



Bedömning av elsystemets kostnader och robusthet - modelleringar

Bilaga Fyra framtider

Bedömning av elsystemets investeringar och robusthet

Scenarierna är uppskattade utan hjälp av modeller. Modellsimuleringar har sedan gjorts för de olika scenarierna för att kunna göra konsekvensanalyser av dem. Delar av denna bilaga presenterats även i förkortad form i rapporten.

Elsystemet är internationellt

För att göra en konsekvensanalys av elsystemets framtida utveckling måste det först konstateras att elsystemet inte enbart är en svensk angelägenhet. Vi har en gemensam nordisk elmarknad med kablar och ledningar till många av våra grannländer. Av den anledningen har vi i detta projekt använt två befintliga elsystemssimuleringsmodeller, Markal-Nordic (Markal) och Swecos modell Apollo. De tar med det nordiska och europeiska elsystemet i beräkningarna. Modellerna utgår ifrån dagens kunskap och marknadsmodell.

Med Markal har vi simulerat vilken elproduktion och vilket elnät som kommer att byggas ut utifrån marknadens villkor fram till år 2050 i de olika scenarierna. Markal tar inte hänsyn till effektsituationen under olika delar av året. Den ger däremot en bra indikation på vilka elpriser som krävs för att marknaden ska se lönsamhet i att investera i mer elproduktion. Med Apollo har vi simulerat hur marknaden skulle reagera om elproduktionen och elanvändningen ändrades i enlighet med de fyra scenarierna. Apollo tar inte hänsyn till om det är lönsamt eller resurseffektivt att bygga ut produktionen enligt scenarierna, utan visar istället vilken elproduktion som är igång varje enskild timme samt vilka elpriser vi får.

När händelser i Sverige prövas i dessa nordiska modeller innebär det i praktiken att bara en mindre del av parametrarna i modellen ändras. Resultatet för våra scenarier kan därför likna varandra trots att Sverige gör till synes stora förändringar. Detta beror alltså på att omvärlden har stor påverkan i modellerna, och omvärlden har samma utveckling oavsett scenario. I alla simuleringar finns det också en god energibalans med stor överföringskapacitet.

Goda förutsättningar för stor export

Handel och utbyte av el mellan olika länder och elområden sker varje timme. De senaste åren har Sverige nettoexporterat el och både Markal och Apollo visar på goda förutsättningar för stor nettoexport även i framtiden.

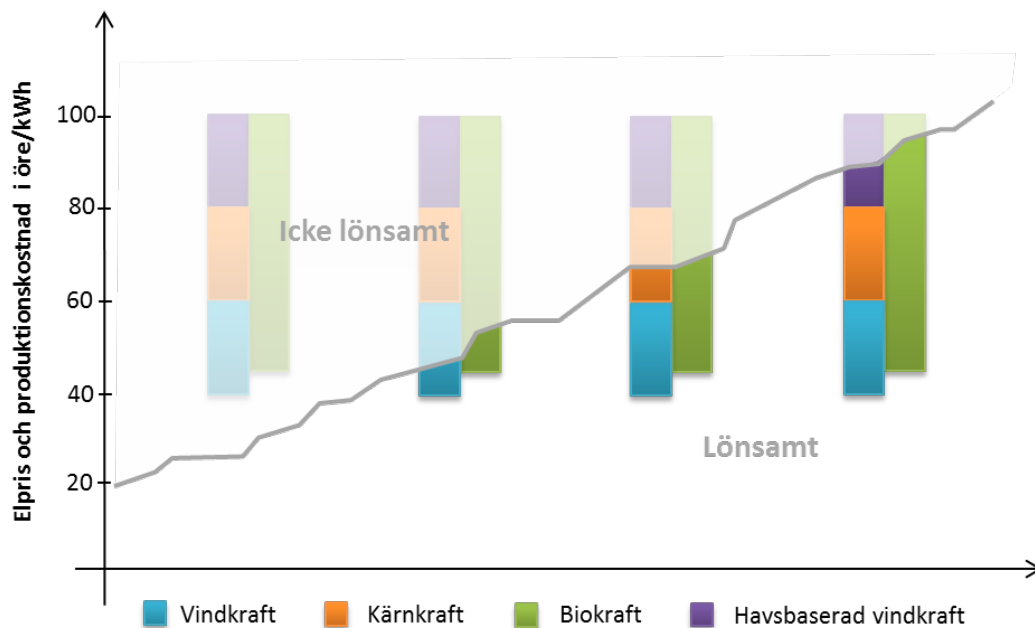
Faktorer som driver på eller möjliggör en stor nettoexport är bland annat tillräcklig överföringskapacitet till andra länder, underskott eller högre priser på el i omgivande länder samt möjlighet att bygga produktion till billigare kostnad i Sverige. I samtliga scenarier bygger eller handlar modellerna så att vi når en nettoexport på 20-40 TWh. Det är framförallt Sveriges stora potential för

landbaserad vindkraft tillsammans med planerad tillkommande överföringskapacitet som möjliggör den stora exporten i scenarierna.

Elpriserna avgörande för investeringarna

För att se vilka möjligheter det finns att investera i ett visst produktionsslag används ofta produktionskostnader i öre per kWh som inkluderar investeringskostnad, anslutningskostnad, driftkostnad och kapitalkostnad ingår. Produktionskostnaden kan då enkelt jämföras med elpris och eventuellt stöd för att se vad som är lönsamt eller inte. I verkligheten skiljer sig investerarnas förutsättningar vilket gör att kostnaderna kan skilja sig åt. Intäkter för försäljning av el kan också skilja mellan olika produktionsslag.

Elprisets nivå är i modellerna helt avgörande för vilken utbyggnad och lönsamhet elsystemet får. Figuren nedan visar produktionskostnaderna för några olika kraftslag, enligt Elforsks rapport¹. Med ett lågt elpris behöver alla produktionsslag som ska byggas någon form av stöd. När elpriset stiger till högre nivåer blir allt fler produktionsslag lönsamma att bygga ut utan stöd, bara med hjälp av elpriset. Solenergi är inte med i jämförelsen eftersom den konkurrerar på andra villkor. Viktigt är även att produktionskostnader och potentialer förändras med tiden på grund av teknikutveckling, kostnadsreduktioner och olika begränsningar.



Figur 1. Uppskattning av produktionskostnaderna för olika produktionsslag och hur elprisets nivå blir avgörande för att olika kraftslag ska bli lönsamma att bygga ut.

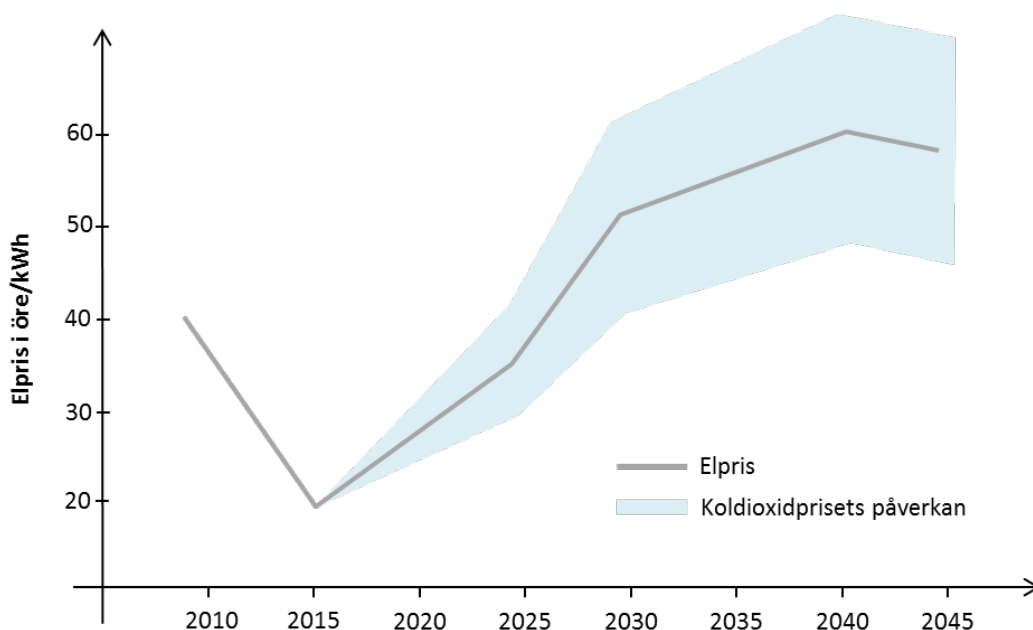
¹ El från nya och framtida anläggningar 2014, http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=14_40_

Stor påverkan av koldioxidpriset

Simuleringsresultaten visar att elpriset på sikt ökar i samtliga scenarier². Det gör det lönsamt att bygga ut mer elproduktion i Sverige utan stöd. Något som har stor påverkan på elprisets utveckling i modellerna är det antagna koldioxidpriset. Trots scenariernas helt olika produktionssystem ligger det framtida elpriset på ungefär samma nivå om samma koldioxidpris antas.

Ett högt koldioxidpris påverkar inte främst produktionsanläggningar i Sverige utan fossila anläggningar i omgivande länder. På grund av omfattande handel med omgivande länder ökar elpriset även i Sverige. En snabb omställning till förnybart i alla länder skulle därför kunna ge lägre elpriser jämfört med modellkörningarna.

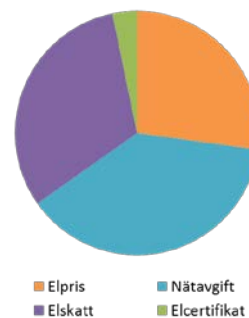
Utöver koldioxidpriset ger även ökad efterfrågan på el stigande elpriser, medan utbyggnad av elproduktion sänker elpriset. Modellsimuleringarna visar tydligt att koldioxidpriset är en faktor som påverkar elprisets utveckling, i vårt fall mer än utformningen av själva elsystemet i Sverige.



Figur 2. Genomsnittlig elprisutveckling enligt modellerna Markal och Apollo, samt hur mycket ett högre eller lägre pris på koldioxid påverkar elpriset i våra simuleringar.

Subventionen är en liten kostnad för slutkunden

Det är vanligen elkunden som står för de slutgiltiga kostnaderna för elsystemet och dess förändringar. Kostnaden förutom elpriset är kostnad för elnät, skatt och kostnad för stöd till förnybar el, idag elcertifikatsystemet.



² Scenariot Espresso har enbart simulerats i modellen Apollo och slutsatser för det scenariot byggs enbart på simuleringar från Apollo.

Den totala kostnaden skiljer sig mellan olika elkunder bland annat beroende på elområde, avtalsform, elleverantör och nätägare. Elpriset påverkar alla elkunder, medan stöd och skatter kan vara undantagna för vissa elkunder.

För att möjliggöra de olika scenarierna behövs i vissa fall stöd för att utbyggnaden ska ske. Om vi i ett exempel antar att det fram till år 2035 ges stöd till 35 TWh kärnkraft i Forte, 40 TWh landbaserad vindkraft i Legato samt 20 TWh nya tekniker i Vivace. Produktionskostnaden för de olika kraftslagen uppskattas som ett medel av produktionskostnaden i figur 1, där nya tekniker antas ligga i nivå med havsbaserad vindkraft. Tabellen nedan visar stödkostnaden under ett år givet olika elpriser, både kostnaden för elkunden samt totalkostnad för samhället.

Tabell 1. Uppskattad kostnad för stöden givet olika elpriser.

Elpris	20 öre/kWh		40 öre/kWh		60 öre/kWh		80 öre/kWh	
	öre/kWh	Mkr	öre/kWh	Mkr	öre/kWh	Mkr	öre/kWh	Mkr
35 TWh kärnkraft	19*	17	11*	10,2	4*	3,4	0	0
40 TWh vindkraft	9	12	3	4	0	0	0	0
20 TWh ny teknik	11	16	7	10	4	6	1	2

* industrin är undantagen att betala stöd.

Kostnaden för stöden är små och det blir tydligt att elpriset i sig har en mycket större inverkan på elkundens kostnad. Vid låga elpris krävs mer stöd men samtidigt märks det lägre elpriset av betydligt mer. Exempelvis i Vivace så blir totalkostnaden för el och stöd 47 öre/kWh vid ett elpris på 40 öre/kWh men 81 öre/kWh vid ett pris på 80 öre/kWh. Även om stödet är betydligt lägre så är kostnaden nästan fördubblad.

Stödbehovet förändras också över tid eftersom elpriset varierar. Modellerna visar på ett stigande elpris och därför kommer stödbehovet att sjunka med tiden. När i tiden ett stöd ges kommer då att avgöra hur mycket stödet kostar. Legato kommer exempelvis att ha ett behov av stöd fram till ca 2035 när elpriset når upp till kostnaden för landbaserad vindkraft. I Forte kommer troligen utbyggnaden ske något senare då ny kärnkraft står klar först år 2035, vilket leder till att elpriset hunnit stiga mer och stödkostnaden blir lägre.

Utöver elpris och stödkostnad tillkommer skatt och nätavgift. Vi har i detta projekt inte tittat närmare på skatten eller nätavgiften men det kan antas att nätavgiften troligtvis kommer att öka något framför allt i scenarier med en hög andel variabel elproduktion. I vissa scenarier har vi gjort antaganden om differentierade skatter och andra nätavgifter där det passar in i scenarierna.

Modellerna visar på utmaningar med scenarierna

De simuleringar som gjorts i modellerna Apollo och Markal har hjälpt oss uppmärksamma olika utmaningar som finns för de olika scenarierna och den

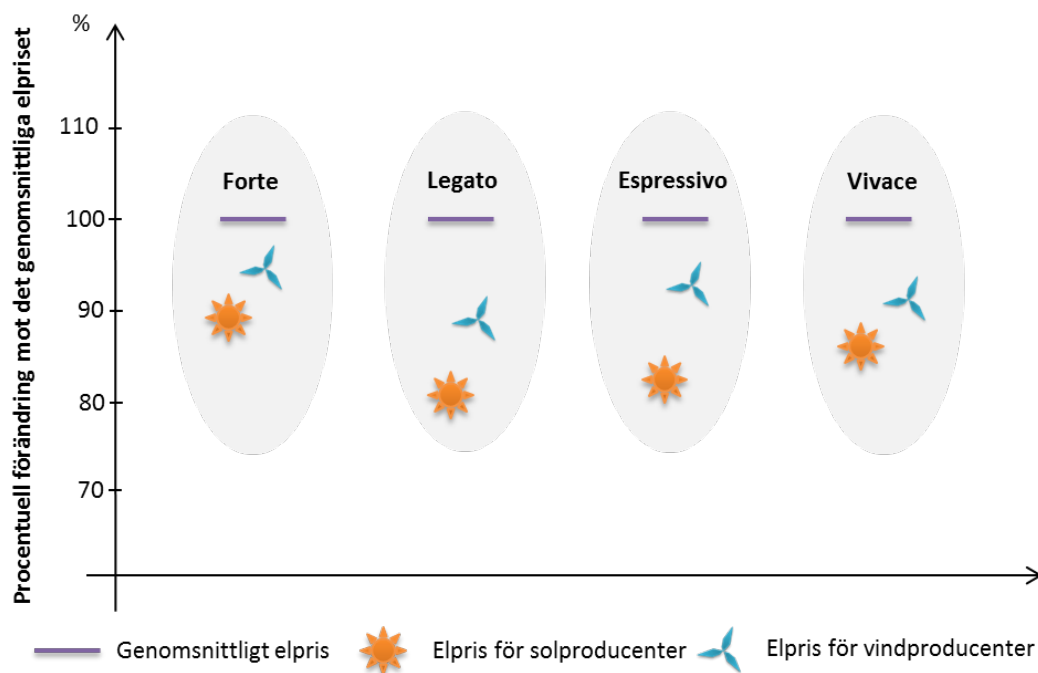
elproduktionsutbyggnad som scenarierna förutsätter. Här redovisas kortfattat några av de utmaningar vi uppmärksammat genom modellerna.

När elpriserna stiger, resulterar det i en kraftig utbyggnad av landbaserad vindkraft på runt 70 TWh i våra simuleringar. En förklaring är att potentialen för landbaserad vindkraft med låg produktionskostnad är mycket hög i Sverige. Förutsättningarna för att bygga ut mycket produktion finns också på grund av överföringskapacitet och möjlighet till export. I ett känslighetsfall i Markal testades vad som händer om överföringskapaciteten begränsas och angränsande länder samtidigt bygger ut mycket förnybar el. Resultatet blev att investeringarna i vindkraft minskade så att nettoexporten begränsades till ca 10 TWh per år.

Enligt modellerna sker viss nyinvestering i kärnkraft men för att bygga ny kärnkraft i den omfattning som Forte beskriver krävs det enligt våra modeller någon form av stöd till kärnkraften. Dessutom krävs ett stopp på utbyggnaden av landbaserad vindkraft i Forte. Havsbaserad vindkraft, som har en ännu högre produktionskostnad än kärnkraft i modellerna, kan inte byggas utan stöd.

Espressivo är ett svårt scenario att simulera eftersom många elkunder väljer att koppla bort sig från nätet. I de modellkörningar vi gjort har bortkopplad produktion undantagits och marknaden ser ut att fungera även med en mindre mängd el i omlopp. Men vad kostar mikronät, batterier och egna elproduktionslösningar? Och får de elkunder som är kvar på nätet förvänta sig högre nätkostnader? Blir det mindre tryck på balansreglering om många elkunder samt variabel produktion befinner sig utanför nätet? Det är frågor som lyfts men inte kunnat behandlas i modellkörningarna.

Modellresultaten visar också att olika produktionslag får olika stor del av elpriset. Vid stor utbyggnad av sol- och vindkraft blir ofta elpriset lägre just de timmar då de levererar som bäst, vilket därmed bidrar negativt till intäkterna. Denna företeelse brukar kallas profilkostnad. I ett försök att förstå hur stor denna effekt är för våra fyra scenarier har vi diagrammet nedan åskådliggjort intäkten för sol- och vindkraft placerad i elprisområde 3 i förhållande till det genomsnittliga elpriset. Det är först vid en betydande utbyggnad av kraftslaget som i vindkraft Legato och Vivace eller solkraft i Espresso profilkostnaden får en stor inverkan.



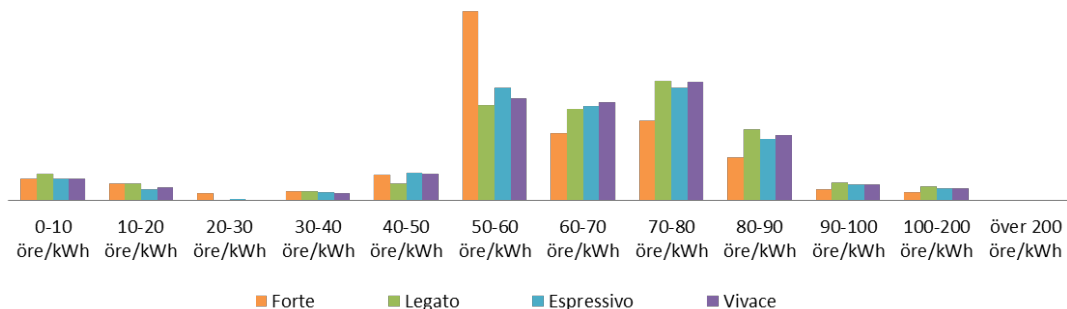
Figur 3. Profilkostnaden för vind och solkraft år 2035, det vill säga hur mycket deras intäkt påverkas i förhållande till det genomsnittliga elpriset beroende på när de producerar.

För kraftslag som vattenkraft och biokraft finns en möjlighet att få högre intäkt än det genomsnittliga elpriset eftersom de kan planera när de ska producera. Enligt modellkörningarna producerar biokraften inte så mycket el som vissa scenarier uppskattat. Ett minskande värmeunderlaget i flera scenarier tillsammans med stor konkurrens från billigare fjärrvärmeproduktion så som spillvärme och avfallskraftvärme gör att biokraftvärmen inte blir stor utan ytterligare styrmedel.

Den modellerade marknaden fungerar

Elmarknaden hjälper oss att matcha utbud mot efterfrågan för varje enskild timme i elsystemet. Om det under en timme är hög efterfrågan och lågt utbud av el resulterar det i ett högt elpris. Låg efterfrågan och högt utbud ger ett lågt elpris. Det är därför intressant att analysera hur priserna varierar i de olika scenarierna, för att se om den modellerade marknaden klarar av att hantera alla situationer.

Variabla elpriser anses även vara en viktig drivkraft för att utveckla flexibilitet av olika slag. Med mer variabel elproduktion ökar vanligtvis variationerna i elpriset. Priserna är något mer stabila i Forte än i de andra tre scenarierna. Skillnaderna mellan scenarierna är emellertid inte så stora som vi hade förväntat oss, se figur 4. Espresso och Vivace har ungefär lika många timmar med nollpriser som Forte och antalet timmar med priser över 100 öre/kWh är i stort sett samma i alla fyra.



Figur 4. Olika prisnivåer och hur ofta de förekommer enligt modellen. De flesta timmarna är priset mellan 50-80 öre/kWh, men både lägre och högre priser förekommer.

Våra simuleringar visar inte heller något behov av att spilla vatten förbi vattenkraftverken. Detta tyder på att elhandeln är tillräcklig för att ta hand om överskottselen vid de tillfällen då vattenkraftsmagasinen är fyllda, vilket typiskt inträffar under försommaren efter vårfloden.

Att priserna inte skiljer sig mer mellan scenarierna beror troligtvis på att Sverige bara utgör en del av hela systemet och att de förändringar som vi introducerar i modellen inte är tillräckligt stora för att störa elmarknadens funktion. Det skulle också kunna vara så att modellerna underskattar variationerna i ett framtida elpris. Utifrån våra resultat måste vi ändå dra slutsatsen att den nordiska vattenkraften tillsammans med hög överföringskapacitet ger stora möjligheter att bygga ut mycket förnybar elproduktion i Sverige.

Nya produktionssystem ställer krav på robusthet

En generell slutsats från simuleringarna är att en välfungerande elmarknad är en bra garant för god leveranstrygghet. Genom handel med omvärlden erhålls balans de allra flesta timmarna på året, oavsett scenario. Utveckling med mer variabel elproduktion ställer emellertid krav på utveckling av flexibilitet och andra stabilitetsresurser för att systemet ska fungera alla timmar.

I de fyra scenarierna har effekttoppar hanterats på olika sätt. Forte har en effektreserv som är en billig försäkring mot elbrist för industrin. I Legato bygger lösningen på efterfrågefleksibilitet där olika elkunder tecknat sig till abonnemang som tillåter central styrning av effektanvändningen vid svåra situationer. I Espresso tar alla eget ansvar för sin energiförsörjning och samarbetar till viss del lokalt, medan Vivace med sin automatiserade efterfrågefleksibilitet och snabba handel har en marknad som klarar av att hantera alla effektsituationer enbart på marknadens styrsignaler.

Även extrema överskottssituationer kan uppstå i flera av scenarierna, vilket behöver hanteras med export, ökad användning och i vissa fall även spill. I flera scenarier är efterfrågefleksibilitet viktigt, både när det gäller att öka och minska konsumtionen. Mönstret för elanvändning förändras också i vissa av våra scenarier. Varken Markal eller Apollo har i våra simuleringar tagit hänsyn till förändrad elanvändning, nya typer av lager eller efterfrågefleksibilitet. Något som kommer att ha en påverkan på systemets robusthet och funktion.

I takt med mer intelligenta styrsystem i elnätet blir det också allt viktigare med IT-säkerhet. Svenska kraftnät har därför tagit fram en rapport som sammanfattar möjliga hot och risker mot elsystemets funktion³. Även upprätthållande av integritet kräver robusta system när våra hem blir allt smartare och mer uppkopplade. Att nya regleringar, produkter och incitament behövs är därför högst troligt.

Trygg energiförsörjning kan lösas på flera sätt

Vårt samhälle kommer alltid vara beroende av en trygg energiförsörjning för att upprätthålla viktiga samhällsfunktioner och för att möjliggöra en god tillgång till el och värme. Vad som är en trygg energiförsörjning varierar emellertid utifrån olika energianvändares specifika behov och förutsättningar. Det som är tillfredställande för en energianvändare vid en tidpunkt kan vid en annan tidpunkt, eller för en annan energianvändare, vara helt oacceptabelt. Till relativt höga kostnader har vi i dag mycket få allvarliga störningar eller effektbrist. I framtiden kanske vi kan acceptera en annan nivå på leveranssäkerhet, i utbyte mot andra investeringar eller tjänster. I Legato är till exempel elavtal om bortkoppling möjligt, medan i Espresso kan egna mikronät med egna regler- och säkerhetssystem vara en annan lösning för hög leveranssäkerhet.

Väl fungerande energimarknader, väl kända krishanteringsåtgärder och arbete med att förebygga och lindra störningar är åtgärder som bidrar till trygg energiförsörjning. I flera av våra scenarier kan energianvändarna komma att ta ett större ansvar för att hantera störningar och avbrott genom till exempel mer flexibel efterfrågan, antingen frivilligt genom avtal med användarna som i Legato eller genom helt automatiserade system innan störningen når kunderna som i Vivace.

Beroende på scenario behövs olika metoder och verktyg för att uppnå samma nivå av försörjningstrygghet, och det är nödvändigt att arbeta både strategiskt och operativt med förebyggande och lindrande åtgärder i alla fyra scenarier.

Ökat elberoende i alla scenarier

I alla scenarier ser vi en ökad elektrifiering, vilket gör samhället än mer beroende av fungerande elförsörjning. Av den anledningen behöver både näringsliv, offentlig sektor och hushåll i framtiden öka sin förmåga att förebygga och lindra effekter av störningar eller avbrott i elförsörjningen. Ju mer storskalig

³ <https://www.energisakerhetsportalen.se/media/1040/Hotkatalog-fo'er-Elbranschen-MASTER.pdf>

elproduktionen är, desto större är också risken för mer omfattande konsekvenser i samhället vid en störning.

Genom samhällets ökade elektrifiering finns risk för att diversifieringen totalt sett minskar i energisystemen, vilket i olika sammanhang kan innebära en ökad sårbarhet. Exempelvis är en bil som bara drivs med el beroende av en fungerande elförsörjning för att laddas, medan en hybridbil som drivs av både el och till exempel biodrivmedel fungerar så länge det finns el eller biodrivmedel. Vid nödlägen kan ett fordons batteri även användas för andra ändamål, som uppvärmning, laddning av andra elprodukter eller för att lyssna på radio vid nödsituationer.

Vädrets påverkan på elproduktionen

Alla scenarier förutom Forte går mot ett elsystem som i högre grad är väderberoende. Det är viktigt att tänka på att modellerna utgår ifrån normalår med viss medeltemperatur och viss nederbörd. Om ett torrår kombineras med ett år med låg vindintensitet och en riktigt kall vinter möter systemet fler utmaningar än dem vi sett i resultaten. Solenergi har god överensstämmelse med elanvändningen på dygnsbasis, men dålig överensstämmelse på årsbasis. För vindkraft är det precis tvärtom. Effektiva lagerlösningar kan bidra till att minimera riskerna för år med väder som avviker från normalår.