

ELNÄTETS ROLL I FRAMTIDENS ENERGISYSTEM



Möjligheter, hinder och drivkrafter för smarta
elnätslösningar

ELNÄTETS ROLL I FRAMTIDENS ENERGISYSTEM

Möjligheter, hinder och drivkrafter för smarta
elnätlösningar

Power Circle 2018-01-15

Rapportförfattare: Anna Wolf och Alexandra Andersson

Power Circle AB

Box 5073

102 42 Stockholm

Organisationsnummer: 556750-8733

info@powercircle.org | <http://www.powercircle.org>

Förord

Syfte och mål

Denna rapport är en del av projektet "Kunskapshöjande Aktiviteter för nya Nättekniker 2.0" som drivits av Power Circle, med delfinansiering från Energimyndigheten genom Nätverket för Vindbruk. Syftet med rapporten var ursprungligen "att utreda möjligheter, hinder och kommande utmaningar för en bredare implementering av smarta elnätstekniker i Sverige och med rådande elnätsregleringen och regelverk" och målet var att genomföra en utredning som skulle fokusera på regelverk, incitament och gemensamma utmaningar för aktörer i elnätsbranschen.

Flera andra parallella projekt och processer har startats under detta arbetets gång, bland annat arbetet inom Forum för smarta elnät med den rapport om incitament för smarta elnät som Forumet i samarbete med Ei uppdragit till Copenhagen Economics att skriva. Detta har gjort att omfattningen av den utredning som ligger till grund för denna rapport har ändrats något från den ursprungliga planen. Fokus är fortfarande på regelverk, incitament och gemensamma utmaningar för aktörer i elnätsbranschen, men vi har valt att utgå från det material som Forum för smarta elnät och Copenhagen Economics har bidragit med, och sedan bygga på det med att även göra en analys av hinder och drivkrafter som inte är direkt kopplade till regleringen. Vi har också valt en bredare definition av "aktörer i elnätsbranschen" till att även i viss mån innefatta kunder, producenter, leverantörer och tredjepartsaktörer. Även om nätbolagens roll och drivkrafter kanske är viktigast för implementeringen av nya, smarta, tekniker och tjänster, är dessa andra aktörer nyckelspelare för att säkerställa att sådana utvecklas. Ett ytterligare syfte har varit att identifiera hinder och drivkrafter för utvecklingen för att kunna lägga en grund för en gemensam vision för ett smart energisystem.

Tidigt i processen stod det klart att ett problem var otydligheten och begränsningen i begreppet "smarta elnät". Olika aktörer menar olika saker och en rad definitioner har tagits fram, med olika omfattning. Med anledning av detta har vi valt att gå ifrån begreppet "smarta elnät" och istället valt att föra ett samtal kring "smarta energisystem", där "smarta nättekniker" är en delmängd som fokuserar på tekniska lösningar som kan användas i elnätet.

Mål med rapporten är att:

- Förklara de övergripande trender som påverkar energisystemet och skapar förändrade förutsättningar för elnätet;
- Skapa en sammanställning över redan identifierade hinder och drivkrafter för utveckling av smarta energisystem;
- Identifiera ytterligare hinder och drivkrafter för utveckling av smarta energisystem;
- Belysa goda exempel som visar hur nya tekniker och affärsmodeller kan tillämpas i praktiken.

Arbetssätt

Arbetssättet har haft två huvudsakliga beståndsdelar – en litteraturstudie med sammanfattning av andra aktuella studier på området, samt en analys av hur branschen ser på dessa samt vilka övriga hinder som upplevs av olika aktörer. Inom ramen för den första delen har information bland annat hämtats från de fyra rapporterna: Incitament för smarta elnät (Copenhagen Economics, 2017), Strategi för en ökad flexibilitet i elsystemet genom smarta elnät (Forum för smarta elnät, 2017),

Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet R2016:15 (Ei, 2016) samt Planera för Effekt! SOU2014:84 (SOU, 2014).

Sammanställningen av hinder och drivkrafter som gjorts utifrån befintliga studier har sedan kompletterats med djupintervjuer och workshops för att undersöka hur branschens aktörer ser på dessa resultat, samt vilka övriga hinder och drivkrafter de ser. En ytterligare källa till information kring hur branschaktörer ser på frågorna är seminarier och arbetsmöten med referens- och arbetsgrupp. Under seminarierna har information sammanställts från publikfrågor, talare, mentimeterfrågor samt ifrån de utvärderingar som skickats ut till alla deltagare i efterhand. Se bilaga för förteckning över seminarier som arrangerats samt de personer som deltagit i referensgrupp och/eller intervjuats under arbetet. Denna sammanställning avser inte att ge en komplett bild av branschens åsikter, utan är endast representativa för de personer som deltagit i projektet.

I rapporten har vi valt att illustrera vissa synpunkter och idéer med citat ifrån intervjuer och/eller workshops. Dessa citat utgör exempel på resonemang och är inte representativa för alla som deltagit i studien, eller för Power Circles partnerföretag. De citat som publiceras uttrycker dock åsikter som det funnits stöd för hos mer än en person som på något sätt deltagit i studien.

Preliminära slutsatser har presenterats under ett seminarium, samt i arbets- och referensgruppen för detta projekt och för enskilda referenspersoner, vilket har lett till en ytterligare revision av resultaten.

Power Circle vill tacka alla som bidragit till denna studie i form av intervjuer, referensgrupper, talare och moderatorer på seminarier samt på andra sätt. De slutsatser som dragits och rekommendationer som givits tar dock Power Circle ensamt ansvar för, och de ska inte anses som representativa för alla deltagare i studien eller för Power Circles alla partnerföretag.

Innehållsförteckning

FÖRORD	3
SYFTE OCH MÅL	3
ARBETSSÄTT	3
SAMMANFATTNING	7
REKOMMENDATIONER	8
1 PARADIGMSKIFTE I ENERGISYSTEMET	11
1.1 MER FÖRNYBAR EL FRÅN VIND OCH SOL	11
1.2 VARIABEL PRODUKTION PÅVERKAR FREKVENSHÅLLNINGEN	12
1.3 FÖRÄNDRADE FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR SYSTEMTJÄNSTER OCH TILLGÅNG PÅ EFFEKT	12
1.4 ELEKTRIFIERING AV TRANSPORTER PÅVERKAR EFFEKTBEHOV OCH BATTERIPRISER	13
1.5 ENERGILAGER KAN SKAPA NYTTA PÅ OLIKA NIVÅ I ELNÄTET	14
1.6 NYA MÖJLIGHETER FÖR LOKAL PRODUKTION OCH MIKRONÄT	15
1.7 EFTERFRÅGEFLEXIBILITET ÄR EN OUTNYTTJAD RESURS	15
1.8 DELNINGSEKONOMI MED HJÄLP AV BLOCKKEDJOR OCH UPPKOPPLADE NÄT	16
1.9 SMARTA ELNÄTSKOMPONENTER OCH BÄTTRE INTEGRATION AV FÖRNYBART	16
2 ELNÄTEN BEHÖVER FRAMTIDSSÄKRAS	18
2.1 HINDER OCH DRIVKRAFTER FÖR SMARTA ELNÄTSKOMPONENTER	18
2.1.1 ELNÄTSREGLERINGEN	18
2.1.2 HUR KAN ELNÄTSREGLERINGEN ÄNDRAS?	20
2.1.3 RISKAVERSION OCH BRISTANDE MÖJLIGHETER ATT TESTA NY TEKNIK	21
2.1.4 KUNSKAPSBRIST OCH FÖRETAGSKULTUR HINDER	23
2.1.5 DRIVKRAFTER FÖR SMARTA ELNÄTSKOMPONENTER	25
2.2 HINDER OCH DRIVKRAFTER FÖR EFFEKTIV INTEGRATION AV FÖRNYBART	26
2.2.1 MARKNAD FÖR SYSTEMTJÄNSTER	27
2.2.2 ENERGILAGER OCH FÖRNYBART	27
2.3 HINDER OCH DRIVKRAFTER FÖR MIKRONÄT OCH LOKALA ENERGISYSTEM	28
2.4 HINDER OCH DRIVKRAFTER FÖR ANVÄNDARFLEXIBILITET	30
2.4.1 AGGREGATORROLLEN	31
2.4.2 BALANSANSVAR	32
2.4.3 HINDER FÖR DELTAGANDE I MARKNAD FÖR SYSTEMTJÄNSTER	32
2.4.4 EKONOMISKA INCITAMENT FÖR EFTERFRÅGEFLEXIBILITET	33
2.4.5 HANTERING AV DATA OCH GRÄNSSNITT	33
2.5 HINDER OCH DRIVKRAFTER FÖR ENERGILAGER	34
2.5.1 SKATTER OCH AVGIFTER	35
2.6 HINDER OCH DRIVKRAFTER FÖR SMART INTEGRATION AV ELBILAR	36
2.7 BEHOV AV EN GEMENSAM VISION	37
3 GODA EXEMPEL OCH SMARTA LÖSNINGAR	39

3.1	FED – FOSSIL FREE ENERGY DISTRICTS	39
3.2	KLOKEL OCH VÄXEL – AGGREGERING AV FLEXIBILITETSRESURSER I UPPSALA	41
3.3	ÖRESUNDSKRAFT SATSAR PÅ SMART ELNÄTSDISTRIBUTION, GRID FOR TOMORROW	43
3.4	LIVING LAB AND DEVELOPMENT ARENA	45
3.5	MICROGRID TORSEBO	46
3.6	VASAKRONANS LIKSTRÖMSNÄT	47
3.7	LOKALT ENERGISYSTEM I SIMRIS	49
3.8	OFF-GRID OCH FÖRNYBART ÅRET RUNT MED RE8760	51
4	DISKUSSION OCH SLUTSATSER	53
4.1	HUR SKA NÄTBOLAGEN KOMMA FRAMÅT?	53
4.2	SKAPA FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR KUNDERNA ATT BIDRA	54
5	REKOMMENDATIONER	56
6	REFERENSER	58
	BILAGA: FÖRTECKNING INTERVJUER OCH SEMINARIUM	61

Sammanfattning

Vi står inför en stor omställning av energisystemet i allmänhet och för elsystemet i synnerhet. Distribuerad förnybar energi, mer variabel kraft, prosumenter, energilager, nya laster i systemet, digitalisering och ny teknik för laststyrning och aggregering av både flexibilitet, lagring och produktion är exempel på fenomen som helt kommer att förändra spelplanen för hela energibranschen. Solel i kombination med batterier (både i form av fasta installationer och elbilar), och mikronät är exempel på tekniker som kan komma att skapa konkurrens för de historiskt naturliga monopolen som elnäten har haft. Detta ställer krav på nätbolagen att investera i mer resurseffektiva lösningar med digitala och smarta nätkomponenter.

En av rapportens slutsatser är att det finns en frustration och osäkerhet i branschen kring vad som behöver göras för att framtidssäkra elnäten och minska risken för felaktiga investeringar. Detta är en bakläxa till politikerna, som har lyckats skapa mål och överenskommelser kring elproduktionen, men inte lika tydligt lyckats måla upp en vision för hur elnäten ska framtidssäkras. Det finns tekniska lösningar på de flesta av framtidens utmaningar, men utöver ett fåtal pilot- och forskningsprojekt saknas praktiska tillämpningar av dessa lösningar. Detta ger nätbolagen den svåra uppgiften att göra investeringar i teknik som i många fall ska skrivas av på 40-50 års sikt utan att veta hur det energisystem de kommer att finnas i ser ut.

Majoriteten av nätbolagen och myndigheterna utgår ifrån grundförutsättningen att nätverksamhet går ut på att minimera risker. Även projektörer av vindkraft och annan ny produktionsteknik har varit riskobenägna på grund av en hårt pressad ekonomisk situation. Denna riskaversion, i kombination med att det idag saknas pilotstudier och goda exempel för många tekniker i Sverige gör att både nätbolag och investerare i förnybar produktion ofta är ovilliga att pröva ny teknik. Att minimera riskerna, och därmed avbrottstider och kostnader för kunderna, har naturligtvis varit ett rimligt synsätt hos bransch och myndigheten historiskt. I ljuset av den kraftiga omställning av energisystemet som kommer finns dock en uppenbar fara i att den största risken kan vara att göra investeringar i "gammal" teknik, eller att inte investera alls. Stora, kapitalintensiva investeringar kan riskera att bli obsoleta på sikt när priserna på batterier, mikronät och förnybar energi sjunker till en nivå där de blir konkurrenskraftiga jämfört med att bygga ut nätet i vissa regioner. I denna nya verklighet är det av största vikt att ge nätbolagen möjlighet att få testa både ny teknik, nya affärsmodeller och nya tariffstrukturer.

En viss insikt och oro för detta finns i branschen, men åsikterna är delade kring hur stor omställningen kommer att bli och hur snart den kommer. Intervjusvaren och diskussionerna på seminarier och workshops som förts inom denna studie visar på att det finns en tydlig frustration både hos elnätsföretag, förnybartbransch och hos teknikleverantörer. Det finns en insikt om att energisystemet förändras, att elnäten behöver framtidssäkras och bli "smartare" och om att det finns ett behov att ställa om. Det saknas dock en gemensam syn på vad som behöver göras, och hur. Politiken har drivit på för en omställning till hundra procent förnybart och "smarta elnät" men har misslyckats med att förmedla en tydlig vision om vilken roll elnätet ska ha i framtidens smarta energisystem.

Även mikronät och lokala energisystem har potential att bidra till flexibiliteten i systemet. Genom att producera lokalt och skapa en lokal delningsekonomi för el kan belastningen minska på det överliggande elnätet. I praktiken blir resultatet att det lokala elnätet optimerar sin användning mot över-

liggande distributionsnät, precis som distributionsnäten idag optimerar sin verksamhet mot regionnäten. Om de lokala energisystemen även har energilager kan en större resiliens mot avbrott och störningar skapas, vilket ger förutsättningar för att kunna skjuta upp investeringar och för att kunna minska kostnaderna för att exempelvis vädersäkra de överliggande elnäten. Idag finns dock en hel del oklarheter och hinder för att detta ska kunna bli verklighet. Det är exempelvis inte tillåtet att bygga lokala nät som sträcker sig mellan byggnader, vilket kan behöva förändras genom att se över lagstiftningen kring undantag från koncessionsrätten. Rollfördelning och ansvar inom de lokala energisystemen och mellan lokala energisystem och nationella system behöver då också tydliggöras. Funktionskraven på näten kan behöva ses över i ljuset av dessa nya möjligheter. Idag är det till exempel ett hårt lagkrav att elnätet inte får ha avbrott längre än 24 timmar. Detta krav kanske inte är nödvändigt på alla ställen om en större resiliens finns i systemet genom lokal produktion och lagring.

Om inte lagstiftningen kring mikronät och energilager ses över för att se till att de används för att optimera på ett bra sätt mot elnätet, och alla aktörer får betalt för sin systemnytta, finns en överhängande risk att teknikutvecklingen istället leder till att konsumenter eller grupper av konsumenter kopplar bort sig från nätet. Sker denna utveckling i större skala går systemet miste om de förutsättningar för resursdelning och effektivisering som elnäten är en möjliggörare för.

Mycket fokus i debatten hamnar på elnätsregeringen, men det finns även andra hinder och drivkrafter som styr elnätsbolagens agerande. Det visar inte minst de exempel som lyfts fram i denna rapport och under de seminarier som har genomförts inom projektet. Det finns flera goda exempel på elnätsbolag som agerar proaktivt, investerar i nya tekniker och börjar testa nya affärsmodeller. En gemensam faktor för dessa företag är att det finns en insikt om att en förändring kommer, tillsammans med ett intresse från ledningsnivå som ger ett tydligt mandat att agera inom organisationen. Många av de bolag som agerar proaktivt har även andra drivkrafter och direktiv från sina ägare än rent strikt ekonomiska. Bland andra värden som dessa företag lyfter fram kan nämnas: kundnöjdhet, att attrahera kompetens och personal, att utveckla nya affärer för framtiden och att framtidssäkra näten.

Rekommendationer

En av rapportens slutsatser är att det finns en frustration och osäkerhet i branschen kring vad som behöver göras för att framtidssäkra elnäten och minska risken för felaktiga investeringar. För att komma vidare med att implementera smarta elnätslösningar ger Power Circle här fem rekommendationer på områden som är prioriterade att se över.

1) Åtgärda akuta problem i nätregleringen

Se över hur regleringen bättre kan användas för att skapa ett förändringstryck och motivera elnätsbolagen att effektivisera även sina kapitalinvesteringar och kunna flytta kostnader från kapitalinvesteringar till köp av tjänster och flexibilitetsresurser utan att de straffas för det.

Utveckla också någon typ av marknad eller prissättning för systemtjänster, så att det skapas incitament för nya aktörer att leverera systemtjänster och incitament för elnätsbolagen att handla upp dessa i första hand före kapital- och resursintensiva investeringar.

2) Möjliggör för nätbolagen att testa nya tekniker och affärsmodeller

Skapa tydligare incitament för nätbolagen att satsa på FoU och testa nya tekniker, till exempel genom att de får ta med en viss procent i intäktsramen, genom att de får ett riskavlyft eller genom en särskild fond att söka pengar ur. Som en övergångslösning kan en särskild utlysning från Energimyndigheten, dedikerad till att testa nya nättekniker, vara en möjlighet.

Som ett första steg bör Energimarknadsinspektionens förslag om att tillåta undantag för nätbolagen att genomföra piloter och testa nya tariffmodeller snarast införas.

För att på bästa sätt kunna utnyttja de möjligheter som kommer med framtidens tekniklösningar bör en översyn på sikt göras av hur en bredare flora av tariffer kan implementeras för att bättre avspegla diversiteten av olika kunder i systemet. Olika kundgrupper kan behöva olika tariffmodeller beroende på hur deras möjlighet och vilja till flexibilitet och laststyrning ser ut, men även beroende på exempelvis vilken grad av leveranssäkerhet de behöver och är beredda att betala för.

3) Åtgärda oklarheter kring batterilager

Åtgärda krånglet kring batterier med att se över lagstiftningen för dessa. I ett första steg bör understrykas i lagtexter att batterilager är en flexibilitetsresurs, och därmed inte att betrakta som vare sig konsumtion eller produktion. Dubbelbeskattningen bör snarast tas bort och batteristödet ses över för att bättre främja batteriernas roll som flexibilitetsresurs för näten. Ett teknikintroduktionsstöd behövs troligen under en övergångsperiod, men bör vara utformat så att det också driver på för att använda lagret på ett sätt som är optimalt ur ett systemperspektiv. Sverige bör i EU-sammanhang även verka för att nätbolagen tillåts äga batterilager, men inte handla med el på ett sådant sätt att marknaden påverkas.

4) Skapa incitament för användarflexibilitet

För att främja flexibilitet behövs en bättre styrsignal för elpriset mot kunden. Sedan bör elskatten förstärka styrsignalen mot kunden snarare än att minska den.

En styrsignal för effekt mot kund bör införas. En effektbaserad tariffmodell för fler elnätskunder kan vara ett första steg för att främja laststyrning och användarflexibilitet. För att skapa incitament till att optimera kundernas last mot både trängsel i lokalnätet och tillgång på elmarknaden behövs troligen även någon form av tidskomponent i tariffmodellen.

Det är dock osäkert om kunderna själva kommer att driva flexibilitet, därför bör åtgärder göras för att främja att aggregatorer och tredjepartsaktörer skapar smarta flexibilitetstjänster. Standard inom mätning och digitalisering är en nyckelfråga för att kunna utveckla smarta tjänster. Lagstiftningen bör gå mot att öppna gränssnitt för data. Det bör vara möjligt för kund och tredjepartsaktörer att ta del av informationen från mätaren i realtid. Roller mellan olika aktörer på marknaden måste också tydliggöras och gråzoner i lagstiftning och reglering åtgärdas. I dag utgör dessa ett stort hinder för nya företag att ge sig in på marknaden och för etablerade företag att våga göra investeringar i vissa tekniker.

Ett särskilt stöd till teknikintroduktion av styrutrustning för exempelvis värmepumpar och elbils-laddning är också en möjlighet som bör utredas.

5) Skapa en politisk målsättning för elnätet, och åtgärda generella hinder i lagstiftning och reglering

Ett viktigt första steg för att skapa rätt förutsättningar för både politiker att forma styrmedel, och för branschen att göra rätt investeringar, är att skapa en politisk målsättning och vision för vilken roll elnätet ska ha i framtidens energisystem. Det finns dock även ett antal mer generella hinder i dagens lagstiftning som kan behöva ses över för att se till att styra alla aktörer i rätt riktning.

Lagstiftningen är idag på många sätt anpassad för gårdagens teknik. Den är för stelbent och processer kring att förändra den är i många fall för långsamma för ny teknikutveckling. Försöken att anpassa lagstiftningen till den teknikutveckling som skett har lett till ett lapptäcke med undantag, riktade stöd, gråzoner och vissa motstridiga direktiv. Denna situation motverkar också teknikneutralitet och möjligheten för nya tekniker och lösningar att komma in. En utredning behöver därför tillsättas för att se över både skattelagstiftningen, ellagen och elnätsregleringen. Även om detta är ett svårt och politiskt komplicerat arbete är det en nyckelfråga för att framtidssäkra elnäten och förhindra att branschen låser in sig i gammal teknik. Ett smart och modernt elnät kräver också en smart och modern lagstiftning.

1 Paradigmskifte i energisystemet

Energisystemet förändras och utvecklas hela tiden, men i nuläget står vi inför en stor omställning som inte bara innebär att energikällorna byts ut, utan att hela systemet förnyas. En ökad andel variabel energi, småskalig distribuerad elproduktion, energilager, elektrifiering av transporter, nya smarta nättekniker, digitalisering och delningsekonomi är några av de trender som både utmanar och skapar nya möjligheter för energisystemet. I och med detta kommer också elnätets roll att förändras. Där uppdelningen mellan produktion, distribution och konsumtion tidigare var tydlig och linjär växer en helt annan situation fram i och med prosumenter, energilager, mikronät och möjligheter att aggregera både lagring, flexibilitet och produktion i virtuella kraftverk. Detta skapar helt nya spelregler i elsystemet, men också större möjligheter att lösa problem på nya sätt, exempelvis genom att lokala energisystem och batterilager kan ge ökad resiliens som i vissa fall kan minska behovet av att vädersäkra kabel och möjliggöra att investeringar i nätet skjuts upp eller undviks. I det här kapitlet sammanfattas några av de viktigaste trenderna som kommer att leda till stora förändringar för elnäten.

1.1 Mer förnybar el från vind och sol

Förnybar energi såsom el från vind- och solkraft kommer att spela en allt viktigare roll i det framtida energisystemet. Dr Fathi Birol, chef för det internationella energiorganet IEA, slog fast att vi bevittnar födelsen av en ny era i sin presentation av IEA:s årliga rapport om förnybar energi i oktober 2017 (IEA, 2017). Solenergin har för första gången gått förbi kol som snabbast växande energislag. Det installerades 50 procent mer solenergikapacitet i världen 2016 jämfört med året innan, och priserna för ny solel slår nya bottenrekord hela tiden. Nästan två tredjedelar av all ny kapacitet att producera energi som installerades i världen i fjol var förnybar. En intensiv konkurrens mellan vind- och solenergi pressar elpriset till allt lägre nivåer (IEA, 2017).

I Sverige sattes en energipolitisk färdriktning genom energiöverenskommelsen med mål att Sverige ska ha hundra procent förnybar elproduktion år 2040 (Regeringskansliet, 2016). Vindkraftens andel i det nordiska elnätet förväntas tredubblas under perioden 2010-2025 (Nordic TSO, 2016). El från solceller står fortfarande för en liten andel av elproduktionen men marknaden växer snabbt (Energimyndigheten, 2017). Under 2016 installerades 79,2 MW_p solceller vilket innebar en ökning med 63 % jämfört med de 48,4 MW_p som installerades under 2015 (Lindahl, 2016). Ökningarna beror till viss del på sjunkande priser på förnybar energi. Liksom vattenkraft har sol- och vindkraft ingen direkt bränslekostnad vilket bidrar till att priset för elhandel förutspås fortsätta sjunka (Ei, 2016). En annan konsekvens är att den ökade andelen variabel produktion riskerar att leda till ojämn tillgång på el, där överskott av produktion som pressar ner priserna kan uppstå vissa timmar, om inte lager- och flexibilitetsresurser kan ta hand om det. Andra timmar kan istället kapacitetsbrist uppstå.

Elnätet har traditionellt sett överfört el från större produktionsanläggningar i norr till förbrukning i söder. En mer decentraliserad produktion förändrar behovet av överföringsledningar vilket kan leda till inlåst produktion, det vill säga att produktionen inte kan nyttjas av konsumenter på elnätet på grund av lokal kapacitetsbrist.

1.2 Variabel produktion påverkar frekvenshållningen

För att hålla frekvensen 50 Hz måste elsystemet i varje ögonblick ha balans mellan inmatning och uttag. Frekvenshållningen kan delas in i tre delar där primärregleringen sker inom loppet av sekunder, sekundärreglering inom loppet av minuter och tertiärreglering inom loppet av 10-15 minuter (Ei, 2016). I Sverige ansvarar Svenska Kraftnät för frekvenshållningen för vilket de handlar upp reglerresurser i form av reglerbar produktion eller flexibel efterfrågan. De krav som ställs på reglerresursen berör aktiveringstid samt hur ofta och hur länge de kan bidra till att höja eller sänka frekvensen. Det är viktigt att reglerresursen är tillgänglig under hela året. En växande andel variabel elproduktion som den från sol och vind medför att frekvenshållningen blir en allt större utmaning i framtiden (NEPP, 2016). Vattenkraften som idag fungerar som baskraft och reglerresurs kan i framtiden komma att spela en allt viktigare roll genom att hantera större och mer oförutsägbara svängningar i produktionen (Sweco, 2017). Andra exempel på reglerresurser och baskraft kan vara kärnkraft, gasturbiner eller kraftvärme men även energilager eller utökade överföringsledningar till våra grannländer kan vara aktuella resurser.

1.3 Förändrade förutsättningar för systemtjänster och tillgång på effekt

Att elproduktionen förändras påverkar också tillgången på så kallade systemtjänster som är viktiga för att elsystemet ska fungera. En systemtjänst som påverkas är svängmassa, det vill säga den tröghet i kraftsystemets roterande delar som härstammar från synkrongeneratorer. När el från vind ersätter el från vatten- och kärnkraft minskar den totala svängmassan i elsystemet vilket ställer högre krav på reglerfunktioner (IVA, 2016). Det är möjligt att skapa syntetisk svängmassa genom att exempelvis använda effektomriktare i vindkraft för att öka eller minska vindkraftverkens rotationsenergi. En annan lösning är att ansluta batterier med frekvensomriktare till elnätet och på så sätt snabbt ta emot och leverera energi (IVA, 2016).

En större efterfrågan än utbud av el ger effektbrist. I Sverige varierar effektbehovet stort mellan vintern och sommaren, och för att undvika effektbrist handlar Svenska Kraftnät upp en effektreserv årligen. Effektreserven kan bestå av såväl ökad produktion som efterfrågefleksibilitet där konsumenter är beredda att minska sitt effektbehov om brist skulle uppstå. Även bristande överföringskapacitet kan leda till effektbrist på vissa platser i framtiden, särskilt om större delen av den tillkommande vindkraftsproduktionen byggs i norra Sverige samtidigt som kärnkraft stängs i söder. I sin systemutvecklingsplan har Svenska Kraftnät konstaterat att effektbrist kan komma att uppstå under 400 timmar i södra Sverige år 2040 om inga flexibilitetsresurser finns att tillgå. (Svenska Kraftnät, 2017)

Idag är det främst vattenkraften som agerar balanskraft och leverantör av systemtjänster. I framtiden kommer dock ett behov att finnas av snabbare reserver för att upprätthålla frekvenshållningen än vad vattenkraften kan leverera. Då kan efterfrågefleksibilitet och batterilager bli viktiga komponenter för frekvenshållningen (personlig kommunikation N. Damsgaard, 16 november 2017¹).

¹ Niclas Damsgaard, chef för Marknads- och systemutveckling på Svenska Kraftnät, vid seminarium i Stockholm den 16 november 2017
<http://second-opinion.se/seminarium-tydliggjorde-skilda-flexibilitetsbehov/>

1.4 Elektrifiering av transporter påverkar effektbehov och batteripriser

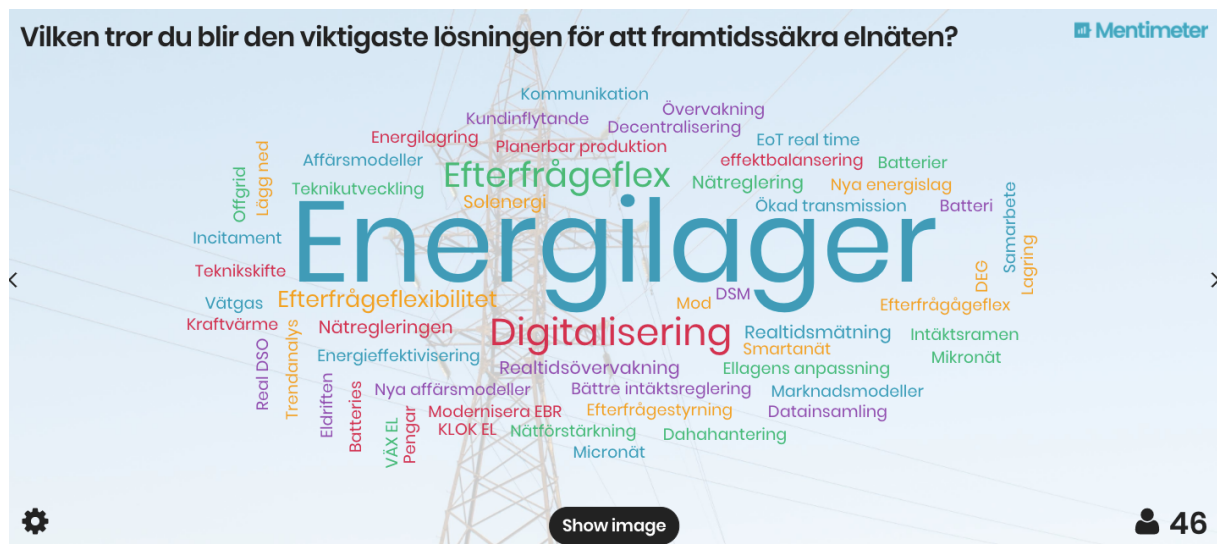
Inom transportsektorn pågår också en omställning från fossila drivmedel till el. I november 2017 fanns 43 538 laddbara fordon i Sverige, vilket var en ökning med 60 % jämfört med året före (Power Circle, 2017). Vid samma tid hade laddbara fordon 4,5% marknadsandel av nybilsförsäljningen i Sverige (Power Circle, 2017). Bonus-malus-systemet som förväntas träda i kraft 1 juli 2018 har som syfte att öka andelen miljöanpassade fordon med lägre koldioxidutsläpp (Regeringskansliet, 2017). Elektrifiering av transporter medför ett ökat behov av elektrisk energi och effekt. Även om laddning av elfordon medför ett ökat elbehov till transportsektorn bör det ökade elbehovet vara hanterbart eftersom det rör sig om en marginell del av samhällets totala elbehov (OECD/IEA, 2017). Däremot kan laddbara fordon bidra till effektbrist och lokala nätproblem på särskilda platser och tider, beroende på hur användningsmönstret för laddning kommer att se ut (OECD/IEA, 2017). Det blir en utmaning att erbjuda snabbladdning för elbilar i storstadsområden där lokalnätet redan är maximalt utnyttjat, men även i svaga glesbygdsnät, om inte smart styrning av laddningen implementeras.

Att marknaden för elbilar växer är också en bidragande orsak till att relaterade teknologier såsom litium-jon batterier blir billigare. Sen 2010 har priset för att tillverka litium-jonbatterier sjunkit med 73% (BNEF, 2017). Bloomberg New Energy Finance (BNEF) har räknat ut att medelpriset på litiumjonbatterier idag ligger på \$209/kWh på packnivå samt att vi kommer nå \$100/kWh innan 2025 (BNEF, 2017).

Lägre kostnader på batteriteknik ökar lönsamheten för energilager som kan göra nytta på olika nivåer i elnätet (Power Circle, 2016). Elbilen i sig själv kan också bli ett mobilt energilager för el. Tekniken för att mata ut el från bilarna till elnätet vid brist finns redan och försök pågår med Vehicle to Grid, V2G (Nissan GB, 2016).

1.5 Energilager kan skapa nytta på olika nivå i elnätet

Under det seminarium som anordnades i Stockholm 20 november 2017 angavs energilager vara den viktigaste lösningen att få på plats för att framtidssäkra elnäten av de deltagare som svarade både på mentimeterfrågorna och på enkäten som skickades ut efteråt².



Figur 1 Viktigaste lösningarna för att framtidssäkra näten, enligt deltagare vid seminariet "Elnätets roll i framtidens smarta energisystem", Stockholm den 20 november 2017

Energilager för lagring av el kan vara mekaniska i form av pumpvattenkraft, svänghjul eller tryckluft, elektriska i form av Superconducting magnetic energy storage (SMES) alternativt kondensatorer, elektrokemiska såsom litiumjonbatterier eller kemiska i form av vätgas (IVA, 2015).

Energilager kan placeras i transmissionssystemet, i distributionssystemet eller hos konsumenten. Vilken nytta batteriet bidrar till för en viss aktör eller för systemet beror på var i elnätet det placeras och hur dess drift optimeras. Enligt en studie gjort av Rocky Mountains Institut (RMI) kan ett batteri bidra till 13 olika nyttor för elnätets intressenter (RMI, 2015). Exempel på nyttor är frekvensreglering, arbitrage, black start, laststyrning, svängmassa, ökad egenanvändning av småskalig förnybar energi och reservkraft. Enligt samma studie bidrar ett batteri placerat innanför mätaren, hos konsumenten, till flest nyttor för elsystemet (RMI, 2015). En svårighet när lönsamhet för energilager ska beräknas är också just att dess nyttor kan komma fler aktörer till del än enbart den som investerar i energilagret.

Enligt en studie som Power Circle gjorde 2016 kan 0,8 - 1,3kWh batteri per lägenhet minska effekt-toppar i en fastighet med 40% (Power Circle, 2016). Förutsatt att kollektivmätning tillämpas kan ett batteri i ett flerbostadshus bidra till att minska huvudsäkringen och kostnaden för den. Att placera batterier med 10 kWh respektive 3 kWh i svenska villor respektive lägenheter skulle sänka det maximala effektuttaget med 40-60 % och samtidigt rusta dessa hushåll för ett totalt elavbrott under 6 timmar (Power Circle, 2016).

² Se bilaga för mer information om de fem seminarier som anordnats inom ramarna för detta projekt

1.6 Nya möjligheter för lokal produktion och mikronät

Den förnybara energins inträde innebär inte bara ett bränslebyte, utan har även medfört att nya aktörer kommer in i energisystemet. En prosumant är en aktör på elmarknaden som både producerar och konsumerar el. Genom att lägga till ett system för energilagring (=storage) kan konsumenten öka egenanvändningen av den egenproducerade elen genom "prosumage" (producer + consumer + storage) (DIW, 2017). El som konsumeras direkt av producenten undantas från elhandelspris. När elnätet är högt belastat bidrar en ökad egenanvändning av småskalig produktion till systemnytta.

Solkraft i kombination med batterilager saknar de skalfördelar som andra mer traditionella produktionsslag har, vilket möjliggör småskalig elproduktion som kan ske i närheten av konsumtion. Att producera el i närheten av konsumtion kan minska belastning på region- och stamnät som dimensionerats för att klara stora laster i en riktning vintertid. Detta medför att en stor del av utbyggd kapacitet på såväl stam- som region- och lokalnät står outnyttjat en stor del av året. Exempelvis visar projektet "Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige" från 2014 att det med måttliga förstärkningar fanns 875 MW ledig kapacitet i lokalnäten i södra Sverige (Power Circle, 2014). Simuleringar med verkliga distributionsnät visar på goda möjligheter att integrera sol i det befintliga nätet (NEPP, 2013).

Att skapa starka lokala energisystem med integrerade batterier kan medföra ökad resiliens och minska påverkan av avbrott i överliggande elnät. Rätt använd kan tekniken innebära att det lokala elnätet optimeras mot överliggande distributionsnät, på samma sätt som distributionsnätet optimeras mot regionnätet. I dag finns dock en trend i delar av världen med mycket solenergi att istället bygga mikronät som är helt off-grid. Även om denna teknik medför en värdefull möjlighet för att elektrifiera områden som saknar elnät, riskerar bortkoppling från existerande nät att leda till högre kostnader för kvarvarande konsumenter. Dessa bortkopplade aktörer går också miste om elnätets möjligheter till att optimera systemet, och kan heller inte bidra till en delningsekonomi för småskalig el och eller samarbeta kring systemtjänster.

En annan typ av mikronät inom eller mellan byggnader har börjat byggas med likströmsnät. Flera komponenter i lokalnäten som solceller, elbilsladdning, batterilager, hemelektronik och även vissa hushållsapparater använder likström. Genom att koppla samman dessa komponenter i ett lokalt likströmsnät, DC-nät, kan de förluster som uppstår vid omvandling mellan lik- och växelström minskas. Kraftelektroniken blir också billigare och ström kan överföras med högre spänning, vilket minskar förlusterna (B. Jernström, personlig kommunikation, 4 december 2017³).

1.7 Efterfrågefleksibilitet är en outnyttjad resurs

Även efterfrågefleksibilitet, där efterfrågan på el från elnätet ändras till följd av någon typ av incitament kan bidra till balans på elnätet (Ei, 2016). Incitament kan vara ekonomiska där exempelvis ett lägre elpris nattetid medför att konsumenter flyttar en del av sin konsumtion till natten. Viss elintensiv industri bidrar redan idag till efterfrågefleksibilitet och budar in sin flexibilitet på elmarknaden samtidigt som hushållskundernas flexibilitet är en nästintill outnyttjad resurs (Ei, 2016). Denna förflyttning av elanvändning i tid kan också automatiseras så att konsumenten inte aktivt behöver styra eller ens märka av förändringen. Exempelvis vitvaror såsom kylskåp och uppvärmnings-

³ Björn Jernström, CTO Ferroamp, egen presentation på seminarium "Lokala energisystem – tillgång eller utmaning för elnätet?" i Ystad den 4 december 2017

system med vattenburen värme har en inbyggd fördröjning vilket gör att komforten inte ändras ifall effekten styrs under en begränsad tid. Särskild potential finns ifall en aktör tillåts styra flera laster, i form av en aggregatorroll. Energimarknadsinspektionen (Ei) har i en studie (2016) undersökt teknisk potential och drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. En stor del av den tekniska potentialen finns hos småhus med eluppvärmning som vintertid skulle kunna bidra med effektreduktioner om 5500 MW (Ei, 2016). Potentialen är temperaturberoende och endast tillgänglig om det finns ett värmebehov. Då det inte medför någon märkbar komfortminskning att under ett fåtal timmar styra ned uppvärmningen i ett hushåll kan denna flexibilitet kunna användas som resurs till den automatiska frekvensregleringen.

Om elkonsumtion mättes med högre upplösning och konsumenten också gjordes medveten om hur priset på spotmarknaden varierar skulle den kunna anpassa sin förbrukning därefter. Denna mekanism skulle bidra till en effektivare resursanvändning där priset på spotmarknaden motsvarar hur kunden i samma stund värderar energianvändning (Ei, 2016).

1.8 Delningsekonomi med hjälp av blockkedjor och uppkopplade nät

Delningsekonomi är ett begrepp som växer fram i många branscher i takt med att digitala plattformar som appar och webbsidor möjliggör ett systematiskt samutnyttjande bland en bred krets av användare (SOU, 2017). Delningsekonomi innebär att privatpersoner ger varandra tillgång till outnyttjade resurser. Inom energibranschen skulle delningsekonomi exempelvis kunna innebära en samfällighet som tillsammans äger solceller eller grannar som säljer överskott av egenproducerad el till varandra. En utmaning med delningsekonomin är att dagens konsumenträtt utgår från att konsumenten är en svagare part som behöver skyddas från den starkare näringsidkaren (SOU, 2017). Om energimarknaden kommer att flyttas från professionella aktörer till handel mellan privatpersoner är det inte längre tydligt hur konsumentlagar ska gälla.

Blockchain, eller blockkedjor, är en teknik som skapar en transaktionsplattform för peer-to-peer-affärer (PWC, 2016). Kärnan i blockkedjan är ett system för decentraliserad lagring för att registrera transaktionsdata. Blockkedjor används ännu inte i någon större utsträckning på den svenska energimarknaden men tekniken skulle i framtiden exempelvis kunna hantera mätning och fakturering eller annan dokumentation rörande ägande, ursprungsgarantier och certifikat för förnybar energi (Energiföretagen Sverige, 2017).

När elnätet övervakas och styrs genom uppkopplade system ökar elnätets sårbarhet för digitala attacker från hackers. Elnätet kan hackas med olika motiv och hoten kan komma från organiserade brottslingar eller terrorister men även ha sin grund i tekniska fel eller administrativa misstag (EECSP, 2017). Arbete med cybersäkerhet (cyber security) för elnätet bör enligt EECSP fokusera på att säkerställa tillförlitlig och motståndskraftig energitillförsel även under en eventuell hacker-attack. Ett annat hot är att den allt större datamängd som samlas in om elanvändare och producenter kan hamna i orätta händer.

1.9 Smarta elnätskomponenter och bättre integration av förnybart

Utöver de systemlösningar och möjligheter som redan nämnts finns det många tekniklösningar och komponenter som kan bidra till ett framtidssäkert nät som hanterar hundra procent förnybar energi och de påfrestningar det innebär för elnätet. Nedan beskrivs ett urval av nättekniker som i olika sammanhang samlats under begreppet "smarta elnät".

Digitalisering och övervakning av lågspänningsnäten: För att styra elnätssleveransen har dagens driftcentraler hjälp av realtidsinformation från centrrets övervakningssystem, SCADA. Medan SCADA-systemen ger en bra bild av allt som händer i högspänningsdelen av nätet saknas denna typ av övervakning ofta i lågspänningsnätet. För elkvalitetsmätningar förlitar sig operatören på data som samlats in i efterhand i anslutningspunkter högre upp i nätet. Digitalisering och övervakning i lågspänningsnätet är en förutsättning för att många andra smarta elnätstekniker ska fungera. (Armendáriz, 2017)

Självläkande/självdagnostiserande nät: Självläkande eller självdiagnostiserande elnät innebär att näten utrustas med en mjukvara som automatiskt hittar och eventuellt kopplar förbi felet så att kunderna inte upplever mer än mycket korta avbrott.

Smarta mätare: Även uppkopplade eller smarta elmätare hos kunder som samlar in högupplöst data från ett stort antal kunder kan bidra till att framtidssäkra elnäten, särskilt om dessa mätare även har möjlighet att styra elnäten.

Dynamisk belastbarhet (dynamic line rating): En luftlednings överföringskapacitet är inte konstant utan varierar beroende på väderförhållanden. När en hög ström rör sig genom luftledningen värms ledningen upp, vilket medför att ledningen börjar hänga. Det finns föreskriftskrav för hur nära mark en luftledning får hänga och ofta finns höga säkerhetsmarginaler i nätet. För att nyttja dynamisk belastbarhet mäts ett antal parametrar såsom ledningens temperatur eller nedhäng och utifrån dem beräknas den aktuella begränsningen i strömmängd (ampacitet). Att utnyttja dynamisk belastbarhet anses vara särskilt gynnsamt för vindkraften eftersom stark vind som medför hög effekt från vindkraften samtidigt ger upphov till nedkyllning av luftledningen, vilket minskar nedhängningen. I Energiforsk rapport 2015:140 har rekommendationer för planering av mätsystem tagits fram som stöd till elnätsföretag som är intresserade att tillämpa dynamisk belastbarhet (Etherden & Tjäder, 2015).

Annan teknik för ökad hosting capacity för vindkraft: Ett annat exempel på nätteknik som kan användas för att integrera mer vindenergi är så kallade wind farm management systems som gör att vindparker styrs och agerar som ett och samma kraftverk istället för enskilda vindkraftverk (NREL, 2017). Att bygga vindkraft med olika rotorstorlek i en och samma vindkraftspark är ytterligare ett sätt att öka drifttiden för vindkraft vilket kan leda till mer jämn produktion. Ytterligare teknik relaterat till vindkraft är active power control (APC) och active wake control (AWC) som båda är exempel på nedreglering av vindkraft (ECN, 2017). Genom att acceptera att vindkraften opererar även utanför optimala förhållanden finns möjlighet att öka andelen vindkraft i elnätet.

2 Elnäten behöver framtidssäkras

Elnätsbranschen i Sverige står idag inför en stor utmaning. Samtidigt som teknikutvecklingen går i en rasande fart och energisystemet förändras allt snabbare på ett sätt som är svårt att förutspå, kräver investeringar i elnätskomponenter normalt sett mycket långa avskrivningstider. Det finns också en paradox med sjunkande priser för el och ökade priser för distribution som ställer höga krav på branschen att göra effektiva investeringar. Det finns, som det inledande kapitlet visade, många exempel på tekniklösningar som kan bidra till att lösa framtidens problem i energisystemet och som också kan bidra till att sänka systemkostnaderna för elnätet om de används på rätt sätt. Många av dessa lösningar har samlats under begreppet ”smarta elnät” eller ”smarta nättekniker”. Trots detta finns relativt få tillämpningar och exempel på dessa tekniker i Sverige idag, utöver ett antal större pilotprojekt som använts som demonstrationer. I detta kapitel utreds hinder och drivkrafter för ett urval av olika nya tekniker och lösningar, både i reglering och lagstiftning men också hinder av mer social och organisatorisk karaktär.

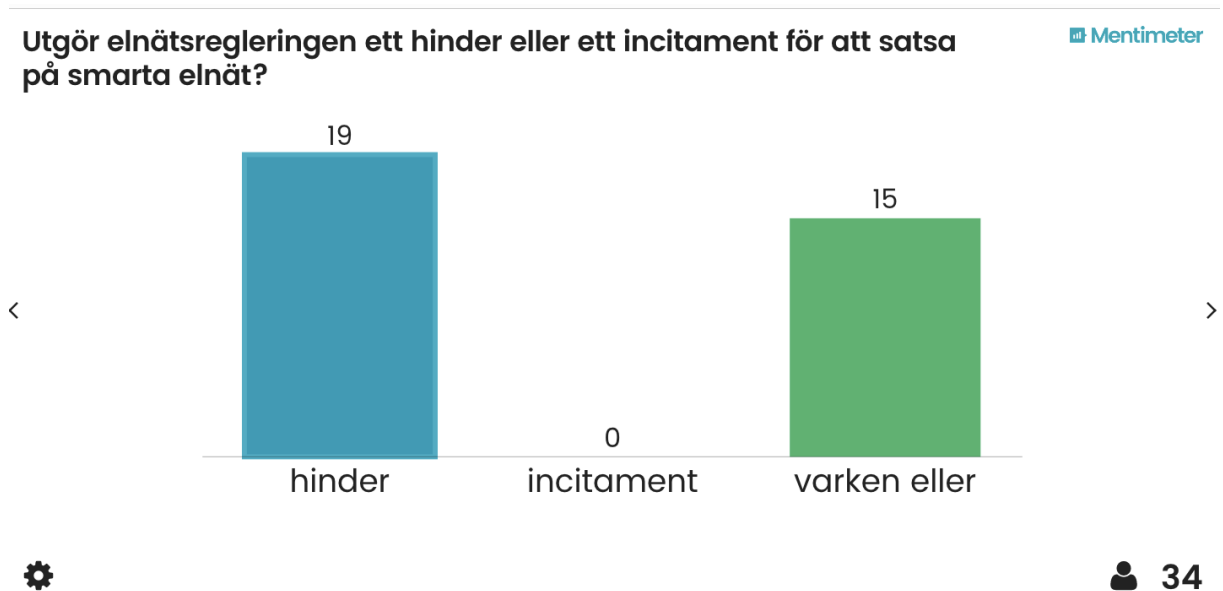
2.1 Hinder och drivkrafter för smarta elnätskomponenter

2.1.1 Elnätsregleringen

Copenhagen Economics (2017) har gjort en enkätundersökning bland Sveriges elnätsföretag på uppdrag av Forum för smarta elnät och Ei med syfte att undersöka huruvida den befintliga regleringen ger incitament till elnätsföretagen att genomföra investeringar i smarta elnätslösningar. De konstaterade i sin rapport att dagens intäktsreglering inte främjar utvecklingen av smarta elnät och anger bland annat följande skäl (Copenhagen Economics, 2017):

- Kännedomen är låg om incitamentsregleringens påverkan i mindre företag;
- Incitamenten är små jämfört med andra parametrar och svåra att påverka;
- Normprislistor och avskrivningstider är starkt drivande i investeringsbesluten och det finns för lite differentiering i dessa. Den möjlighet till att få ersättning för faktiska kostnader som finns är för komplicerad och osäker för att många företag ska våga använda den;
- Den befintliga regleringen styr elnätsföretagen mot investeringar i kapitalintensiva ”traditionella” anläggningar snarare än mer digitala lösningar. Detta beror bland annat på att företagen har ett effektiviseringskrav på operativa kostnader, medan de får föra över hela kostnaden för kapitalintensiva investeringar på sina kunder;
- Effektiviseringar i de operativa kostnaderna får bara behållas i sex år;
- Frekventa förändringar historiskt skapar en osäkerhet kring regleringen och innebär en regulatorisk risk för företagen;
- Samtliga bolag utnyttjar inte hela intäktsramen, varför den inte heller styr investeringar;
- Dagens indikatorer för leveranssäkerhet ger inte ett fungerande incitament till att öka effektiviteten i näten. Arbetet med tex ökad leveranssäkerhet verkar drivas av egna ambitioner att göra kunderna nöjda;
- Bolagen jämförs mot sina historiska prestationer, vilket gör att de som varit bra historiskt bestraffas. Ett annat problem är att faktorer som väder och belastning överlag i nätet, vilket inte alltid ligger inom bolagens kontroll, påverkar de historiska prestationerna för vissa indikatorer.

Både intervjuvären och den input som kommit via hearings och seminarier inom ramen för denna studie bekräftar i stort de resultat som Copenhagen Economics fått fram i sin enkätstudie om problemen med elnätsregleringen, se Figur 2.



Figur 2 Synen på elnätsregleringen, enligt deltagare vid seminariet "Elnätets roll i framtidens smarta energisystem" i Stockholm den 20 november 2017

En av respondenterna uttrycker sig såhär:

"Nätregleringen borde styra mot minskad kostnad per överförd kWh eller kostnad per anslutning istället. Det gör den inte idag. Så länge de kan ta med det [investeringen] i kostnadsbasen, och det kan de med nästan alla tunga investeringar, får de ta ut nästan hur mycket som helst av kunderna. Bolagen borde premieras om de sänker sina kostnader istället, till exempel genom att de får ta ut högre avkastning." Intervjusvar

Utöver ovanstående hinder har ytterligare några problem med elnätsregleringen uppmärksamrats inom ramen för denna studie.

Flera av respondenterna anser att dagens elnätsreglering detaljstyr elnätsföretagen på ett helt annat sätt än tidigare reglermodeller. En synpunkt som framförts under några av intervjuerna är att det finns ett övergripande problem med dagens elnätsreglering som detaljstyr företagen på ett helt annat sätt än tidigare regleringsmodeller. Detta får, enligt intervjupersonerna, till följd att många elnätsbolag fokuserar mer på vad som står i regleringen än vilken kundnytta de kan uppnå. Det finns därför avvikande åsikter kring hur stor betydelse elnätsregleringen egentligen *borde* ha, vilket framkommit både i intervjuer och vid diskussioner under seminariet "Smarta elnät – hur går vi från vision till verklighet?" i Östersund den 31 maj 2017. Eftersom intäktsmodellen i regleringen enbart anger ett tak - som många ligger under idag – menar vissa att det är fullt möjligt för investeringar i smarta tekniker att rymmas under det taket även om de skulle innebära ökade kostnader för nätbolagen.

En annan respondent lyfter fram att dagens reglering tar fokus från kunden:

”Tidigare hade vi reglering i efterhand där kunderna anmälde företag som hade gjort övertramp till myndigheten som utvärderade. Nu har man vänt på det och detaljstyr i förväg. En sådan reglering skapar förvirring. Helt plötsligt glömmar man kunderna och vem man egentligen jobbar för! En bransch som höjer sina priser med 40% under en femårsperiod, samtidigt som inflationen har varit under 10% har tappat sin kompass.” Intervjusvar

En annan fråga som lyfts av flera intervjupersoner är åtskillnadskravet. Detta kan i vissa fall kan ställa till problem när nya tekniker och tjänster som kommer fram berör flera olika typer av företag, och kräver samarbeten mellan till exempel nätbolag, elhandelsbolag och/eller olika former av aggregatorer. Åtskillnadskravet gör det svårt att hitta samsyn och former att organisera sig kring nya affärsmodeller och pilotprojekt.

”Vi borde inte prata om smarta nät utan om smarta energisystem. Vi bestämde i och med avregleringen att nätverksamheten ska vara helt åtskild från övrig verksamhet. Men nu har vi en annan situation, där vi kommer att få andra utmaningar i elnätet. Gränserna flyter ihop igen...” Intervjusvar

Ytterligare ett problem som lyfts av många intervjupersoner är att det är för långa ledtider för att få till förändring i regleringen så att den kan anpassas till den snabba teknikutvecklingen.

2.1.2 Hur kan elnätsregleringen ändras?

Copenhagen Economics (2017) studerar i sin rapport några andra regleringsmodeller och föreslår en fyrstegsraket där man först bör skapa en gemensam målbild och vision. I andra steget rekommenderar de att incitamenten förstärks. I ett tredje steg kan nuvarande reglering göras mer marknadsläk genom att se över normprislista och avskrivningstider samt att börja med benchmark mot andra företag snarare än mot det egna företagets historiska prestationer. I det sista steget rekommenderar Copenhagen Economics en mer dialogbaserad reglering fokuserad på totala kostnader ("TOTEX"). Forum för smarta elnät (2017) rekommenderar, delvis baserat på Copenhagen Economics utredning, att utreda förutsättningar för nätbolagen att upphandla flexibilitetstjänster och att se över regleringens fokus på kapitalinvesteringar.

Resultaten i denna studie pekar på att det finns ett övergripande stöd för de förslag som Copenhagen Economics lagt i sin rapport med att se över normprislistan, avskrivningstider, benchmark och att gå mot en modell som sätter en kostnadspress på de totala kostnaderna. En del kritik har framförts mot förslaget om dialogbaserad reglering med motivet att det är svårare i Sverige där vi har över 170 nätbolag, än det är i till exempel Storbritannien. Dock visar denna studie att det också finns ett stöd för en mer dialogbaserad och flexibel reglering. Några lösningsförslag som framkommit på problemet med många företag är att jämföra dem i grupper som liknar varandra, till exempel tätortsnät, landsortsnät med långt mellan kunderna och en mellankategori. En dialogbaserad modell föreslås också

kunna efterlikna den process som fjärrvärmebolagen och kunderna genomgått i den så kallade prisdialogen⁴.

”Nätregleringen borde eftersträva att utöva det tryck på nätföretagen som en konkurrenssituation skapar. Jag tror inte på att utgå från en kostnadsmodell och säga att ”dessa kostnader är okej”. Jämför vad fjärrvärmebolagen har gjort med prisdialogen. Kanske nätbolagen borde göra något liknande? Då utgår man mer från vad tjänsten är värd och kundens röst” Intervjusvar

Ett annat förslag som kommit upp är att återgå till en regleringsmodell där kunderna får anmäla brister och där myndigheten har mer en prövande roll. Det finns också förslag på en kombination av ovanstående – att ha en förhandsreglering som är mindre detaljstyrande men som har en dialogbaserad komponent. På så sätt skulle myndigheten kunna föra diskussioner med bolagen i ett öppnare forum än i domstol.

En kanske mer kontroversiell idé som lyfts fram av enstaka aktörer i detta projekt är att man borde göra som i USA, där man har separata regler för kommunala och vinstdrivande nätbolag. De förra faller inte under regleringen, eftersom kundernas intressen förväntas mötas av det politiska styret i dessa bolag. Med färre, vinstdrivande, bolag kvar att reglera skulle en dialogbaserad reglering därmed kunna underlättats.

2.1.3 Riskaversion och bristande möjligheter att testa ny teknik

Ett hinder för att testa ny teknik som har lyfts fram upprepade gånger i denna studie är att både nätbolagen och Ei är väldigt restriktiva med att ta risker och tillåta risktagande.

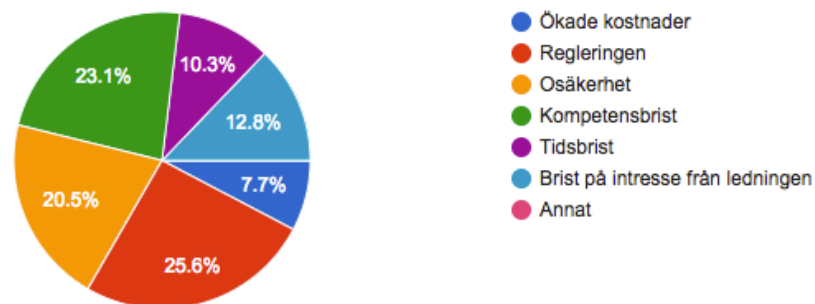
”Det finns ett grundläggande problem som är mer allmänmänskligt; i en så här traditionell bransch finns ingen riskmedvetenhet. Om man ska få branschen att tänka nytt kan det behövas en rejäl knuff. [...] det finns ett motstånd mot dessa risker från både myndighet och aktörer där man skyller på varandra.” Intervjusvar

Deltagarna på seminariet i Östersund om smarta nättekniker angav också ”osäkerhet” som det tredje viktigaste hindret, efter reglering och kompetensbrist, se Figur 3 .

⁴ Prisdialogen är en modell som innefattar både lokal dialog och central prövning av prisändring på fjärrvärme. Läs mer på <http://www.prisdialogen.se/>

Vilket tror du är det största hindret för att nätbolagen ska satsa på smarta elnät?

39 responses



Figur 3 Enkät svar från seminariedeltagare vid utvärdering av seminariet "Smarta elnät –hur går vi från vision till verkstad?" den 31 maj 2017

Även Forum för smarta elnät (2017) konstaterar i sin rapport att "nätverksamheten bygger mycket på riskminimering" och att det inte heller finns någon drivkraft för nätbolagen att testa nya lösningar. Det blir därför också viktigt att uppmuntra och tillåta pilotprojekt och demonstrationsprojekt som kan agera föregångare, och att lyfta upp goda exempel och visa att nya tekniker fungerar.

Ett hinder för detta som lyfts är att det idag inte finns någon möjlighet för nätbolag att få finansiering för Forskning och Utveckling (FoU) i intäktsramen. Ei har varit tydliga med att de inte anser det berättigat att kunderna får betala för FoU, och hänvisar istället till medel att söka från Energimyndigheten och EU (A. Vadaz Nilsson, personlig kommunikation, 29 augusti 2017⁵). Flera av de som intervjuats i denna studie anser dock att det är rimligt att elnätsföretagen får ta med kostnader för FoU, precis som vilka andra bolag som helst på en konkurrensutsatt marknad. Ett förslag som förts fram är att begränsa FoU andelen till en viss procentsats, ett tillvägagångssätt som tillämpas i Finland. I Finland finns ett så kallat "innovationsincitament" som ska leda till att elnätsföretagen ökar sina investeringar i forskning och utveckling. Incitamentet innebär att företagen har möjlighet att göra avdrag för upp till 1 procent av summan av nätverksamheternas omsättning i nät-innehavarens särredovisade resultaträkningar för tillsynsperioden (Copenhagen Economics, 2017; Widegren, 2016).

"Vissa projekt som får finansiering via exempelvis Energimyndigheten är skrytprojekt. För nätföretag som vill testa saker i sina nät finns ingen (rimlig) källa till finansiering" Intervjusvar

Det finns dock avvikande meningar bland aktörerna som deltagit i denna studie. Vissa menar att elnätbolagen i många fall har haft stora vinstmarginaller historiskt och därför bör kunna satsa en del av

⁵ Anne Vadaz Nilsson, Generaldirektör Energimarknadsinspektionen, under Forum för smarta elnäts hearing den 29 augusti 2017

sin vinst på FoU där de anser det berättigat. Dock förutsätter detta att nätbolagen har någon form av incitament som kan öka deras vinst om de tar fram effektivare lösningar, annars saknas den företags-ekonomiska drivkraften att satsa på FoU. Det krävs även någon form av riskhantering.

Samordningsrådet för smarta elnät föreslog i sitt slutbetänkande att elnätsföretagen skulle kunna få ett särskilt "riskavlyft" för att testa kommersiellt tillgänglig, men i Sverige delvis oprövad teknik (SOU, 2014). Detta förslag skulle kunna bidra till att nätföretagen blir mer benägna att ta risker med nya tekniker. Även Forum för smarta elnät (2017) lyfter den modellen som ett alternativ att utreda.

En annan lösningsmodell som föreslagits inom ramen för denna studie är att efterlikna den norska modellen. I Norge kan elnätsbolagens få kostnader för relevanta FoU-projekt täckta som ett tillägg till den årliga intäktsramen. Finansieringen är begränsad till 0,3% av elnätsföretagens avkastning och skall godkännas av en relevant forskningsfinansiär, vanligen forskningsrådet. Syftet är att stimulera projekt som kan bidra till effektivare drift och utveckling av elnätet. Ansökan görs i fyra steg där målet från den reglerande myndigheten varit att förenkla processen för nätbolagen. (NVE, 2017)

Idag har nätbolagen dessutom begränsade möjligheter att testa nya affärsmodeller och ny teknik i form av testbäddar och piloter, vilket lyfts som ett stort problem av flera deltagare i denna studie. Att införa nya tariffstrukturer i ett nät utan att kunna testa dem först i en begränsad skala anses som mycket riskabelt av de flesta nätföretag, och idag begränsas möjligheten att testa tariffer på en del av nätet av kravet på icke-diskriminerande tariffer. En rekommendation från Forum för smarta elnät (2017) som också har föreslagits av Ei (2016) är att utreda förutsättningar för ett flexiblare regelverk för testbäddar och piloter. Att detta förslag skyndsamt implementeras stöds också av de flesta aktörer som tagit del i denna studie.

2.1.4 Kunskapsbrist och företagskultur hinder

Enligt Copenhagen Economics (2017) finns ett problem med att många nätbolag inte har tid och resurser att sätta sig in i vad intäktsramsregleringen innebär för deras investeringsbeslut. Utöver rena regleringsfrågor så lyfter många av intervjupersonerna i denna studie också att det finns tydliga hinder gällande kompetens, organisation och externa relationer i nätbolagen. Även deltagarna på seminariet i Östersund den 31 maj 2017 och i Stockholm den 20 november 2017 (se bilaga) lyfte kultur, osäkerheter, organisation/ointresse från ledningen och kompetensbrist som de största hindren efter ekonomi/reglering (se Figur 3, Figur 4 och Figur 5). Ett uttryck för kunskapsbrist som hindrar investeringar i smart teknik är, enligt deltagare på seminariet i Stockholm, att referenser till gammal teknik används i förfrågningsunderlag för upphandlingar och offerter.



 27



21

Även många av intervjudeltagarna, både inom och utom branschen, lyfter organisation och kultur som potentiella problem:

"Man måste våga ifrågasätta det man gör, titta på andra branscher. Man behöver strategier. Just nu testar man i liten skala och det blir ett lapptäcke av allt. R&D driver utvecklingsprojekt, men driften vill inte implementera något för de är rädda för problem. Om inte ledningen driver så blir det inget." Intervjuszvar

"Kulturen som råder i nätbolagen är också ett hinder. Det beror delvis på att det är ny teknik som ska in. När jättar ska ställa om har de svårt på grund av att de saknar kompetens. Detta gäller även nätbolagen. De kan EBR-listan, men inte det som inte finns där." Intervjusvar

"Kompetens, organisation och externa relationer är problem. Det måste till starka individer som driver utveckling. Det sker ofta i bolag som är ganska små. Varför? Jo, de har ofta inte samma cementslagna strukturer." Intervjusvar

Ett specifikt exempel som lyftes upp både av talare och publik vid seminariet i Stockholm är att det ibland ställs detaljkrav i upphandlingar som är anpassade till traditionell teknik.

2.1.5 Drivkrafter för smarta elnätskomponenter

Enligt Copenhagen Economics (2017) rapport är drivkrafterna bakom investeringar i smarta elnätstekniker främst ingenjörsmässiga överväganden som bygger på att minska driftsstörningar, byta ut åldrande komponenter mm. Olika ägarformer kan enligt rapporten också skapa olika incitament. Som exempel nämns den ekonomiska föreningen Upplands Energi, vilka har fattat beslut om att inte höja sina avgifter under de kommande åren.

Enligt deltagarna på seminariet i Östersund den 31 maj 2017 var de största drivkrafterna för investeringar som gjorts kundnytta och att minska avbrottsstider (Figur 6). Varumärkesbyggande, att locka till sig nya medarbetare och att framtidssäkra näten var andra drivkrafter som nämndes vid presentationer och diskussioner.



Figur 6 Drivkrafter för smarta elnät enligt deltagare vid seminariet "Elnätets roll i framtidens smarta energisystem" i Stockholm den 20 november 2017

Eldsjälar och föregångare är andra viktiga komponenter som nämnts som viktiga parametrar av flera olika intervjupersoner.

"Det skulle behövas fler eldsjälar, folk som orkar driva. Alla är egentligen överens, men 'vi tar det i morgon'. Viktigt att få in kvinnor och lite yngre i branschen, de har ett annat tänk." Intervjusvar

"Det är viktigt med föregångare som visar vägen, men här finns för få. Det är också svårt att få uppstickare som Tesla på en monopolmarknad" Intervjusvar

2.2 Hinder och drivkrafter för effektiv integration av förnybart

Det finns många smarta tekniker för att öka mängden förnybart i näten, så kallad "hosting capacity" samt att säkerställa att även de intermittenta kraftslagen levererar systemtjänster, som exempelvis syntetisk svängmassa och reaktiv effekt.

I Sverige finns dock få praktiska tillämpningar där man valt att implementera dessa tekniker. De intervjusvar och synpunkter som inkommit i detta projekt tyder på att det beror på flera olika faktorer:

- Riskaversion;
- Bristande långsiktighet och ansvarsfördelning;
- Inga tydliga ekonomiska incitament;
- Bristande intresse för frågorna.

Ett problem som lyfts är att det är få projektörer som bygger vindkraft för egen drift, utan man bygger för någon annan, som tex en pensionsfond eller liknande. Då finns inte heller några incitament att installera teknik som inte direkt ökar värdet i projekten. Det finns också ett problem med att branschen har stått inför stora ekonomiska utmaningar de senaste åren, vilket gör att det har funnits mer akuta problem att ta hand om. Detta har också lett till att vindkraftsbranschen är obenägna att ta risker.

"Det finns teknik för till exempel Virtual inertia, men det är inte prövat i stor skala och därför använder ingen det. Det blir en risk att investera i det." Intervjusvar

Även om problem med effektbrist, svårigheter att integrera intermittent kraft och behov av systemtjänster ännu inte har uppstått i någon större utsträckning finns det uppenbara risker med att vänta allt för länge med att planera för sådana investeringar. Det finns också tecken på att det redan uppstått problem på vissa ställen. Ett uppenbart exempel är Gotland där nätbolaget satte tillfälligt stopp för all ny anslutning av sol- och vindkraft med hänvisning till att nätet inte klarade det (SvD Näringsliv, 2017).

"Alla pratar om att det är fullt i näten, men ingen gör något åt det" Intervjusvar

Några av de lösningsförslag som lyfts fram är pilotprojekt, att skapa incitament för nätbolagen att ansluta mer vindkraft och en marknad för systemtjänster.

"Nätbolagen beter sig som om de gör branschen en tjänst när de ansluter vindkraft, trots att de egentligen tjänar på tex Dynamic Line Rating. Tänk om de tjänade pengar på att ansluta mer vindkraft? Och fick pengar för forskning? Då skulle de ha incitament..." Intervjusvar

Ett förslag som har lyfts är att införa ett incitament i regleringen för elnätsbolag som höjer sin hosting capacity för vind/sol. Detta skulle kunna vara en intressant modell att följa upp, under förutsättning att det grundläggande problemet med att incitamenten har för lite inflytande på företagens investeringar löses.

2.2.1 Marknad för systemtjänster

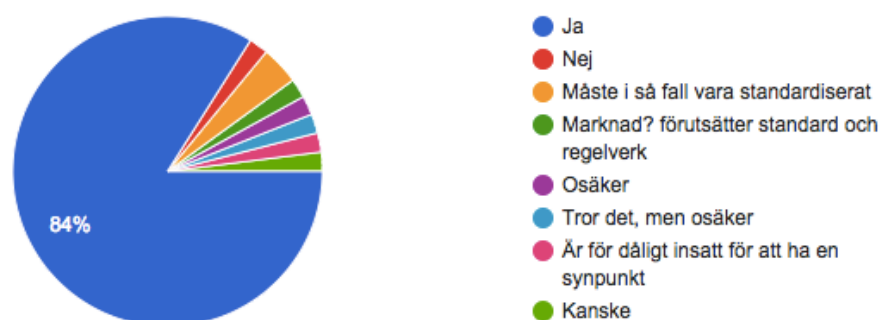
Forum för smarta elnät (2017) rekommenderar i sin rapport att tillsätta en utredning av hur behovet av systemtjänster, som snabb frekvensreglering, svängmassa och reaktiva resurser, kommer att se ut framöver. De lyfter också att marknader kan behöva skapas för att säkerställa att dessa resurser finns i tillräcklig omfattning.

De flesta aktörer som deltagit i denna studie är överens om att det måste skapas en marknad för dessa systemtjänster, eller instiftas något annat sätt att få betalt för dem, även om åsikterna går isär om hur detta ska göras. Alternativet är att tvinga alla kraftslag att erbjuda vissa tjänster via nätkoderna, men det systemet riskerar enligt flera intervjupersoner att bli allt för stelbent och bara se till att företagen levererar "minsta möjliga". Det har också lyfts fram att nätnytttoparagrafen i ellagstiftningen borde ses över så att det blir schablonberäknat och inte behöver prövas från fall till fall. Det är också ett allt för svagt incitament enligt flera aktörer, och ger bara enstaka ören per inmatad kWh.

Under seminariet i Stockholm, och den enkät som följde efteråt, svarade också en övervägande majoritet att det behövs någon form av ytterligare marknad för systemtjänster (Figur 7).

Behövs en marknad för systemtjänster?

50 responses



Figur 7 Enkätvar från seminariedeltagare vid utvärdering av seminariet "Elnätets roll i framtidens smarta energisystem" den 20 november 2017

2.2.2 Energilager och förnybart

En lösning som använts i andra länder är att installera energilager i anslutning till parker med exempelvis vindkraft (Neyman, 2017; Söderholm, 2017; Pham, 2017; Neyman, 2017; Neyman, 2017; Power Circle, 2017). På så sätt minskar variabiliteten i produktionen och batteriet kan även bidra till att minska övertoner och frekvensproblem med mera. Det skulle finnas starkare incitament att investera i teknik som möjliggör lagring integrerat i till exempel vindkraftverk om intäkten för producenten följde elprisvariationerna timme för timme (Widegren, 2016).

Enligt Widegren (2016) innebär regelverket inom EU, som ger producenter av förnybart rätt till prioriterat tillträde, att motivet för den förnybara produktionsägaren att investera i lagring minskar. Å andra sidan kan kravet på ersättning vid nedstyrning skapa nya incitament för investeringar i lagring hos den aktör som är skyldig att betala ut ersättningen.

För mikroproducenter av el finns i dag ett investeringsstöd för energilager som förväntas bidra till att öka egenanvändningen av exempelvis sol (Regeringskansliet, 2016). Samtidigt finns dock en skattereduktion för inmatad el till nätet, vilket snarare motiverar mikroproducenter att mata in el på nätet. Detta är ett problem som uppmärksammats även under intervjuerna i detta projekt.

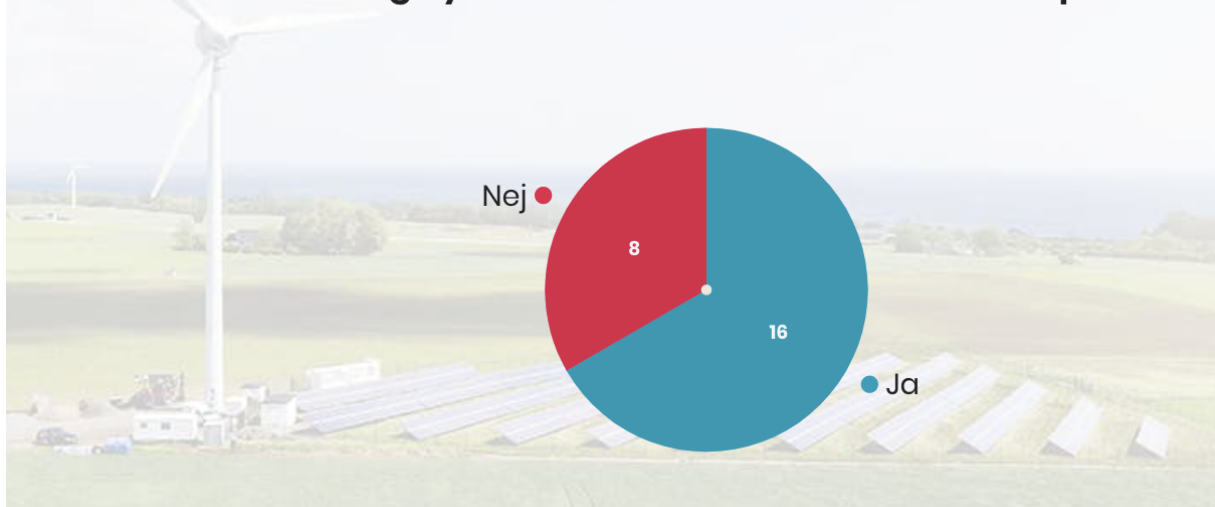
"Egenanvändning av solenergi borde främjas! Att privatpersoner får subventioner för den el de matar ut på näten är också olyckligt och kontraproduktivt ur ett systemperspektiv. Solceller är bra, men vi får inte döda batterimarknaden."
Intervjusvar

2.3 Hinder och drivkrafter för mikronät och lokala energisystem

Lokala energisystem och mikronät är ett område som har väckt intresse på senaste tiden, och som identifierats av EU-kommissionen som viktigt att premiera (EU, 2016). Det finns ingen entydig definition kring vad som avses med lokala energisystem, utan det finns flera olika tekniker som kan falla in under den beskrivningen. Normalt sett ingår någon form av lokal produktion av förnybar el och ett lokalt, småskaligt elnät⁶. Ofta finns även batterier eller någon typ av energilager.

Enligt vad som framkommit under intervjuer inom ramen för detta projekt, samt vid seminariet i Ystad den 4 december 2017, finns dock en oro för att mikronät och lokala energisystem istället kan bli en konkurrent till elnäten om inte regelverk utformas på rätt sätt (Figur 8). Ifall de lokala energisystemen börjar koppla loss sig från nätet kan en situation uppstå där allt färre finns kvar som får dela på kostnaden för elnätet.

Kommer lokala energisystem att utmana elnätets monopol?



Figur 8 Synen på de lokala energisystemen enligt deltagare på seminariet "Lokala energisystem – utmaning eller möjlighet för elnätet" i Ystad den 4 december 2017

⁶ Presentationer under seminariet "Lokala energisystem – utmaning eller möjlighet för elnätet" i Ystad den 4 december

Om de utnyttjas på rätt sätt kan de lokala energisystemen istället användas för att optimera mot det överliggande distributionsnätet, på samma sätt som distributionsnätet optimeras mot det överliggande regionnäten och så vidare. På så sätt kan ett lokalt energisystem bidra till systemnytta, minskade förluster lokalt och ökad resiliens mot kraftavbrott i det överliggande systemet. På seminariet i Ystad lyfte deltagarna ökad resiliens och större engagemang bland kunderna som fördelar med lokala energisystem, se Figur 9.

Vad är den största vinsten/fördelen med lokala energisystem?



Figur 9 Fördelar med lokala energisystem enligt deltagare på seminariet "Lokala energisystem – utmaning eller möjlighet för elnätet" i Ystad den 4 december 2017

Inom projektet Fossil Free Energy Districts (FED) har en studie av sociala hinder och drivkrafter för lokala energisystem genomförts (L. Olsson, personlig kommunikation, 4 december 2017⁷). Där har man konstaterat att drivkrafterna bland annat innefattar trender kring lokal förnybar produktion, politiska mål, effektiv användning, oberoende från traditionella aktörer, miljöprofilering, känsla av tillhörighet och ekonomiska drivkrafter. Bland hinder nämns bristande tillit till lokala marknader och affärsmodeller, kunskapströsklar, interna strukturer hos aktörerna, höga investeringskostnader och bristande information.

Deltagarna vid seminariet i Ystad lyfte fram lagstiftning och regelverk som de största hindren för lokala energisystem, tillsammans med affärsmodeller och ekonomi, se Figur 10.

⁷ Lars Olsson, Seniorit AB, egen presentation på seminarium "Lokala energisystem – tillgång eller utmaning för elnätet?" i Ystad den 4 december 2017

Vilken är den största utmaningen för lokala energisystem?



Figur 10 Utmaningar för lokala energisystem enligt deltagare på seminariet "Lokala energisystem – utmaning eller möjlighet för elnätet" i Ystad den 4 december 2017

För att bygga lokala nät mellan fristående byggnader i Sverige så krävs idag undantag i koncessionsrätten. De undantag som kan ges är historiskt betingade och gäller exempelvis för jordbruksfastigheter. Forum för smarta elnät föreslår att regleringen ska öppna upp för piloter för att utvärdera vilka möjligheter ny teknik kan ge, samt utreda hur man kan öppna upp lagstiftningen för att handla med el över fastighetsgränser i mikronät (Forum för smarta elnät, 2017). Flera av deltagarna i denna studie förespråkar att det ska bli lättare att få undantag från koncessionsrätten även för andra projekt, som är mer aktuella idag, exempelvis för att öka egenanvändningen av solen i ett lokalt energisystem. Vissa aktörer anser att lågspänningsnäten bör avregleras helt. En farhåga som måste lösas är dock att konsumenternas skydd idag ligger i koncessionsrätten, vilket gör att en omskrivning av el-lagen skulle krävas för att genomföra detta förslag med bibehållet konsumentskydd.

"Lagstiftning är helt verklighetsfrånvärd. Om det är fristående byggnader ute på vischan med olika byggnader och en park emellan så går det inte. Bygger du ihop dessa med ett regnskydd så är det ok." Intervjusvar

Ett annat förslag som lagts fram är att tillåta underförvaltning, där ett företag som har koncessionsrätt bör kunna få lägga ut förvaltningen på ett lokalt nät på någon annan.

2.4 Hinder och drivkrafter för användarflexibilitet

Ei (2016) studerade hur efterfrågeflexibiliteten kan öka i energisystemet och sammanfattade de hinder som kom fram i fyra kategorier:

- Kundernas kännedom och intresse för efterfrågeflexibilitet är lågt;
- Kunderna känner inte till sin egen potential för efterfrågeflexibilitet och det finns heller ingen teknik installerad hos hushållen som gör det enkelt för dem att erbjuda sin flexibilitet;
- Idag finns ett begränsat utbud av smarta tjänster och avtal för kunder som vill vara flexibla och det saknas verktyg för att jämföra eventuella avtal;
- Det finns marknadsbarriärer och andra hinder för kunderna att sälja sin flexibilitet till marknaden eller till elnätsföretag.

De lämnar i sin rapport en rad förslag på lösningar för att riva dessa hinder, bland annat:

- Kundenpassad information om efterfrågefleksibilitet;
- Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder;
- Investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster;
- Krav på elnätsföretag att informera sina kunder om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar;
- Inkludera nättariffer på elpriskollen;
- Krav på dygnsvis timavräkning för samtliga kunder;
- Tillåta stegvis införande av nya tariffer och tillåta pilotprojekt avseende tariffer;
- Låta Svenska Kraftnät utreda hur förbrukningsbud kan främjas på reglerkraftmarknaden och hur automatiska reserver från förbrukningssidan kan främjas;
- Låta Ei analysera och utveckla aggregatorrollen;
- Översyn av energiskatten för att möta framtidens utmaningar.

Ei har vidare undersökt kundernas intresse och drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. Kundernas motiv för att vara flexibla i sin förbrukning kan vara både ekonomiskt motiverade och bestå av andra drivkrafter, som en känsla av att göra samhällsnytta, ta sitt miljöansvar och andra sociala faktorer. Med dagens prismodell och prisnivåer är möjligheten för hushållskunder att tjäna pengar på efterfrågefleksibilitet begränsad. Ett exempel kommer från projektet Klokkel (se 0), där nätägaren kunde spara 60 000 kronor på att omfördela lasten till andra tider, medan besparingen för hushållen bara blev 6 kr/hushåll. Även Forum för smarta elnät (2017) konstaterar i sin rapport att det är mycket tveksamt om elprisvariationerna kommer att vara tillräckliga för att göra laststyrning lönsamt och attraktivt för kunden på en framtida marknad. Det finns dock visst stöd för att sociala faktorer, exempelvis genom att låta hushållskunder tävla mot varandra, bidrar till ökat engagemang. Forum för smarta elnät (2017) rekommenderar ett långsiktigt arbete med normförändrande åtgärder inom energianvändning, bland annat genom att utöka Eis (2016) förslå om en nationell utbildningskampanj till att även inkludera lager och mikroproduktion. Forum för smarta elnät anser att informationskampanjen bör ta hänsyn till andra än ekonomiska drivkrafter och också synliggöra samhällsnyttan. Samtidigt visar Accenture (2011) att energifrågan är en lågintressefråga hos slutkunderna, vilket kombinerat med de svaga prissignalerna gör att det är tveksamt om det går att skapa tillräckliga drivkrafter för att kunderna aktivt ska engagera sig i laststyrning.

För industrikunder är potentialen för efterfrågefleksibilitet starkt priskänslig, enligt Eis undersökning (2016). Andra aktörer som kan vara med och driva på utvecklingen mot högre efterfrågefleksibilitet är enligt Ei aggregatorn, energitjänsteföretag, systemoperatör och elnätsföretag.

2.4.1 Aggregatorrollen

Många av aktörerna som deltagit i denna studie delar synen att det råder det en stor osäkerhet huruvida framtidens slutkunder själva kommer att engagera sig i laststyrning och att utnyttja sin användarflexibilitet för att optimera sin användning mot elmarknaden. En aggregator eller annan tredjepartsaktör kan därför komma att spela en viktig roll för att skapa en marknad för flexibilitet i framtidens energisystem. Enligt Eis undersökning finns också forskning som stödjer att hushållskunder är villiga att låta sig styras av en tredje part till en låg ersättning, så länge inte komforten försämras. En annan affärsidé som lyfts under intervjuerna i denna studie är också att låta kunderna

styras mot att de får andra funktioner och applikationer på köpet, som exempelvis statistik, larm om någon apparat går sönder och så vidare.

Detta är en utveckling som redan går att se i Europa, bland annat i Tyskland där flera aggregatorer verkar på marknaden och handlar upp både förnybar produktion, lagring och flexibilitet. Även slutkunder som investerar i solceller och lager kan öka sin systemnytta och lönsamhet genom att upplåta sin utrustning via en aggregator.

Forum för smarta elnät konstaterar i sin rapport om ökad flexibilitet i elsystemet (Forum för smarta elnät, 2017) att aggregatorer av energitjänster som produktion, flexibilitet och lagring, är viktiga aktörer i framtidens energisystem. De pekar dock på ett behov av att utreda frågor kring roller och ansvar för flexibilitet samt balansansvar. I dag råder en osäkerhet kring vem som egentligen får göra vad på marknaden avseende energilager, laststyrning, aggregering och avkopplingsbar el, vilket utgör ett hinder för flexibilitet genom aggregering.

2.4.2 Balansansvar

Balansansvaret innebär att en elleverantör är skyldig att leverera lika mycket el som elhandelsföretagets kunder förbrukar. Elleverantören kan ta det ansvaret själv, och därmed bli balansansvarig aktör, eller anlita ett företag som redan är en sådan aktör. I båda fallen måste ett avtal om balansansvar ingås med Svenska kraftnät (Svenska Kraftnät, 2017). Här finns idag en osäkerhet som hindrar nya aktörer från att komma in på marknaden för aggregatorstjänster. Det råder delade meningar i branschen kring hur balansansvaret ska se ut för nya aktörer (Forum för smarta elnät, 2017). Forum för smarta elnät (2017) rekommenderar att frågan utreds vidare. De pekar vidare på vikten av att skapa en så låg barriär att nya aktörer kan komma in på marknaden, men samtidigt undvika negativa effekter för den som är balansansvarig. Forum för smarta elnät kommer enligt rekommendationerna i sin rapport att se över balansansvar för aggregatorer, parallellt med förhandlingarna av "Ren energi för alla i Europa"⁸ på EU-nivå, som också kommer att påverka utfallet.

2.4.3 Hinder för deltagande i marknad för systemtjänster

Det finns idag flera olika marknader för regler- och balanskraft på den svenska elmarknaden. Enligt Svenska Kraftnät kan efterfrågeflexibilitet och energilager komma att bli viktiga resurser på dessa marknader i framtiden. Idag finns dock flera hinder i regelverken för att flexibilitet och lager ska kunna delta i dessa marknader (N. Damsgaard, personlig kommunikation, 16 november 2017⁹):

- Det är skilda regler för förbrukning och produktion, där tex energilager och aggregerade resurser riskerar att falla mellan;
- Kravspecifikationerna är av historiska skäl utformade för att passa vattenkraften;
- Minsta budstorlek är för stor på befintliga marknader;
- Marknadsplatser saknas för aggregerade resurser.

⁸ "Ren energi för alla i Europa" kallas ibland även för "Vinterpaketet"

⁹ Niclas Damsgaard, chef för Marknads- och systemutveckling på Svenska Kraftnät, vid seminarium i Stockholm den 16 november 2017
<http://second-opinion.se/seminarium-tydliggjorde-skilda-flexibilitetsbehov/>

De tekniska hinder och frågetecken som behöver lösas för att kunna överbrygga dessa hinder rör bland annat IT-utveckling och datasäkerhet (N. Damsgaard, personlig kommunikation, 16 november 2017¹⁰).

2.4.4 Ekonomiska incitament för efterfrågefleksibilitet

För att det ska bli lönsamt att flytta last i tid är det många aktörer som menar att elpriserna måste tillåtas variera mer i tid. Det finns också en syn i branschen att prissignalen inte når fram till kunderna eftersom fasta avgifter och elskatt är en så stor del av kostnaden (Löfstedt, 2017). I Forum för smarta elnätets utredning (2017) pekade många aktörer på att en differentiering av nättarifferna skulle kunna ge tydligare incitament för kunderna. Idag begränsar ellagens krav på objektivitet och icke-diskriminering nätbolag från att utforma och testa nya tariffer. Dessutom begränsar åtskillnadskravet och övergången till en elhandlarcentrisk modell nätbolagens möjligheter att samverka med kunderna för att skapa flexibla lösningar som är optimerade mot elnätet (Löfstedt, 2017)¹¹.

”Att optimera flexibilitet är komplext och innebär en avvägning mellan transformator, distributionsnät, lokala förutsättningar, nationella förutsättningar och så vidare. Frågan blir: Hur är det mest samhällsnyttigt att optimera? Och hur ska det kunna göras i en elhandlarcentrisk modell när bara en väldigt liten del av elräkningen är rörlig?” Kommentar på workshop

Ei (2016) föreslår en utredning om ersättning för nätnytta kan ges till andra aktörer än producenter. Detta förslag stöds även av Forum för smarta elnät (2017).

Ett annat hinder som identifierats av Forum för smarta elnät, och som stöds av deltagarna i denna studie, är att en stor andel av elpriset för en slutkund är fasta avgifter och skatter som inte är proportionella mot elpriset.

”När jag tittar på min egen elräkning så är bara 18% av kostnaden påverkbar. Resten är opåverkbara kostnader” Intervjusvar

Vissa aktörer i denna studie menar att ett ännu friare sätt att se på prissättningen av el skulle främja både flexibla lösningar och ett effektivt utnyttjande av elnätet.

”Vi borde betrakta el som en valuta istället som en produkt som vi kan förbruka. Om vi hade fri handel med el i framtiden, med låga transaktionskostnader, så skulle folk vilja använda elnätet mer. Det skulle bättre motivera en större investering i elnätet.” Intervjusvar

2.4.5 Hantering av data och gränssnitt

En aggregator eller annan leverantör av flexibilitetstjänster behöver tillgång till nödvändiga data för att erbjuda olika tjänster, men idag har nätbolagen inga krav på sig att lämna ut dessa. Svenska Kraftnät och Ei har fått i uppdrag av regeringen att utveckla en central informationshanteringsmodell, den så kallade ”Tjänstehubben” och utformningen av denna blir central för att underlätta för flexibla lösningar. Tjänstehubben har dock kritiserats av några av aktörerna i denna studie för att den

¹⁰ Niclas Damsgaard, chef för Marknads- och systemutveckling på Svenska Kraftnät, vid seminarium i Stockholm den 16 november 2017 <http://second-opinion.se/seminarium-tydliggjorde-skilda-flexibilitetsbehov/>

¹¹ Intervju med Joacim Eronen, vd Upplands Energi, <http://second-opinion.se/begransad-kundrelation-forsvarar-innovation/> samt case om Klokkel senare i denna rapport

endast hanterar historiska data och därmed främst är avsedd för debitering, inte för att bygga smarta tjänster.

Forum för smarta elnät (2017) rekommenderar att förutsättningar för en tidigare utrullning av smarta elmätare ska utredas. Aktörerna som deltog i deras studie angav timvis mätning och ett öppet, standardiserat gränssnitt som viktiga funktionskrav. Ei har föreslagit att samtliga elmätare ska ha dessa funktioner senast den 1 januari 2025, vilket aktörerna i Forumets studie anser är för sent. Denna syn stöds av majoriteten av deltagarna i denna studie. Det är dessutom av vikt att få tillgång till data och kunna presentera den för kunderna snabbt. Flera aktörer menar att det behövs realtids-info ur elmätarna för att kunna designa smarta tjänster. Det finns också stöd för att det förslag på funktionskrav för nya elmätare som tagits fram av Ei bör drivas igenom (Ei 2017).

En annan fråga som många lyfter som central i framtiden för att utveckla smarta, uppkopplade tjänster är datasäkerhet. Även Forum för smarta elnät rekommenderade i sin rapport (Forum för smarta elnät, 2017) att initiera kunskapshöjande åtgärder för IT-säkerhet och att värna om kundernas integritet.

2.5 Hinder och drivkrafter för energilager

En typ av flexibilitetsresurs som antas få stor betydelse i framtiden är energilager i form av batterier. Ett av de stora hindren som finns idag för att installera energilager i elnäten är en osäkerhet kring rådande och kommande lagstiftning. I dag är det inte helt klart vad nätbolagen får och inte får göra och det förslag som lagts av EU-kommissionen (2016) pekar mot ett förbud mot att nätbolagen ska få äga energilager, annat än undantagsvis under förutsättning att ingen annan vill investera, och då med tidsbegränsning. Detta förslag är majoriteten av de personer som deltagit i denna studie kritiska mot. De flesta är eniga om att nätbolag inte bör få handla med el, annat än för att täcka sina förluster, men de bör kunna få äga lager och upplåta driften åt någon annan.

Ei har i ett PM analyserat olika möjliga affärsmodeller för energilager i elnätet, och sammanfattar dem i nedanstående huvudprinciper (Widegren, 2016).

1. Nätföretaget bygger, äger och har operativ kontroll över lagret som primärt används för nätdrift. Nätföretaget har dock även möjlighet att utnyttja lagringskapaciteten för handel på råkraftmarknaden och marknaden för systemtjänster. Ingen tredje part är involverad i hanteringen.
2. Nätföretaget tillämpar tariffer och generella regler för upphandling av flexibilitet som skapar incitament för marknadsaktörerna att investera i lager eller andra flexibilitetsresurser i takt med att behovet på marknaden växer fram.
3. Nätföretaget genomför en upphandling av lagret på ett långtidskontrakt. Vinnaren av upphandlingen bygger, äger och driver lagret på en specifik plats specificerad i upphandlingsvillkoren. Kontraktsvillkoren omfattar en fast årlig ersättning från nätföretaget till lagrets ägare för de nät driftstjänster som utnyttjas. I övrigt används lagret på kommersiella villkor.
4. Nätföretaget bygger, äger och har operativ kontroll över lagret. Nätföretaget utnyttjar lagret för nät drift och för den lagringskapacitet som finns tillgänglig därutöver tecknas ett långsiktigt avtal med en kommersiell aktör på elmarknaden som hyr lagret.

Enligt Ei's analys har modell 3 och 4 fördelar, då de innebär större möjligheter till långsiktiga kontrakt och fördelning av risker och vinster, samtidigt som de inte kräver något undantag från åtskillnadskravet (Widegren, 2016).

Förutom i enskilda tillämpningar där batterilager kan lösa akuta problem med flaskhalsar i nätet finns det studier som visar att systemnyttan med batterilager är störst om det placeras innanför mätaren hos slutkunden (Power Circle, 2016). Drivkraften för en slutanvändare att investera i ett batterilager är beroende av utbud och utformning av elavtal samt hur stora prisvariationer över tiden som förekommer på marknaden. Förutsättningarna för batterilager på kundnivå påverkas också av nät-tariffens utformning. En effektbaserad tariff kan till exempel göra det lönsammare att hålla nere det maximala effektuttaget med hjälp av ett batterilager.

För att maximera systemnyttan och lönsamheten kan batterilager placerade bakom mätaren ute hos kunderna också användas för att aggregera olika nyttor, som kan erbjudas reglerkraftmarknaden och en utökad framtida marknad för systemtjänster (Power Circle, 2016). Idag finns samma hinder för batterilager hos slutkund att delta i den befintliga reglermarknaden som för efterfrågefleksibilitet.

Att använda lager för arbitrage är en möjlighet som kan utnyttjas av både elanvändare och producenter. Med dagens elpriser, variationer i elpriser och kostnaderna för batterilager är dock lönsamheten för detta begränsad (Widegren, 2016; Power Circle, 2016).

2.5.1 Skatter och avgifter

Ett batterilager som ägs av ett nätföretag och endast används för att täcka förluster eller säkra driften belastas inte av nätagift eller elskatt eftersom lagrets användning utgör en integrerad del av nätföretagets verksamhet. En kommersiell aktör som äger och driver ett batterilager betalar däremot både utmatningstariff för den el som lagret laddas med och inmatningstariff för den el som återmatas till elnätet. (Widegren, 2016)

För kommersiella aktörer som äger och driver ett batterilager finns ett problem med dubbelbeskattning, som utöver in- och utmatningstarifferna minskar lönsamheten för batterilager. En kommersiell aktör är skyldig att betala elskatt för den el som matas in till lagret. Vid återinmatning till nätet och försäljning av den lagrade elen betalas skatt även av slutanvändaren. Denna dubbelbeskattning är ett tydligt hinder för energilager vilket är ett problem som även Forum för smarta elnät identifierar i sin utredning (2017) om ökad flexibilitet i elsystemet. Problembilden delas av många av de aktörer som bidragit i denna studie.

2.6 Hinder och drivkrafter för smart integration av elbilar

En framtida potential till användarflexibilitet är elbilar. Men en stor andel elbilar i fordonsflottan kan också innebära problem i näten, särskilt på vissa ställen, om inte laddningen styrs på rätt sätt.

Majoriteten av deltagarna vid seminariet "En miljon elbilar – hot eller möjlighet för nätbolagen?" i Västerås den 16 mars 2017 ansåg att elfordonen snarare utgör en möjlighet än ett hot för elnäten (se Figur 11). Nyckeln till en effektiv integration av elbilar i nätet var dock enligt seminariedeltagarna att laststyrning görs på rätt sätt.

Vad är den viktigaste parametern för en lyckad storskalig integration av elfordon i elsystemet?

Mentimeter



Figur 11 Faktorer för smart integration av elbilar enligt deltagare på seminariet "En miljon elbilar – hot eller möjlighet för nätbolagen?" i Västerås den 16 mars 2017

Den absoluta majoriteten av deltagarna på seminariet (70 av 74 som svarade på mentimeterfrågan) ansåg att det behövs en medveten styrning mot smart laddning för att säkerställa att integrationen av elbilar sker på rätt sätt. Deltagarna ansåg också att det i första hand är nätbolagens ansvar att integrationen av elfordon i nätet sker på ett smart sätt (Figur 12).

Ett hinder för detta är att de styrmedel som finns idag för att främja laddinfrastruktur inte premierar utrustning som är förberedd för laststyrning. Privatpersoner som söker pengar från klimatklivet jämförs med andra projekt med lägsta kostnad per insparad koldioxid som enda grund. Detta kan utgöra ett hinder för att investera i utrustning som är något dyrare för kunden men som skulle kunna minska den totala samhällskostnaden för installationen.

Vems ansvar är det att kontrollera den smarta laddningen?

Mentimeter



76

Figur 12 Ansvar för smart integration enligt deltagare på seminariet "En miljon elbilar – hot eller möjlighet för nätbolagen?" i Västerås den 16 mars 2017

2.7 Behov av en gemensam vision

Det saknas en gemensam definition av begreppet "smarta elnät", vilket blir tydligt både när existerande definitioner jämförs och i intervjuvarerna i denna undersökning.

Deltagarna har varierande sätt att definiera "smarta elnät", där vissa enbart nämner komponenter som mätare och/eller automation och utrustning för att minska avbrottstider medan andra pratar om "smarta energisystem" och inkluderar både användarflexibilitet, produktion och lagring i begreppet.

Många av intervjupersonerna lyfter också behovet av att enas om en definition för att undvika missförstånd, och se till att målbilderna är desamma. En farhåga som har lyfts fram är annars att vissa aktörer kan ha incitament att säga att just deras produkter är "smarta nät".

"Det går inte att bygga ett regelverk utan att veta vad målet är. Vi måste ha en samsyn om en övergripande vision." Intervjusvar

"Det finns en risk att vi fastnar i "smarta mätare" i diskussionen. Vi missar den mer disruptiva tanken och fastnar i att byta ut befintlig teknik i befintligt system." Intervjusvar

"Det är också ett problem att aktörer tror att de pratar om samma sak medan de inte gör det. Vi måste förtydliga för att se till att prata om en sak i taget." Intervjusvar

"Att prata om bara smarta elnät blir att lyfta frågan ur sitt sammanhang utan att få med substansen. Vi pratar istället om smarta energisystem." Intervjusvar

Även Copenhagen Economics (2017) lyfter behovet av en gemensam vision som en av sina rekommendationer. De konstaterar att de frekventa förändringarna i regleringsmodellen innebär en

risk för företagen, och pekar på att tydliga signaler och gemensamt överenskomna mål kan bidra till att minska denna osäkerhet.

Bristen på gemensam definition av begreppet "smarta elnät" blir även tydligt i rapporten, när Copenhagen Economics konstaterar att syftet med elnätsregleringen **inte** är att främja smarta elnätslösningar, annat än i det fall de är kostnadseffektiva för att nå det övergripande målet:

"Syftet med elnätsregleringen är inte i första hand att styra elnätsföretagen mot att satsa på smarta elnätslösningar. Elnätsregleringens huvudsakliga syfte är "att säkerställa att kunderna får betala ett skäligt pris för elnätstjänsten och ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet, samt trygga den svenska elförsörjningen." Om smarta elnätslösningar är det mest kostnadseffektiva sättet att nå detta mål, bör elnätsregleringen vara utformat på så sätt att företagen har incitament att satsa på dessa lösningar." (Copenhagen Economics, 2017).

I utredningen *Planera för effekt!* (2014, s. 30), som även Copenhagen Economics hänvisar till, används definitionen: "Ett smart elnät kan förstås som ett *elnät som kostnadseffektivt kan integrera beteenden och beslut hos alla användare som är anslutna till det – elproducenter, elkonsumenter och de som är både och – för att garantera ett hållbart kraftsystem med låga förluster och hög kvalitet, försörjningstrygghet och säkerhet.*"¹²

Detta sammanfaller väl med Ei:s målsättning, vilket i så fall innebär att regleringens syfte faktiskt är just att främja smarta elnätslösningar. Kravet på att de lösningar som kallas "smarta elnät" faktiskt bidrar till att effektivisera och framtidssäkra näten, och därmed sänker den totala systemkostnaden är en åsikt som delas av flera av deltagarna i denna studie. Det ställer dock vissa krav på att våga testa helt nya lösningar.

"Digitalisering innebär att man tar bort något, och sänker därför kostnaderna. Titta på andra branscher som gått igenom samma sak. Men då måste vi också våga lita på att tjänsterna funkar och gå ifrån Velanders formel"¹³. Intervjusvar

Branschorganisationen Energiföretagen Sverige föreslår en gemensam grund för en definition av ett smart elnät som ett nät som är uppkopplat, adaptivt och diversifierat (A. Fredriksson, personlig kommunikation, 20 november 2017¹⁴):

- **Uppkopplat:** Innebär implementering av modern teknik för automation, övervakning och styrning;
- **Adaptivt:** Med förmåga att möta och hantera tilltagande föränderlighet i produktions- och Konsumtionsmönster;
- **Diversifierat:** Vilket innebär att det underlättar för introduktion och samexistens av olika metoder för produktion, distribution, lagring och kundinteraktion.

¹² ERGEG (2010). Position paper on smart grids – An ERGEG conclusions paper. Svensk översättning från Samordningsrådet för smarta elnät (2014). *Planera för effekt!*. SOU 2014:84, s. 30.

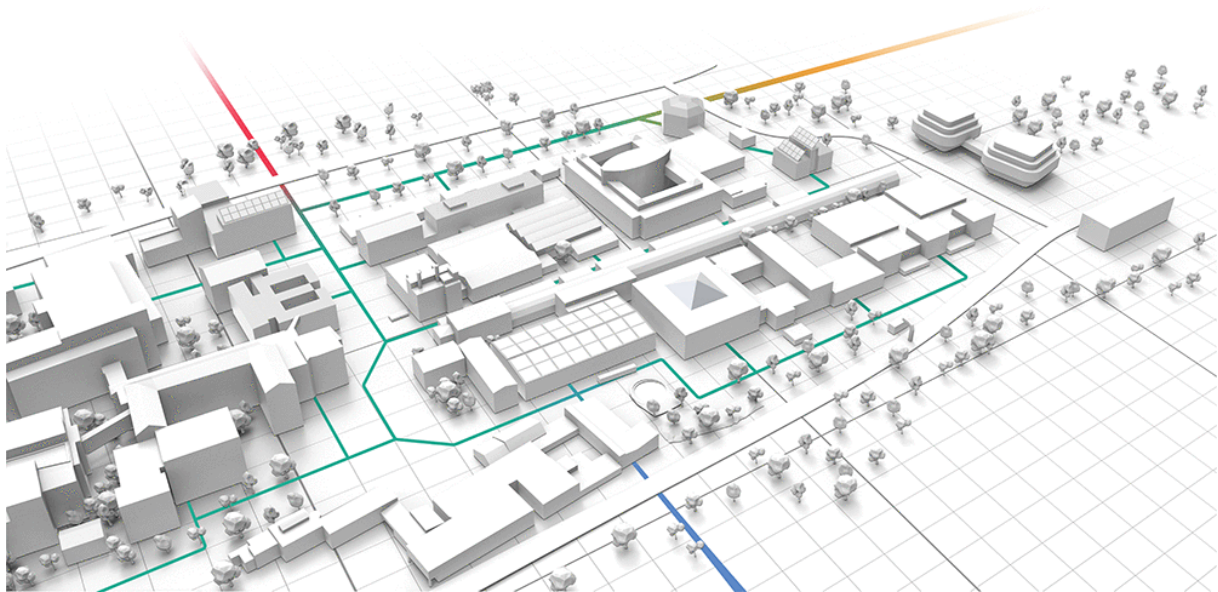
¹³ Normalt uppskattas storleken på effekttopparna i ett elnät utifrån årsförbrukningen för de anslutna kunderna med hjälp av den så kallade Velanders formel.

¹⁴ Anders Fredriksson, Energiföretagen Sverige, egen presentation på seminarium "Elnätets roll i framtidens smarta energisystem" i Stockholm den 20 November 2017

3 Goda exempel och smarta lösningar

Det finns i Sverige idag få exempel på storskaliga tillämpningar av ny teknik och nya affärsmodeller i elnäten, utöver de tre stora pilotprojekten Smart Grid Gotland, Hyllie och Norra Djurgårdsstaden. Dock finns ett antal mindre projekt runt om i landet, och utvecklingen går snabbt. I det här kapitlet lyfter vi fram ett urval av de projekt som presenterats under seminarieriet eller som på annat sätt lyfts fram i projektet och som demonstrerar ett urval av olika tekniker och lösningar. Syftet är, utöver att visa på föregångare, att undersöka vilka huvudsakliga drivkrafter som legat bakom satsningarna, och vilka hinder eller utmaningar de stött på. Projekten är av olika storlek och karaktär, både forskningsprojekt, piloter och kommersiella investeringar där företag ändå vågat satsa på ny teknik.

3.1 FED – Fossil Free Energy Districts



Figur 13 Illustration av Fossil-free Energy District (FED) i Göteborg. Bild: Johannesberg Science Park

Placerad i Göteborg, Campus Johanneberg Chalmers

Projektet startade 2016 och har börjat byggas hösten 2017. Projektet tar slut 2019

Projektpartners: Johannesberg Science Park, Göteborgs Stad, Göteborg Energi, Business Region Göteborg, Ericsson, RISE, Akademiska hus, Chalmersfastigheter, Chalmers

Finansiering: UIA, Urban Innovative Action (EU)

Kontakt: Thomas Hågertz, Johanneberg Science Park, Lars Olsson, konsult, Erika Antonsson, Göteborg Energi

I korthet: Bakgrunden till projektet "Fossil-free Energy District (FED)" är att en ökad mängd förnybar energi och ökade möjligheter att styra och kommunicera ger nya förutsättningar. Tanken är att bygga ett avgränsat energisamhälle, Local Energy Community, men som ändå är kopplat till näten. Energisystemet ska omfatta både el, fjärrvärme och kyla och målet är att bygga både batterier, en ackumulatortank, solceller och ett kylager. Projektet kommer att testa och utvärdera tekniska lösningar, men även bygga upp en digital handelsplats och ta fram nya affärsmodeller och tjänster. Projektet tar energieffektiviseringen från byggnaden till kvarteret. Målet är att hitta tredje-partssamarbeten så att energisamhället kan fortleva efter projekttidens slut.

Initiativtagare är Johannesburg Science Park, och drivkraften har varit att öka samverkan mellan olika fastighetsägare, samtidigt som man vill testa ny teknik och innovationer. Målet är att designa system som kan användas på andra ställen. Göteborg Energi ansvarar för att ta fram handelsplatsen. Intresset grundar sig i att det är ett nytt koncept med nya tjänster och roller på framtidens energimarknad. De ska vara med i utvecklingen och inte bara sitta passivt och se det hända och se vad det skapar för drivkrafter och incitament. Det är inte säkert att framtiden kommer se ut som i FED, men det kommer att finnas ett större behov av flexibilitet. Även om det inte blir en sådan här lösning kan tjänsterna och rollerna uppstå på annat håll.

Lärdomar: Just nu drivs projektet inom ett icke-koncessionspliktigt nät, annars hade det inte varit lagligt, vilket är ett hinder för liknande projekt på andra ställen. I projektet har man också börjat med simuleringar och en lärdom är att det är svårt att komma överens om hur man ska räkna och värdera olika resurser, som till exempel spillvärme. Andra utmaningar har varit tidsaspekten och kostnaden, samt att få tag på kompetens som kan frågorna.

Hinder och incitament: Inom projektet har man också gjort en studie på sociala hinder och incitament. Där har man konstaterat att drivkrafterna bland annat innefattar trender kring lokal förnybar produktion, politiska mål, effektiv användning, oberoende från traditionella aktörer, miljöprofilering, känsla av tillhörighet och ekonomiska drivkrafter. Bland hinder nämns bristande tillit till lokala marknader och affärsmodeller, kunskapströsklar, interna strukturer hos aktörerna, höga investeringskostnader och bristande information.

3.2 Klokel och Växel – Aggregering av flexibilitetsresurser i Uppsala



Figur 14 Illustration av Klokelprojektet. Bild: Sustainable Innovation

Placerad i Uppsala

Projektid: Klokel 2014 – 2018; Växel 2017- 2020

Projektpartners: Sustainable Innovation, NGenic och Upplands Energi i Klokel; desamma plus Chargestorm och Ferroamp i Växel

Finansiering: Energimyndigheten

Kontakt: Joachim Lindborg, Sustainable Innovation, Björn Berg, Ngenic och Joacim Eronen, Upplands Energi

I korthet: Projektet Klokel gick ut på att installera laststyrning på 500 värmepumpar. Tekniken ger ca 2 kW per villa i flexibilitet under den kalla säsongen. För projektet innebär det att värmepumparna kan leverera 1 MW flexibilitet i ett 60 MW elnät. Nationellt skulle det innebära ca 3 GW i flexibilitetsresurs om alla villor med vattenburen värme installerade motsvarande teknik.

Drivkrafter: Syftet med projekten är att leverera en bättre nyttjandegrad av infrastrukturen i elnätet och att utveckla kommersiellt gångbara affärsmodeller för efterfrågefleksibilitet. För Upplands energi är service till kunden en stor drivkraft att delta i projektet. Även om kunderna inte tjänar så mycket på laststyrningen kan det finnas mervärden i form av en komfort, tillförlitlighet och trygghet. En annan drivkraft är att lära sig för att kunna erbjuda nya lösningar till kunderna i framtiden.

Lärdomar från projektet: Ett problem som uppmärksammats i projektet är bristande styrsignaler mot slutkunden. Om de 500 värmepumparna bara reagerar på elpriset så optimerar de inte mot elnätet. Samtidigt är det hos nätägaren den stora vinsten ligger. Ett exempel från projektet är när 100 värmepumpar sparade 60 000 kr åt nätbolaget i minskade kostnader för effekt mot överliggande nät under en timme, samtidigt som kunderna sammanlagt bara sparade 600 kr. Idag finns dock ingen kommunikationskanal mellan elhandlare och nätbolag i realtid. Vi går dessutom mot en elhandlarcentrisk modell med nationella hubbar, där kunden ska möta elhandlaren angående flytt, fakturering osv. Problemet är att hubbarna inte kommer att kunna hantera effekt, eftersom den bara levererar historiska data. Vad blir då roller och ansvar i en elhandlarcentrisk modell? Åtskillnadskravet blir

också ett problem för aktörer som vill sätta in fysiska prylar hos slutkunderna. En elhandlare kan då inte ha kunder över hela landet. Den enda på elmarknaden som är helt lokal är nätagaren, men vad nätagaren får göra är en gråzon som lagstiftningen ser ut idag. Vilka tjänster får nätbolagen köpa? Kan batteri i hemmet vara en nättjänst? En annan barriär är att de inte får äga utrustning bakom mätaren hos kunden. Men i vissa fall är det oklart idag: får de tex stå för hårdvara om de köper en värmepumpstjänst? Om kunden hade ett relä på elmätaren som i den gamla tariffstyrningen fick nätbolagen stå för den.

En annan lärdom från projektet är att det har varit en bredare demografi av deltagare än vad som förväntats från början. De som deltar i studien är inte bara teknikintresserade "early adopters", men ett resultat är att de fått bättre koll på energisystemet i huset och i många fall också ett större intresse. Det finns en myt om att laststyrning leder till mer temperaturvariationer och ett sämre inomhusklimat, men i projektet har det visat sig vara precis tvärt om.

Nästa steg i projektet kallas VäxEI och startar upp under 2017. Det innebär att värmepumparna kopplas ihop med elbilar, batterier och solceller i systemet. Det kommer att bli komplext att optimera dessa parametrar och samtidigt ta hänsyn till lokala och nationella förutsättningar. Målet är att skapa världens största testbädd för distribuerad flexibilitet.

3.3 Öresundskraft satsar på smart elnätsgdistribution, Grid For Tomorrow



Figur 15 Öresundskraft tänker i olika funktionsnivåer. Bild: Öresundskraft

Placerad i två områden i Helsingborg

De första systemen ska driftsättas hösten 2018

Projektpartners: Öresundskraft tillsammans med leverantörer (Schneider Electric och Netcontrol i nuläget)

Finansiering: egen. Öresundskraft har sökt pengar genom en ansökan för smarta energisystem men fått avslag.

Kontakt: Rickard Norin, Öresundskraft

I korthet: Öresundskraft lanserade 2016 en övergripande vision om framtidens intelligenta nät” G4T (Grid For Tomorrow). Satsningen omfattar både el, gas, fjärrvärme och fjärrkyla, och är förankrad på ledningsnivå, vilket ger Öresundskraft mandat att bygga och testa ny teknik och funktioner. De ser smarta elnät, eller smart elnätsdistribution, som en del av ett smart energisystem där ”smart produktion” och ”smart fastighet” ligger på båda sidor.

Inriktningen för satsningen som Öresundskraft gör på smarta elnät är att inte utgå från tekniken först utan att utgå från behovet. De har identifierat tre olika nivåer av smart, eller olika funktionsnivåer: extra, medium och bas.

Till en början investerar Oresundskraft i två mellanspänningsslingor i Helsingborg. I den ena slingan bygger man "nivå extra", vilket innebär ny hård- och mjukvara för så kallade "självläkande nät". Tekniken innebär att nätet i mellanspänningsslingan automatiskt kan koppla förbi ett eventuellt fel så strömmen är tillbaka på några sekunder. I den andra slingan bygger man nivå "mellan", vilket innebär att nätet utrustas med teknik som kan peka ut felstället automatiskt vid eventuellt kabelfel. Basnivån

är att bygga smarta öar, dvs att det kanske räcker med att bygga in tekniken på delar av en slinga vid kritiska punkter.

Kundnytta, framtida behov och dialog kring smarthet är drivkrafterna: Drivkrafterna har varit att identifiera kundnyttor och nätnyttor, men också att titta på hur en smartifiering av hela elnätet skulle kunna se ut och koppla det mot investeringsbehov. På Öresundskraft ser man också att man står inför en ny framtid med annan typ av belastning, på andra tidpunkter och med energiflöde i båda riktningarna. Nu vill de komplettera det de redan kan med "smart kittning" av nätet.

Ett annat syfte med satsningen har varit att bidra till dialogen i branschen kring vad som är smart, vilket de i förlängningen hoppas ska leda till en form av smart elnät-standard. En standard skulle kunna möjliggöra för nätbolag att bättre investeringsplanera. Det skulle också kunna innebära att El ser över hur bolagen kan få betalt för smarta investeringar, vilket är en förutsättning för att tekniken ska rullas ut i stor skala. En samsyn skulle också få en positiv effekt på leverantörssidan som kan utveckla mot det som nätbolagen verkligen behöver och har råd med.

Lärdomar från projektet: En lärdom från projektet är att digitaliseringen innebär ett nytt investeringstänk och nätplanering med kortare avskrivningstider än nätbolagen är vana vid. Men också att man behöver vara framsynt. Det är idag en stor kostnad för att få något självläkande eftersom det förutsätter fjärrmanövrerade ställverk, vilket man inte har satt in som standard historiskt. Och att byta ut befintliga ställverk i förtid kostar mycket pengar. Därför måste man blicka framåt när man bygger något som ska stå i 40 år och fundera på hur det kan framtidssäkras.

Öresundskraft ser idag att det är ett hinder att det inte finns en tydlig normdefinition för smarta investeringar i intäktsregleringen. Det behövs någon typ av drivkraft eller kick-back från nätregleringen för att det här ska ta fart på riktigt. Det nya förslaget på reglering som varit ute på remiss under hösten 2017 innebär ytterligare utmaning mot smartifieringen. "Det är hur mycket pengar vi har kvar på sista raden som avgör hur mycket vi kan investera. Det finns en intern konkurrens mellan olika satsningar och reinvesteringsprogram" Tydligare reglerdirektiv kring smart elnätsinvesteringar skapar trygghet och incitament för storskalig utrullning säger Rickard Norin.

3.4 Living lab and development arena



Figur 16 Principalskiss av CODES som ingår i Living lab and development arena. Bild: Innoenergy

Placerad i flera fastigheter i Örebro, Örebro län

Projektstart hösten 2016, **pågående** utvecklingsarbete

Projektpartners: Innoenergy/Power2U och Örebrobostäder

Finansiering: Energimyndigheten genom Smart Grids Plus ERA-Net

Kontakt: Gustaf Svantesson, Innoenergy

I korthet: Living lab and development arena är en del av ett utvecklingsprojekt där Power2u samarbetar med Örebrobostäder med syfte att kunna leverera flexibilitet till elnätet. Genom sitt arbete vill Power2u bland annat introducera Local System Operator en möjlig nyckelaktör vid sidan av DSO och TSO i framtiden energisystem

Öppna gränssnitt möjliggör utveckling: Projektet utgår från Energy Service Platform - en automationsplattform med öppna gränssnitt. Genom att öppna upp systemet är fastighetsägaren inte längre begränsad till en viss leverantör utan olika aktörer kan utveckla systemmoduler som kopplas till den befintliga plattformen. Ett exempel är systemet CODES som genom att aggregera styrning av batterier skapar nytta för elsystemet.

Styrssystem för batterier skapar flexibilitet i stamnätet: Batterier har installerats i sju flerbostadshus. Enskilda batterier kan hantera effekttoppar i fastigheterna men den stora nyttan förväntas möjliggöras av styrsystemet där batteriernas effekt aggregeras. Målsättningen är att i förlängningen kunna bidra till frekvensreglering av stamnätet. Flexibilitet av den här typen anses dock vara intressant för många aktörer och i framtiden kan det vara aktuellt att även definiera en tjänst för lokala nätägare. Dessa är dock inte prioriterade i dagsläget eftersom att det "som regelverket ser ut idag finns det inte en tydlig anledning för lokala nätägare att använda flexibilitet".

3.5 Microgrid Torsebo

Placerad i Torsebo, Boxholm, Östergötlands län

Projektstart februari 2017, **drifttagning** april 2018

Projektpartners: Vattenfall AB, Vattenfall Eldistribution AB, Vattenfall Elanläggningar AB, ABB AB

Finansiering: Egen "vi vill testa om det här är något tänkbart för framtiden, istället för att dra nya kablar"

Kontakt: Ulrika Morild, program manager Micro Grid, Vattenfall R&D

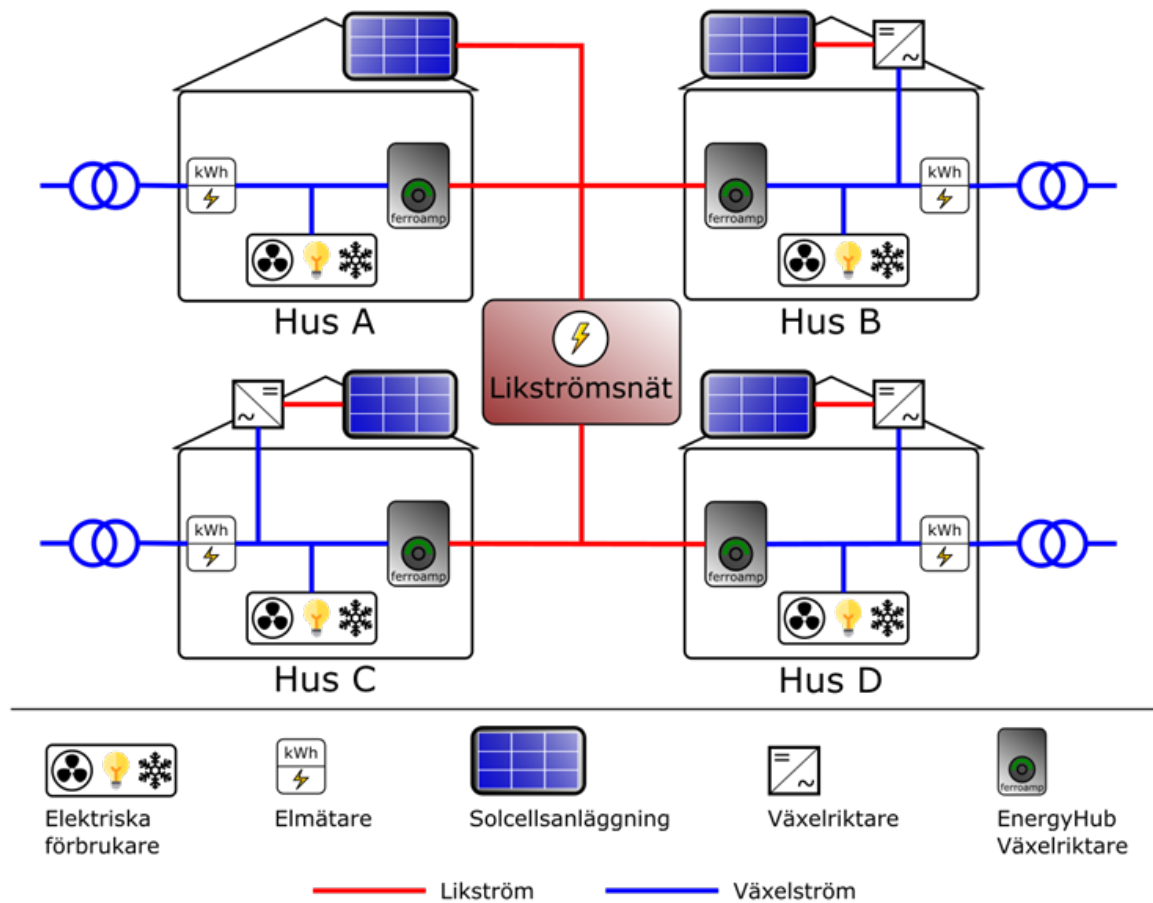
I korthet: Installation av ett energilagret á 57 kWh i distributionsnätet. Energilagret ska reglera spänningen hos de 6 fastigheter som finns i området, avlasta matande transformator och försörja hela området vid ett kortare strömavbrott. Till batteriet har en växelriktare, en microgrid controller och ett battery management system installerats inklusive brytare som kopplar bort batteriet vid fel eller underhåll. Anläggningen är flyttbar och ska kunna installeras på et nytt område. Området har även solceller installerade.

Mikronät som komplement till distributionsnät: Vattenfalls drivkraft var att utvärdera om mikronät kan vara ett komplement till utbyggnad av distributionsnätet. Kan batteriet bidra till att öka egenanvändning av solel? En sån här lösning är betydligt snabbare att bygga jämfört med elnät. Den lösning som prövas är också mer flexibel, om behovet förändras kan tekniken flyttas till en ny plats.

Samarbeta med leverantören: Använd en leverantör som har gjort samma liknande projekt tidigare och ta med ett stort spektrum av kompetenser i projektteamet. Det är många frågor som kommer in som inte bara rör tekniken, utan även hur det funkar på plats. Räkna med att behöva investera pengar i lärotimmar! Det kan vara svårt att hitta leverantörer till mikronät på den svenska marknaden eftersom det hamnar mellan riktigt små projekten och de stora.

Regleringen: Den här typen av projekt täcks inte in i regleringen på ett bra sätt, det är oklart vad ett elnätsföretag får göra eller inte. För att tekniken ska kunna bli storskalig måste batterier vara med i normprislistan såsom transformatorer är.

3.6 Vasakronans likströmsnät



Figur 17 Principskiss av Vasakronans likströmsnät. Bild: Vasakronan.

Placerad i Uppsala Science Park, Uppsala, Upplands län

Projektstart februari 2017, i drift oktober 2017

Projektpartners: Vasakronan äger fastigheten, Ferroamp levererade likströmsnät, E.ON solceller och Galore Electro installation.

Finansiering: Egen, vi har räknat med att kunna få tillbaka investeringen på 10-12 år. "Det hade säkert gått att söka forskningspengar, men tiden har inte räckt till"

Kontakt: Ulf Näslund, Chef teknik och service, Vasakronan

I korthet: Ett 760 Volts likströmsnät binder samman fyra byggnader som tillhör en kommersiell fastighet i Uppsala Science park. Samtliga byggnader är utrustade med solceller som tillsammans har en topp effekt på 225 kWp. Genom likströmsnätet kan energi och effekt från solcellerna fördelas mellan byggnaderna. En betydande del av fastighetens effekt- och energianvändning kommer från kylmaskiner för såväl byggnader som tillverkningsprocesser.

Ökad egenanvändning och minskade effektoppar: Det var våren 2016 som en artikel om Ferroamps växelriktare väckte intresse hos Vasakronans teknikchef Ulf Näslund. Timdata från elleverantören visade att effekttariffen belastades som mest just när kylmaskinerna är igång.

Utmaningar under projektets gång: Det har inte dykt upp något oväntat i själva projektet, installationen har gått bra och vi använt samma installatörer som vi brukar använda. Ibland har

leveranstiden för likströmsutrustningen varit lång vilket kan bero på att det är ny teknik och att efterfrågan ökat mer än tillgången hos leverantörer.

Tips till den aktör som vill göra något liknande: Har man en ojämn belastning i fastigheten så är likströmsnät ett sätt att öka egenanvändningen. Ett av husen har stor och fin takyta men litet energi- och effektbehov. Tack vare likströmsnätet kunde takytan maximeras med solceller.

3.7 Lokalt energisystem i Simris



Figur 18 Lokalt energisystem i Simris. Foto: Albin Carlén

Placerad i byn Simris, Skåne län

Projektstart januari 2017, ska pågå i tre år

Projektpartners: E.ON Energidistribution

Finansiering: Delvis EU-finansierat genom programmet InterFlex

Kontakt: Staffan Sjölander, E.ON Energidistribution

I korthet: Lokala energisystem är ett utvecklingsprojekt för att göra avgränsade områden självförsörjande med förnybar el. Projektsiten som är belägen i den skånska byn Simris består av ett vindkraftverk med maxeffekt 500 kW och en solcellspark med maxeffekt 440 kW som ska försörja 150 el-kunder, främst privathushåll, med förnybar el. Systemet utrustas med ett batterilager med maxeffekt 800 kW och lagringskapacitet 330kWh vilket ska kunna försörja kunderna med el ca en halvtimme under en kall vinterdag. Det finns också en reservgenerator som drivs av HVO-diesel för ett par dagars bruk. Annan utrustning, såsom smart styrning av kundernas varmvattenberedare och värmepumpar testas också på siten. Det lokala energisystemet är anslutet till 10kV-nätet men kan kopplas loss för att testa total ö-nätdrift.

Fler kunder vill vara självförsörjande: En trend som E.ON ser är kunder som vill vara självförsörjande och som har ett intresse av förnybar och lokalt producerad energi. Det finns även vissa flaskhalsar i elnätet där det i exempelvis vissa storstadsområden byggs mer än vad som befintligt elnät har kapacitet för. På andra platser är näten underutnyttjade en stor del av åren, att dra långa ledningar kan bli onödigt dyrt för låga laster. E.ON har erfarenhet av att bygga och driva anläggningar men små mikronät har andra förutsättningar och kräver annan teknik vilket testas i detta projekt. Den aktör som vill göra något liknande får räkna med att det tar tid att köra in ett sånt här system och få det att fungera i balans med den lokala produktionen och konsumtionen. Att det är flera olika produktionskällor med omriktarteknologi komplicerar saken ytterligare.

Komplement till ett gemensamt elnät: De lokala energisystemen kan vara ett komplement till det gemensamma elnätet även om total ö-nät drift inte utnyttjas. Exempelvis kan kunder gå ihop och optimera sitt uttag från överliggande elnät för att minska effektuttaget. Detta är dock inte möjligt idag då koncessionslagen gör att varje kund måste ha sin egen anslutningspunkt. Systemet kan tekniskt optimera uttag ur överliggande nät och minska effektoppar, men den enskilde kunden tjänar ingenting på det idag eftersom de betalar baserat på sin egen huvudsäkring.

3.8 Off-grid och förnybart året runt med RE8760



Figur 19 Växelriktare och styrsystem. Bild: Hans-Olof Nilsson

Placerad i Agnesberg, utanför Göteborg

Projektstart: sedan 2015 har huset drivits off-grid

Projektpartners: H-O Enterprise AB

Finansiering: egen

Kontakt: Hans Olof Nilsson, H-O Enterprise AB

I korthet: Med hjälp av solceller, batterier, elektrolysör, vätgaslager, bränslecell, energieffektivisering, utnyttjande av spillvärme och geoenergi har Hans-Olof Nilsson byggt ett off-gridhus utanför Göteborg. Projektet började som ett privat initiativ, men har nu blivit en kommersiell produkt, RE8760. Projektet har hiten tills lockat mer än 2000 besökare, både internationella och flera kunder runt om i Sverige har också visat intresse. Ett till system är redan under byggnation av Hans-Olof med erfarenhet från det egna systemet– det som kallas Zero Sun Projekt i Skellefteå. Bland intressenterna finns dessutom fastighetsägare, energibolag, förskolor, energirådgivare, konsultföretag, högskolor, universitet och privatpersoner.

Drivkrafter: Kostnaden är fortfarande hög, men långsiktigt går det att få ekonomi i systemet, särskilt då man kan få skalfördelar för elektrolysören och bränslecellen som är dyra komponenter, menar Hans Olof. Vätgassystemen ligger fortfarande 10-15 år efter batteriteknikerna, men nu är det på gång. Kostanden har gått ned på bränsleceller och elektrolysörer som börjar närma sig samma pris-kurveprofil som solcellerna har haft. Dock är även miljöintresse, en vilja att vara oberoende och tänka nytt, samt att bidra till omställningen viktiga drivkrafter hos hans kunder.

Hans Olof poängterar att han byggt husets energisystem med befintlig teknik. Den starkaste drivkraften var hans stora intresse för teknik, förnybara energisystem, energilagring och mikronät. Hans Olof tror inte att alla får sin el från distributionsnätet i framtiden. Det kommer att bli många mikronät, men vätgas är en central del för att kunna bli helt självförsörjande över året. Om sol och vindkraft ska lagras över vintersäsongens 3-5 månader blir batterialternativet knappaste ett val, tror Hans Olof. Det egna husets behov under vintersäsongen är ca 6000 kWh och att t.ex leverera detta med Tesla Powerwall 2-batterier skulle kräva 425 st, vilket skulle kosta 28 miljoner kronor.

Lärdomar från projektet: Intresset har varit mycket större från omgivningen än förväntat. Om 15 år bygger vi så här i nya system, tror Hans Olof. Utvecklingen kommer att gå fortare än vad många av de stora företagen tror. De kommer bli tagna på sängen. Några förstår att nåt är på gång, men de är få. Om Hans Olof hade varit nätägare hade han tagit till sig tekniken och själv börjat erbjuda olika lösningar, tex mikronät, där det är lämpligt. Ett problem är att många saknar systemperspektiv. Hur ska man hantera den förnybara energin, som sol och vind? Det finns ingen som har helhetsgreppet och förstår alla teknikerna. Man gör enkla problem väldigt komplexa. Om handeln med el var enklare och billigare skulle elnätet fortfarande ha en viktig funktion i framtiden genom att låta mikronäten samarbeta och utbyta energi när den ena har överskott och den andra underskott.

Ett annat problem är att ellagen är stelbent och gammalmodig; den måste ändras i ljuset av den nya tekniken. Om man inte är med på banan kommer folk att göra som de vill i alla fall. Det gäller tex dubbelbeskattningen på el och oklarheterna kring huruvida nätbolag får äga energilager. Om inte alla ska börja koppla loss sig måste debiteringsmodellen ändras så att man betalar för när man använder nätet istället för att det är höga fasta kostnader. Hellre att det är dyrt när man behöver det. Då finns det en betalningsvilja.

4 Diskussion och slutsatser

Vi står inför en stor omställning av energisystemet i allmänhet och elsystemet i synnerhet. Distribuerad förnybar energi, mer variabel kraft, prosumenter, energilager, nya laster i systemet, digitalisering och ny teknik för laststyrning och aggregering av både flexibilitet, lagring och produktion är exempel på fenomen som helt kommer att förändra spelplanen för hela energibranschen. Sol i kombination med batterier (både i form av fasta installationer och elbilar), och mikronät är exempel på tekniker som kan komma att skapa konkurrens för de historiskt naturliga monopolen som elnäten har haft. Detta ställer krav på nätbolagen att investera i mer resurseffektiva lösningar med digitala och smarta nätkomponenter. Nya tekniska utmaningar kan finnas i ett framtida energisystem, som till exempel effektbrist, brist på vissa systemtjänster som svängmassa och överproduktion av el under vissa perioder. Det finns även lösningar på de flesta av dessa utmaningar. Utöver ett fåtal pilot- och forskningsprojekt saknas dock i många fall praktiska tillämpningar av dessa lösningar. Detta ger nätbolagen den svåra uppgiften att göra investeringar i teknik som i många fall ska skrivas av på 40-50 års sikt utan att veta hur det energisystem de kommer att finnas i ser ut.

4.1 Hur ska nätbolagen komma framåt?

Många av nätbolagen och myndigheterna utgår ifrån grundförutsättningen att nätverksamhet går ut på att minimera risker. Även projektörer av vindkraft och annan ny produktionsteknik har varit riskobenägna på grund av en hårt pressad ekonomisk situation. Denna riskaversion, i kombination med att det idag saknas pilotstudier och goda exempel för många tekniker i Sverige gör att både nätbolag och investerare i förnybar produktion ofta är ovilliga att pröva ny teknik. Att minimera riskerna, och därmed avbrottstider och kostnader för kunderna, har tidigare varit ett rimligt synsätt hos bransch och myndigheten. I ljuset av den kraftiga omställning av energisystemet som kommer finns dock en uppenbar fara i att den största risken kan vara att göra investeringar i "gammal" teknik, eller att inte investera alls. Stora, kapitalintensiva investeringar kan riskera att bli obsoleta på sikt när priserna på batterier, mikronät och förnybar energi sjunker till en nivå där de blir konkurrenskraftiga jämfört med att bygga ut nätet i vissa regioner. I denna nya verklighet är det av största vikt att ge nätbolagen möjlighet att få testa både ny teknik och nya affärsmodeller och tariffstrukturer.

En viss insikt och oro för detta finns i branschen, men åsikterna är delade kring hur stor omställningen kommer att bli och hur snart den kommer. Intervjувaren och diskussionerna på seminarier och workshops som förts inom denna studie visar på att det finns en tydlig frustration både hos elnätsföretag, förnybartbransch och hos teknikleverantörer. Det finns en insikt om att energisystemet förändras, att elnäten behöver framtidssäkras och bli "smartare" och om att det finns ett behov att ställa om. Det saknas dock en gemensam syn på vad som behöver göras, och hur. Detta är en bakläxa till politikerna, som har lyckats skapa mål och överenskommelser för en omställning till ett hundra procent förnybart elsystem, men inte lika tydligt lyckats måla upp en vision för hur elnäten ska framtidssäkras.

Många nätbolag är intresserade av att investera i smartare nätkomponenter, men upplever att de är begränsade av elnätsregleringen. I dag styr regleringen främst mot att förbättra nyckeltal kopplade till leveranssäkerhet och avbrottstider samt till att göra kapitalintensiva investeringar i befintlig teknik som ger avkastning enligt reglermodellen. Det finns idag inte tillräckliga incitament för att göra investeringar i ny teknik eller att gå över till att upphandla systemtjänster på annat sätt, till exempel ifrån batterilager eller vindkraften. Snarare riskerar nätbolagen att bestraffas om de flyttar kostnader

från kapitalkostnader och "opåverkbara" rörliga kostnader till det som idag definieras som påverkbara kostnader, och därmed har ett effektiviseringskrav kopplat till sig¹⁵.

Processen kring att förändra regleringen och innehåll i exempelvis normprislistan, som styr vilka tekniker som elnätsbolagen investerar i, är också för långsam. Fyra års reglerperiod, plus eventuell tid för utredning, är en lång tidsperiod och medför att nya tekniker får vänta på att komma in på marknaden. Utöver detta har denna rapport visat att regleringen kan vara ett hinder på flera nivåer än så. Detaljstyrningen i regleringen, de frekventa förändringarna i regleringsmodell som elnätsbolagen upplever och den situation som uppstått med långa domstolsprocesser och förhandlingar mellan Ei och branschen har gjort många elnätsbolag mer passiva och ovilliga att testa nya tekniker och modeller än de egentligen skulle behöva vara.

Mycket fokus hamnar på elnätsregeringen i debatten, men utöver regleringen finns även andra hinder och drivkrafter som styr elnätsbolagens agerande. Det visar inte minst de exempel som lyfts fram i denna rapport och under de seminarier som har genomförts inom projektet. Det finns flera goda exempel på elnätsbolag som agerar proaktivt, investerar i nya tekniker och börjar testa nya affärsmodeller. Ofta handlar det om investeringar som görs utanför intäktsramsregleringen, men ändå inom ramen för vad elnätsbolagen får göra. Ibland handlar det om fall där nätbolag och andra organisationer valt att utmana lagstiftning och reglering i vad som kan betraktas som olika gråzoner. En gemensam faktor för dessa företag är att det finns en insikt om att en förändring kommer, tillsammans med ett intresse från ledningsnivå som ger ett tydligt mandat att agera inom organisationen. Många av de bolag som agerar proaktivt har även andra drivkrafter och direktiv från sina ägare än rent strikt ekonomiska. Bland andra värden som dessa företag lyfter fram kan nämnas: kundnöjdhet, att attrahera kompetens och personal, att utveckla nya affärer för framtiden och att framtidssäkra näten.

4.2 Skapa förutsättningar för kunderna att bidra

Flexibilitet och energilager har stor potential att bidra med lösningar på framtidens utmaningar med variabel produktion och möjlig effektbrist och/eller inlåst effekt i systemet. I dag finns flera hinder för att på ett optimalt sätt kunna utnyttja dessa resurser. Ett av de viktigaste är att kunderna idag har små möjligheter att påverka den totala kostnaden för elanvändningen, vilket minskar incitamenten både för energieffektivisering och laststyrning. En stor del av elpriset som kunden ser är fasta avgifter. Energiskatten på el är i praktiken en fast avgift per kWh istället för att vara procentuell mot marknadspriset och elnätstariffen består för många kunder till stor del av fasta avgifter och den rörliga delen ger inte heller några incitament till att flytta last i tiden. En ytterligare fråga som behöver hanteras för att skapa nya affärsmodeller kring flexibilitet och ge utrymme för nya aktörer att agera är den elhandlarcentriska modellen och hubben. Vi går mot en situation där elhandlaren ska vara kundens nav på energimarknaden, samtidigt som det är på nätsidan de stora vinsterna med flexibilitet kan göras. Aggregatörer kan ha en viktig roll för att lösa detta, men i dag råder det en osäkerhet kring vem som egentligen får göra vad på marknaden för lager, laststyrning, aggregering och avkopplingsbar el, vilket utgör ett hinder för flexibilitet genom aggregering.

Gällande energilager kompliceras situationen idag generellt av en spretig lagstiftning och incitament som pekar åt olika håll. Å ena sidan vill politikerna främja energilager genom ett direkt stöd till mikro-

¹⁵ Exempelvis genom att effekttysta slutkunder så att kostnad mot överliggande nät kan minskas

producenter av el. Inga krav finns dock på att lagret ska bidra med systemnytta och istället motverkas den möjligheten genom att stödet till förnybar produktion från mikroproducenter erhålls som en skattereduktion för inmatad el på nätet. För de tillämpningar där mikroproduktion saknas finns inget stöd, trots att lager skulle kunna göra stor systemnytta genom till exempel lastbalansering i områden där det finns många elbilar. Det finns även ett övergripande problem med att lager betraktas som produktion när de matar ut på elnätet och konsumtion när de laddas från nätet. Detta leder till en dubbelbeskattning, dubbla tariffer för in- och utmatning, så väl som till oklarheter kring hur de kan bidra som flexibilitetsresurs i systemet. Svenska Kraftnät har exempelvis ett system för att upphandla produktion, och ett annat för att upphandla nedreglering av konsumtion för att balansera systemet, där batterilager faller mellan.

Även mikronät och lokala energisystem har potential att bidra till flexibiliteten i systemet. Genom att producera lokalt och skapa en lokal delningsekonomi för el kan belastningen minska på det överliggande elnätet. I praktiken blir resultatet att det lokala elnätet optimerar sin användning mot överliggande distributionsnät, precis som distributionsnäten idag optimerar sin verksamhet mot regionnätet. Om de lokala energisystemen även har energilager kan en större resiliens mot avbrott och störningar skapas, vilket ger förutsättningar för att kunna skjuta upp investeringar och för att kunna minska kostnaderna för att exempelvis vädssäkra de överliggande elnäten. Idag finns dock en hel del oklarheter och hinder för att detta ska kunna bli verklighet. Det är idag inte tillåtet att bygga lokala nät som sträcker sig mellan byggnader, vilket kan behöva förändras genom att se över lagstiftningen kring undantag från koncessionsrätten. Rollfördelning och ansvar inom de lokala energisystemen och mellan lokala energisystem och nationella system behöver då också tydliggöras. Funktionskraven på näten kan behöva ses över i ljuset av dessa nya möjligheter. Idag är det till exempel ett lagkrav att elnätet inte får ha avbrott längre än 24 timmar. Detta krav leder idag till höga kostnader i form av dubbla system i vissa områden som ligger långt ut i näten, och kanske inte är nödvändigt på alla ställen om en större resiliens finns i systemet genom lokal produktion och lagring.

Om inte lagstiftningen kring mikronät och energilager ses över för att se till att de används för att optimera på ett bra sätt mot elnätet, och alla aktörer får betalt för sin systemnytta, finns en överhängande risk att teknikutvecklingen istället leder till att konsumenter eller grupper av konsumenter kopplar bort sig från nätet. Detta är en utveckling som redan syns i andra länder, och som inom en snar framtid kan vara möjlig även i Sverige. I vissa områden kan det visserligen vara motiverat då det kan minska behovet av att bygga ut nät till avlägsna områden av exempelvis sommarstugor. Men sker denna utveckling i större skala går systemet miste om de förutsättningar för resursdelning och effektivisering som elnäten är en möjliggörare för. Det finns också en risk för en negativ trend där effekten är att det blir dyrare för de konsumenter som finns kvar i systemet och ska dela på kostnaden för näten.

5 Rekommendationer

En av rapportens slutsatser är att det finns en frustration och osäkerhet i branschen kring vad som behöver göras för att framtidssäkra elnäten och minska risken för felaktiga investeringar. För att komma vidare med att implementera smarta elnätslösningar ger Power Circle här fem rekommendationer på områden som är prioriterade att se över.

1) Åtgärda akuta problem i nätregleringen

Se över hur regleringen bättre kan användas för att skapa ett förändringstryck och motivera elnätsbolagen att effektivisera även sina kapitalinvesteringar och kunna flytta kostnader från kapitalinvesteringar till köp av tjänster och flexibilitetsresurser utan att de straffas för det.

Utveckla också någon typ av marknad eller prissättning för systemtjänster, så att det skapas incitament för nya aktörer att leverera systemtjänster och incitament för elnätsbolagen att handla upp dessa i första hand före kapital- och resursintensiva investeringar.

2) Möjliggör för nätbolagen att testa nya tekniker och affärsmodeller

Skapa tydligare incitament för nätbolagen att satsa på FoU och testa nya tekniker, till exempel genom att de får ta med en viss procent i intäktsramen, genom att de får ett riskavlyft eller genom en särskild fond att söka pengar ur. Som en övergångslösning kan en särskild utlysning från Energimyndigheten, dedikerad till att testa nya nättekniker, vara en möjlighet.

Som ett första steg bör Energimarknadsinspektionens förslag om att tillåta undantag för nätbolagen att genomföra piloter och testa nya tariffmodeller snarast införas.

För att på bästa sätt kunna utnyttja de möjligheter som kommer med framtidens tekniklösningar bör en översyn på sikt göras av hur en bredare flora av tariffer kan implementeras för att bättre avspeglar diversiteten av olika kunder i systemet. Olika kundgrupper kan behöva olika tariffmodeller beroende på hur deras möjlighet och vilja till flexibilitet och laststyrning ser ut, men även beroende på exempelvis vilken grad av leveranssäkerhet de behöver och är beredda att betala för.

3) Åtgärda oklarheter kring batterilager

Åtgärda krånglet kring batterier med att se över lagstiftningen för dessa. I ett första steg bör understrykas i lagtexter att batterilager är en flexibilitetsresurs, och därmed inte att betrakta som vare sig konsumtion eller produktion. Dubbelbeskattningen bör snarast tas bort och batteristödet ses över för att bättre främja batteriernas roll som flexibilitetsresurs för näten. Ett teknikintroduktions-stöd behövs troligen under en övergångsperiod, men bör vara utformat så att det också driver på för att använda lagret på ett sätt som är optimalt ur ett systemperspektiv. Sverige bör även verka för att nätbolagen tillåts äga batterilager, men inte handla med el på ett sådant sätt att marknaden påverkas.

4) Skapa incitament för användarflexibilitet

För att främja flexibilitet behövs en bättre styrsignal för elpriset mot kunden. Sedan bör elskatten förstärka styrsignalen mot kunden snarare än att minska den.

En styrsignal för effekt mot kund bör införas. En effektbaserad tariffmodell för fler elnätskunder kan vara ett första steg för att främja laststyrning och användarflexibilitet. För att skapa incitament till att optimera kundernas last mot både trängsel i lokalnätet och tillgång på elmarknaden behövs troligen även någon form av tidskomponent i tariffmodellen.

Det är dock osäkert om kunderna själva kommer att driva flexibilitet, därför bör åtgärder göras för att främja att aggregatorer och tredjepartsaktörer skapar smarta flexibilitetstjänster. Standard inom mätning och digitalisering är en nyckelfråga för att kunna utveckla smarta tjänster. Lagstiftningen bör gå mot att öppna gränssnitt för data. Det bör vara möjligt för kund och tredjepartsaktörer att ta del av informationen från mätaren i realtid. Roller mellan olika aktörer på marknaden måste också tydliggöras och gråzoner i lagstiftning och reglering åtgärdas. I dag utgör dessa ett stort hinder för nya företag att ge sig in på marknaden och för etablerade företag att våga göra investeringar i vissa tekniker.

Ett särskilt stöd till teknikintroduktion av styrutrustning för exempelvis värmepumpar och elbils-laddning är också en möjlighet som bör utredas.

5) Åtgärda generella hinder i lagstiftning och reglering

Ett viktigt första steg för att skapa rätt förutsättningar för både politiker att forma styrmedel, och för branschen att göra rätt investeringar, är att skapa en politisk målsättning och vision för vilken roll elnätet ska ha i framtidens energisystem. Det finns dock även ett antal mer generella hinder i dagens lagstiftning som kan behöva ses över för att se till att styra alla aktörer i rätt riktning.

Lagstiftningen är idag på många sätt anpassad för gårdagens teknik. Den är för stelbent och processer kring att förändra den är i många fall för långsamma för ny teknikutveckling. Försöken att anpassa lagstiftningen till den teknikutveckling som skett har lett till ett lapptäcke med undantag, riktade stöd, gråzoner och vissa motstridiga direktiv. Denna situation motverkar också teknik-neutralitet och möjligheten för nya tekniker och lösningar att komma in. En utredning behöver därför tillsättas för att se över både skattelagstiftningen, ellagen och elnätsregleringen. Även om detta är ett svårt och politiskt komplicerat arbete är det en nyckelfråga för att framtidssäkra elnäten och förhindra att branschen låser in sig i gammal teknik. Ett smart och modernt elnät kräver också en smart och modern lagstiftning.

6 Referenser

- Accenture. (2011). *Revealing the values of the new energy consumer*. Accenture.
- Armendáriz. (2017). *Cost-effective Communication and Control Architectures for Active Low Voltage Grids*. . KTH Doctoral Thesis, School of Electrical Engineering (EES), Electric Power and Energy Systems.
- BNEF. (2017). *Sustainable Energy in America Factbook*. Bloomberg New Energy Finance.
- BNEF. (den 2017 december 2017). The latest bull case for electric cars: the cheapest batteries ever.
- Copenhagen Economics. (2017). *Incitament för smarta elnät*. Copenhagen economics/Forum för smarta elnät.
- DIW. (2017). *Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective*. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- ECN. (2017). *Reducing wind turbine loads with down-regulation*. ECN Wind Energy.
- EECSP. (2017). *Cyber security in the energy sector - Recommendations for the European Commission on a european strategic framework and potential future legislative acts for the energy sector*. Energy Expert Cyber Security Platform.
- Ei. (2016). *R2016:15 Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*. Energimarknadsinspektionen.
- Energiföretagen Sverige. (2017). Tema: Delningsekonomi och blockchain. *ERA - Electricitetens rationella användning*(8), ss. 24-33.
- Energimyndigheten. (2017). *ET 2017:12 Energiläget 2017*. Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Etherden, N., & Tjäder, J. (2015). *Bedömning av risker vid implementering av dynamisk belastbarhet R2015:140*. STRI AB. Energiforsk AB.
- EU. (2016). Clean energy for all Europeans. Europeiska kommissionen.
- Forum för smarta elnät. (2017). *Strategi för en ökad flexibilitet i elsystemet genom smarta elnät*. Forum för smarta elnät.
- IEA. (den 4 oktober 2017). *Solar PV grew faster than any other fuel in 2016, opening a new era for solar power*. (I. E. Agency, Producent) Hämtat från [www.iea.org: https://www.iea.org/newsroom/news/2017/october/solar-pv-grew-faster-than-any-other-fuel-in-2016-opening-a-new-era-for-solar-pow.html](https://www.iea.org/newsroom/news/2017/october/solar-pv-grew-faster-than-any-other-fuel-in-2016-opening-a-new-era-for-solar-pow.html) den 5 oktober 2017
- IVA. (2015). *Energilagring - Teknik för lagring av el*. Stockholm: Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien.
- IVA. (2016). *Svängmassa i elsystemet - en underlagsstudie*. Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien.

- Löfstedt, D. (den 28 mars 2017). *Second opinion*. Hämtat från www.second-opinion.se: <http://second-opinion.se/regler-och-skatter-hinder-for-flexibilitet/>
- Löfstedt, D. (den 21 november 2017). *Second opinion*. Hämtat från www.second-opinion.se: <http://second-opinion.se/begransad-kundrelation-forsvarar-innovation/> den 22 november 2017
- Lindahl, J. (2016). *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden*. Eskilstuna: International Energy Agency.
- NEPP. (2013). *Översiktlig bedömning av teknikutveckling och tillämpning inom nyckelområden som ställer nya krav på att elnäten utvecklas - elfordon, vindkraft, solceller och energilagring*. North European Power Perspectives.
- NEPP. (2016). *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*. North European Power Perspectives.
- Neyman, J. (den 28 augusti 2017). *SaltX tecknar avtal för storskalig energilagring*. Hämtat från www.energinyheter.se: <http://www.energinyheter.se/20170828/18247/saltx-tecknar-avtal-storskalig-energilagring> den 22 november 2017
- Nissan GB. (den 10 maj 2016). *Nissan and Enel launch groundbreaking vehicle-to-grid project in the UK*. Hämtat från Newsroom Nissan Europe: <https://newsroom.nissan-europe.com/uk/en-gb/media/pressreleases/145248/nissan-and-enel-launch-groundbreaking-vehicle-to-grid-project-in-the-uk> den 5 december 2017
- Nordic TSO. (2016). *Challenges and Opportunities for the Nordic Power System*. Oslo: Fingrid, Energinet, Statnett, Svenska Kraftnät.
- NREL. (2017). *Enabling the SMART wind power plant of the future through science-based innovation*. National renewable energy laboratory.
- NVE. (den 2016 mars 2017). *Finansiering av FOU*. (N. v.-o. energidirektorat, Producent) Hämtat från <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/finansiering-av-fou/> den 2017 oktober 2017
- OECD/IEA. (2017). *Global EV Outlook 2017 - Two million and counting*. OECD/IEA.
- Pham, S. (den 23 november 2017). *CNN Tech*. Hämtat från www.money.cnn.com: <http://money.cnn.com/2017/11/23/technology/tesla-south-australia-battery-wind-farm/index.html> den 24 november 2017
- Power Circle. (2014). *Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige*. Stockholm.
- Power Circle. (2016). *Potentialen för lokala energilager i distributionsnäten*. Power Circle.
- Power Circle. (2017). *Laddbara bilar i Sverige*. Hämtat från elbilsstatistik.se: <http://elbilsstatistik.se/startside/se-statistik/> den 23 Oktober 2017

PWC. (2016). *Blockchain - an opportunity for energy producers and consumers?* PWC.

Regeringskansliet. (2016). *Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna*. Regeringskansliet.

Regeringskansliet. (den 3 oktober 2016). *www.regeringen.se*. Hämtat från Regeringen främjar lagring av egenproducerad el: <http://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2016/10/regeringen-framjar-lagring-av-egenproducerad-el/> den 5 november 2017

Regeringskansliet. (den 3 september 2017). *Bonus-Malus och bränslebytet*. Hämtat från *www.regeringen.se*: <http://www.regeringen.se/artiklar/2017/09/bonus-malus-och-branslebytet/> den 23 oktober 2017

RMI. (2015). *The economics of battery energy storage*. Rocky Mountains Institut.

Söderholm, E. (den 20 mars 2017). *Vattenfall köper batterier från BMW*. Hämtat från *www.mestmotor.se*: <http://www.mestmotor.se/recharge/artiklar/nyheter/20170320/vattenfall-koper-batterier-fran-bmw/> den 23 oktober 2017

SOU. (2014). *SOU 2014:84 Planera för effekt!* Samordningsrådet för smarta elnät.

SOU. (2017). *SOU 2017:26 Delningsekonomi - På användarnas villkor*. Betänkande av Utredningen om användarna i delningsekonomin.

SvD Näringsliv. (den 11 september 2017). *Stopp för förnybar energi på Gotland*. Hämtat från *www.svd.se*: <https://www.svd.se/stopp-for-fornybar-energi-pa-gotland> den 21 november 2017

Sweco. (2017). *100% förnybart*. Sweco Energuide AB.

Svenska Kraftnät. (den 17 oktober 2017). *Balansansvar*. Hämtat från *www.svk.se*: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar> den 20 december 2017

Svenska Kraftnät. (2017). *Efterfrågefleksibilitet på energimarknaden, seminarium om flexibilitet på energimarknaden 14 november 2017*. Svenska Kraftnät.

Widegren, K. (2016). *PM: Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager - principiella utgångspunkter och möjligheter*. Energimarknadsinspektionen.

Bilaga: Förteckning intervjuer och seminarium

Projektet har utförts i samråd med en arbets- och referensgrupp som bidragit till arbetet via diskussioner och input om enskilda sakfrågor, rekommendationer och rådgivning kring upplägg och seminarier, samt med feedback på utkast och förslag.

Personer som medverkat i arbets- och referensgruppen är:

- Daniel Köbi, Jämtkraft
- Alexandra Lindfors/ Mattias Wondollek, Svensk Vindenergi
- Olle Hansson, Ellevio (tom 2017-06)
- Elin Löfblad, OX2
- Johanna Rosenlind, Mälarenergi (tom 2017-06)
- Charlotta Klintberg, E.ON
- Anders Fredriksson, Energiföretagen
- Jonas Persson, Vattenfall
- Peter Ackebjer, Holtab
- Claes Wedén, ABB
- Stefan Ivarsson, RISE

I projektet har även intervjuer genomförts med ett antal personer utöver deltagare i referensgrupp/arbetsgrupp som bidragit under möten, i skriftlig form och i vissa fall i med separata intervjuer. Intervjuerna har varit semi-strukturerade dvs, intervjufrågor och generella diskussionsteman har förberetts och i vissa fall skickats ut i förhand men diskussion har anpassats under intervjun beroende på person och kontext.

Exempel på frågor som diskuterats:

- Vad innebär "smarta elnät" för dig?
- Vilka teknikskiften behövs för att framtidssäkra näten?
- Vilka beteendeförändringar behövs och hur står de i paritet till teknikskiften?
- Vilka tror du är de största hindren och drivkrafterna för att få fart på utvecklingen av smarta elnät?
- Hur förhåller sig regleringen i sin nuvarande form till framväxten av smarta elnät? (Hur viktig är den, är den ett hinder eller ett incitament...)
- Om man vill främja framväxten av smarta elnät, hur behöver elnätsregleringen ändras? Vilka konsekvenser skulle det få?
- Vilka övriga förändringar behöver till?
- Upplever du att elnätsbolagen ligger i framkant och förstår vad som behöver förändras för att framtidssäkra näten? Är det viktigt att de ligger i framkant?
- Vem bör driva utvecklingen av smarta elnät?
- Hur bör elnäten utvecklas för att möjliggöra en ökad integration av vindkraft och andra förnybara energikällor?
- Vad är det största hindret för denna utveckling idag?
- Hur kan vi främja laststyrning och användarflexibilitet?

Utöver deltagare i referensgrupp har följande personer intervjuats:

- Anton Nordström, Vattenfall Eldistribution
- Björn Berg, Ngenic
- Björn Jernström, Ferroamp
- Bo Normark, InnoEnergy
- Catarina Naclér, Fortum
- Erik Gunheden, OX2
- Erling Gustavsson, Smart Grid Network
- Gunnar Fredriksson, Energiföretagen Sverige
- Hans Olof Nilsson, HO Nilsson Enterprise
- Jens Isemo, Linde Energi
- Joachim Lindborg, Sustainable Energy
- Karin Byman, IVA
- Karin Widegren, Widegren Energy
- Lars Olsson, Seniorit AB
- Marielle Lahti, Forum för Smarta Elnät
- Peter Söderström, Vattenfall Eldistribution
- Tomas Wall, Desiderate AB

Input har också hämtats från intervjuer i samband med de projektexempel som presenterats i rapporten samt ifrån de seminarier som arrangerats under projektet; både via presentationer, paneldiskussioner, workshops och mentimeterfrågor till publiken. Deltagarna har också haft möjlighet att lämna skriftliga kommentarer i efterhand på frågorna och innehållet i seminarierna.

Förteckning Seminarier

Fem seminarier har genomförts med sammanlagt över 400 deltagare ifrån bland annat nätbolag, leverantörer, vindbransch, forskning och konsulter.

Seminarium 1, med fokus på energilager i distributionsnätet ägde rum i Halmstad i samarbete med Halmstads Energi och Miljö den 8 december 2016 under titeln "Energilager – hot eller möjlighet för nätbolagen". I programmet fanns både omvärldsspaning och trendanalys samt konkreta case och projektpresentation. Även en presentation av Energimarknadsinspektionen om regleringens syn på lager gjordes. En workshopdel med diskussioner och svar på frågor på blädderblock genomfördes också. På seminariet deltog 74 personer, med en bred representation av nätbolag från hela landet. Många frågor kom upp under paneldiskussionerna och i workshop och paus diskuterades det flitigt bland deltagarna, vilket tyder på stort intresse och engagemang i frågorna.

Seminarium 2 hade fokus på elbilsladdning i nätet och genomfördes i Västerås den 16 mars 2017 tillsammans med Mälarenergi. I programmet fanns både omvärldsspaning och projektpresentationer och en diskussion fördes om hur elbilsladdningen ska planeras för att minska de negativa effekterna på nätet och bättre kunna möjliggöra för att integrera mer förnybart i nätet. Publikfrågor med menimeter användes denna gång för att skapa interaktivitet, vilket fungerade bra. 123 personer deltog i seminariet med en bred representation av nätbolag och bransch.

Seminarium 3 hölls den 31 maj 2017 i Östersund tillsammans med Jämtkraft och Forum för smarta elnät med tema "Smarta Elnät – hur går vi från vision till verklighet". Deltog gjorde 69 personer, och åter igen användes Mentimeter för att skapa interaktivitet, utöver diskussioner i pauser och publikfrågor. En rapport från seminariet finns på Power Circles blogg:

<http://powercircle.org/nyhet/%E2%80%8Bsmarta-elnet-hur-gar-vi-fran-vision-till-verkstad/>

Seminarium 4 hölls den 20 november 2017 hos Vattenfall i Stockholm, tillsammans med Energiföretagen Sverige. Seminariet var fullt med 100 anmälda deltagare, i tillägg en väntelista med 20 personer men sena återbud gjorde att antaget faktiska deltagare landade på 87. Mentimeter användes för att skapa interaktivitet utöver publikfrågor och nätverkande i pauser. En rapport från seminariet finns på Power Circles blogg:

<http://powercircle.org/nyhet/blogg-seminarium-om-elnetets-roll-framtidens-smarta-energisystem/>

Seminarium 5 hölls den 4 december 2017 i Ystad, tillsammans med E.ON, på temat Microgrids och lokala energisystem. På seminariet deltog 64 personer. Utöver presentationer på förmiddagen av olika projekt kring microgrids bjöd dagen på ett studiebesök till E.Odns projektsite Simris, där ett vindkraftverk och en solcellspark driver ett lokalt energisystem med batterilager och smart styrning. Även denna gång användes Menti, tillsammans med diskussioner i publiken, för att skapa interaktivitet. En rapport från seminariet finns på Power Circles blogg:

<http://powercircle.org/nyhet/lokala-energisystem-tillgang-eller-utmaning-elnetet/>