, där grundproblemet är att överföringen beskattas och avgiftsbeläggs som all annan elöverföring. Detta medför att delad el genom ett virtuellt nät inte skulle dra nytta av någon av de fördelar som ges till individuella egenanvändare i till exempel villor, eller som kan erhållas vid fysisk delning i IK-nät genom att efterlikna en individuell egenanvändare. Dagens brist på regelverk för energiskattebefriad kollektiv egenanvändning tvingar boende i flerbostadshus vid fysisk delning att avsäga sig prissignaler från marknaden, möjligheten att delta i lokala och nationella stödtjänster och att själva välja elhandlare. För virtuell kollektiv egenanvändning finns emellertid inget utrymme alls i dagens lagstiftning. Eftersom kunder av princip ska bära sina egna kostnader och eftersom det övriga kundkollektivet inte ska bestraffas av virtuell delning har andra medlemsländer infört reducerade

överföringsavgifter för den virtuellt delade elen. Dessa reduktioner har gjorts med hänvisning till lokal nätnyttan och att nätutnyttjandet vid lokal delning är begränsat till den geografiska utbredningen som ligger mellan användarna, och inte till överliggande nät som ofta är fallet vid inköp av el från elhandlare. Detta skulle kunna vara ett steg i att öka arbitraget för delning i virtuella nät. Sammanfattningsvis gör skillnaden i beskattningen av virtuell delad el jämfört med fysisk delning och individuell egenanvändning det till ett oattraktivt alternativ idag. Med hänvisning till andra länders tolkning av direktiven kan reducerade överföringsavgifter baserat på kollektivets geografiska utbredning beaktas i framtagningen av en virtuell delningsmodell i Sverige, men där ett krafttag måste tas kring skattefrågan för att skapa incitament till virtuell delning och öppna upp för potentialen den medför. Här är regulatoriska sandlådor en möjlig väg framåt för att innovera och undersöka vilka skatteupplägg, affärsmodeller, möjliga nya juridiska personer och systemgränser som kan användas för den virtuella delningen i Sverige.

Referenser

- [1] Miljödepartementet, A. Strandhäll, and M. Johansson, "Regeringens skrivelse 2021/22:247: Sveriges genomförande av Agenda 2030," pp. 1–90, 2022.
- [2] Naturvårdsverket, "Hur bidrar Sverige till Parisavtalet?" [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomställningen/det-globala-klimatarbetet/parisavtalet/hur-bidrar-sverige-till-parisavtalet/>.
- [3] Klimat- och näringslivsdepartementet, "Klimatlag (2017:720)," 2017:720, 2017.
- [4] Statistikmyndigheten SCB, "Månatlig elstatistik och byten av elleverantör - Elförsörjning månadsvis," *Sveriges Off. Stat.*, 2023.
- [5] Energiföretagen Sverige, "Sveriges elbehov 2045 - Hur stänger vi gapet?," 2023.
- [6] Europeiska Kommissionen, "REPowerEU : A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition," no. May, 2022.
- [7] European Commission, "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: EU Solar Energy Strategy," Brussels, 2022.
- [8] Energimarknadsinspektionen, "Konsumenter och efterfrågefleksibilitet: En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet," 2023.
- [9] G. Masson, E. Bosch, A. Van Rechem, and M. de l'Epine, "Snapshot of Global PV Markets 2023," *IEA PVPS Task 1*, 2023.
- [10] Energimyndigheten, "Antalet solcellsanläggningar fortsätter att öka," 2023. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2023/antalet-solcellsanlaggningar-fortsatter-att-oka/>.
- [11] Finansdepartementet, E. Sjöstedt, and P. Bolund, "Lagrådsremiss Skattereduktion för installation av grön teknik," 2020.
- [12] Skatteverket, "Rättslig vägledning: Mikroproduktion av förnybar el," 2023. [Online]. Available: <https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/edition/2022.3/329337.html#h-Vem-kan-fa-skattereduktion>.
- [13] E. Jönsson and S. Holmberg, "Förtroende för information om energi och kärnkraft 1986-2021," 2022.
- [14] G. Masson *et al.*, *Trends in photovoltaic applications 2022*. Photovoltaic Power Systems Technology Collaboration Programme (IEA PVPS) Task 1, 2022.
- [15] Europeiska Unionen, "Europaparlamentets och Rådets Direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU (omarbetning)," *Eur. unionens Off. Tidn.*, vol. L 158/125, 2019.
- [16] Europeiska Unionen, "Europaparlamentets och Rådets direktiv (EU) 2018/2001 av den 11 december 2018 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor (omarbetning)," *Eur. unionens Off. Tidn.*, vol. 2018, no. november, 2018.
- [17] Europeiska Unionen, "Europaparlamentets och Rådets direktiv (EU) 2018/2002 av den 11 december 2018 om ändring av direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet," *Eur. unionens Off. Tidn.*, vol. 328/210, 2018.
- [18] Infrastrukturdepartementet, K. Farmanbar, and M. Andersson, "Regeringens proposition Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet," 2022.
- [19] Energimarknadsinspektionen, C. Vendel Nylander, R. Husblad, G. Morén, J. Nordström, and

- L. Tedebrand, "Ren energi inom EU - Ett genomförande av fem rättsakter," 2020.
- [20] European federation of citizen energy cooperatives, "Transposition tracker." [Online]. Available: <https://www.rescoop.eu/transposition-tracker>.
- [21] E. Wallnér, "Om att få sin solcellsanläggning med Thomas Pettersson från E . ON," *Solcellskollen.se*, 2020. [Online]. Available: <https://www.solcellskollen.se/blogg/om-att-fa-sin-solcellsanlaggning-uppkopplad-till-elnatet-med-thomas-pettersson-fran-eon>.
- [22] Klimat- och näringslivsdepartementet, *Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857)*. Regeringskansliets rättsdatabaser, 2007.
- [23] A. O. Westerberg and U. Gustavsson, "Lokala lågspänningsnät i Sverige," *Becquerel Sweden*, 2021.
- [24] D. Larsson, Solisten, and Power Circle, "Genomgång av remissvar," 2020. [Online]. Available: <https://powercircle.org/wp-content/uploads/2020/10/Solisten-Genomgång-av-remissvar.pdf>.
- [25] Sveriges Riksdag and Finansdepartementet S1, "Fastighetstaxeringslag (1979:1152)," *Sven. författningssamling*, 1979.
- [26] Sveriges Riksdag and Finansdepartementet S2, "Lag (1994:1776) om skatt på energi," *Sven. författningssamling*, 1994.
- [27] Sveriges Riksdag and Finansdepartementet S2, "Mervärdesskattelag (1994:200)," *Sven. författningssamling*, 1994.
- [28] J. Lindahl and A. Oller Westerberg, "National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2021," *IEA PVPS Task 1*, 2022.
- [29] Sveriges Riksdag and Finansdepartementet S3, "Skatteförfarandelag (2011:1244)," *Sven. författningssamling*, p. 209, 2011.
- [30] A. Mannikoff and E. von Hofsten, "Begäran om vägledning och tolkning av regelverken för icke-koncessionspliktiga nät I," *Lokal. Sverige*, 2022.
- [31] J. Malmsten, "Interna elnät En tolkning av de nya undantagen från kravet på nätkoncession – IKN," *Solelkommissionen, Fastigh. Sven. Solenergi*, 2022.
- [32] SOU 2019:30, "Moderna tillståndprocesser för elnät - Betänkande av Nätkoncessionsutredningen," Statens Offentliga Utredningar, 2019.
- [33] International Union of Propoerty Owners and A. Hannoset, "Boosting Energy Communities in Sweden," 2023. [Online]. Available: <https://www.uipi.com/boosting-energy-communities-in-sweden/>.
- [34] Europeiska Kommissionen, "Förslag till Europaparlamentets och rådets förordning om ändring av förordningarna (EU) 2019 / 943 och (EU) 2019 / 942 samt direktiven (EU) 2018 / 2001 och (EU) 2019 / 944 för att förbättra utformningen av unionens elmarknad," *Sveriges Riksdag*, 2023.
- [35] European federation of citizen energy cooperatives, "Enabling frameworks for Renewable Energy Communities - Report on good practices," Brussels, 2022.
- [36] Tweede Kamer, "Conceptvoorstel van wet houdende regels over energiemarkten en energiesystemen," *Wetsvoorstel Energiewet*, 2023. [Online]. Available: <https://wetgevingskalender.overheid.nl/Regeling/WGK010483>.
- [37] SchoonSchip, "About Schoonschip," 2023. [Online]. Available: <https://schoonschipamsterdam.org/en/>.
- [38] Gazzetta Ufficiale Della repubblica italiana, *Testo Coordinato Del Decreto-Legge 30 dicembre*

2019, n. 162. .

- [39] Gazzetta Ufficiale Della repubblica italiana, “Legge 8/2020,” 2020.
- [40] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, “Decreto Legislativo 199/2021,” 2021.
- [41] F. Tilli, “National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2021,” 2021.
- [42] Enel Green Power, “Decarbonizing together: now it’s possible, thanks to Renewable Energy Communities.” [Online]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/countries/europe/Italy/renewable-energy-communities>.
- [43] Normattiva - Il Portale Della Legge Vigente, “Decreto Legislativo 210/2021,” 2022.
- [44] Der Nationalrat, “Regierungsvorlage - Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates XXVII.,” 2021.
- [45] Regulierungskommission - E-Control, “Bundesrecht konsolidiert: Verordnung mit die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018) StF: BGBl. II Nr. 398/2017,” *Rechtsinformationssystem (RIS)*, 2023.
- [46] G. Pressmair, M. Maldet, M. Mayr, and M.-C. Marks, “Offene Energiehandelsplattform für alle Marktteilnehmer zur Etablierung neuer Marktkonzepte,” 2022.
- [47] Interna, “Countries & Regions: Lithuania,” 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/lithuania>.
- [48] Energetikos Ministerija, “Geographically Remote Electricity Prosumers Model in Lithuania,” 2023. [Online]. Available: http://media.becquerelsweden.se/2023/06/Remote-Electricity-Prosumers-Model-in-Lithuania_Concept-Milestones.pdf.
- [49] República Portuguesa, “Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d’achat de l’électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l’énergie solaire photovoltaïque, d’une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowa,” *Produradora-Geral Dist. Lisboa*, pp. 1–32, 2022.
- [50] République Française, “Arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l’autoconsommation collective étendue,” *Journal officiel de la république française*, 2019. .
- [51] Brugel, “Partage d ’ énergie dans un même bâtiment,” 2023. [Online]. Available: <https://energyssharing.brugel.brussels/energyssharing/dans-le-meme-batiment-407>.
- [52] Brugel, “Netwerktarieven,” 2023. [Online]. Available: https://energyssharing.brugel.brussels/nl_BE/energyssharing/netwerktarieven-409.
- [53] Sibelga, “Méthodes de répartition,” 2023. [Online]. Available: <https://www.sibelga.be/fr/raccordements-compteurs/energie-renouvelable/partage-energie/methodes-de-repartition>.
- [54] Sibelga, “Formulaire de demande de partage d ’ énergie,” 2023. [Online]. Available: https://www.sibelga.be/fr/raccordements-compteurs/energie-renouvelable/partage-energie/formulaire-de-demande-de-partage-denergie?_country=FR.
- [55] Brugel, “Échange de pair à pair,” 2023. [Online]. Available: <https://energyssharing.brugel.brussels/energyssharing/echange-de-pair-a-pair-408>.
- [56] Sibelga, “Aanvraagformulier energiedelen,” 2023. [Online]. Available: [Aanvraagformulier energiedelen](#).
- [57] Svenska Kraftnät, “Sveriges elnät,” 2023. [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/>.

- [58] Energimarknadsinspektionen, “Effekttariffer - Nya föreskrifter om nättariffer som ska främja ett effektivt nätutnyttjande,” 2023. [Online]. Available: <https://ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering---elnatsverksamhet/effekttariffer>.
- [59] G. Morén, “Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet;,” *Energimarknadsinspektionens författningssamling Utgivare:*, pp. 1–4, 2022.
- [60] Agência para a Energia, “Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovavel: Guia Legislativo,” 2022.
- [61] Power Circle, “Digitalisering av elnäten,” 2022.
- [62] Energimarknadsinspektionen, “Undantag från kravet på nätkoncession - IKN,” 2022. [Online]. Available: <https://ei.se/bransch/koncessioner/undantag-fran-kravet-pa-natkoncession---ikn#h-Attansokaombindandebeskedomundantagfrankravetpakoncession>.
- [63] Sveriges Riksdag and Justitiedepartementet L1, *Lag (2018:672) om ekonomiska föreningar*. 2018.
- [64] Skatteverket, “Remiss av Energimarknadsinspektionens rapport med förslag för genomförande av EU-lagstiftning på elmarknadsområdet samt för genomförande av vissa delar av det omarbetade förnybartdirektivet,” vol. 1, no. 5, pp. 1–5, 2020.
- [65] Sveriges Riksdag, “Inkomstskattelag (1999:1226),” *Sven. författningssamling*, 1999.
- [66] Energimarknadsinspektionen, M. Kotsinas, S. Hagerud, J. Grape, and J. Johannssen, “Innovationscenter och regulatoriska sandlådor - Modellförslag och implementering för energimarknaderna i Sverige,” 2023.