

Mars 2018

Aktörsperspektivet – ansvar och roller i elsystemet

– en sammanställning av intervjuer med ett antal aktörer

Underlagsrapportering, delprojekt 7

Håkan Sköldberg, Profu



Innehåll

Sammanfattning	3
Inledning	4
Ansvar för effekt på lång sikt.....	5
Behovet av ny planerbar kraft – marknadslösningar	6
Nätutbyggnad tar lång tid	6
Lokala effektproblem till följd av nätbegränsningar	6
Exempel på åtgärder för att minska effektutmaningarna.....	7
Efterfrågeanpassning.....	7
Samverkan	8
Indelning i elområden, både inom landet och i andra länder	9
Stöd till viss planerbar kraft.....	9
Reglermarknadsprodukter	9
Batterier, aggregatorer, m.m.	9
Nya aktörer.....	10
Blockkedjeteknik	10

Sammanfattning

Som ett led i att beskriva hur olika aktörer ser på energimarknadernas utveckling så har vi genomfört intervjuer med ett antal personer som är verksamma inom NEPP-nätverket. Frågorna har fokuserat på ansvar, aktörernas roller och nya aktörer. Även om frågorna varit ganska generella så har svaren och diskussionen till helt övervägande del handlat om elmarknadens utveckling.

Den övergripande bakgrunden till diskussionen utgörs av eleffektutmaningen. Denna kan sammanfattas i följande punkter:

- Nationellt
 - Planerbar kraft fasas ut då stora mängder förnybar, variabel produktion med låga rörliga kostnader tillkommer
 - Effektsituationen är inte ansträngd idag, men kan bli det på lång sikt
 - Utvecklingen i omvärlden påverkar starkt (överföringsförbindelser och produktionssystem i grannländerna)
- Lokalt/regionalt
 - Det finns redan lokala nätbegränsningar i storstadsregionerna
 - Situationen kan fortsätta förvärras eftersom nätutbyggnad tar lång tid och nya elbehov tillkommer

En återkommande oro som flera av de intervjuade ger uttryck för är att *”Ingen har det långsiktiga ansvaret för att elförsörjningen går ihop”*.

Diskussionen om effektutmaningen på nationell nivå, och med särskilt fokus på ansvarsfrågor, kan sammanfattas i följande punkter:

- Man förutser minskande tillgång på planerbar kraft
 - Ökade förbindelser till grannländer kan bidra till att minska utmaningarna
 - Effektsituationen är särskilt ansträngt i elområde 4 och ett par förslag framfördes:
 - ”Anslut Norgekabel vid Barsebäck”
 - ”Kräv prisområden även i Tyskland”
- Nätutbyggnad tar tid (risk för brist, stora elprisskillnader mellan elområden, m.m.)
 - ”Är den omfattande omställningen möjlig att genomföra med nuvarande tillståndsprocesser?” var en oro som framfördes
 - Staten ger bidrag till olika sorters produktion (elcertifikat, stöd till solceller, m.m.). Då är det kanske rimligt att det också ges bidrag till planerbar produktion där den behövs? Ett par idéer lyftes fram:
 - Kraftvärme i malpåse aktiveras
 - Biokondens skulle kunna byggas i Oskarshamn, där existerande infrastruktur kan utnyttjas
- Industrin skulle kunna hjälpa till mer på reglermarknaden, men för det behövs anpassade ”reglermarknadsprodukter” som tar sin utgångspunkt i industrins förutsättningar
- Efterfrågeanpassning nämns ofta som ett sätt att minska effektutmaningarna och öka kostnadseffektivitet
 - Incitamenten är dock för närvarande svaga
 - Stora delar av elanvändningen kan delas in i personberoende användning eller apparatberoende användning. De har olika förutsättningar att tas i anspråk för efterfrågefleksibilitet
 - Digitalisering och smarta nät kan underlätta och effektivisera efterfrågeanpassningen
 - Apropå Smarta nät – det är styrningen som är smart, inte näten

- På sikt kan så kallade aggregatorer bli intressanta, men för närvarande är incitamenten för funktionen små
 - Blockkedjeteknik kan skapa förutsättningar för att aktörer sluter sig samman och eliminerar mellanhänder. Osäkerheterna om detta är dock för närvarande stora
- Som ett medel för att undvika problem med effektförsörjningen nämns ibland kapacitetsmarknad. Det framfördes tveksamhet till nyttan med en sådan. Behövs mer kapacitet så kanske nuvarande upphandlade effektreserv istället kan utökas?
- Ansvarsfrågan diskuterades och oklarheten om det långsiktiga ansvaret har redan nämnts. Andra områden som diskuterades i det sammanhanget var:
 - Tydliggör förväntningarna genom att leveranssäkerhetsmål sätts upp
 - Omställningen av elmarknaden med alltmer distribuerad elproduktion kan komma att skapa ett behov av lokalt systemansvar

De lokala utmaningarna lyftes fram som både viktiga och avsevärt mer näraliggande i tid. Under diskussionerna hänvisades i många fall till situationen i Stockholm:

- Elanvändningen har redan "slagit i taket" effektmässigt
- Större elinmatningskapacitet till staden kommer inte att finnas på plats förrän år 2026
- Det finns ett antal orsaker till fortsatt elanvändningsökning: inflyttning, elbilsaddning, datahallar, lokala värmepumpar, m.m.
- Elproduktionskapaciteten inom staden kan komma att minska (oljeeldad kraftvärme, gasturbiner, m.m.). Få drifttimmar för att täcka fasta kostnader
 - Bidrag till finansiering av sådan produktion kan kanske komma från andra parter, men det finns osäkerhet om vad som är tillåtet
- Efterfrågeanpassning är en åtgärd för att underlätta effektproblematiken (tappvarmvatten, uppvärmning, fjärrvärme, kondens, m.m.)
 - Effektprissättning kan ge tydligare prissignal om värdet av anpassning
 - Mycket behöver finnas på plats för att realisera möjligheterna: mätare, timpris, teknik i apparater, volatila elpriser, affärsprocesser, vilja att delta, m.m.
- Samverkan för att lösa den lokala effektutmaningen diskuterades:
 - Samverkan finns redan, t.ex. vid planering av nätutbyggnad
 - Det förefaller i huvudsak föreligga samsyn om problembilden
 - Vad kan man åstadkomma inom nuvarande regelverk ?
 - Aktiviteter som "Testbädd" och "Policy Lab" kan vara intressant för att testa former för att genom samverkan komma tillrätta med effektproblematiken
 - Identifiera (teoretiskt) lösningar genom samverkan
 - Prova i praktiken (efter tillstånd från övervakande myndighet)

Inledning

Som ett led i att beskriva hur olika aktörer ser på energimarknadernas utveckling så har vi genomfört intervjuer med ett antal personer som är verksamma inom NEPP-nätverket. Frågorna har fokuserat på ansvar, aktörernas roller och nya aktörer. Även om frågorna varit ganska generella så har svaren och diskussionen till helt övervägande del handlat om elmarknadens utveckling.

Följande personer har intervjuats:

- Fabian Levihn, Stockholm Exergi
- Conny Johannsson, StoraEnso
- Henrik Bergström, Ellevio
- Therese Fahlberg, Svenska kraftnät
- Mikael Odenberger, Energiteknik Chalmers

I den efterföljande texten lyfter vi fram resultat från diskussionerna. Dessa har placerats in under ett antal olika rubriker. Redovisningen kan bitvis uppfattas som ostrukturerad eftersom den helt enkelt består av delresultat från de olika intervjuerna som sedan sorterats in under olika ämnesrubriker. Den valda redovisningsformen medför också att det i princip finns flera ställen där ett visst resultat skulle kunna lyftas fram. Vi avstår genomgående från att redovisa vem som sagt vad.

Den övergripande bakgrunden till diskussionen utgörs av eleffektutmaningen. Denna kan sammanfattas i följande punkter:

- Nationellt
 - Planerbar kraft fasas ut då stora mängder förnybar, variabel produktion med låga rörliga kostnader tillkommer
 - Effektsituationen är inte ansträngd idag, men kan bli det på lång sikt
 - Utvecklingen i omvärlden påverkar starkt (överföringsförbindelser och produktionssystem i grannländerna)
- Lokalt/regionalt
 - Det finns redan lokala flaskhalsar i storstadsregionerna
 - Situationen kan fortsätta förvärras eftersom nätutbyggnad tar lång tid och nya elbehov tillkommer

En återkommande oro som flera av de intervjuade ger uttryck för är att *”Ingen har det långsiktiga ansvaret för att elförsörjningen går ihop”*.

Ansvar för effekt på lång sikt

Den nuvarande elmarknaden är en politisk konstruktion med både fördelar och nackdelar. Det är i huvudsak en ”energy only”-marknad, men med subventionering av förnybar elproduktion genom stöd och elcertifikatsystem som påverkar marknaden. Det kan bli problematiskt med effektbalansen när planerbar kraft, t.ex. i form av kärnkraft, på sikt fasas ut. Tillgången på planerbar kraft kan bli ett problem inte bara nationellt utan också regionalt. Vem är ansvarig?

Det finns en trend att lösa samhällsproblem med samverkan och förhandlingar. Kan man tänka sig en liknande utveckling på elsidan, där nätbolag, staden och staten går samman för att lösa lokala flaskhalsproblem? Förutom att bidra till finansiering av elproduktion skulle kanske kommunens ”ickekritiska” egen elanvändning kunna dras ned vid behov? Det finns en diskussion om en stor ”infrastrukturskuld” i Sverige. Då pekar man ofta på VA-nät och järnväg, men kanske också elnät. Ökad samverkan nämns ibland som en lösning på detta. Ökade placeringsmöjligheter för pensionsfonder skulle kanske kunna möjliggöra finansiering den vägen?

Ett stort dilemma är att ingen har det långsiktiga ansvaret för att elförsörjningen går ihop. Ett sätt att tydliggöra förväntningarna på elsystemet är att sätta upp leveranssäkerhetsmål och följa upp utvecklingen i förhållande till dessa. Frågan som då kvarstår är vem som har det övergripande ansvaret för att målen uppfylls.

I takt med att elproduktionen förändras med allt större inslag av distribuerad produktion, t.ex. vindkraft och framför allt solceller, så får Svenska kraftnät allt svårare att fullgöra sin systemansvarsroll. De pekar på behovet av lokalt systemansvar som komplement. Detta diskuteras i Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan.

Behovet av ny planerbar kraft – marknadslösningar

En kapacitetsmarknad för eleffekt anses av vissa absolut inte vara lämplig. Om behov av ytterligare incitament för effekt finns så är det bättre med en större effektreserv. Eller kanske en Svensk Effektförsörjning (AB) som skulle kunna finansiera effekt som bedöms behövas och på platser där den behövs. Exempel på sådant som skulle kunna utnyttjas är E.ONs gaskombianläggning vid Öresundsverket. Man skulle kanske också kunna tänka sig stöd till kraftvärmeutbyggnad, som annars riskerar att bli hetvattenpanna.

Effektproblematiken kan också på sikt förväntas uppstå på nationell nivå. Problemen kan dämpas av förväntad utbyggnad av landförbindelserna, i linje med EU-mål. Kapacitetsmarknad nämns ibland och vissa är då oroliga för att den ska störa marknaden. Men vi har ju redan en effektreserv...

Nätutbyggnad tar lång tid

I storstadsregionerna finns lokala nätbegränsningar som leder till effektproblem. Ett viktigt skäl till problemen är de extremt långa ledtiderna för nätutbyggnad, samtidigt som ledtiderna för användnings- och produktionsförändringar är så mycket kortare. Den stora omställning av elförsörjningen som vi är mitt uppe i leder till stora utmaningar. Man kan till och med fråga sig om den blir möjlig att genomföra med nuvarande tillståndsprocesser.

Lokala effektproblem till följd av nätbegränsningar

I Stockholm har man under 2016 flera gånger "slagit i taket" för elinmatningen till Stockholm. Svenska kraftnäts nätutbyggnad dröjer och först 2026 tillkommer ytterligare effekt. Då kanske det fattas 500 MW? Efter ett antal år kan dock även den tillkommande effekten vara för liten (elbilsaddning, inflyttning, datahallar,...). Effektsituationen kan åtgärdas genom att tillföra elproduktionskapacitet inom systemgränsen eller minska användningen inom systemgränsen.

Ett dilemma är att Stockholm Exergis biooljeeldade kraftvärmeverk Kv1 måste moderniseras för att kunna användas (styrsystem, m.m.). Det finns ingen lönsamhet för dem att göra det utifrån dagens elpriser och marknadsförhållanden. Kv1 har fina prestanda och är utrustad med kondenssvans. I kondensdrift ger den 250 MW_{el}.

Om man överväger produktionsutbyggnad (eller undviken avveckling) så är sannolikt modernisering av Kv1 klart billigast, avsevärt billigare än nya gasturbiner. Batterier skulle också kunna fylla den efterfrågade rollen, men sannolikt till klart högre kostnader än för Kv1.

Ett problem är dock vem som ska finansiera. Med nuvarande regelverk finns ingen part som självklart förväntas göra det. En fråga som kan ställas är var ansvarsutkrävandet hamnar om Stockholm blir utan el. Fortum, Ellevio och Svenska kraftnät kan kanske hävda att de följer regler och marknadsmodeller som fastställts via politiska beslut och att de inom givna ramar har gjort det som är möjligt. Därmed skulle ansvaret falla på den politiska nivån. Om "politiken" vill undvika att de ställs till ansvar för elbrist i Stockholm så skulle de kunna besluta om att t.ex. ge stöd till renovering av Kv1.

Det skulle exempelvis kunna ske genom att ge Svenska kraftnät i uppdrag att upphandla "lokal effekt". Man skulle också eventuellt kunna överväga om det istället skulle vara någon annan myndighet som skulle ta det ansvaret, exempelvis MSB. Man kan överväga olika sätt att finansiera sådana åtgärder, exempelvis via nätavgiften.

Ett exempel på utveckling i "fel" riktning är kopplad till de gasturbiner som Fortum har i Stockholm. De har effekten 91 MW och att ha dessa driftklara har hittills finansierats genom att Svenska kraftnät handlat upp effekt. Nu kommer EU-regler som förefaller kräva att upprätthållande av sådan effekt uteslutande ska finansieras med energipriserna. Att ha gasturbinerna driftklara sägs kosta 34 Mkr per år och gasturbinerna körs typiskt bara en timme per år (i samband med provkörning). Det betyder att spotpriset den timmen måste överstiga $34\,000\,000 / 91 = 375\,000$ kr/MWh för att nå lönsamhet!

Den stora förloraren i en situation med elbrist är sannolika kunderna. De har inte heller givits möjligheten att betala för att undvika situationen.

I allt fler regioner sägs elförsörjningsproblem uppträda. Förutom Stockholm nämndes Göteborg, Malmö, Uppsala och Mälardalen. Problemen hänger samman med regionernas tillväxt. Exempel på sådant som ökar effektbehovet är fortsatt inflyttning, elbilsladdning, kollektivtrafik, datahallar, m.m.

I samband med diskussionen om lokala flaskhalsar så är det inte självklart att dessa till varje pris ska byggas bort. Varför ska t.ex. datahallar byggas i Stockholm? Det finns de som menar att det väl är bättre att bygga dem på platser där elförsörjningen inte är begränsad. Utnyttjandet av restvärme sägs väga lätt och det är inte ens säkert att det är "prima" värme för fjärrvärmesystemet, eftersom temperaturnivån på restvärmen kan vara för låg.

Exempel på åtgärder för att minska effektutmaningarna

Efterfrågeanpassning

Man kan se framför sig att man utnyttjar efterfrågeanpassning, antingen genom att kunderna utifrån prissignaler anpassar sin användning eller genom att någon upphandlar effektreduktion, exempelvis elbaserad tappvarmvattenberedning. Vid sträng kyla är sannolikt nedreglering av elvärme svår till följd av begränsad värmetröghet i de flesta småhus (med träkonstruktion) som gör att innetemperaturen snabbt (inom ett par timmar) sjunker under drägliga nivåer. Det finns många fler exempel på användning som skulle kunna regleras ned. Laddning av elbilar kan vara en sådan. Det finns olika aktörer som skulle kunna administrera detta, t.ex. elnätsföretaget eller någon fristående aggregator som "samlar in" många små användare och behandlar deras användning "rationellt". Detta skulle kunna upphandlas på samma sätt som för produktion, och finansieras på motsvarande sätt. Specifikt för Stockholm är bedömningen att detta effektmässigt skulle kunna vara av samma storleksordning som elproduktionen från den biooljeeldade kraftvärmeanläggningen Kv1.

I Stockholms fjärrvärmesystem används el i värmepumpar. Dessa skulle kunna regleras ned vid ansträngd elbalans och ersättas med biooljeeldning i existerande eller nya hetvattenpannor. Elpriset måste dock vara mycket högt för ett detta ska bli intressant eftersom värmefaktorn uppgår till 3 och bioolja är relativt dyr. Sannolikt måste elpriset överstiga 2 kr/kWh eller ännu mer om nya pannor behövs för att klara värmelasten utan värmepumparna.

Vid tider då elnätet är mycket ansträngt kan man dra ned fjärrvärmeproduktionen och låta kraftvärme övergå i kondensdrift, vilket ger något större elproduktion. I flerbostadshus och lokaler är värmetrögheten stor och innetemperaturen sjunker mycket långsamt.

Öppen fjärrvärme är ett exempel från värmesidan på att aktörer får nya roller. Här levererar periodvis värmekunder eller andra externa parter värme till Fortums fjärrvärmesystem (jmf. "prosumenter"). Dessa ger ett märkbart energitillskott, men effekten är mycket begränsad, säg 20 MW i förhållande till maxeffektbehovet i fjärrvärmesystemet på 4700 MW.

Efterfrågeflexibilitet är också ett sätt att lindra regionala "flaskhalsar". Det är dock begränsade mängder el som man i Stockholm kan förvänta sig att påverka. Man undersöker möjligheterna att bättre få fram prissignalerna till kunderna genom att testa effektprissättning. För att efterfrågeanpassning ska kunna fungera smidigt krävs dock att hela kedjan finns på plats, i form av moderna mätare, timpriser på el, teknik i elanvändningen, större volatilitet i elpriserna, affärsprocesser, användarnas vilja att delta, m.m. Aggregatorer är något som många talar om och som kan bli intressant, men för närvarande är de ekonomiska incitamenten små.

Man kan också tänka sig att industrin får en roll genom efterfrågeanpassning, men för detta krävs mycket höga elpriser och man kan förvänta sig att det blir få timmar. Industrins fokus är ju att producera produkter. Det finns ju också redan en etablerad marknad för efterfrågeminskning i Svenska kraftnäts upphandlade effektreserv.

Inom andra områden kan digitalisering och smarta elnät möjliggöra efterfrågeanpassning. (Här är det viktigt att peka på att det inte i huvudsak är näten som är smarta utan styrningen av användningen som kan kommuniceras helt vid sidan av näten.) Incitamenten för användarna att anpassa efterfrågan är dock, åtminstone nu, små och dessutom är en hel del av användningen kopplad till människors aktivitet och man går ju inte upp och brygger kaffe kl 3 på morgonen... Eftersom incitamenten för efterfrågeanpassning är små är det också svårt att se att intresset för aggregatorer skulle bli stort, åtminstone på kort sikt.

Samverkan

Samverkan på olika sätt är värdefullt och samplanering, t.ex. av nätutbyggnad, finns redan. Det är också viktigt med samverkan för att åtminstone inte motverka varandra. En typ av samverkan är att skapa en gemensam bild av situationen och vart vi är på väg. Utifrån olika organisationers roller så skulle man kunna identifiera specifika områden som nuvarande marknad och regelverk inte klarar. Det skulle utgöra en grund för att ta fram kompletterande lösningar och regelverk. Det blir också ett sätt att tydliggöra hur långt nuvarande aktörers möjligheter och ansvar räcker. Mest akut är detta kanske lokalt/regionalt, men på sikt väcks frågan även nationellt.

Lokalt/regionalt finns redan platser där inmatningen av el till området är begränsad. Där trycks ansvaret nedåt i kedjan. Svenska kraftnät säger "anslut inte mer", samtidigt som distributören har en anslutningsplikt. Det förefaller som att lagstiftningen inte har följt med. Man skulle kunna tänka sig att distributören, t.ex. Ellevio i Stockholm, bidrar med stöd till produktionsresurser inom "bristområdet" och att kostnaden sedan förs över på elnätspriset och delas av alla kunder. Det betyder att åtgärder som stärker situationen i t.ex. Stockholm kommer att betala av alla kunder i samma nätområde, även sådana som är belägna långt bort från det aktuella "bristområdet", säg i Dalarna. (Samtidigt sänks sannolikt landsortskundernas elnätspris av att den stora regionen jämnar ut priserna.) Frågan är om regelverket tillåter nätägaren att finansiera upprätthållande eller byggande av elproduktion lokalt? Frågan är också hur mycket det får kosta? Delvis har man redan sådant lokalt systemansvar genom att man betalar för produktionsgarantier i form av att fjärrvärmeföretag kan beordras att starta elproduktion. Där ingår dock inte fasta kostnader för reinvesteringar och investeringar.

Innan man börjar fundera över behovet av marknadsförändringar och liknande så kan det finnas ett behov av att grundligt undersöka vad olika organisationer har möjlighet att bidra med redan inom nuvarande regelverk.

Indelning i elområden, både inom landet och i andra länder

Tillkommande vindkraft i Norrland, i kombination med kärnkraftavveckling i Götaland leder till behov av nätutbyggnad både inom landet och till våra grannländer, kanske främst Norge. En pragmatisk lösning är att ansluta en kabel från Norge vid Barsebäck, där all infrastruktur redan finns på plats och i en del av landet där elförsörjningen behöver stärkas upp. Elområde 4 är dåligt försörjt med el. Man kan dessutom konstatera att flaskhalsarna typiskt inte sammanfaller med elområdesgränsen mellan elområde 3 och 4.

Det borde också vara hög tid att även för Tyskland tvinga fram uppdelning i prisområden (så som Danmark tvingade Sverige). Då skulle Norden få del av låga elpriser kopplat till vindkraftsöverskottet i Nordtyskland.

Stöd till viss planerbar kraft

Ett problem med nätutbyggnad är att det tar så lång tid. I det sammanhanget skulle man kanske kunna överväga att stödja elproduktion på lämpliga ställen, både på kort sikt (för att minska risk för brist och stora elprisskillnader) och på lång sikt (av kostnadseffektivitetsskäl). Staten ger ju omfattande stöd till solcellsutbyggnad. Solcellerna ger begränsat effektbidrag när elsystemet är som mest ansträngt. Varför inte ge stöd till biokondens, t.ex. i Oskarshamn? Kraftvärme som lagts, eller planeras läggas i malpåse skulle kunna aktiveras genom att de erhåller stöd. De skulle ge ett tydligt bidrag till effektbalansen.

Reglermarknadsprodukter

Industrin skulle också kunna bidra mer på reglermarknaderna, men för att öka deltagandet behövs nya reglermarknadsprodukter som är mer avpassade för industrins villkor.

Batterier, aggregatorer, m.m.

När det gäller lager (batterier) så kan man förutse att de kan ägas och drivas av nätbolag, av aggregatorer och av slutkunder. Om slutkunderna har batterierna är risken stor att de främst utnyttjas för "skatteoptimering" (minimera elköp för solcellsinnehavare). Det är olyckligt om batterianvändningen, via stödsystem, ges ur elsystemperspektiv felaktiga incitament.

I en situation med lokala flaskhalsar i elnätet så kan en framtid med batterier ute hos kunderna/producenterna hjälpa till att jämna ut lasten och sänka behovet då elnätet är som mest ansträngt. Då måste dock ytterligare styrning utöver spotpriset föras vidare för att ge de rätta incitamenten. Kanske kan batteriinnehavarna ställa batterierna till förfogande för elnätsbolaget?

En utveckling som indirekt kan få tydlig påverkan på elsystemet i Sverige är om den tyska uppvärmningsmarknaden skiftar från 450 TWh naturgas per år till värmepump, vilket skulle leda till ytterligare 150 TWh el med spetsig profil.

Nya aktörer

Ökad installation av solceller kan både hjälpa och stjälpa för "nätsituationen". Effekttillskottet som solcellerna ger då nätet är ansträngt är blygsamt, så nyttan är liten i den situationen. Anslutning av många små solcellsanläggningar kan bli administrativt ansträngande för nätbolagen. Vid stor lokal penetration av solceller så kan det uppstå problem att mata ut effekten då produktionen är som störst.

På elmarknaden tillkommer många nya aktörer i form av solcells- och vindkraftsproducenter. För dessa teknisklag är barriärerna mindre, eftersom de inte kräver storskalighet på samma sätt som traditionell elproduktion. Ett dilemma är att ny vindkraft är billigare och effektivare än gammal, vilket pressar elcertifikatpriset. Detta lider gamla vindkraftsanläggningar av eftersom de kräver högre intäkter för att täcka kostnaderna.

En ny företeelse på elmarknaden är (laddning av) elfordon. Detta kan antingen försvåra situationen i näten (om mycket effekt tillkommer samtidigt) eller underlätta (om man kan utnyttja batterierna för att tidvis ta ut el och tillföra elsystemet).

Stora processindustrier, t.ex. SödraCell, kan komma att lägga mer fokus på el- och värmemarknaderna, vid sidan av de traditionella produkterna. Man kan exempelvis tänka sig att de under tider med nollpriser på el utnyttjar el för ångproduktion och då sparar bark som kan användas till annat, exempelvis bränsle för fjärrvärmeanläggningar eller till och med, via egen förgasning, till transportbränsle. (Förgasning kräver dock sannolikt långa drifttider för att motivera investeringskostnaderna.)

Blockkedjeteknik

Blockkedjetekniken och digitala system kan komma att förändra elmarknaden genom att många aktörer sluter sig samman och ingår i ett system där man tillåter att nyttan maximeras utan mellanhänder. Man kan också förutse att sådana sammanslutningar inte endast fokuserar på ekonomisk nytta utan också tillför "ideologiska element" i optimeringen.

Det finns en spridd misstro hos många elkunder mot de stora aktörerna. Det skulle kunna leda till att man sluter sig samman i stora grupper för att ta full kontroll över delar av elmarknaden. Detta är ett exempel på ökad samverkan för att lösa upplevda problem. Ett annat skulle kunna vara att elproducenter och elnätsägare vid ansträngda situationer vädjar till alla, eller utvalda, kunderna om återhållsamhet och lockar med att man därigenom kan undvika prishöjningar, eller till och med erbjuda prissänkningar.