

Brister, beslut och balans i *elsystemet*

– så kan ekvationen
gå ihop

wsp





Den här rapporten skrivs under en tid då vi är mitt uppe i en global pandemi. Eventuella beteendeförändringar till följd av Covid 19 adderar osäkerhet kring exempelvis framtida transportbehov och behov av elbilsaddning. Kommer människor i större utsträckning arbeta hemifrån kanske de inhemska bilresorna kommer att minska? Ytterligare perspektiv på rådande pandemi som WSP stött på i diskussioner med elnätsföretag är vid planering av

elnätsverksamhet. Leverantörer av utrustning är ibland de enda som kan laga ett fel på elnätet och i vissa fall får dessa resurser flygas in från andra länder. Denna möjlighet försvåras i krigstider eller i försvårande tider (ex. pandemi).

Slutsatser som dras i denna rapport tar den pågående pandemin och dess möjliga effekter på samhället och energisystemet i beaktande.

Hur ska ekvationen gå ihop?

Det svenska elsystemet kommer att genomgå stora förändringar under 2021 – 2045 och just nu investeras mängder med resurser, tid och energi i att komma på lösningar för hur vi kan utveckla och ställa om vårt elsystem i tid.

Vi står inför stora utmaningar. Brist på kapacitet i elnätet, stora regionala skillnader när det kommer till pris, tillgång och behov, långsamma tillståndprocesser, brist på utbildad personal samtidigt som vi behöver lösa effektproblematiken. Vi anser att det kommer gå att lösa men viktiga beslut behöver tas och det snabbt. Som experter och konsulter inom energifrågor har vi en god insyn i samhällets olika delar och dess utmaningar. Därför ser vi också tydligt var det brister och var det finns kunskapsluckor i samhället. Med den här rapporten vill vi ge beslutsfattare och marknaden ett bra kunskapsunderlag kring framtida produktion och utmaningar längs vägen, men också en genomlysning av hur det ser ut runt om i Sverige. Framtiden kommer bjuda på många svåra beslut nationellt, men också lokalt.

Vi på WSP har med vår erfarenhet och data kartlagt hur elsystemet ser ut i Sveriges kommuner. Vi har tittat på såväl konsumtion som produktion och ser där att skillnaderna är stora. Vi ser också att energifrågan blir allt mer lokal då småskalighet är en av de viktiga lösningarna för framtidens elsystem. Vi menar att det är viktigt att förstå hur utmaningarna ser ut i olika delar av landet och att beslut i en angränsande kommun eller region har en påverkan på även kommuner och regioner runt omkring den egna. Elsystemet kommer förändras i grunden och vi kommer under resans gång hamna i svåra situationer där ansvarsfrågan kommer ställas på sin spets.

I rapporten går vi också igenom ett antal hinder som behöver överbryggas. Det handlar till exempel om att reda ut vem som ansvarar för elsystemet och dess ekvation. Idag är ansvaret utspritt på en mängd olika aktörer. Kommunerna har olika prioriteringar, regionerna olika bra kommunikation med andra aktörer och från myndigheternas sida finns inte tydligt formulerat vem som har det övergripande långsiktiga ansvaret. Vi menar att ansvarsfrågan borde vara överst

på dagordningen. Hittills har detta varit en teoretisk frågeställning som inte prövats i praktiken. Vem är ansvarig för att få på plats de tekniska lösningar för lagring och flexibilitet i elsystemet som behövs när vi förlitar oss allt mer på väderberoende energikällor som vindkraft och solceller? Och hos vem ligger ansvaret att se till att alla delar av Sverige inkluderas i den gröna omställning som väntar? Dessa frågor kan inte vänta.

En annan avgörande del av lösningen är att ifrågasätta dagens marknadsmodell, vilket vi också valt att redogöra för i rapporten. Vi kan inte förlita oss på att den marknadsmodell vi har idag kommer att ge oss det elsystem vi behöver i framtiden. Vi står inför en enorm förändring och då krävs en tydligare riktning så att vi exempelvis säkerställer att investerare väljer att lägga sina pengar på det svenska elsystemet.

Att elbehovet kommer öka, det råder det ingen tvekan om, frågan är hur mycket. När LKAB presenterade sin satsning Hybrit blev många prognoser snabbt inaktuella och bara under arbetet med denna rapport har vi behövt justera vår prognos.

Vi presenterar två olika produktionsscenarier i denna rapport, ett med förnyad kärnkraft och ett utan, vilket är det scenario som ligger på bordet med nuvarande regeringsalternativ. Oavsett scenario ser vi stora möjligheter att lösa elförsörjningen i Sverige och med detta kunskapsunderlag hoppas vi kunna vara en del av lösningen.



Anna Nordling
Sektionschef energi



Begreppsförklaringar

Effekt

Effekt har grundenheten joule per sekund [J/s], och är alltså den momentant tillförda energin i tidsskalan sekund. Joule per sekund är samma sak som 1 watt [W] och watt är därför den momentana produktionen i ett kraftverk.

Effektbrist

Effektbrist uppstår då den el som levereras till nätet i ett område inte räcker för att möta elbehovet.

Ett elsystem måste vara dimensionerat för att varje sekund kunna tillgodose elbehovet. Effektbrist uppstår när efterfrågan på el från elnätet vid en viss tidpunkt är större än den el som kan tillföras elnätet.

Elsystemet

Elsystemet är en del av energisystemet och mer specifikt är det den delen som producerar, överför och använder el. Det som är unikt med el jämfört med andra energibärare är att el inte kan lagras utan den måste användas i samma sekund som den produceras. Detta gör att det viktigaste för elsystemet är att i varje sekund producera den el som behöver användas. Denna mängd el som behövs varje sekund benämns effekt.

Energi

Energi refererar till många delar av energisystemet. Energi kan levereras i form av olika energibärare såsom värme, el, kyla osv.

Energibärare

Energibärare avser det medium som överför energi från en punkt till en annan. Energibärare är till exempel el, värme, kyla osv.

Kapacitetsbrist

Effektbrist uppstår då den el som levereras till nätet i ett område inte räcker för att möta elbehovet.

Kapacitetsbrist uppstår när det finns fysiska begränsningar som gör att inte tillräckligt med effekt kan överföras mellan där el produceras och där el används.

Lagring

Lagring i elsystemet handlar om konvertering från el till en annan energibärare för lagring. Sedan kan den konverteras tillbaka till el vid ett senare tillfälle eller användas som den nya energibäraren. Konvertering från en energibärare till en annan gör dock alltid att man förlorar en del av energimängden eftersom att verkningsgraden är lägre än 100 %.

Avgränsningar

Energisystemet är komplext och innehåller många olika producenter av energibärare, distribution av olika energibärare, lagring av energibärare och användning av energibärare.

Alla delar av energisystemet är viktiga för att samhället ska fungera – energi används för uppvärmning, transporter, elförsörjning med mera. Som en del av samhällets omställning till fossilfrihet och noll klimatutsläpp ökar andelen elanvändning i energisystemet.

Denna rapport kommer att fokusera på den del av energisystemet som rör el eftersom utmaningarna inom detta område är störst och där beslut är mest avgörande för samhällets framtid.

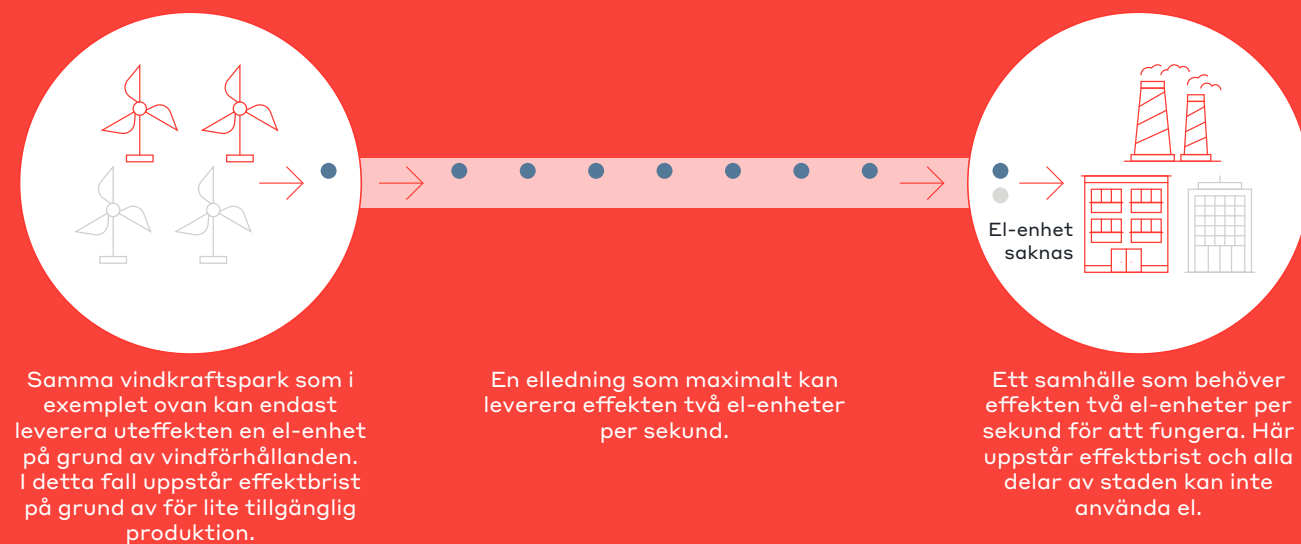
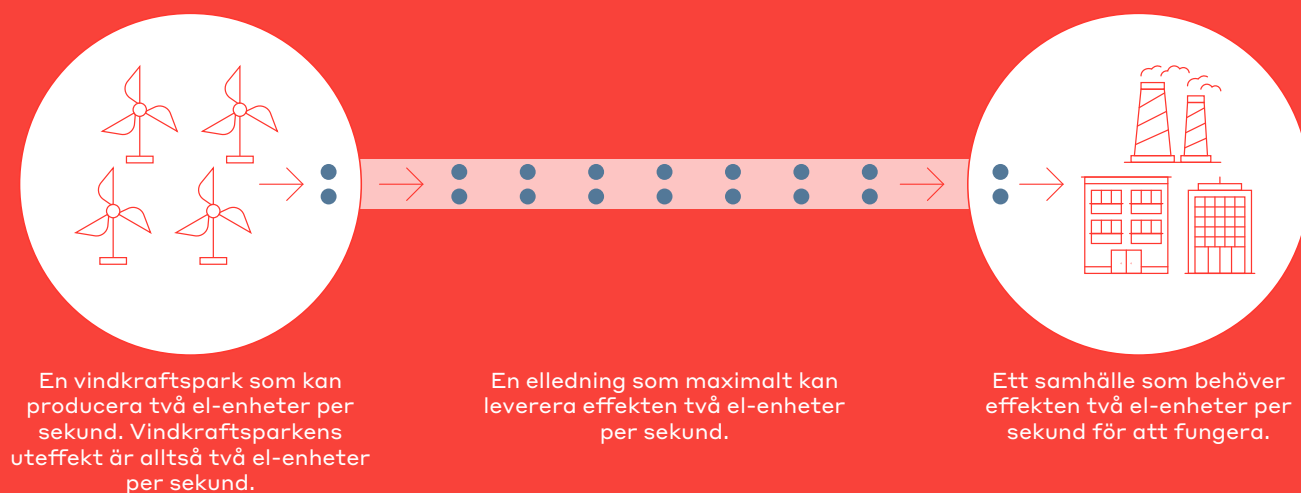
Vad innebär effekt- och kapacitetsbrist?

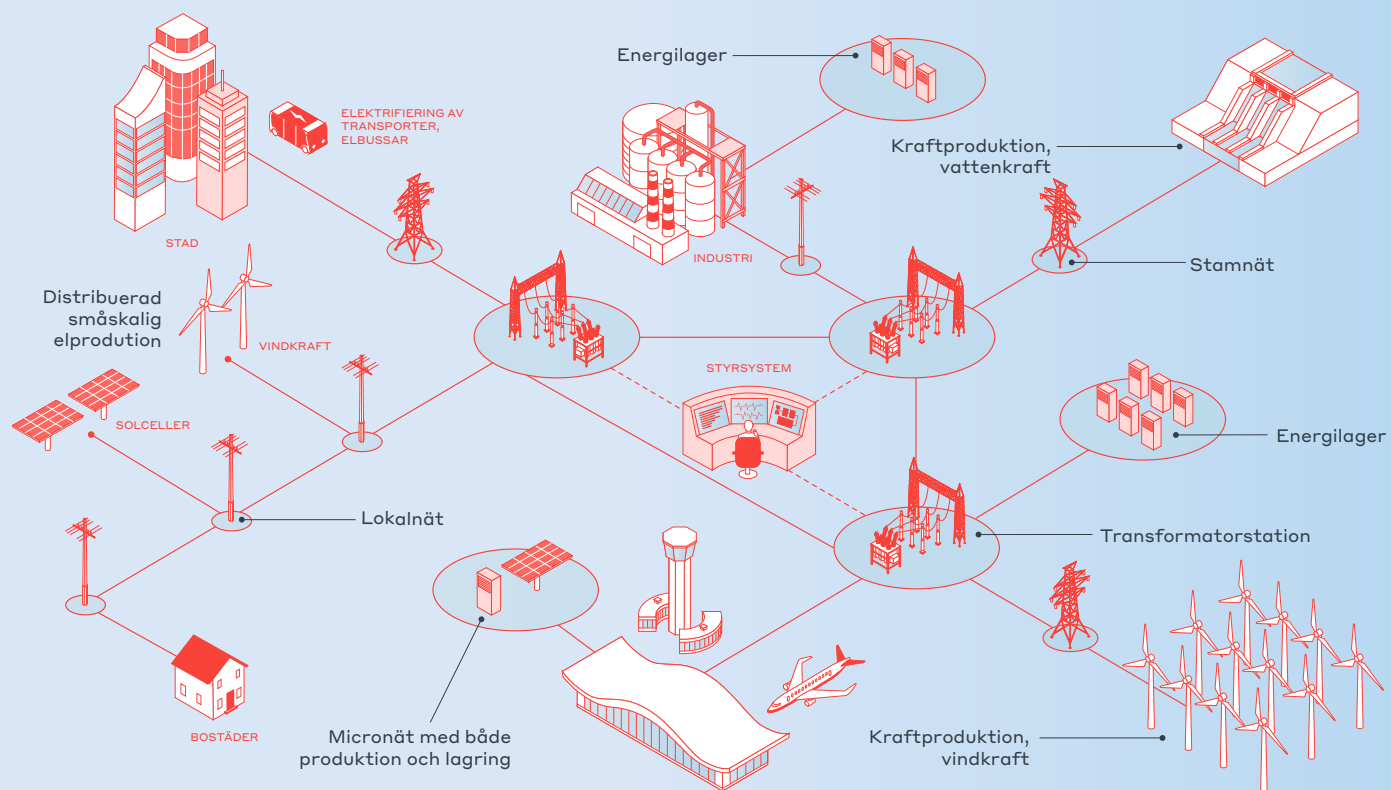
Effektbehovet tillgodoses genom att producerad el levereras genom elnätet till användaren i den sekund användaren vill förbruka elen. Denna balans upprätthålls i hela elsystemet i varje sekund.

Kapacitet är möjligheten att överföra el från producent till användare. Fysiska faktorer som kan begränsa kapaciteten är antal ledningar, dess tjocklek och dess material.

Det enda behovet som måste tillgodoses av elsystemet är effektbehovet i varje given sekund av året. Fokus i analyser av vad elsystemet skall leverera bör därmed främst vara effekt. Levererad effekt alla årets sekunder ger sedan en total energianvändning. Om effektbehovet tillgodoses kommer även energibehovet automatiskt att tillgodoses.

Begränsad överföringskapacitet är inte något nytt fenomen. Gotland har sedan en tid tillbaka lidit av kapacitetsbrist i elnätet och har på grund av detta inte kunnat bygga ut vissa vindkraftsprojekt. Även Stockholm har kapacitetsbegränsningar i elnätet som utgör hinder för Stockholms elektrifiering. Stockholms Handelskammare har tillsammans med WSP i "Elbrist kortsluter Sverige – så hindras jobben, bostäderna och den gröna omställningen av elbristen" analyserat kapacitets- och effektbristen i Stockholm. Studien visar att stamnätet som levererar effekt till Stockholm inte kommer att vara fullt utbyggt förrän närmare 2030 samtidigt som befolkningen väntas växa med 11 % under kommande tioårsperiod. Flera av Sveriges större städer ser ett ökat effektbehov på grund av urbaniseringen (Stockholms Handelskammare, 2020). I kontakt med såväl elnätsägare som elproducenter och myndigheter har kapacitetsbegränsningar nämnts som ett av de största hindren för att möjliggöra den förväntade kraftigt ökande elektrifieringen inom industri- och transportsektorn.





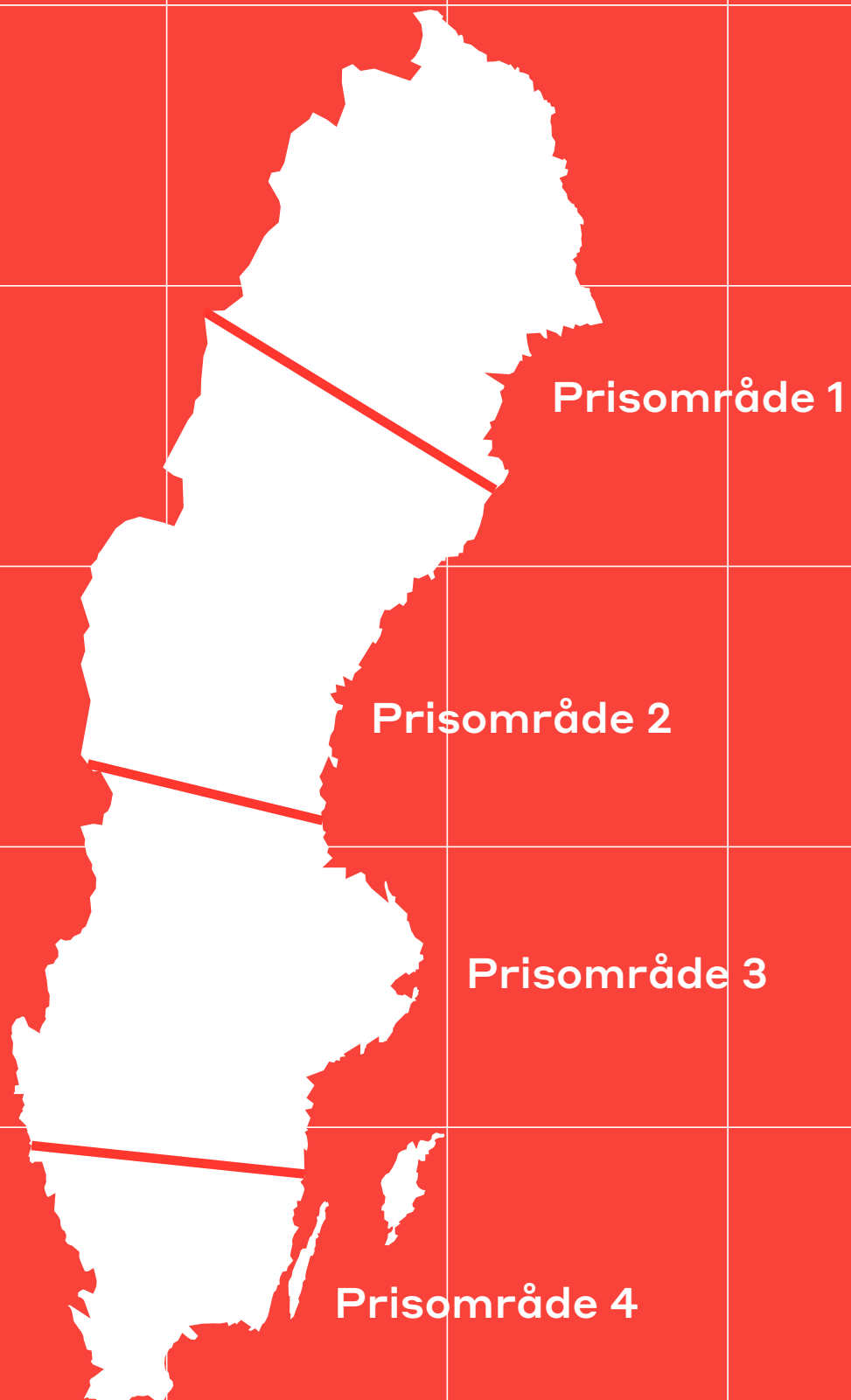
Det svenska elsystemets utveckling

Elsystemet är en del av energisystemet och mer specifikt är det den delen som producerar, överför och använder el. Det som är unikt med el jämfört med andra energibärare är att el inte kan lagras utan den måste användas i samma sekund som den produceras. Detta gör att det viktigaste för elsystemet är att i varje sekund producera den el som behöver användas. Denna mängd el som behövs varje sekund benämns effekt.

Lagring i elsystemet handlar alltid om konvertering från el till en annan energibärare för lagring. Sedan kan den konverteras tillbaka till el vid ett senare tillfälle eller användas som den nya energibäraren. Konvertering från en energibärare till en annan gör dock alltid att man förlorar en del av energimängden eftersom att verkningsgraden är lägre än 100 %.

Det svenska elsystemet består av en fysisk del och en marknadsdel. Den fysiska delen av elsystemet består av producenter av el, lagring av el, distributörer av el och användare av el.

Utöver den fysiska delen av elsystemet finns en elmarknad bestående av flera delar samt ett regelverk som styr alla elsystemets delar. En övergripande beskrivning av elsystemets fysiska delar syns i figuren till vänster. Det fysiska elnätet i Sverige är indelat i tre spänningsnivåer; stamnät (220-400 kV), regionnät (20-130 kV) och lokalnät (0,4-20 kV). Mellan dessa spänningsnivåer finns transformatorer som justerar spänningen för nästa nivå.



Elområden

Sedan den 1 november 2011 är det svenska elsystemet indelat i fyra elområden; elområde 1 i norr och elområde 4 i söder. Dessförinnan utgjorde hela Sverige ett enda elområde.

I normalfallet produceras mer el än vad som förbrukas i norra Sverige medan det i södra Sverige råder motsatta förhållanden, dvs. mer el konsumeras än vad som produceras. El måste därför överföras från norr till söder och kapaciteten i elledningar räcker inte alltid till. Indelningen i elområden görs för att

hantera dess ofrånkomliga flaskhalsar som finns i elsystemet och begränsar överföringskapaciteten inom landet, dvs. möjligheten att överföra el över stora avstånd. De fyra elområdenas ungefärliga fysiska gränser illustreras till vänster.

*Sverige har satt
som mål att bli
klimatneutralt
till 2045.*

Elanvändningens utveckling

Elanvändningen ökar i Sverige på grund av att samhället elektrifieras. Detta är en global trend och inte på något sett unikt för Sverige. Det som är unikt för Sverige och alla länder är dock sammansättningen av elanvändare. Sverige har en stor basindustri som är och har varit väldigt viktig för Sveriges välbefinnande.

Elektrifieringen av samhället har pågått under en ganska lång tid och i takt med att samhället digitaliseras ökar elektrifieringen alltmer.

Sverige har satt som mål att bli klimatneutralt till 2045. Detta innebär en stor omställning av hela samhället då bland annat industri och transporter fortfarande använder fossila bränslen i hög grad.

Konsekvensen av att Sverige ska ställa om är att för att lyckas behöver fossila bränslen bytas ut mot el och biobränslen.



Utveckling inom industrisektorn

För att nå målet i det klimatpolitiska ramverket för Sverige som säger att Sverige senast 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären har ett stort antal branscher i Sverige tagit fram klimatfärdplaner för hur den egna branschen ska nå detta mål. Många klimatåtgärder för industrin innebär tekniksprång som ofta innebär en övergång till elektricitet eller ökat behov av förädlade biobränslen.

Industrins omställning till klimatneutralitet inkluderar många olika typer av åtgärder. Figuren

nedan visar de åtgärder de olika industribranscherna behöver använda sig av för att klara omställningen.

Som tabellen nedan visar är alla industribranscher beroende av elektrifiering som viktig del av omställningen. Totalt sett förväntas industrins elanvändning att öka från 50 TWh 2018 till mer än det dubbla 2045.

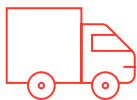
	Elektrifiering	Ersätta fossila bränslen med biobränslen	Vätgas	CCS/CCU	Energi-effektivisering	Tillvarata restprodukter	Andra åtgärder
Järn- och stålindustri	X	X	X		X	X	X
Gruv- och mineralindustri	X	X		X	X		X
Metallindustri	X	X			X	X	X
Cementindustri	X	X		X	X	X	X
Raffinaderiindustri	X	X	X	X	X	X	X
Skogsindustri	X	X			X	X	X
Kemiindustri	X	X	X	X	X	X	X
Övrig industri	X	X			X	X	X

Åtgärder som krävs för industrins omställning (IVA, 2019)



Effektbehov industrisektorn

Industrins effektbehov har en liten variation på årsbasis då mycket produktion sker året runt och ofta även dygnet runt. Ett ökat elbehov kommer även innebära ett ökat effektbehov för industrin, och effektbehovet kommer troligtvis att följa elanvändningen. I och med den ökade digitaliseringen av samhället är serverhallar en ny aktör som börjat etablerats i Sverige. Serverhallar är mycket elintensiva men etableras gärna i närhet av storstäder där kapacitetsbristen begränsar en etablering. Möjligheter för industrin att minska sitt effektbehov kan exempelvis vara genom att reducera last, men möjligheterna ser olika ut för olika industrier beroende på exempelvis industrins priskänslighet.



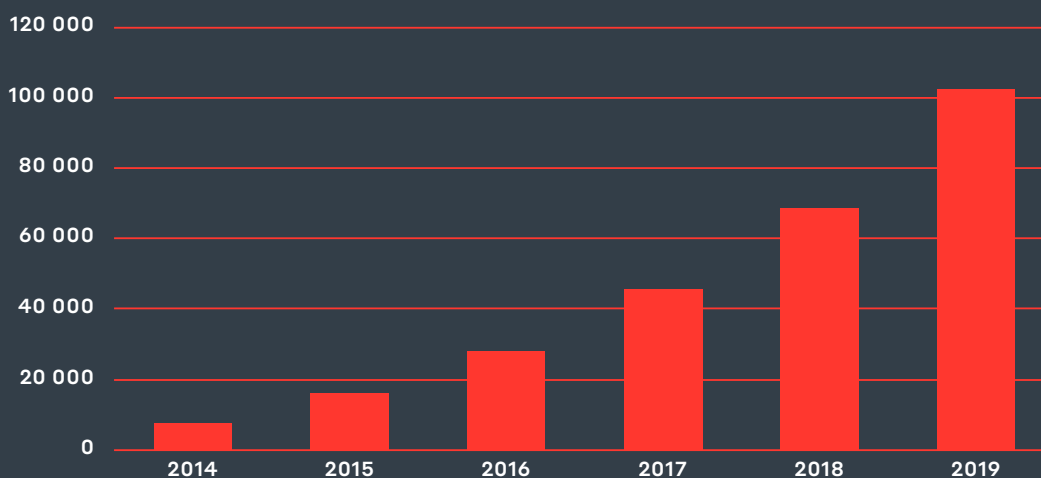
Utveckling inom transportsektorn

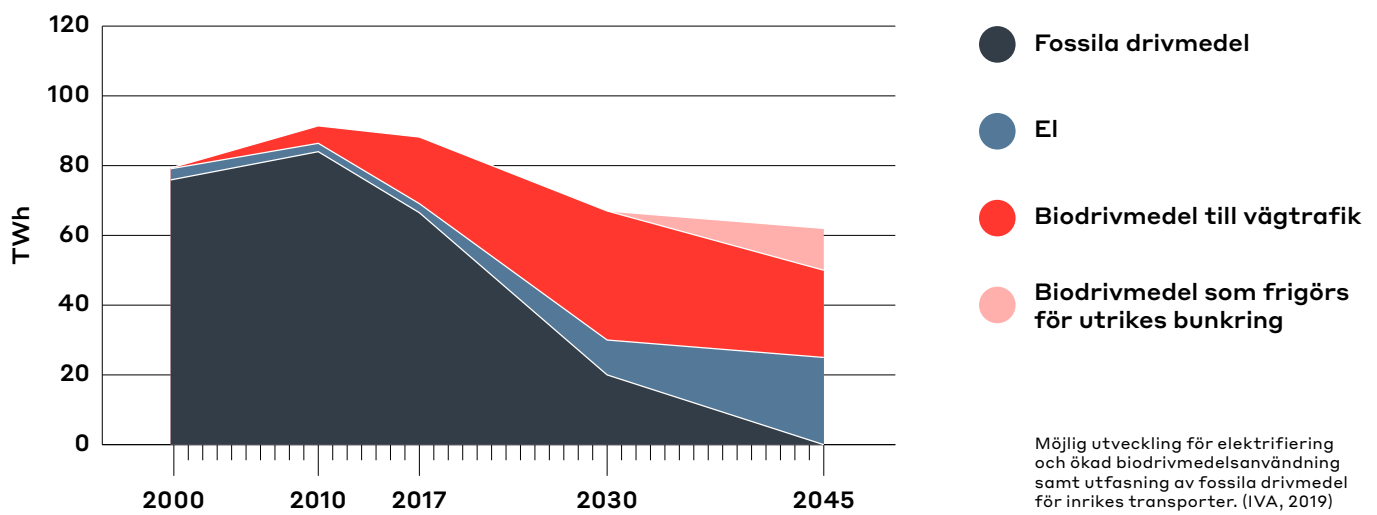
Övergången till en större andel elektrifierad fordonsflotta inom transportsektorn är en annan klimatåtgärd som innebär en ökad elanvändning. Antalet laddbara bilar (personbilar och persontransporter) i Sverige har ökat kraftigt de senaste åren, se figur nedan. Från elanvändning i Sverige år 2017 på 0,06 TWh uppskattar Trafikverket att elanvändningen i transportsektorn i Sverige kommer att öka till mellan 7–17 TWh år 2040. Denna siffra gäller endast person- och godstransporter. Siffrorna kan jämföras med uppskattningar som görs i NEPP:s studie där elanvändningen förväntas öka till 7 TWh år 2030 och till drygt 19 TWh år 2045.²

Denna ökade användning av el i transportsektorn kan analyseras i många hänseenden, där det i slutändan kommer leda till en ökning av elanvändningen och även leda till ett ökat effektbehov beroende på hur och när laddningen av fordonen görs.

Elektrifiering bedöms av IVA (IVA, 2019) vara en central åtgärd, speciellt för vägtransporter, för att transportsektorn skall kunna bli klimatneutral. Totalt bedöms transportsektorns elbehov till 25 TWh el 2045 (IVA, 2019). Grafen till höger illustrerar en möjlig utveckling för utfasning av fossila drivmedel för inrikes transporter i Sverige.

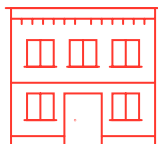
Antalet laddbara fordon i Sverige (personbilar och persontransporter) mellan 2014–2019.³





Effektbehov transportsektorn

Den större andel elektrifierade fordonsflotta som står för den stora ökningen av elanvändning i transportsektorn kommer öka effektbehovet inom sektorn under vissa tider på dygnet framför allt, däremot kommer det troligtvis inte innebära några större säsongsskillnader. På vilket sätt sektorn påverkas beror på hur snabbt utvecklingen går, och i vilken omfattning. Här kan smarta strategier för laddning hjälpa till att jämma ut lasten över dygnet och efterfrågefleksibilitet kan vara ett sätt att förflytta last genom att anpassa tiden för laddning av elbilar.



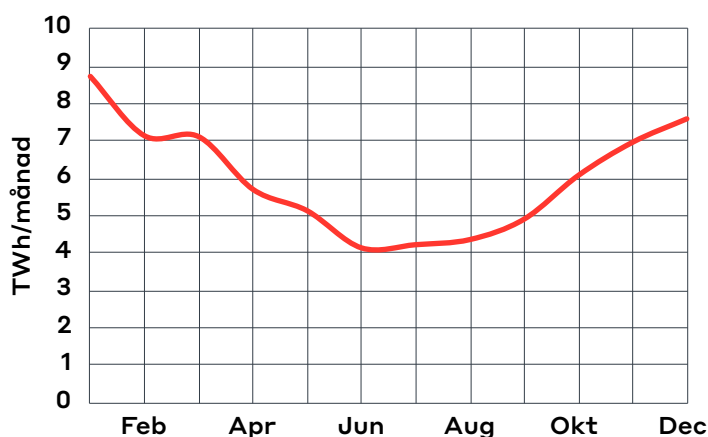
Utveckling för bostäder och service

Bostäder och service använder totalt omkring 70 TWh årligen; 72 TWh⁴ år 2019 och 73 TWh⁵ år 2018 varav el för värme står för cirka 27 %, hushållsel för 30 % och driftel för 44 %. I figuren till höger ses att elanvändningen för året 2019⁶ enligt SCB inom bostäder och service är som högst under vinterhalvåret, skillnaden är mer än en fördubbling i elanvändningen mellan juni och januari. Utvecklingen av denna sektor förväntas präglas av:

- Minskad användning av el på grund av minskning av direktverkande el för uppvärmning som istället ersätts av värmepumpar.
- Effektivisering av värmepumpar.
- Ökad elanvändning genom befolkningstillväxt.
- Energieffektivisering av elmotor, produkter, belysning m.m.

Totalt bedöms sektorn öka elanvändningen till 78 TWh år 2045 (IVA, 2019).

Elanvändning bostäder och service, 2019



Säsongvariation av elanvändningen i sektorn bostäder och service under 2019. Källa: SCB

Effektbehov bostäder och service

Inom sektorn bostäder och service varierar elbehovet såväl som effektbehovet både över året men också över dygnet, detta då el används för uppvärmning, belysning och för övrig hushållsel. Betydligt mer el och effekt krävs under vintertid såväl som dagtid (jämfört med nattetid). Den totala elanvändningen för bostäder och service förväntas öka något till följd av exempelvis befolkningstillväxt. Däremot förväntas el för uppvärmning att minska genom effektiviseringsåtgärder, en minskning som främst kommer att ske under vinterhalvåret då elanvändningen idag är som störst, vilket kan ge en minskad maxeffekt under vintern.

Flexibilitetslösningar så som egen solelproduktion, batterilager och elbilsladdning inom sektorn kan påverka effektprofilen i hög grad genom att fördela laster. Exempel på sådana lösningar är att temporärt stänga av exempelvis värmeförsörjningen i eluppvärmda bostäder eller att förflytta last genom att anpassa tiden för elbilsladdning eller hushållsapparater.



Elbehov till vätgasproduktion

Vätgas förväntas spela en allt större roll i det framtida energi- och elsystemet. Se mer om vätgas som lagringskälla i kapitel 3.4.2.

I dagsläget produceras omkring 180 000 ton vätgas per år, vilket motsvarar cirka 6 TWh vätgas. Knappt 3 % av detta, cirka 5 400 ton, är från elektrolys.⁷

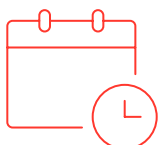
Fossilfritt Sverige har sammanställt vätgasbehovet och elektrolysöreffekten som skulle krävas för samtliga tillkännagivna projekt till 2030 och 2045.⁸ Detta sammanställs i tabellen till vänster.

Elanvändning för produktion av vätgas bedöms av Fossilfritt Sverige till cirka 80 TWh 2045 om all vätgas produceras genom elektrolys. Detta är nästan tre gånger den vindkraftsel som produceras idag.

	2030	2045
Vätgasbehov	12 TWh	50 TWh
Elektrolysöreffekt	2 217 MWeI	8 817 MWeI

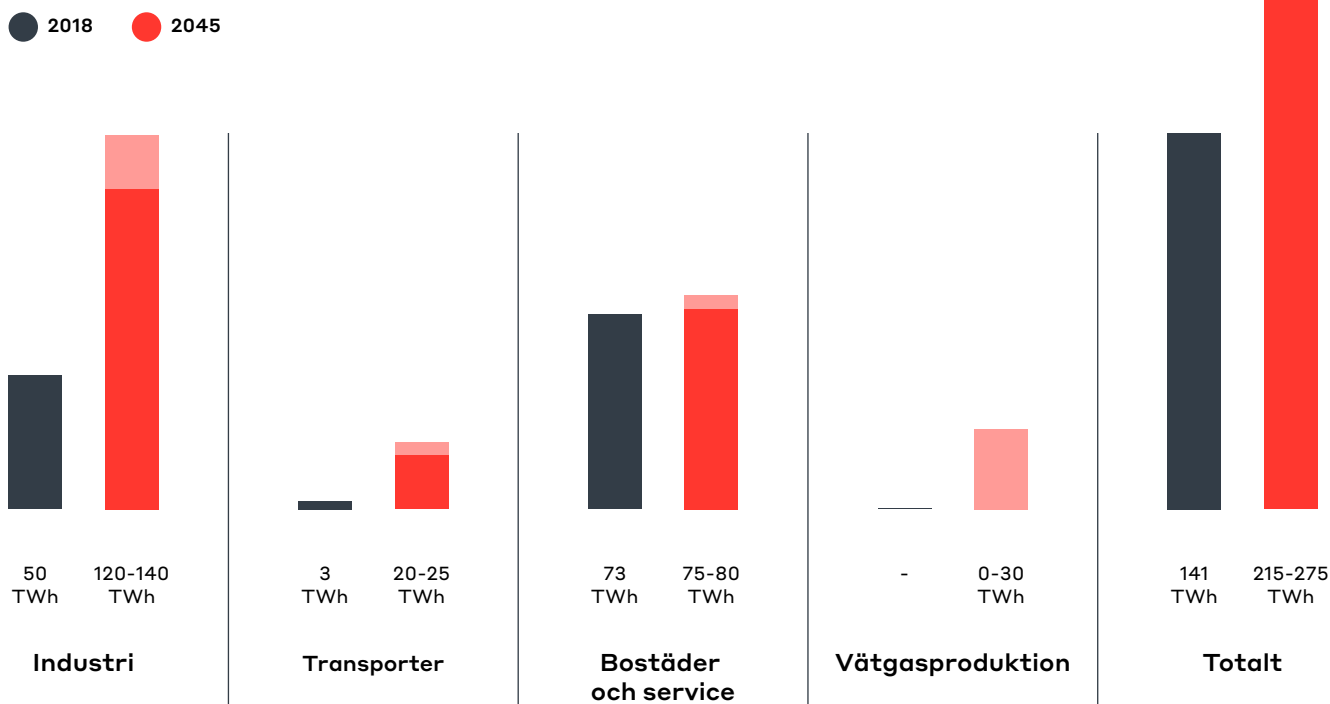
⁷<https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2021/01/Vatgasstrategi-for-fossilfri-konkurrenskraft-1.pdf>

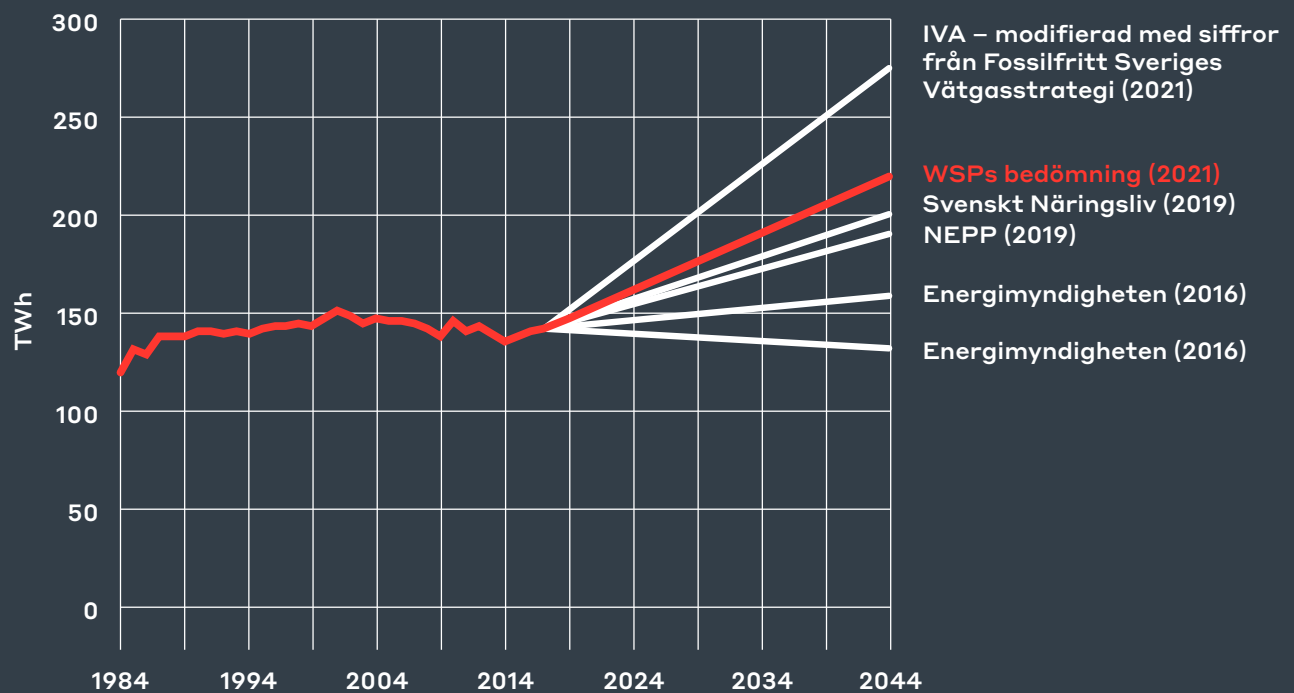
⁸<https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2021/01/Vatgasstrategi-for-fossilfri-konkurrenskraft-1.pdf>



Bedömning av framtida elanvändningen

Ett antal studier har genomförts under de senaste åren för att bedöma elanvändningens utveckling till 2045. Sammantaget gör WSP bedömningen att elanvändningen under alla omständigheter kommer att passera 200 TWh innan 2045. Den bästa bedömningen baserad på nuvarande kunskap pekar på ett samlat svenskt elbehov på mellan 215 - 275 TWh. De olika samhällssektorernas respektive utveckling sammanfattas nedan.



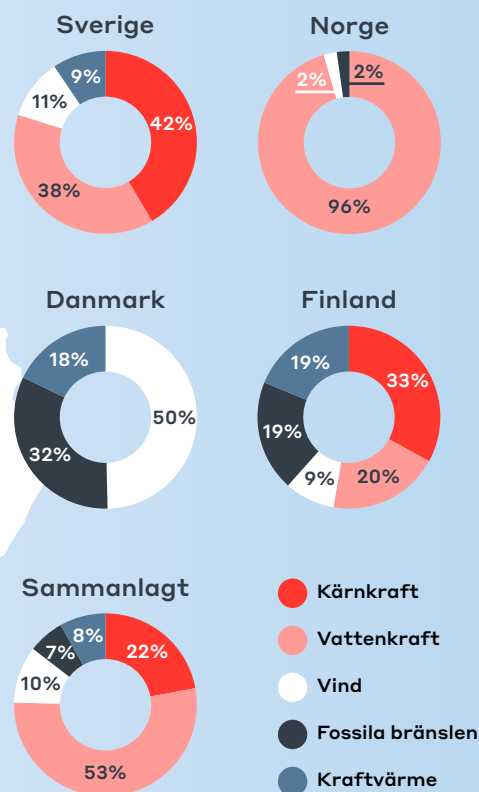


Framtida effektbehov

En variabel elproduktion och förändrat mönster för elanvändningen leder till kapacitetsutmaningar i elnätet, exempelvis förhöjda effekttoppar som det ursprungliga elnätet inte är dimensionerat för att hantera. Detta kan leda till att nya aktörer (ex. industrier, datahallar) inte kan etableras men nya verksamheter kan också förhindras att expandera. Mer om detta i avsnittet om elsystemets utmaningar.

Elproduktionens utveckling

Elproduktionen ser olika ut i olika länder och anledningen till detta är främst, geologiska förutsättningar, politik och inhemsk teknikutveckling. Nedan tabell skriver hur Sveriges elproduktion i jämförelse men våra grannländer ser ut.



(TWh)	Sverige	Norge	Danmark	Finland	Sammanlagt
Kärnkraft	66	-	-	22	68
Vattenkraft	61	138	-	13	212
Vind	17	3	14	6	40
Fossila bränslen	-	3	9	13	25
Kraftvärme	15	-	5	13	33

År 2018 uppgick elproduktionen i Sverige till 158 TWh⁹. Baskraften¹⁰, dvs. kärnkraften och vattenkraften, dominerar bland kraftslagen med 42 % respektive 38 % av elproduktionen (66 TWh respektive 61 TWh). Vindkraften stod för 11 % (17 TWh), kraftvärmen för 9 % (15 TWh) och solelproduktionen står fortfarande för en liten del. Sverige är nettoexportör av el på årsbasis och exporterade 17 TWh (11 %) av den totala elproduktionen år 2018.

Sveriges nationella mål om klimatneutralitet 2045 leder till att främst transportsektorn och industrisektorn måste elektrifieras i mycket högre grad än nuläget. I föregående kapitel beskrivs hur mycket elanvändningen förväntas öka på grund av detta. I ett framtida elsystem med en elanvändning på drygt 200 TWh per år behövs som följd av detta en lika mycket högre elproduktion.

Denna situation gör att den framtida elproduktionen ställs inför ett vägval – kärnkraft eller inte. I Energikommisionens slutbetänkande, Kraftsamling för framtidens energi, ges förslaget:

”Målet år 2040 är 100 procent förnybar elproduktion. Det är ett mål, inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut”.

Inget formellt beslut har tagits kring om Sverige ska ha kärnkraft i den framtida elproduktionsmixen men den utveckling vi ser idag talar för att ett elsystem utan kärnkraft utvecklas. Slutsatsen kring elsystemets utveckling blir dock två olika huvudscenarier.



Scenario 1 – ett elsystem med kärnkraft



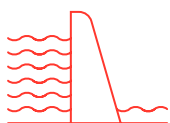
Scenario 2 – ett elsystem utan kärnkraft

Förändrad produktionsmix

Ett elsystem utan kärnkraft innebär en drastiskt förändrad produktionsmix. Elproduktionen har redan tagit en delvis ny form, med en kraftig förväntad ökning av nyinstallerad oplanerbar elproduktion från exempelvis vindkraft.

Hos Svenska kraftnät finns idag ansökningar om anslutning av vindkraft fram till 2029 som är cirka 70 % mer än landets maximala kapacitetsbehov. Dessa ansökningar gäller alltså enbart transmissionsnätet. Ansökningar om anslutning till region- och lokalnät tillkommer.

Nedan beskrivs de olika kraftslagens möjligheter att bidra till de två olika produktionsscenarierna.



Vattenkraft

I Sverige kommer runt hälften av all el från vattenkraft. Vattenkraft är fossilfri och förnybar och bidrar därför inte till klimatpåverkan.

För att kompensera för den påverkan som vattenkraften ger på ekosystemet, främst i form av reglering av rinnande vatten vilket utgör vandringshinder för lekande fisk, infördes i miljöbalken den 1 januari 2019 att alla vattenkraftverk ska ha moderna miljövillkor. Majoriteten av all vattenkraft är småskalig och producerar lite energi men utgör stor påverkan på den biologiska mångfalden. En miljöfond upprättades där de åtta största bolagen i landet har avsatt tio miljarder kronor, som ska täcka merparten av kostnaderna för omställningen till moderna miljövillkor.

Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten och Svenska kraftnät har tagit fram en nationell plan för omprövning av vattenkraft där ambitionen är att vattendragen både ska nå god vattenstatus och samtidigt bidra till miljömålet om 100 % förnybar elproduktion. I planen anges en riktlinje på nationell nivå om vad som kan anses utgöra en acceptabel nivå på energiförlust till fördel för naturvärdena, vilket är satt till 1,5 TWh.¹¹

Eftersom vattenkraften kan regleras innebär den en fördel ur energisynvinkel då energin blir lagringsbar. Det gör att vattenkraften kompletterar sol och vindenergi på ett bra sätt och vi får fossilfri el även när solen producerar dåligt och det inte blåser.

Tillgänglig effekt från den svenska vattenkraften varierar beroende på om det är torrår eller våtår. Skillnaden kan vara upp till 20 % upp eller mer (IVA, 2019).

I den framtida elproduktionen, oavsett scenario, kommer vattenkraften att vara viktig på grund av dess egenskaper. Det bör därför antas att båda scenarierna kommer att använda så mycket vattenkraft som går att tillgå med hänsyn till miljöaspekter.

Vattenkraften har en bruttopotential på 100 TWh men en sådan produktionsvolym skulle innebära att alla skyddade älvar och vattendrag byggdes ut. Ur miljösynpunkt är detta inte ett rimligt mål. Vattenkraft bör snarare antas leverera enligt dagens nivå i båda scenarierna.

¹¹ Förslag till nationell plan för omprövning av vattenkraft

Kraftslag	Produktion 1993	Produktion 2018	Brutto-potential*	Scenario 1	Scenario 2
Vattenkraft	74 TWh	61 TWh	100 TWh	65 TWh**	65 TWh**

* Innebär utbyggnad av alla skyddade vattendrag.

** Båda scenarierna visar ett genomsnittså, som tidigare nämnts kan vattenkraften variera +/- 20 % beroende på torr- eller våtår.

WSP gör bedömningen att både scenario 1 och 2 sannolikt kommer att innehålla lika mycket vattenkraft. Vattenkraften kommer med största sannolikhet att maximeras med hänsyn till tekniska och miljömässiga parametrar varför det antas att de skyddade

vattendragen inte kommer att användas. Det antas vidare att elproduktionen från vattenkraft kan minska något på grund av de omprövningar av miljötillstånd som sker. 65 TWh bedöms ha en osäkerhet på 10 % (exklusive osäkerheten kring våt- och torrår).



Kärnkraft

Ett system där kärnkraften förnyas kan i sig utvecklas åt två huvudsakliga håll:

1. Ersättning av befintliga reaktorer på befintliga platser med nyare storskalig teknik, likt den teknik som används i Finland (generation III+)
2. Nya småskaliga reaktorer. Fördelen med dessa reaktorer är att de skulle kunna förenkla tillverkningen, de skulle även vara mycket mindre krävande, driftsmässigt. Denna typ av teknik är fortfarande på forskningsstadiet/pilotanläggningsstadiet.

Med tanke på att kärnkraftverken som finns i Sverige idag läggs ner om de beslut som nu ligger består, och att det med samma beslut finns ett datum för nedläggning av resterande svensk kärnkraft är det i dagsläget mindre troligt att kärnkraften har en plats i Sveriges framtida elsystem.

Ett förändrat politiskt läge, till mer fördelaktigt för kärnkraften, skulle kunna ändra sannolikheten för att scenario 1 utvecklas. Med tanke på tidsaspekten är det dock troligt att det som skulle ske är att de befintliga kvarvarande reaktorerna skulle ersättas med nya reaktorer av större karaktär.

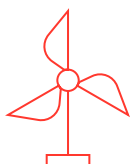
Kraftslag	Produktion 1993	Produktion 2018	Brutto-potential*	Scenario 1	Scenario 2
Kärnkraft	59 TWh	66 TWh	>100 TWh	105 TWh**	0 TWh**

* Tekniska bruttopotentialen är i princip obegränsad.

** Scenario 1 bygger på antagande om tio nya reaktorer med en samlad effekt på 14 GW och 7500 drifttimmar per år. Scenario 2 är helt utan kärnkraft.

Antagandet om tio nya reaktorer bygger på det beslut som fattades 2010 om att nya reaktorer fick byggas för att ersätta de befintliga på samma geografiska plats. Detta innebär tre reaktorer i Oskarshamn, fyra

reaktorer i Ringhals och tre reaktorer i Forsmark. Det är ett rimligt antagande att reaktorerna åt minstone har en effekt på 1,4 GW styck. Beroende på vilken teknik som väljs kan denna effekt per reaktor ändras +/- 10 %.



Vindkraft

Enligt data från Svensk Vindenergi¹² stod vindkraften år 2019 för en faktisk elproduktion på 19,5 TWh nationellt. Vid utgången av 2019 var den totala installerade effekten av vindkraft i Sverige 8 984 MW¹³

Svensk Vindenergi spår även en fortsatt ökning av installerad vindkraft, både nationellt men framför allt i elområde 2 och elområde 4, särskilt efter år 2026. Svensk vindenergi spår att vindkraften kommer fram till 2025 enbart att bestå av landbaserad vindkraft, men att havsbaserad vindkraft efter 2026 kommer att öka markant medan landbaserad vindkraft endast fortsätter att öka något.

Ett hinder för etablering av nya vindkraftparker är en eventuell kapacitetsbrist i elnätet, dvs. att elnätet inte har kapacitet att ta emot den levererade effekten. Detta beror på var i landet som etableringen sker, men kapacitetsbrist i elnätet innebär att vindkraft kräver nätutbyggnad för att kunna etableras. En sådan nätutbyggnad har ofta långa ledtider vilket är ett ytterligare hinder. Detta behov av nätutbyggnad leder ofta till att vindkraften drabbas av tröskleffekter då den första etableringen som gör att en nätutbyggnad krävs får betala för hela utbyggnationen och/eller bär risken initialt. Till följd av detta finns det vindkraftverk som strypts till 1,5 MW trots högre kapacitet, för att slippa betala för hela utbyggnaden eftersom en maxeffekt på 1,5 MW hos enskilda

vindkraftverk resulterar i en reducerad nätavgift.¹⁴ Energimarknadsinspektionen prövade ett ärende om reducerad nätavgift för vindkraftverk som hade strypts från 2 MW till 1,5 MW, vilket resulterade i att ge vindkraftsverksägaren rätt.¹⁵ Vindkraftsutbyggnad i Sverige inleddes redan på 1980-talet och sedan dess har utvecklingen av anläggningarna gått framåt med allt större och effektivare vindkraftsverk. Flera av de befintliga vindkraftsverken återfinns på platser med fördelaktiga vindförhållanden där nya verk skulle innebära en högre elproduktion. Det finns dock vissa utmaningar med "Repowering" som innebär att nya vindkraftverk ersätter gamla i en park vid ett generationsskifte och som därmed utgör ett hinder för vindkraftens utbyggnad (Energimyndigheten, 2016).

Vid slutet av vindkraftverkens ekonomiska och tekniska livslängd uppstår stora kostnader under avvecklingsfasen. Denna kostnad påverkas främst av kraftverkens effektstorlek, geografiska läge samt kraven på återställningsgrad i kraftverkens tillstånd. En annan risk vid avvecklingsfasen är materialhanteringen. På grund av att de flesta vindkraftverk i Sverige inte har nått sin ekonomiska och tekniska livslängd än, finns det begränsad erfarenhet och industriella processer för en storskalig återvinning av vindkraftverken. Samtliga av ovan nämnda riskerna utgör hinder förknippat med vindkraftverkens livscykel (NEPP, 2020).

Kraftslag	Produktion 1993	Produktion 2018	Brutto-potential*	Scenario 1	Scenario 2
Vindkraft	0,1 TWh	16,6 TWh	>100 TWh	40-60 TWh**	100-120 TWh***

* Land (160 TWh) + havsbaserad

** I scenario 1, där kärnkraften är en del av elsystemet bedöms vindkraften ha en mer långsam utveckling.

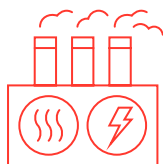
*** Bedömning av Svensk Vindenergi (120 TWh)

¹² Svensk Vindenergi är branschorganisationen för vindkraft i Sverige, svenskvindenergi.org

¹³ <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/02/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-feb-2020-FINAL.pdf>

¹⁴ https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857

¹⁵ <https://www.el.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyhetsarkiv/nyheter-2017/reducerad-natavgift-for-vindkraftverk/>



Kraftvärme

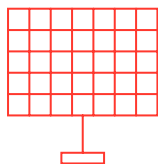
Kraftvärmeverk producerar el och fjärrvärme på samma gång, vilket ökar den totala verkningsgraden för energiproduktionen. Inom industrin används ofta egna kraftvärmeanläggningar som förutom el även producerar processånga. Dessa typer av anläggningar kallas för mottrycksanläggningar. Inom vissa industrier används ångan i tillverkningsprocessen och den producerade elen används för egen konsumtion inom industriföretaget eller säljs till den öppna marknaden. Kraftvärmens kan också

till viss del bidra med reglerkraft men storleken på denna är säsongsberoende (IVA, 2019).

Införandet av avfallsförbränningsskatten har förändrat fjärrvärmens och kraftvärmens konkurrenskraft vilket gör att bedömningen av dess del i framtidens elsystem anses kunna ligga på samma nivåer som idag i scenario 1 men att den kommer att behövas i scenario 2 där vindkraft kommer att dominera elproduktionen. I ett sådant scenario behöver troligen förutsättningarna för kraftvärmens lönsamhet att se anorlunda ut.

Kraftslag	Produktion 1993	Produktion 2018	Brutto-potential*	Scenario 1	Scenario 2
Kraftvärme	8,6 TWh	15 TWh	60 TWh	15 TWh	30 TWh*

* Ny effektivare teknik (IVA, 2016)



Sol

Det finns solcellsanläggningar som inte är anslutna till elnätet och därför inte har en direkt påverkan på detsamma. Sedan finns det också anläggningar som ligger nära användaren, till exempel inom samma fastighet. Dessa anläggningar kan minska energi- och effektbehovet för kund och därmed minska risken för kapacitetsbrist.

För att utnyttja solkraften på bästa sätt krävs ofta någon form av lagring (till exempel batteri eller vätgas). Om inte elen producerad från solkraft kan lagras finns en problematik med säsong- och dygnsvariation;

på sommaren blir det ofta överproduktion av el från solceller, på vintern föreligger underskott, och över dygnet ger solceller inte tillräckliga tillskott då det verkligen behövs så som under kvällstid.

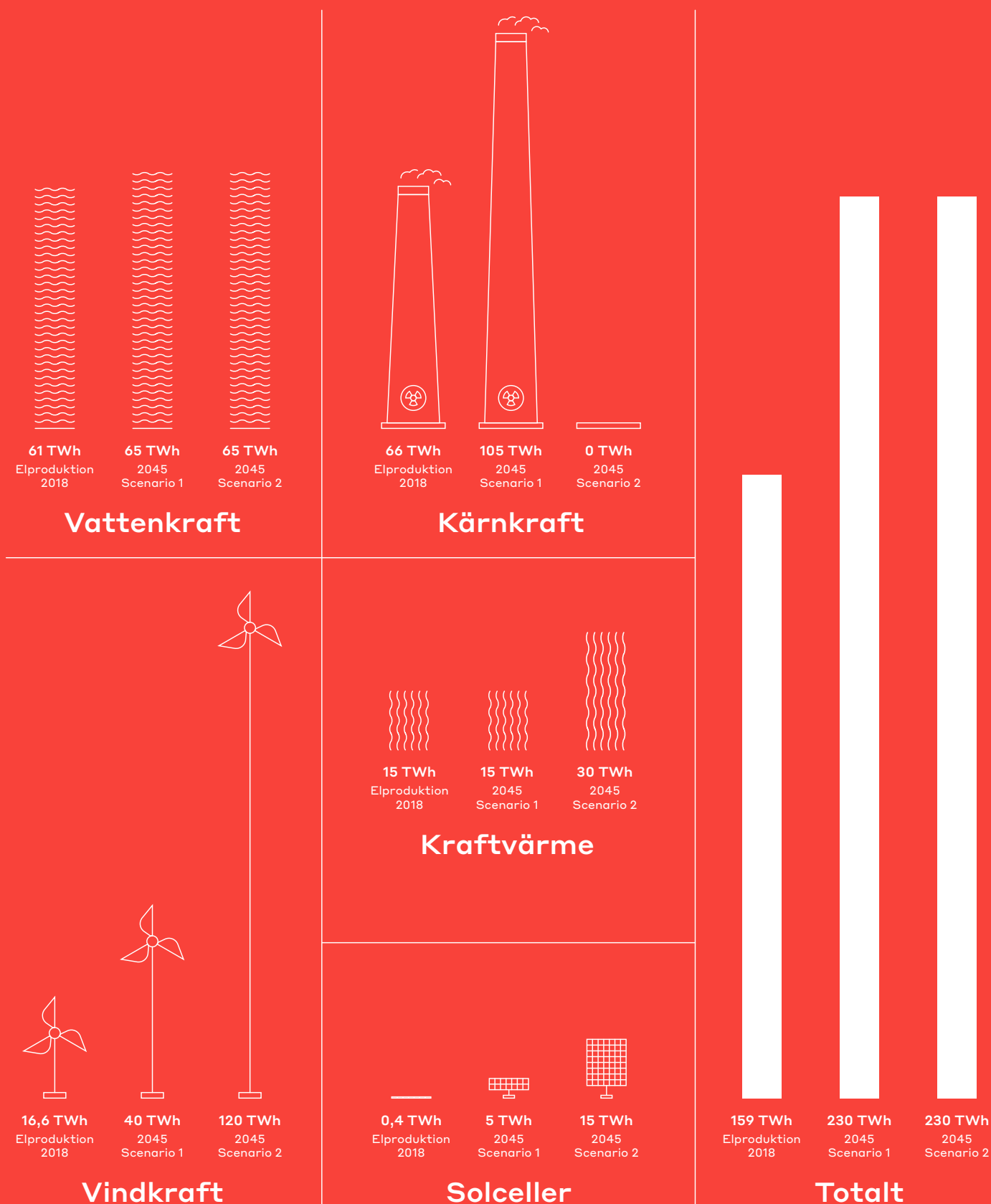
Några utmaningar i elnät med elproduktion från solceller är spänningsvariationer och det omvända effektflöde som det innebär när överproduktion sker. Det finns flera studier som visar på att el från solceller kan täcka upp till 30 % av den årliga elanvändningen i ett lokalt nät utan att det påverkar elkvaliteten.¹⁶

Kraftslag	Produktion 1993	Produktion 2018	Brutto-potential*	Scenario 1	Scenario 2
Solceller	0,0 TWh	0,4 TWh	50 TWh	5 TWh**	15 TWh**

* Alla för ändamålet lämpliga tak beläggs med solcellspaneler. Därutöver finns en potential på fält (IVA, 2016).

** (IVA, 2016) Scenario 1 innebär en långsam och främst byggnadsnära utbyggnad av solceller medan scenario 2 innebär att även större mängd solcellsparker byggs.

Bedömning av den framtida elproduktionen



Lagring

Ett svenskt elsystem som innehåller 60 TWh från sol och vind kan innebära ett reglerbehov på 10–12 GW (IVA, 2019). Detta betyder att mer reglerresurser behöver utvecklas i båda de två produktionsscenarierna beskrivna ovan.

I Sverige förväntas vindkraft vara det kraftslag som står för den största utbyggnaden av elproduktion. Vindkraftens elproduktion (såväl som solkraft) är väderberoende och icke planerbar varför en ökad elproduktion med dessa kraftslag bidrar till ökat behov av balanseringsarbete i elnätet. Med anledning av den ökande andel av icke planerbar elproduktion räknar Svenska Kraftnät med att det år 2040 kan förekomma effektbrist i elområde 3 och elområde 4 i genomsnitt 400 timmar per år¹⁷. För att reglera effektbristen behöver tillgängligheten till flexibilitet i elproduktion och elförbrukning utökas. Idag finns förbrukningsflexibilitet från bland annat elintensiv industri, men det förväntas inte vara tillräckligt i det scenariot.

I ett elsystem med stora andelar sol och vindkraft är det viktigt att kunna "lagra el". El kan inte lagras i sig men den kan transformeras till andra energibärare som sedan kan användas eller förvandlas tillbaka till el igen.

År 2040 kan det förekomma effektbrist i elområde 3 och elområde 4 i genomsnitt 400 timmar per år.

Eftersom sol och vindkraft är väderberoende, eller viktigare, icke styrbara, måste systemet anpassas till när vinden och solen kan producera el. Användningen av elen måste därefter anpassas till när det finns tillgänglig el eller genom lagring som kan fördröja tiden till användning.

Alla former av lagring har en effektivitet kopplat till sig vilket innebär att en del av elen som används för att ladda lagret kommer att gå till spillo och en procentandel av input kommer ut.

De två lagringsformer som kommer att vara dominerande (vid sidan av den lagring som kan erhållas via vattenkraften) är batterier och vätgas.



Batterier

Lagring av energi i batterier sker i dagsläget främst vid småskalig solesproduktion. Detta för att kunna lagra energin när den produceras och användas när produktionen uteblir.

För lagring kan flertalet olika batterityper användas, dock används främst litium-jon batterier. Fördelen med att lagra energi i batterier är dess snabba reaktionstid samt den höga verkningsgraden, mellan 75–95 % beroende på batterityp.

Lagring i batterier lämpar sig främst till kortare lagringsperioder då det alltid finns en viss del av självurladdning i batterierna. Detta kan variera mellan 0,2–2 % per dag beroende på batterityp. Livslängden på batterier brukar hänvisas till i cykler. En cykel är en full

inladdning samt full urladdning av batteriet, alternativt två halvladdningar. Under normala förhållanden är livslängden mellan 6–15 år beroende på batterityp.

Globalt fanns det 10 GW installerad stationär batterikapacitet 2017, detta förväntas öka med 40 % årligen fram till 2025 vilket resulterar i cirka 80 GW ny stationär batterikapacitet.¹⁸

Storskaliga stationära batterilager som placeras i anslutning till vindkraftparker är en möjlig lösning för produktionen att kunna utnyttjas när den behövs som mest. Vidare ger det även synergier då vindkraftparken och batterilagret delar på samma infrastruktur samt att det ger nätägaren ökad flexibilitet.

I dagsläget finns de flesta batterilager i Sverige hos slutkund, antingen i en offentlig byggnad eller hos en större fastighetsägare. De flesta storskaliga batterilager som finns är en del av olika forsknings- och utvecklingsprojekt.¹⁹

Även i den effekt- och kapacitetsbrist som vi ser för tillfället kan avhjälpas genom batteriprojekt



Vätgas

Vätgas har länge använts inom industrin och det finns mycket erfarenhet kring användning av vätgas. Den används i dagsläget främst inom kemiindustrin och raffinaderiindustrin. Vätgasen kan användas som råvara eller bränsle inom industrin men den kan även användas för energilagring.

I dagsläget ingår vätgas som en energibärare och insatsråvara i följande värdekedjor:

- Processindustrin
- Transportsektorn
- Energisektorn
- Fastighets- och byggsektorn
- Jordbruks- och livsmedelssektorn

Det vanligaste produktionssättet för vätgas är idag genom reformering av naturgas.

Ett annat alternativ är att omvandla den producerade energin från icke planerbar produktion till vätgas. Vätgasen kan då lagras och sedan användas när produktionen uteblir. Vätgasen som producerats kan då antingen fungera som energibärare hos till exempel industrier och fordon (Power to Gas) eller omvandling tillbaka till elenergi (Power to Gas to Power). Detta sker via en elektrolysör som spjälkar vatten med hjälp av el till syrgas och vätgas. För omvandling tillbaka till elenergi går vätgasen genom en brännkammare och ångan som produceras leds genom en ångturbin som alstrar elenergi.

Verkningsgraden för Power to Gas ligger mellan 62–82 % beroende på lösning. Fördelen med vätgaslagring jämfört med batterier är att det är nästintill obefintlig självurladdning vilket främjar en längre lagringstid. Till exempel kan vind- och solkraft som produceras vid tider då produktionen överstiger användningen lagras

som vi ser i Uppsala till exempel.

En betydligt mer avancerad styrning kommer också att krävas av både batterier och viss användning (efterfrågefleksibilitet).

för att utnyttjas vid en effekttopp en kall vinterdag. För att producera 1 TWh vätgas krävs, för en elektrolysör med en verkningsgrad på 65 %, 1,54 TWh el.

Den 8 juli 2020 antog EU-kommissionen en vätgasstrategi. I strategin lyfts att sektorer som är svåra att elektrifiera istället ska använda förnybara bränslen. I samband med detta lyfts förnybar vätgas, hållbara biobränslen och biogas fram som lösningar.

Eftersom förnybart producerad vätgas både kan användas som energibärare och bränsle kommer den att bli viktig del i det klimatneutrala energisystemet som är slutmålet. Målsättningen med strategin är att öka vätgasen från <2 % av Europas energimix till 14 % 2050.

Utmaningarna kring vätgasens utbyggnad är bland annat att kostnaderna är höga och att affären idag inte är lönsam. Kostnaden för elektrolysutrustningen förväntas dock att minska. Trots detta kommer det med största sannolikhet att behövas skapas stödsystem och eventuellt kvotplikter för att målen ska kunna nås.

Övergången till en vätgasekonomi inom EU är planerad att ske i tre faser:

- **2020–2024:** EU kommer att stödja installationen av elektrolysörer med kapacitet på minst 6 GW och produktion på upp till en miljon ton förnybar vätgas.
- **2025–2030:** Vätgas ska vara en integrerad del av energisystemet med elektrolysörer med en kapacitet på minst 40 GW och produktion på upp till tio miljoner ton förnybar vätgas.
- **2030–2050:** Teknologin för förnybar vätgas ska vara helt mogen och appliceras i stor skala på sektorer som är svåra att göra fria från koldioxidutsläpp.

¹⁹ <https://powercircle.org/batterilager.pdf>

Den 21 januari 2021 lämnade Fossilfritt Sverige en strategi för fossilfri vätgas till regeringen. I den lyfts fem punkter som de viktigaste för att bli konkurrenskraftiga inom området.²⁰

- Rätt förutsättningar för elsystemet en knäckfråga för fossilfri vätgasproduktion.
- Ny infrastruktur krävs för vätgasutveckling i hela landet.
- Utveckling av regelverk och marknadsföring kan öka takten för fossilfri vätgas.
- Flera fossilfria vätgassatsningar i behov av finansieringslösningar.

- Forskning, utveckling och kompetensförsörjning en nyckel till långsiktighet inom flera vätgasvärdekedjor.

Enligt strategin kan fossilfri vätgas minska utsläppen nationellt med upp till 31 % till 2045, detta till stor del på grund av omställningen inom stålindustrin och raffinaderier.

För att alla sektorer skall kunna ställa om till fossilfri vätgas krävs att elen som tillsätts elektrolysören är från förnybara källor och enligt strategin uppskattas det till 63 TWh förnybar el till 2045. Detta motsvarar drygt 38 % av den totala elproduktionen 2019.

Reservmarknader

Svenska Kraftnät har i uppgift att upprätthålla balans och driftsäkerhet i kraftsystemet. Tillhanda har dem olika stödtjänster och däribland fem olika reservmarknader som har i uppgift att stabilisera frekvensavvikelser. Vid mindre obalanser mellan produktion och användning aktiveras FCR-N och hanterar frekvensstörningar på ± 0.1 Hz. Vid driftstörningar i systemet som ger upphov till frekvensfall under 49.90 Hz aktiveras FCR-D. I tillägg finns två störningsreserver som har i

uppgift att återställa systemet till normaldrift vid störning, aFRR som aktiveras automatisk och sedan mFRR som aktiveras på begäran av Svenska Kraftnät. Slutligen finns FFR som fungerar som ett komplement till FCR-D som jämförelsevis har en lägre aktiveringstid (SVK, 2021; ENTSO-E, 2020).

I tabellen nedan finns en summering av tillgängliga reservmarknader:

	FCR-N	FCR-D	aFRR	mFRR	FFR
Minsta budstorlek	0.1	0.1	5	10 (5 i SE4)	0.1
Aktivering	Automatisk vid frekvensavvikelser inom intervallet 49.90 - 50.10 Hz	Automatisk vid frekvensavvikelser under 49.90 Hz	Automatiskt via central styrsignal när frekvensen avviker från 50.00 Hz under de timmar reserven upphandlas	Manuellt efter begäran från Svenska Kraftnät	Automatisk
Aktiveringstid	63% inom 60s och 100% inom 3 min	50% inom 5s och 100% inom 30s	100% inom 120s	Inom 15 min	• 0,7 sekunder om aktivering vid 49,5 HZ • 1,0 sekunder om aktivering vid 49,6 Hz • 1,3 sekunder om aktivering vid 49.7 Hz
Volymkrav	Ca 240 MW för Sverige	Ca 570 MW för Sverige	Ca 140 MW i Sverige		Ca 70 MW i Sverige
Generella krav	• Godkänd förkvalificering • Realtidsmätning • Elektronisk kommunikation • Uthållighet	• Godkänd förkvalificering • Realtidsmätning • Elektronisk kommunikation • Uthållighet	• Godkänd förkvalificering • Realtidsmätning • Elektronisk kommunikation • Uthållighet	• Godkänd förkvalificering • Realtidsmätning • Elektronisk kommunikation • Uthållighet	
Övrigt	Symmetrisk produkt som ska klara att reglera upp och ned				

FFR implementerades 2020 och har som funktion att hantera snabba och transienta frekvensförändringar vilket kan uppstå vid låga nivåer av rotationsenergi. I dagsläget är behovet av FFR som högst under sommarmånaderna då elkonsumtionen är lägre och kraftanläggningar som bidrar med rotationsenergi minskar sin produktion. När rotationsenergin är låg i systemet minskar frekvensen snabbare vid avvikelser i kraftbalansen. Därav har FFR en betydelsefull roll i ett kraftsystem som måste hantera högre andel intermittenta energikällor men också för att kompensera för den minskade andelen elproduktion av typen som bidrar med rotationsenergi (SVK, 2021).

För att kunna hantera driftstörningar som stabiliserar överfrekvens kommer Svenska Kraftnät implementera en ny stödtjänst FCR-D Ned. Den kommer lanseras vid årsskiftet 2021/2022 och är en förebyggande åtgärd, då fler och större HVDC-förbindelser tas i bruk i Norden måste man kunna hantera eventuella störningar på sådana ledningar. Ett sådant fel kan jämföras med att en stor elanvändare fränkopplas, detta hanteras då genom att antingen öka användningen eller minska produktionen. En enhet på FCR-D Ned ska då kunna aktivera 50 % inom fem sekunder och 100 % inom 30 sekunder. Aktiveringen kommer att ske i frekvensintervallet 50.1 – 50.5Hz.

Stödtjänster kostar i dagsläget 2 MDR SEK årligen och prognostiserat kosta 3 MDR SEK redan 2023. Ett problem med de åtgärder och reservmarknader vi har till förfogande idag är att de i vissa fall inte svarar snabbt nog för att återställa systemet till ett stabilt drifttillstånd. Det är också tveksamt om de kommer att säkerställa tillräcklig reglerbar kraft långsiktigt.

Samtliga aktörer som kan uppfylla de tekniska kraven får delta på respektive reservmarknad. I listan nedan summeras vilken typ av teknisk lösning som i dagsläget används men också en framåtblick på tekniska lösningar som har potentialen till att ha en större påverkan för varje enskild reservmarknad.

**Stödtjänster kostar i
dagsläget 2 MDR SEK
årligen och prognostiserat
kosta 3 MDR SEK
redan 2023.**

**Aktörer som kan
kvalificera sig
till att leverera**

FCR-N

Främst vattenkraft
men på sikt även:

- Serverhallar
- Energilager i fastigheter
- Elbilsladdare
- Förbrukningsflexibilitet

FCR-D

Främst vattenkraft
men på sikt även:

- Serverhallar
- Energilager i fastigheter
- Elbilsladdare
- Förbrukningsflexibilitet

aFRR

Främst vattenkraft

mFRR

- Främst vattenkraft, lite vindkraft och gasturbiner

FFR

Främst batterier och elpannor* men på sikt även:

- Serverhallar
- Energilager i fastigheter
- Elbilsladdare

*FFR introducerades 2020 varav batterier och elpannor representerade teknikerna på marknaden första året.



Internationell jämförelse

Tyskland

I det tyska elnätet ingår fyra transmissionsnätoperatörer som samverkar över regionerna och bildar tillsammans "Grid Control Cooperation" (GCC). Man använder sig av liknande marknadslösningar som i Sverige och det nordiska systemet, och man förlitar sig primärt på tre reservmarknader för frekvenskontroll; FCR, aFRR och mFRR. De tre olika reserverna skall kunna leverera balanskraft på olika premisser. Beroende på hur stor störning skall FCR ska kunna leverera 50 % av sin kapacitet inom 15 sekunder och 100 % inom 30 sekunder. aFRR skall kunna bli aktiverad på 30 sekunder och slutligen mFRR inom fem minuter (GCC, 2020).

Utöver områden Tysklands transmissionsnätoperatörer finns även samarbeten internationellt likt det nordiska systemet. Länder samarbetar kring

FCR och har upphandlat en kapacitet på totalt 1,380 MW, länder som omfattas i samarbetet är:

- Belgien
- Nederländerna
- Frankrike
- Schweiz
- Österrike (även samarbete kring aFRR)
- Danmark
- Slovenien

Det finns även europeiska samarbeten kring aFRR (PICASSO) och mFRR (MARI) som godkändes i januari 2020. Tanken är att skapa ett mer effektivt balanseringsverktyg både ur ett tekniskt men också ekonomiskt perspektiv. Sverige är också inkluderade i dessa två projekt (Constentec, 2020).

UK

Storbritannien till skillnad från Sverige har en kapacitetsmarknad i tillägg till den vanliga energimarknaden, detta för att behålla befintlig produktion vid fallande marginalpriser. Det är främst gasturbiner som gynnas men även kol- och kärnkraft är berättigad kapacitetsbetalningar (IVA, 2016). Utöver kapacitetsmarknaden finns det även reservmarknader

likt det svenska systemet. National Grid ESO som är Storbritanniens transmissionsnätoperatör och använder sig främst av en marknad som kallas Firm Frequency Response (FFR) för frekvenskontroll. Inom FFR finns det tre olika responstider som också är kopplade till uthålligheten på tjänsten, en summering av alternativen finns i tabellen nedan.

Produkttyp	Responstid	Uthållighet
Icke-dynamisk	Inom 30s	30 min
Dynamisk	Primär Inom 2s och full aktivering inom 10s	20s
	Sekundär Inom 30s	30 min
	Hög Inom 10s	Obegränsad

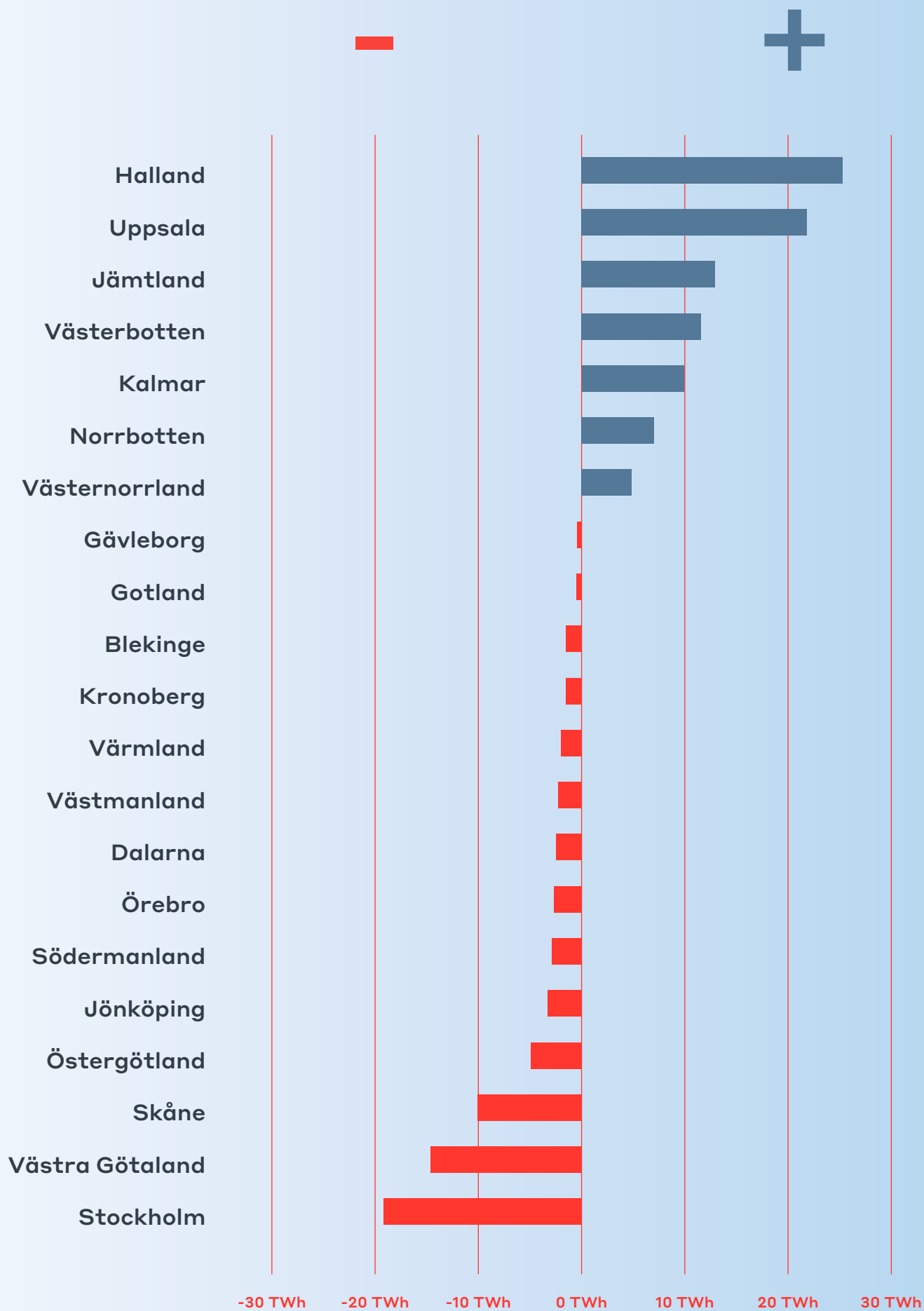
FFR skall kunna hantera frekvensavvikelser på $\pm 0.5\text{Hz}$ men vanligtvis arbetar den i ett mindre intervall kring $\pm 0.2\text{Hz}$. I tillägg till FFR finns det en obligatorisk respons (MFR) som samtliga större elproducenter måste vara anslutna till där syftet är att automatiskt kunna reglera sin effekt i förhållande till frekvensen. Eftersom den är obligatorisk finns ingen marknad men aktörer anslutna till MFR kan också delta på FFR sedan 2019 (National Grid ESO, 2020).

Budgivningen på FFR är på månatlig basis men för att i framtiden kunna vara mer förberedd på snabbare förändringar i nätet samt möjliggöra att mer väderberoende aktörer kan delta på balansmarknader introducerar man Frequency Response Auction Trial. Det är en liknande marknad som FFR men budgivningen sker veckovis och i framtiden på daglig basis. Sedan läggs det till en tjänst som liknar svenska FFR där tanken är att ha en responstid på en sekund och uthållighet på 30 minuter (National Grid ESO, 2019).

I tillägg ger även National Grid ESO ersättning för aktörer som kan styra sin elkonsumtion när

produktionen är hög från förnyelsebara energikällor (Demand Turn Up). Detta sker oftast på nätter och helger samt på sommarhalvåret. Aktörerna som deltar får betalt för tillgänglighet men också om de aktiveras på instruktion från National Grid ESO, förfrågan skickas vanligtvis ut ungefär sex till sju timmar innan aktiveringen skall ske (NGET, 2018).

Som effektreserv finns det två olika tjänster en aktör kan delta i; Short Term Operating Reserv (STOR) och Fast Reserve (FR). STOR handlas tre gånger per år där en aktör ska ha en responstid på 20 minuter och hållbarhet på fyra timmar. Minsta storleken på bud är 3 MW för varje enskild eller aggregerad enhet. Budgivningen för FR sker varje månad och aktörer ska kunna öka sin effekt med 12.5MW/min där minsta burstorleken är 25 MW och med en uthållighet på minst 15 minuter (National Grid ESO, 2020). Storbritannien är också ett av medlemsländerna i det europeiska projektet TERRE som knyter ihop åtta elnät i en balansmarknad. Sverige är enbart observatör i detta projekt.



Årlig elbalans i Sveriges län

Elsystemets utmaningar

Elnätet som skall koppla samman elanvändningen och elproduktionen står inför stora utmaningar i och med de förändringar som väntas och som beskrivits i tidigare kapitel.

- Kapacitetsbegränsningar i elnät är ett växande problem i Sverige.
- Ett kritiskt snitt för överföring av el finns mellan elområde 2 och 3, vilket innebär att om kraftslag läggs ner i elområde 3 och ersätts av kraftslag i elområde 2 belastar detta transmissionen ytterligare.
- En sådan förändring påverkar alla läns leveranssäkerhet av el inom elområde 3 och 4.
- I Sverige förväntas vindkraft vara det kraftslag som står för den största utbyggnaden av elproduktion, främst i elområde 2.
- Vindkraftens elproduktion (såväl som solkraft) är väderberoende och icke planerbar varför en ökad elproduktion med dessa kraftslag bidrar till ökat behov av balanseringsarbete i elnätet.
- Med anledning av den ökande andel av icke planerbar elproduktion räknar Svenska Kraftnät med att det år 2040 kan förekomma effektbrist i elområde 3 och elområde 4 i genomsnitt 400 timmar per år.
- Nätutbyggnad tar idag för lång tid för att möta de förändrade förutsättningarna vi står inför och det ökade kapacitetsbehovet.
- Utöver att nätutbyggnad i sig tar lång tid så är markkonflikter ett hinder för utbyggnad av elnätet och vindkraftsproduktion som förlänger processen ytterligare.
- För att reglera behöver tillgängligheten till flexibilitet i elproduktion och elanvändning utökas. Idag finns förbrukningsflexibilitet från bland annat elintensiv industri, men det förväntas inte vara tillräckligt i framtiden.
- Lagring i form av batterier och vätgas kommer att behöva utvecklas för att elnätet skall kunna balanseras.

Balans mellan produktion och användning

Den lokala situationen i Sveriges län ser olika ut och balansen mellan produktion och användning är olika. Till vänster visas balansen mellan produktion och användning i Sveriges län.

De områden som redan upplevt problem med effekt ligger i län som har ett produktionsunderskott med undantag för Uppsala.

Stockholm är en av de städer som lider av bristande kapacitet i elnätet. Detta kommer att leda till elbrist i Stockholmsområdet i decennier framöver (WSP, 2020). Att elnätet intill Stockholm har kapacitetsbrist har varit känt länge och utbyggnad av stamnätet pågår. Däremot har problemen inte varit tillräckligt kännbara ännu för att frågan ska tas på fullt allvar (WSP, 2020).

På följande uppslag följer en sammanställning av länens olika sammansättning av produktion och användning.

Stockholm är en av de städer som lider av bristande kapacitet i elnätet. Detta kommer att leda till elbrist i Stockholmsområdet i decennier framöver.

Produktion

Länen med mest produktion av vattenkraft

1	Västerbotten	13,24 TWh
2	Norrbotten	12,98 TWh
3	Jämtland	12,87 TWh
4	Västernorrland	11,39 TWh
5	Dalarna	3,17 TWh
6	Gävleborg	2,19 TWh
7	Värmland	2,11 TWh
8	Västra Götaland	1,55 TWh
9	Uppsala	0,84 TWh
10	Halland	0,71 TWh

Länen med mest produktion av solceller

1	Skåne	0,031 TWh
2	Västra Götaland	0,028 TWh
3	Stockholm	0,026 TWh
4	Östergötland	0,018 TWh
5	Halland	0,017 TWh
6	Södermanland	0,013 TWh
7	Uppsala	0,011 TWh
8	Jönköping	0,010 TWh
9	Kalmar	0,008 TWh
10	Värmland	0,004 TWh

Länen med mest produktion av kärnkraft

1	Halland	27,59 TWh
2	Uppsala	24,01 TWh
3	Kalmar	11,08 TWh
4	-	-
5	-	-
6	-	-
7	-	-
8	-	-
9	-	-
10	-	-

Länen med mest produktion av vindkraft

1	Västra Götaland	2,07 TWh
2	Västerbotten	2,03 TWh
3	Skåne	1,70 TWh
4	Västernorrland	1,70 TWh
5	Jämtland	1,67 TWh
6	Gävleborg	1,46 TWh
7	Halland	1,29 TWh
8	Kalmar	1,09 TWh
9	Norrbotten	0,95 TWh
10	Dalarna	0,83 TWh

Länen med mest produktion av kraftvärme

1	Stockholm	2,02 TWh
2	Västra Götaland	0,95 TWh
3	Skåne	0,82 TWh
4	Norrbotten	0,69 TWh
5	Östergötland	0,67 TWh
6	Västerbotten	0,41 TWh
7	Södermanland	0,32 TWh
8	Jönköping	0,31 TWh
9	Västernorrland	0,27 TWh
10	Västmanland	0,27 TWh

Länen med störst total produktion

1	Halland	30,33 TWh
2	Uppsala	25,33 TWh
3	Västerbotten	15,84 TWh
4	Norrbotten	15,17 TWh
5	Jämtland	14,74 TWh
6	Västernorrland	14,36 TWh
7	Kalmar	13,24 TWh
8	Västra Götaland	4,62 TWh
9	Gävleborg	4,61 TWh
10	Dalarna	4,26 TWh

Användning

Länen med störst användning inom industri

1	Västernorrland	6,97 TWh
2	Västra Götaland	6,47 TWh
3	Norrbottnen	5,07 TWh
4	Dalarna	4,12 TWh
5	Östergötland	3,27 TWh
6	Stockholm	3,20 TWh
7	Skåne	3,18 TWh
8	Värmland	3,13 TWh
9	Gävleborg	2,64 TWh
10	Halland	2,33 TWh

Länen med störst användning inom värmepumpar

1	Stockholm	0,7390 TWh
2	Västra Götaland	0,2583 TWh
3	Skåne	0,1116 TWh
4	Uppsala	0,0363 TWh
5	Västerbotten	0,0115 TWh
6	Gotland	0,0094 TWh
7	Jönköping	0,0030 TWh
8	Dalarna	0,0017 TWh
9	Kalmar	0,0004 TWh
10	Halland	0,0000 TWh

Länen med störst användning inom flerbostadshus

1	Stockholm	1,89 TWh
2	Västra Götaland	0,97 TWh
3	Skåne	0,67 TWh
4	Östergötland	0,21 TWh
5	Västerbotten	0,20 TWh
6	Uppsala	0,18 TWh
7	Jönköping	0,18 TWh
8	Halland	0,17 TWh
9	Örebro	0,16 TWh
10	Södermanland	0,16 TWh

Länen med störst total användning

1	Stockholm	23,12 TWh
2	Västra Götaland	20,79 TWh
3	Skåne	14,17 TWh
4	Västernorrland	10,29 TWh
5	Norrbottnen	8,79 TWh
6	Dalarna	7,32 TWh
7	Östergötland	7,05 TWh
8	Värmland	6,05 TWh
9	Gävleborg	5,50 TWh
10	Halland	5,46 TWh

Utbyggnad av ny elproduktion

Några hinder som värderas högt av branschen och har koppling till utbyggnaden av elproduktion, och då framför allt vindkraftsproduktion eftersom vindkraft är det kraftslag som förväntas öka mest, är:

Icke planerbar elproduktion: Vindkraftens elproduktion (såväl som solkraft) är väderberoende och icke planerbar varför en ökad elproduktion med dessa kraftslag bidrar till ökat behov av balanseringsarbete i elnätet.

Tillståndsprocesser för ny elproduktion: Osynkade tillståndsprocesser för ny elproduktion och elnät kan leda till att kapacitetsbegränsningar i elnätet, som idag är mer akut i storstadsregionerna, blir allt mer framträdande där vindkraftsutbyggnad är planerad (ex. prisområde 2).

Ett exempel kan ges från Värmlands län där den rådande situationen med kapacitetsbrist på stamnätet förbjuder ökad elproduktion i länet.

Markkonflikt och acceptans: Markkonflikter utgör ett hinder för utbyggnad av vindkraftsproduktion. Utöver det kan acceptansnivån för nyetablering av vindkraft skilja sig inom län och variera med befolkningstätheten.

Svårförutsägbara kommunala veton: Miljöbalken ger kommuner rätt till kommunala veton vid vindkraftsetableringar. Dessa veton ger upphov till ekonomisk osäkerhet för vindkraftsproducenter och en begränsad utbyggnadstakt så de historiskt har förlängt tillståndsprocess och handlingstider. I januari 2021 lämnade Naturvårdsverket och Energimyndigheten in en strategi för hållbar vindkraftsutbyggnad där ett förslag ges att omarbeta den kommunala tillstyrkan så att ett tillstyrkansbeslut utgör ett krav för tillståndsprövning, vilket skulle kunna innebära en tidigare lagd beslutsfattning i tillståndsprocessen och inge mer klarhet för vindkraftsetablerare.

Elnätsutbyggnad

En ansökan om linjekoncession (regionnät/stamnät) görs hos Energimarknadsinspektionen (Ei) men involverar även dialog med andra intressenter såsom kommuner och länsstyrelser, samt fastighetsägare och skogsägare (SVK, 2020). Rätten att bygga ledning tas av Ei i samråd med Lantmäteriet (SVK, 2017). Ei beslutar om aktören är lämplig att bedriva elnätsverksamhet och beslutar om den planerade dragningen är effektiv. Lantmäteriet reglerar rätten att dra kraftledningar över anspråkstagen mark och kräver ofta en miljökonsekvensbeskrivning (MKB). Vid godkännande kontaktas mark- och fastighetsägare för kompensation.

Ei sätter intäktsramarna för elnätsverksamheten, för att elnätsbolagen inte ska utnyttja sin monopolställning genom att ta ut för höga priser.

Några hinder som värderats högt med koppling till elnätsutbyggnaden är:

- **Kapacitetsbegränsningar i elnätet:** Hindret upplevs mer akut i storstadsregionerna, men osynkade tillståndsprocesser för ny elproduktion kan leda till att hindret blir allt mer framträdande där vindkraftsutbyggnad är planerad (ex. prisområde 2).
- **Markkonflikter:** Markkonflikter utgör ett hinder för utbyggnad av elnät, och avser

konkurrens om planbelagda områden och konfliterande natur- och kulturvärden.

- **Långa tillståndsprocesser:** Tillståndsprocessen för elnätsutbyggnad varierar beroende på komplexitet, där ökad mängd administration och förlängda remisstider nämns som fördröjande faktorer.
- **Intäktsregleringen:** Utbyggnaden av region- och stamnät tar tid och resurser i anspråk. Ofta är leddiderna mellan tre till tio år för regionnät, eller ända upp till 15 år för stamnätsutbyggnad. Elnätsföretagen upplever bland annat att intäktsregleringen inte ger tillräckliga incitament att långsiktigt investera eller att välja flexibla lösningar för elnätet för att undvika att elnätet alltid måste förstärkas eller byggas ut.
- **Otydligheter i befintliga och framtida regelverk:** Ett exempel på en otydlighet som finns gäller ansvar och roller kopplat till nätkapacitetsbrist som inte prövats eller utvärderats i någon större utsträckningen, då problemet är relativt nytt i Sverige. I en handlingsplan som tagits fram av Ei²¹ ges förslag på förändringar i regelverket som förtydligar nätkoncessionshavarens ansvar gällande bland annat nyanslutningar och utökning av abonnemang till befintliga kunder vid kapacitetsbrist.

Marknad – utmaningar

Det finns anledning att ifrågasätta om den nuvarande marknadsmodellen kan säkerställa det elsystem som behöver utvecklas med acceptabel leveranssäkerhet. I Energikommissionens slutbetänkande (Energikommissionen, 2017) lyfts detta som en av frågorna och utredningen lyfter alternativa marknadsdesigner som att införa en kapacitetsmarknad.

En kapacitetsmarknad skulle innebära att en producent inte bara kan få betalt för den el som levereras utan även tillgänglig kapacitet som ställs till förfogande skulle prissättas.

Den nuvarande marknadsmodellen medför att elpriserna minskar på grund av att utbudet ökar med mer sol och vind i elsystemet. Detta gör att produktion som ska täcka den del som sol och vind inte kan täcka inte blir lönsam.

Energikommissionen lyfter också vikten av att se över nuvarande regelverk för att anpassa det till den effektutmaning vi står inför (Energikommissionen, 2017).

Några hinder för marknaden:

- **Låga incitament i intäktsregleringen:** Det finns idag låga incitament i intäktsregleringen för elnätsföretag att investera i flexibilitet och systemtjänster.
- **Låga incitament för flexibilitet:** Det saknas i dagsläget ekonomiska incitament och kunskap bland privatpersoner för att investera i teknik som möjliggör flexibel elanvändning och då främst när det saknas eleffekt.
- **Anpassning till EU-lagstiftning:** EU-direktiv är bindande och måste följas, vilket kräver att svensk lagstiftning anpassar sig för att inte strida mot EU:s regler.
- **Flexibilitetslösningar för kapacitetsbrist:** Den traditionella metoden med nätutbyggnad behöver kompletteras med flexibilitetsresurser, så som efterfrågeflexibilitet, flexibel produktion och lagring. Dessa resurser skulle i vissa fall kunna ersätta nätutbyggnad, eller åtminstone fördröja behovet.

Återigen kan exemplet från Värmlands län användas, där det teoretiskt skulle vara möjligt att med incitament stimulera till elanvändning i områden med elöverskott och kapacitetsbrist. Flexibilitet har hittills i huvudsak testats för att minska elanvändningen.

Det finns anledning att ifrågasätta om den nuvarande marknadsmodellen kan säkerställa det elsystem som behöver utvecklas med acceptabel leveranssäkerhet.

Effektproblematik

Effektproblematiken kan i många avseenden ses som ett marknadsmisslyckande. Problemet har varit identifierat i cirka 20 år och marknaden har på egen hand inte hittat en hållbar lösning. Sedan 2003 har staten fått garantera effekt och trenden är att marknaden får det lättare att leverera energi men svårare att garantera effekt. Här finns det utrymme att skapa en ny marknadslösning som tillhandahåller effekt och som i sin tur kommer att påverka den befintliga elmarknaden. Marknaden

måste dock konstrueras på ett sådant sätt att tillräckligt med effektresurs finns tillgängligt vid behov och man kan utgå från tre grundläggande värderingar:

- Var och en betalar sitt eget effektutnyttjande.
- Den som garanterar effekt måste tjäna pengar, så att nya investeringar görs.
- Trygghet kostar.

Kapacitetsmarknad

Med den marknadssituation som finns idag väljer vissa fjärrvärmeföretag att inte bygga kraftvärme eftersom det inte är lönsamt och bygger hetvattenpannor istället. Det investeras i värmepumpar istället för att ansluta husen till fjärrvärme och laddinfrastruktur för elbilar fortsätts att byggas ut. Allt detta medför ökat effektbehov på elmarknaden och det är en utmaning som den befintliga elmarknaden inte är riktigt designad för att klara. För att lösa detta kan man antingen ge användarna mer incitament för att välja lösningar som avlastar elsystemet eller så kan man införa en kapacitetsmarknad.

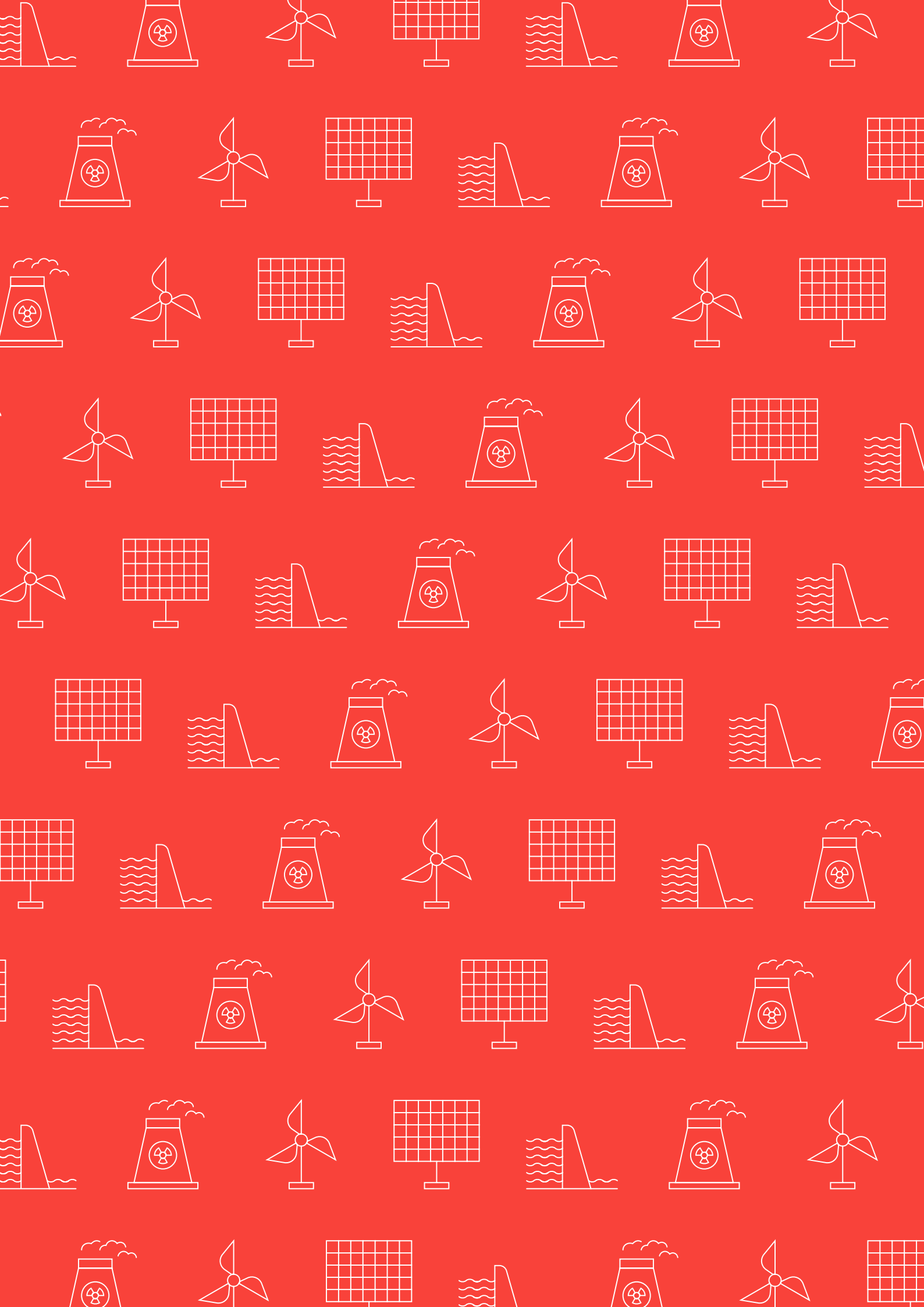
Ett alternativ till en kapacitetsmarknad skulle också kunna vara att permanenta effektreserven. Det kräver dock att finansieringen och upphandlingen

av effektreserven förändras så att den även kan bidra med långsiktig finansiering av ny kraft, vilket då skulle leda till en kapacitetsmarknad.

Elproduktionsanläggningar finns med olika ekonomisk karakteristik. I ena änden finns de som är billiga att bygga men dyra att använda, i andra änden finns de som är dyra att bygga men billiga att använda, och det finns de som placerar sig däremellan. Effektreserven bör typiskt vara av den första kategorin: billig att bygga och dyr att använda.

Andra länder såsom Frankrike, Storbritannien och Litauen har infört en kapacitetsmarknad.

Om en kapacitetsmarknad finns på plats så kan många diskussioner kring elsystemet överlämnas till marknaden.



Ansvar

Ansvar för elsystemet är utspritt på många olika aktörer och myndigheter. Ansvar har hittills inte prövats fullt utan har varit mer teoretiska. Nedan beskrivs olika aktörers ansvar.

Energimyndigheten

Energimyndigheten är förvaltningsmyndighet för tillförsel och användning av energi och ska verka för att på kort och lång sikt trygga tillgången på el och annan energi. I detta ansvar ligger att göra avvägningar mellan ekonomi, trygghet och miljö i enlighet med energipolitikens mål (Energimyndigheten, 2013).

Kommunernas översiktsplan

I direktivet till kommunernas översiktsplan står att strategierna i översiktsplanen bör främja energieffektiviseringar och en utbyggnad av förnyelsebar energiproduktion. Vidare bör kommunerna även säkerställa hur energin ska distribueras i sin översiktsplanering.

Enligt Lagen om kommunal energiplanering (1977:439) ska varje kommun ha en aktuell plan för tillförsel, distribution och användning av energi.

Ansvar för planering och prognoser är oklar mellan kommuner och nätägare. En tydlig samverkan och kommunikation kring framtida elanvändning är nödvändig för att säkerställa att det framtida kapacitetsbehovet möts.

Ei bedömer i sin handlingsplan i kapacitetsutmaningen²² att kommuner och regioner, såväl som andra aktörer, bör ha ett stort intresse i att informera nätföretagen i ett tidigt skede gällande planerade anslutningar och på så sätt delta i ett tidigt skede i samrådsprocessen när nätföretagen tar fram nätutvecklingsplaner. Branschpraxis idag är "först till kvarn får först mala", men om samtliga aktörer arbetar proaktivt bör det bidra till att samhällsnyttiga projekt inte trängs undan av andra verksamheter.

Energimarknadsinspektionen och kapacitetsbrist

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader, med bland annat syftet att Sverige ska ha en fungerade distribution av el. Ei ansvar för tillsyn över att företagen följer regelverken och för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller.

Kapacitetsutmaningen i elnätet, handlingsplan

Som nämnts tidigare har ansvar och roller kopplat till nätkapacitetsbrist inte prövats eller utvärderats i någon större utsträckning, då problemet är relativt nytt i Sverige. Ei fick i uppdrag av regeringen i oktober 2019 att analysera kapacitetsbristen i elnätet ur fler perspektiv. I en handlingsplan som tagits fram under detta arbete²³ ger Ei bland annat förslag på förändringar i regelverket som förtydligar nätkoncessionshavarens ansvar gällande bland annat nyanslutningar och utökning av abonnemang till befintliga kunder vid kapacitetsbrist. I dagens regelverk framgår tydligt att nätkoncessionshavare får neka anslutningar till nya kunder och utökning av abonnemang till befintliga kunder vid särskilda skäl (ex. kapacitetsbrist). Ei föreslår dock att regelverket förändras så att kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av elnätet inte får åberopas som särskilda skäl. Sådana åtgärder kan vara samhällsekonomiskt motiverade flexibilitetsresurser.

I handlingsplanen har Ei även analyserat hur förfrågningar om nyanslutningar av förbrukning ska hanteras vid nätkapacitetsproblem och om det kan finnas skäl att införa någon form av prioriteringsordning vid anslutning av olika typer av anläggningar och funktioner. Ei bedömer dock i sin handlingsplan att det inte är ändamålsenligt att inrätta en centraliserad funktion för att prioritera samhällsviktiga anslutningar vid kapacitetsbrist.

Däremot bedömer Ei att det finns anledning att låta beräkningar av ledig kapacitet utgå från nätets faktiska fysiska belastning, som även tar hänsyn till sammanlagringseffekter, dvs. inte den avtalade belastning. I dagsläget är detta otydligt.

Handlingsplanen är i dagsläget ute på remiss, remissvar förväntas inkomma senast i mars 2021.

Efterfrågeflexibilitet

Vad gäller lösningar för det ökade kapacitetsbehovet behöver olika aktörers ansvar och roller förtydligas. Den traditionella metoden med nätutbyggnad behöver kompletteras med flexibilitetsresurser, så som efterfrågeflexibilitet, flexibel produktion och

lagring. Dessa resurser skulle i vissa fall kunna ersätta nätutbyggnad, eller åtminstone fördröja behovet.

Vad gäller efterfrågeflexibilitet och nya lösningar för flexibel elanvändning är ansvaret mellan elanvändare och nätbolag otydligt. Vilka incitament och marknadsmöjligheter som tagits fram och hur långt utvecklingen av dessa kommit, skiljer mellan kommuner och nätbolag.

Hur efterfrågeflexibilitet ska uppkomma, finansieras och nyttjas har ännu inga tydliga spelregler. I Ei:s handlingsplan (EiR2020:06 Kapacitetsutmaningen i elnäten) ges förslag på hur ett system av så kallade flexibilitetsmarknader på lokal, regional och nationell nivå kan utformas på ett effektivt sätt.



Slutsatser

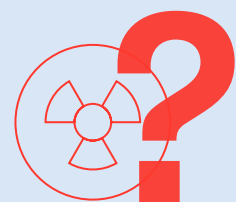
1 Elanvändningens utveckling till 2045

Det finns ingen tvekan om att elanvändningen kommer att öka avsevärt till 2045 om Sverige ska uppfylla målet om klimatneutralitet. Elanvändningen 2045 bedöms i denna rapport till minst 215 TWh där den största ökningen kommer att ske inom transport- och industrisektorn.

215^{TWh}

2 Elproduktionens utveckling till 2045

Den svenska elproduktionen kan utvecklas åt två håll. Det ena alternativet är att Sverige behåller kärnkraften även efter 2045 och vidareutvecklar den. Det andra alternativet är ett elsystem utan kärnkraft där vindkraft istället kommer att vara den dominerande produktionskällan.



3

Elnätets anpassning

Beroende på vilket produktionsscenario som Sverige ska utveckla kräver det olika mycket förändring av elnätet. Även marknadens utveckling beror på vilket elsystem som skall utvecklas.

- **Kapacitetsbegränsningar i elnätet:** Hindret upplevs mer akut i storstadsregionerna, men osynkade tillståndprocesser för ny elproduktion kan leda till att hindret blir allt mer framträdande där vindkraftsutbyggnad är planerad (ex. prisområde 2).
- **Markkonflikter:** Markkonflikter utgör ett hinder för utbyggnad av elnät, och avser konkurrens om planbelagda områden och konflikterande natur- och kulturvärden.
- **Långa tillståndprocesser:** Tillståndprocessen för elnätsutbyggnad varierar beroende på komplexitet, där ökad mängd administration och förlängda remisstider är fördröjande faktorer.
- **Intäktsregleringen:** Utbyggnaden av region- och stamnät tar tid och resurser i anspråk. Ofta är ledtiderna mellan tre till tio år för regionnät, eller ända upp till 15 år för stamnätsutbyggnad. Elnätsföretagen upplever bland annat att intäktsregleringen inte ger tillräckliga incitament att långsiktigt investera eller att välja flexibla lösningar för elnätet för att undvika att elnätet alltid måste förstärkas eller byggas ut.
- **Otydligheter i befintliga och framtida regelverk:** Ett exempel på en otydlighet som finns gäller ansvar och roller kopplat till nätkapacitetsbrist som inte prövats eller utvärderats i någon större utsträckningen, då problemet är relativt nytt i Sverige. I en handlingsplan som tagits fram av Ei²⁴ ges förslag på förändringar i regelverket som förtydligar nätkoncessionshavarens ansvar gällande bland annat nyanslutningar och utökning av abonnemang till befintliga kunder vid kapacitetsbrist.

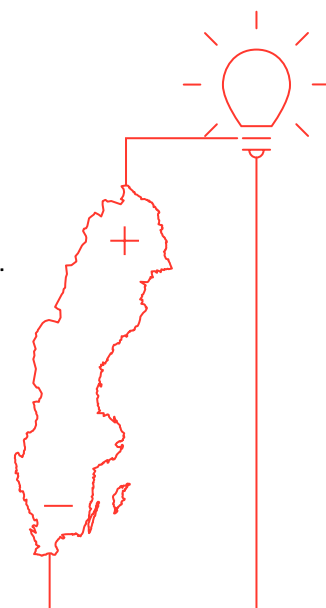
4

Batterier och vätgas i det framtida elsystemet

Batterier och vätgas kommer att ha en central roll i det framtida elsystemet. Speciellt i scenariet där vindkraft dominerar elproduktionsmixen kommer lagring att vara nödvändig för att garantera leveranssäkerheten.

Batterier kommer att användas i liten och medelstor skala för transportsektorn men även för avhjälpa effekt- och kapacitetsproblematik på kort sikt och för att balansera systemet på längre sikt.

Vätgas kommer att ta en central roll som råvara inom industrisektorn, bränsle inom transportsektorn och lagring inom energisektorn.



²⁴ Kapacitetsutmaningen i elnäten, EiR2020:06, ute på remiss till mars 2021

5

Förnyelse av marknadsmodellen

För att säkerställa tillgången på reglerbar kraft bör kapacitetsmekanismer införas – dvs även tillgänglig kapacitet måste värdesättas.

- **WSP föreslår att** nätbolagen utvecklar mer känsliga prismodeller som tar betalt för maximalt faktiskt effektutnyttjande, och inte bara säkringsstorlek. Detta skulle ge en mer rättvis elmarknad där den som använder nätkapaciteten får betala för den, samt motivera kunder att med enkla och automatiserade åtgärder reducera sitt maximala effektuttag. T.ex. när bilen laddas.
- **WSP föreslår att** de balansansvariga företagen utvecklar prismodeller som för ned balanskostnader och kostnader för effektreserv och andra effektkostnader till de kunder som behöver den, och inte till hela kundkollektivet.
- **WSP föreslår att** staten sätter ett måldatum för införandet av en kapacitetsmarknad samt initierar alla nödvändiga utredningar som krävs för att designa denna marknad.

6

Ansvar för att elsystemet utvecklas med bibehållen leveranssäkerhet

Vem som är ansvarig för elsystemets långsiktiga utveckling är oklart. Det finns ett antal aktörer som har olika ansvar men ingen har det tydligt utpekade ansvaret för elsystemets framtid. Ansvarsfrågan behöver utredas och tydliggöras under 2021.



Referenser

Constentec, 2020. Description of the Balancing Process and the Balancing Markets in Germany , Aachen: s.n.

Energikommisionen, 2017. Kraftsamling för framtidens energi, Stockholm: Statens offentliga utredningar.

Energimyndigheten, 2013. Ansvar och roller för en trygg energiförsörjning - Energimyndighetens analys, s.l.: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2016. Återbruk och återvinning av vindkraftverk. [Online]

Available at: https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/framjande-av-vindkraft/aterbruk-och-atervinning-av-vindkraftverk_webb-final.pdf

ENTSO-E, 2020. FFR Design of Requirements – External document, Bryssel: ENTSO-E.

GCC, 2020. Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter, s.l.: s.n.

IVA, 2016. Elmarknader – en internationell utblick, s.l.: IVA.

IVA, 2016. Sveriges framtida elproduktion, Stockholm: IVA.

IVA, 2019. Så klarar det svenska energisystemet klimatmålen - En delrapport från IVA-projektet Vägval för Klimatet, Stockholm: IVA.

IVA, 2019. Så klarar svensk industri klimatmålen. [Online]

Available at: https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vagval-klimat/201904-iva-vagval-for-klimatet-delrapport1-n_ver2.pdf

IVA, 2019. Så klarar svenska energisystemet klimatmålen, Stockholm: IVA.

IVA, 2019. Så klarar svenska industrin klimatmålen, Stockholm: IVA.

IVA, 2019. Så klarar Sveriges transporter klimatmålen, Stockholm: IVA.

LKAB, 2020. Frågor och svar vår nya strategi. [Online]

Available at: https://www.lkab.com/sv/SysSiteAssets/documents/blandat/fragor-och-svar_lkab-strategi_201123.pdf

National Grid ESO, 2019. Response and Reserve Roadmap, s.l.: National Grid ESO.

National Grid ESO, 2020. ESO Balancing Services: A guide to contracting, tendering and providing response and reserve services, s.l.: National Grid ESO.

Naturvårdsverket, 2020. [Online]

Available at: <https://naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Statistik-A-O/vaxthusgaser-utslapp-fran-industrin/>

NEPP, 2020. Investeringar i förnybar kraftproduktion - Affärsmässiga drivkrafter och samhälleliga ansvarsperspektiv, s.l.: s.n.

NGET, 2018. Demand Turn Up (DTU) - Interactive Guidance document and invitation to tender, s.l.: National Grid.

Stockholms Handelskammare, 2020. Elbrist kortsluter Sverige. [Online]

Available at: <https://www.chamber.se/rapporter/elbristen-koertsluter-sverige.htm>

SVK, 2017. Tillstånd. [Online]

Available at: <https://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprocessen/tillstand/>

SVK, 2020. Samråd. [Online]

Available at: <https://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprocessen/samrad/>

SVK, 2021. Information om stödtjänster. [Online]

Available at: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/>

WSP, 2020. Elbrist kortsluter Sverige - Så hindras jobben, bostäderna och den gröna omställningen av elbristen, Stockholm: Stockholms Handelskammare.

Elnätsutmaningen En rapport till Svenskt Näringsliv, 2019-12-11, Sweco



WSP är en av världens ledande rådgivare och konsultbolag inom samhällsutveckling. Med cirka 50 000 medarbetare i över 40 länder samlar vi experter inom analys och teknik, för att framtidssäkra världen.

Tillsammans med våra kunder tar vi fram innovativa lösningar för en mänsklig, trygg och välfungerande morgondag. Så tar vi ansvar för framtiden.

wsp.com



WSP Sverige AB
121 88 Stockholm-Globen
Besök: Arenavägen 7
T: +46 10-722 50 00
Org nr: 556057-4880
Styrelsens säte: Stockholm

wsp.com