



Länsstyrelsen
Skåne



Titel: Trygg elförsörjning i Skåne län – underlagsrapport

Utgiven av: Länsstyrelsen Skåne

Författare: Hannes Sonnsjö Hannes.sonnsjo@lansstyrelsen.se

Medförfattare: Tobias Gunneberg
Sandra Johanne Selander

Beställning: Länsstyrelsen Skåne
Samhällsbyggnad
205 15 Malmö
Telefon 010-224 10 00

Copyright: Länsstyrelsen Skåne

Diarienummer: 31140-2020-1

ISBN: 978-91-7675-205-0

Rapportnummer: 2020:26 (version 1, 2020-09-07)

Illustrationer och grafik: Christoffer Nielsen

Tryckår: 2020

Förord

Denna rapport utgör ett analysunderlag till den gemensamma slutrapport som länsstyrelserna lämnar till energi- och digitaliseringsminister Anders Ygeman den 7 september 2020.

Vårt arbete tar sin utgångspunkt i hur vi kan planera vår elförsörjning bättre och vad som behövs för att i framtiden undvika fler situationer där nyetableringar riskerar att nekas eller utbyggnad av klimatsmart infrastruktur skjuts på framtiden. Vi kan konstatera att medvetenheten hos kommuner, näringsliv och elnätsbolag ökat under de månader som analysarbetet genomförts. Avgörande faktorer är god samverkan, ett breddat perspektiv och en förståelse för varandras roller och ansvar.

När energilandskapet förändras uppstår naturligen konflikter. Det kan till exempel handla om att mindre aktörer vill åstadkomma något där regelverken inte är i takt med tiden eller att en etablerad aktörs affärsmodell inte längre är lika lönsam. Det är i mötet mellan det nya – det småskaliga som växer nerifrån och upp – och det etablerade – det storskaliga och centraliserade – som det blir tydligt att energilandskapet är i förändring. På kort sikt kommer billig sol och vindkraft under gynnsamma väderförhållanden att konkurrera ut dyrare, men ofta mer planerbara, alternativ. Då uppstår ett behov av att göra avvägningar mellan politiska mål, att beakta olika tidsperspektiv, att beräkna kostnader och att reda ut ansvarsförhållanden.

Vår ambition med rådande arbete är inte att alla gånger försöka besvara hur detta görs på bästa sätt men jag vill betona det faktum att detta är gemensamma utmaningar vi står inför som kräver gemensamma ansträngningar för att lyckas.

Underlagsrapporten har tagits fram i nära samarbete med Region Skåne, Energikontoret Skåne och Malmö stad. Ett stort tack för deras – och många andra inblandades – stora engagemang och bidrag i vårt gemensamma arbete med att trygga en långsiktigt hållbar elförsörjning i Skåne.



Anneli Hulthén

Landshövding Skåne län

Sammanfattning

El är en färskvara. Vid varje tidpunkt måste produktion och leverans av el vara i balans med den el som används. I dag är elnäten uppbyggda för att hantera relativt få men stora produktionskällor, exempelvis vattenkraften eller kärnkraftverk, vilka överförs på höga spänningsnivåer genom transmissionsätet och vidare ut i region- och lokalnäten. De senaste åren har detta centraliserade och bokstavligt talat trögrörliga elsystem, med sina stora roterande generatorer, kommit att förändras i ett energilandskap där många, men mindre och geografiskt utspridda, produktionskällor nu måste hanteras och integreras.

I vissa fall, som med havsbaserad vindkraft, är det fortsatt integration högt upp i elsystemets spänningshierarkier, men med solceller på hustak är det i direkt anslutning till användningen och lågspänningsnäten. Problemet som uppstår i detta energilandskap i förändring är en ökad effektutmaning. Det är alltså inte en fråga om att elsystemet kommer att ha svårt att över året leverera den energimängd som efterfrågas (elenergi) med tanke på en fortsatt kraftig vindkraftsutbyggnad och stärkta utlandsförbindelser. I stället är utmaningen att leverera elenergi vid varje tidpunkt som el efterfrågas (effekt) som kan vara utmanande att möta. Framförallt i områden där transmissionsnätet är underdimensionerat och har otillräcklig förmåga att överföra el (nätkapacitetsbrist).

För Sveriges del är utmaningen att anpassa och utveckla elsystemet när en rad stora skeenden sammanfaller, nämligen att kärnkraften av ekonomiska orsaker fasas ut samtidigt som målet om 100 procent förnybar elproduktion till 2040 driver in variabel elproduktion och att efterfrågan på el nu förväntas öka. Detta trots en omfattande energieffektivisering eftersom ambitionen om att fasa ut fossila bränslen inom transportsektorn och vissa delar av industrin kommer att kräva en omfattande elektrifiering. Elsystemet präglas dessutom av en mycket snabb teknisk och ekonomisk utveckling vilket ställer höga krav på en välanpassad nätreglering, men också på välanalyserade politiska styrmedel som ser till energisystemets helhet där en åtgärd på en del tenderar att få efterverkningar i andra delar.

Skånes elförsörjningssituation idag

Under hösten och vintern 2018 kom, för många oväntade, varningssignaler om en annalkande elbrist i Skåne. Detta blev startskottet för en medialt intensiv vår och sommar 2019 där en rad industrier förklarade hur uteblivna ökningar av effektuttag och abonnemang skulle komma att drabba deras förväntade expansion och tillväxt – i ett län som redan låg under rikssnittet för arbetslöshet bland invånarna.

Sverige exporterar mer el än vad som importeras vilket innebär att landet, som helhet, är nettoexportör. Detta betyder dock inte att produktionen i landet alltid är högre än efterfrågan, eftersom produktionen inte har perfekt korrelation med användningen. Därför importerar Sverige el för att möta behovet under dessa tider. Var i landet det råder överskott och underskott är en helt avgörande fråga i diskussioner kring nätkapacitetsbrist. Detta gör att det, snarare än att se till året som helhet för landet i stort, är mer relevant att titta på den momentana produktionen i områden som inte är självförsörjande på el utan istället är beroende av eltillförsel från andra områden inom landet eller från grannländerna.

Den lokala kraftproduktionen i Skåne (3 TWh) matchar inte användningen (13 TWh), varför Skåne är beroende av eltillförsel från andra delar av Sverige, och grannländer. Detta ställer krav på att överföringskapaciteten hos transmissionsnätet och övrig elproduktion är tillräcklig för att förse regionen med den el som behövs. Detta underskott på produktion på både länsnivå och elområdesnivå (SE4) har sin bakgrund i att de åtgärder som skulle ersätta Barsebäcksverkets elproduktion, som upphörde 2005, har försenats, tagits ur bruk eller ännu inte förverkligats. Detta har försatt Skåne i ett effektunderskott som gör att hela Skånes elsystem behöver anpassas till de begränsande faktorer som kan uppstå under vissa timmar och i vissa lägen.

Bakgrunden till den uppkomna situationen står att finna i det faktum att Skåne tillhör en region med stor andel importerad el i samband med att Barsebäcksverkets elproduktion upphörde 2005. Detta effektunderskott skulle komma att förvärras ytterligare i och med ett antal händelser som inträffade under en relativt kort tidsrymd runt mitten av 2010-talet.

För Skånes del kommer merparten av vår regionala elproduktion från kraftvärme och vindkraft. Båda dessa produktionskällor kämpar med inbördes utmaningar. För kraftvärmen handlar det om lönsamhet, eller snarare bristen på sådan, när de genomsnittliga elpriserna över året pressas ned av stor vindkraftsutbyggnad samtidigt som intäkterna från fjärrvärmen minskar då kunder i allt större utsträckning väljer bort denna till förmån för eldrivna värmepumpar. Vindkraftens utmaning handlar inte i samma utsträckning om bristen på lönsamhet, även om de projektörer som var tidigt ute får skriva ner sin kalkylerade avkastning när nya effektiva vindkraftverk byggs i så rask takt att elcertifikaten numera handlas för ören snarare än hundratals kronor. Snarare handlar det om en förhållandevis låg tillgänglighetsfaktor de timmar på året då elproduktion verkligen behövs.

För att ha ett leveranssäkert system behövs en planerbar elproduktion, som fungerar även vindstilla nätter då varken vindkraft eller sol kan garanteras. När befintliga kärnkraftsanläggningar stänger ner blir behovet av ny sådan leveranssäker el ännu viktigare. Havsbaserad vindkraft, och vindkraftverk med så kallad syntetisk svängmassa, kan vara vägar framåt för Skånes del där drygt hälften av den regionala produktionen utgörs av vindkraft. Fram till detta är på plats är Skåne emellertid i hög grad beroende av el utifrån, något som nu möjliggjorts genom ett snabbt åtgärds paket med gemensamma insatser från Svenska kraftnät och E.ON Energidistribution.

Skånes framtida elförsörjning och effektsituation

Elanvändningen i Skåne har inte nämnvärt förändrats under de senaste åren, men för att uppnå bland annat Sveriges klimat- och energimål måste förändringar göras. Stora effektiviseringar och utsläppsbesparingar kan göras genom att elektrifiera processer, maskiner och transporter, vilket kan öka åtgången på el inom en snar framtid.

I de scenarier som tagits fram kan länets elanvändning komma att öka med cirka 1,5 TWh till 2030 och knappt 3,5 TWh till 2040. Till 2040 sker den tillkommande elanvändningen huvudsakligen inom sektorerna industri och transporter, där elanvändningen ökar med 1 respektive 1,3 TWh. För bostadssektorn sker en svag minskning i elanvändning under perioden, men detta behöver inte nödvändigtvis sammanfalla med minskat effektbehov under ansträngda timmar i fall exempelvis värmepumpar ersätter fjärrvärme. Ökningen i elanvändning till 2040 är något lägre än i nyligen utförda studier på nationell nivå, där elanvändningen väntas öka med mellan 35–60 procent till 2045.

Detta förklaras delvis av att en elektrifiering av industri som använder fossila bränslen och tillkommande elanvändning från nya datacenter och batteritillverkning i högre utsträckning väntas ske i andra delar av landet. På lång sikt finns även ett antal faktorer som har stor påverkan på energianvändningen men vars påverkan och timing är svårbedömda (till exempel när och i vilken utsträckning elektrifiering av transporter och industri sker).

Vad gäller lastprofiler och effektbehov blir det avgörande vilken grad av efterfrågeflexibilitet som uppnås och mängden energilagring i systemet. Vid ökad efterfrågeflexibilitet (flytt av okritisk last) kan topplasten sänkas. Största nyttan för sänkning av topplasten finns inom transporter och framförallt inom laddning av personbilar vilket syns i figur 75 nedan. Med ökad batterikapacitet bör det finnas tillräcklig möjlighet för flytt av laddtid för de flesta bilägare. På samma sätt kan småskalig energilagring som t.ex. batterilager kopplade till en solcellsinstallation på hustaket avlasta nätet för en del av elbilsaddningen på kvällen och natten. Det är alltså inte nödvändigtvis så att det är den totala årsanvändningen som spelar störst roll för den framtida elförsörjningstryggheten i Skåne, utan snarare *när* på dygnet och året elen används och hur detta påverkar elnätets dimensionerande maxlast.

Möjliga lösningar och framtida utmaningar

Några av de vanligaste lösningarna på effektutmaningen är att förstärka överföringskapaciteten och på så sätt tillgängliggöra den konkurrenskraftiga reglerförmågan i norra Sveriges vattenkraft för resten av landet, förbättra flexibiliteten genom bland annat energilagring så att användningen kan reagera och anpassas efter rådande utbud, såväl inom dygn som över säsong samt öka den reglerbara elproduktionen för att på så sätt komplettera de variabla och väderberoende kraftkällorna. Syftet med dessa lösningar är att styra mot en mer balanserad effekttilförsel, ett utjämnat effektuttag och ett effektivt kapacitetsutnyttjande av elnäten. Dessa lösningar kommer emellertid med ett antal nya, inneboende, utmaningar som måste hanteras.

Den till synes logiska slutsatsen av ett undermåligt elnät är att helt enkelt öka överföringskapacitet genom förstärkning av elledningar eller nybyggnationer. Givet de långa leddiderna, de stora kostnaderna och anspråk på potentiell jordbruks- och bostadsmark är det emellertid inte självklart att denna strategi alltid är att föredra. Snarare bör en genomgående samhällsekonomisk analys ge svar på om andra, alternativa, strategier kan ge samma effekt för lägre kostnad. Ett alternativ till nätinvesteringar kan vara att kompensera en mer variabel elproduktion med mer flexibel efterfrågan på el eller genom energilagringens möjlighet att jämna ut toppar och dalar. Det kan till exempel handla om ett effektivare utnyttjande av befintligt nät, genom flexibilitet, eller genom olika typer av prissignaler och lokaliseringsprinciper för att ansluta ny last till punkter där det inte råder kapacitetsbrist. Just nu genomförs en översyn av regelverket för att visa på nödvändiga förändringar.

Slutligen kan en lösning vara att öka den lokala och regionala elproduktionen och därmed minska beroendet till långväga överföring av el. En produktionskälla med stor potential i och med Skånes kustremsa är vindkraft, till såväl land som till havs. Samtidigt kräver detta noggranna, och svåra, avvägningar mellan en rad olika intressen kring den mark, havsytta och luftrum, som behöver tas i anspråk. Historiskt sett utgör dessa intressekonflikter de största osäkerheterna för vindkraftsprojektering. Här kan alltså komma att krävas någon form av vägledning kring hur energipolitikens övergripande mål om hållbar, konkurrenskraftig och leveranssäker el ska vägas såväl mot varandra som mot andra samhälleliga mål i de fall där intressekonflikter uppstår.

Förkortningar och begreppsbeskrivningar

10-årsvinter – dygnsmedelvärde över en period om tre dygn då temperaturen är så låg att den, statistiskt sett, endast infaller vart tionde år. En sådan vinter medför kraftiga ansträngningar på det svenska elsystemet då effektbehovet ökar markant och används av bland annat Svenska kraftnät som dimensionerande för under vilka förutsättningar systemet ska klara av att leverera el med god leveranssäkerhet. Även tjugoårsvinter förekommer i analyser.

CCS – Carbon Capture Storage. Geologisk lagring av koldioxid är en teknik där koldioxid från större punktutsläpp av koldioxid, såsom kolkraftverk, gaskraftverk, stålverk och cementindustrier, avskiljs från rökgaser och lagras i geologiska formationer djupt under markytan eller havsbotten.

CCU – Carbon Capture and Utilization. Infångning och användning av koldioxid är ett komplement till geologisk lagring där den infångade koldioxiden används som råvara i olika processer såsom vid tillverkning av bränsle, glas, plast och andra produkter. Det kan även användas till odlingar eller i livsmedel som kolsyrat vatten.

DSO – Distribution System Operator. Elnätsägare på region- eller lokalnätsnivå som erhållit linje- eller områdeskoncession av energimarknadsinspektionen. DSO ansvarar för att leverera el till alla sina kunder och ansluta de som vill genom anslutningsplikten.

Elenergibrist – En situation som uppstår när elen som produceras i Sverige inte räcker till för att uppfylla behovet av el *under ett år*. Sverige är en nettoexportör av el på årsbasis.

Effektbrist – En situation som, till skillnad från elenergibrist, innebär en momentan (omedelbar) brist på el. Det uppstår om det inte är balans mellan produktion/import och användning *vid ett givet tillfälle*.

Ei – Energimarknadsinspektionen. Tillsynsmyndighet för energimarknader som el, värme och naturgas. Energimarknadsinspektionen ser till att marknaden bedrivs på ett sätt som inte diskriminerar eller tillåter företagen att nyttja sin position på en marknad med låg konkurrens.

ENTSO-E – European Network for Transmission System Operators for electricity. Ett europeiskt nätverk av bestående av 43 systemansvariga transmissionsnätsföretag från 36 länder.

HVDC – High voltage Direct Current. Likström med högspänning är en teknik för att föra över elkraft över längre sträckor med lägre förluster jämfört med konventionell växelspanningsteknik.

Laddinfrastruktur – samlingsnamn för olika typer av teknik för laddning av elfordon såsom laddbox, laddstolpe och laddstation.

Lastförskjutning – Att i tid skjuta på när ett effektuttag sker genom att exempelvis tillämpa en flexibilitetsresurs.

Lastprofil – Ett tidsvarierande effektbehov vilket ofta illustreras grafiskt för att visa på toppar (spikar) och nedgångar som därmed skulle påverka möjligheten för andra användare att nyttja elnätet.

MW – 1000 kW eller 1 miljon Watt (W). En enhet som beskriver effekt, d.v.s. hur mycket energi som används (omvandlas) per sekund. Effekt kan också beskrivas som Joule per sekund (J/s).

MWh – 1000 kWh eller en miljon Wattimmar. Ett mått på energi och kan förklaras som den energi som omvandlas om till exempel ett vindkraftverk med effekten 1 MW körs i en timme (inmatad energi).

MWh/h – Eftersom det sällan går att mäta effekt under väldigt korta tidsintervall, brukar det istället mätas som ett genomsnittligt värde. 1 MWh/h innebär då att 1 MWh energi har i genomsnitt omvandlats under loppet av en timme. Däremot kan effekten variera mycket under timmen och kan vara både högre och lägre.

Nordpool – är den officiella börsen för elhandel i Norden (och flera andra europeiska länder), vars dagen-före-marknad heter *Elspot* och intradagsmarknaden *Elbas*.

Nätkapacitetsbrist – En situation som uppstår då elnätets fysikaliska egenskaper begränsar nätets överföringsförmåga. Kan bidra till en geografiskt avgränsad effektbrist när ett elunderskott inte kan mötas med utbud i ett annat område på grund av otillräcklig överföringsförmåga.

P2X – Power to X. Ett begrepp som syftar på att el kan omvandlas eller användas i processer för lagring i ett antal former där X kan betyda bland annat värme, vätgas eller metangas.

Residuallast – innebär i denna rapport differensen mellan behovet och den tillgängliga elproduktionen som är icke-planerbar och förnybar. Residuallasten är ett mått på hur mycket, och vilka, produktionsresurser som krävs för att upprätthålla balansen i elsystemet.

SE 1–4 Elprisområden. Den 1 november 2011 delade Svenska Kraftnät in landet i fyra elområden. SE1 Luleå, SE2 Sundsvall, SE3 Stockholm samt SE4 Malmö.

STEM – Statens energimyndighet (Energimyndigheten). Har ett övergripande ansvar för Sveriges energiförsörjning. De har till exempel ett indirekt ansvar då de ansvarar för att göra prognoser samt främja forskning som i sin tur kan påverka hur det framtida systemet kan komma att se ut.

Svenska Kraftnät (SvK) – Statligt affärsverk, som ansvarar för det svenska transmissionsnätets drift, underhåll och utveckling.

Topplasttimme – Maximalt timeffektbehov, även belastningstopp, effekttopp eller maxlast. Effekt mäts momentant/ögonblickligen. Topplasttimmen innebär därför den uppmätta medeleffekten under den timme på året då elanvändningen var som högst.

TSO – Transmission System Operator. Transmissionsnätets systemansvarige, vilket i Sveriges fall är Svenska kraftnät.

V2G – Vehicle to Grid. En typ av nätnyttä där elenergi kan överföras mellan batteriet i ett laddbart fordon och elnätet.

1. INLEDNING.....	1
1.1. DEN TRYGGA ELFÖRSÖRJNINGENS DIMENSIONER	1
1.2. GENOMFÖRANDET AV LÄNSSTYRELSENAS REGERINGSUPPDRAG.....	4
1.3. KONSEKVENSER AV COVID-19	5
1.4. RAPPORTENS STRUKTUR.....	10
2. EN INTRODUKTION TILL SVERIGES ELKRAFTSYSTEM	11
2.1. PRODUKTION	14
2.2. ÖVERFÖRING	22
2.3. ANVÄNDNING	32
2.4. OM ”ELBRIST” OCH KAPACITETSBEHOV	34
3. KRAFTSYSTEMETS STABILITET OCH REGLERING.....	39
3.1. BALANSANSVAR PÅ KORT OCH LÅNG SIKT	39
3.2. FREKVENSSSTABILITETEN UTMANAS	41
3.3. FREKVENRELATERADE STÖDTJÄNSTER FÖR ATT STABILISERA SYSTEMET	43
3.4. RESERVER FÖR NÄTKAPACITET, STÖRNINGAR OCH SÄSONGER	44
3.5. ICKE-FREKVENRELATERADE UTMANINGAR	48
3.6. LEVERANSSÄKERHET, DRIFTTILLSTÅND OCH N-1-KRITERIET	49
4. SKÅNES SPECIFIKA FÖRUTSÄTTNINGAR	56
4.1. SKÅNES ”ELKRIS” 2018 – VAD HÄNDE?	57
4.2. REGIONALA MÅL MED BÄRING PÅ ENERGIFÖRSÖRJNING	62
4.3. SAMVERKANSFÖRUM OCH REGIONALA INITIATIV	67
5. REGIONAL ELPRODUKTION	70
5.1. VINDKRAFT	72
5.2. SOLKRAFT	75
5.3. VATTENKRAFT.....	77
5.4. KRAFTVÄRME OCH INDUSTRIELLT MOTTRYCK	78
6. REGIONAL ELÖVERFÖRING	81
6.1. TRANSMISSIONSNÄT OCH UTLANDSFÖRBINDELSER	81
6.2. DISTRIBUTIONSNÄT PÅ REGIONAL OCH LOKAL NIVÅ	84
6.3. ERFARENHETER OCH NULÄGE HOS SKÅNSKA LOKALNÄTSFÖRETAG	86
6.4. SKÅNSKA ELNÄTSPRISER.....	89
7. REGIONAL ELANVÄNDNING	92
7.1. SKÅNES ELANVÄNDNING OCH EFFEKTBEHOV IDAG.....	92
7.2. FRAMTIDA ELANVÄNDNING OCH EFFEKTBEHOV.....	94
8. MÖJLIGA LÖSNINGAR OCH DESS UTMANINGAR	112
8.1. FÖRSTÄRKT ELNÄT OCH ÖVERFÖRINGSKAPACITET	112
8.2. EFFEKTIVISERING OCH FLEXIBILITET	120
8.3. LOKAL OCH REGIONAL (REGLERBAR) ELPRODUKTION	127
9. SAMMANFATTANDE ANALYS AV SKÅNES ELFÖRSÖRJNING.....	133
9.1. TRYGG ELFÖRSÖRJNING – ETT RÖRLIGT MÅL I EN FÖRÄNDERLIG OMVÄRLD	134
9.2. ÄVVÄGNINGAR MELLAN FÖRNYBAR, KONKURRENSKRAFTIG OCH LEVERANSSÄKER EL	136
9.3. NYA FÖRHÅLLNINGSSÄTT HOS SLUTANVÄNDAREN	139
9.4. TILLFÖRLITLIGA PROGNOSEER GENOM FÖRDLUPAD REGIONAL SAMVERKAN.....	140
REFERENSER	143
BILAGA 1. REGIONAL WORKSHOP 12 FEBRUARI 2020.....	152
BILAGA 2. GENOMFÖRDA INTERVJUER 2020	159

1. INLEDNING

De senaste årtiondena har gett oss ökade insikter om att energisektorn har en avgörande betydelse för klimatförändringarnas omfattning. Detta har lett till ambitiösa klimatmål på såväl global nivå och inom EU som på nationell nivå där andelen fossila bränslen ska fasas ut, antingen genom energieffektivisering och minskad användning eller genom att energikällorna ersätts med förnybara. Energisystemen står därmed inför en rad stora förändringar, vilket inte minst gäller för elsystemet. Elanvändningen i Sverige har legat tämligen stabilt under flera decennier, mycket tack vare en energieffektivisering och utbyte av gammal teknisk utrustning. De senaste årens utveckling talar nu för att användningen kommer att öka i snabb takt samtidigt som Sverige har som mål att nå 100 procent förnybar elproduktion till år 2040 och noll nettoutsläpp av växthusgaser år 2045.¹

1.1. Den trygga elförsörjningens dimensioner

Energiöverenskommelsen, som 2016 kom att ena Socialdemokraterna och Miljöpartiet med Moderaterna, Centerpartiet och Kristdemokraterna, skapade ramarna för en gemensam färdplan mot en kontrollerad övergång till ett helt förnybart elsystem. I Överenskommelsen konstateras att en stor utmaning på vägen mot ett elsystem med 100 procent förnybar elproduktion är att energipolitiken behöver gå från att ”nästan enbart fokusera på levererad mängd energi (TWh) till att även se till att det finns tillräckligt med effekt (MW).”² Det kan dock konstateras att denna ambition ännu inte översatts i en konkret strategi eller ett samlat grepp kring elektrifieringen som nu pågår i rask takt.³

Därutöver har Sverige som övergripande energipolitiska mål⁴ att förena de tre grundpelarna *försörjningstrygghet*, *konkurrenskraft* och *ekologisk hållbarhet* vilket också harmonierar med de mål som fastställts genom energisamarbetet inom EU. Fokus i denna rapport ligger på den förstnämnda aspekten, försörjningstrygghet, vilket i detta sammanhang definieras som elsystemets förmåga att leverera el i önskad omfattning i tid och rum genom tillräcklig kapacitet, flexibilitet och robusthet. Den svenska strategin för att säkerställa försörjningstrygghet är genom väl fungerande (och reglerade) energimarknader men även åtgärder utanför marknads är av central betydelse, inte minst avseende effektbalans på kort sikt.

Utgångspunkten i denna rapport är att trygg elförsörjning inte bör betraktas som ett statiskt tillstånd utan snarare som något som utvecklas i en ständigt pågående process, influerat av en rad andra faktorer: politiska mål, tekniska framsteg, näringslivsutveckling, befolkningstillväxt, urbanisering, priset på natur- och biogas, och utsläppsriktigheter, fordonsflottans elektrifieringsgrad. Listan kan göras lång och ju längre fram i tiden vi försöker se desto mer ökar osäkerheterna. Det gäller inte minst förväntad elanvändning där utfallsrummet i scenarierna är mycket stort 20 år framåt i tiden.

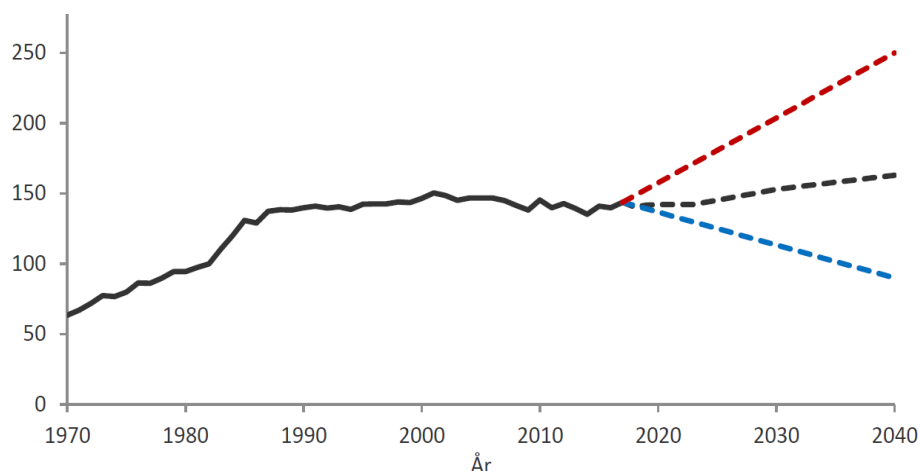
¹ Regeringen (2018)

² Regeringen (2016). Energiöverenskommelsen består sedan december 2018 enbart av Socialdemokraterna, Miljöpartiet och Centerpartiet.

³ Detta var också en av slutsatserna i det av regeringen inrättade Forum för smarta elnät, se Swedish smartgrid (2016). Inom ramen för Miljömålsrådet (2020) sker ett arbete kring *Hållbar elektrifiering* under ledning av Energimyndigheten.

⁴ Regeringen (2018)

Detta illustreras i figur 1 nedan som visar de scenarier som tagits fram av Kungl. Vetenskapsakademien (IVA)⁵ kombinerat med det referensscenario som används av Svenska kraftnät (SvK) i deras så kallade långsiktiga marknadsanalys⁶.



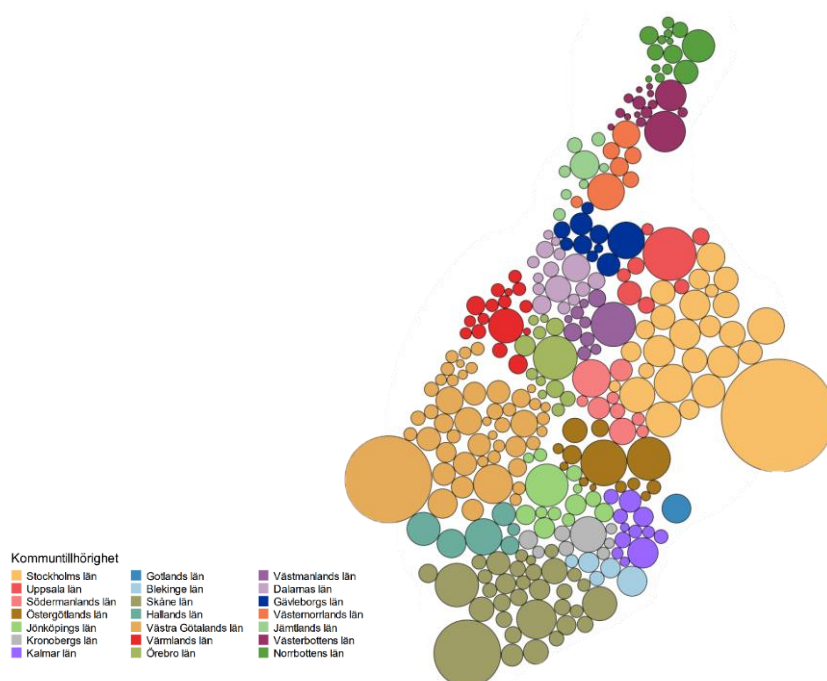
Figur 1. Historik och scenarier för Sveriges elanvändning. Källa: SvK (2019a)

Politiska målsättningar, i kombination med ny teknik, har redan lett till en allt större andel förnybara energikällor vars produktion varierar över dygn och säsong vilket påverkar möjligheten att förutse och planera elproduktionen. Samtidigt sker en ökad elektrifiering där en allt större andel av slutanvändningen av energi utgörs av el när exempelvis godstrafik läggs om till spårbundna transporter, förbränningsmotorer ersätts med elmotorer och industriella processer i ökad grad ställer om till el. Därutöver pågår en snabb digitalisering av samhällskritiska funktioner vilket innebär ökade krav på tillförlitlighet i elsystemet.

Tillgången på el i Sverige sett över året är som helhet god. Det blev tydligt i fjol då Sverige nådde en ny toppnotering i nettoexport av el. Trots detta pågår en diskussion om elbrist i många svenska tillväxtområden, vilket kan framstå som motsägelsefullt. Utmaningen ligger emellertid inte i själva produktionen av el. Elektricitet är en överlägsen energiform i och med dess stora flexibilitet att användas inom många olika områden. Men elektricitet har samtidigt en stor svaghet: Den är svår att lagra storskaligt på ett kostnadseffektivt sätt. Eftersom el måste produceras och förbrukas i samma sekund är Sveriges nationella elöverskott av mindre intresse då ett överskott i norra Sverige inte med självklarhet förser en laddstolpe i Lund med el om elnätets flaskhalsar inte tillåter det. Utmaningen handlar därför snarare om elnätets tillräcklighet – det vill säga ledningarnas överföringskapacitet – under olika perioder under året så att älvarnas vattenkraft och kärnkraftens elproduktion når ut till de befolkningsrika områdena som kommit att utvecklas i den södra tredjedelen av landet (vilket illustreras i figur 2 nedan).

⁵ IVA (2015)

⁶ SvK (2019a)



Figur 2. Areaproportionerlig karta för att pedagogiskt illustrera befolkningsstorlek per kommun. Källa: SCB (2016)

Sverige har ett robust elsystem med hög nivå av leveranssäkerhet (99,9 procent)⁷, men nu sker förändringar i elsystemet som skulle kunna påverka denna säkerhet negativt om inte utmaningarna uppmärksammas och hanteras i tid. Välutvecklade distributionssystem är viktiga för att möjliggöra den energiomställning som krävs för att nå Sveriges klimat- och miljömål. Begränsningar i elnäten riskerar därför att hämma inte bara ekonomisk utveckling genom uteblivna nyetableringar av verksamheter utan också omställningen mot ett elektrifierat, och hållbart, energisystem.

De senaste årens rapportering⁸ har inneburit ett krasst uppvaknande och lett till viktiga insikter om att elsystemet inte är starkare än dess svagaste länk, vilket i nuläget är överföringskapaciteten mellan elproduktion och slutanvändarna. Inom loppet av några få år började ett antal tillväxtregioner och storstäder att uppleva en regional effektbrist orsakade av undermålig kapacitet i elnäten. Ett antal frågor började ställas: Hur blev det såhär? Vad kan göras åt situationen? Vem har ansvar, kunskap och verktygen att bidra med lösningar? Och – vilket är fokus i föreliggande rapport – hur allvarligt är problemet och vilka värden är det som hotas?

Denna rapport kommer inte att ge svar på alla frågor kring kapacitetsutmaningarna i Sverige, men förhoppningen är att den ska bidra med regionala insikter i just Skånes situation för att på så sätt berika de många andra initiativ som är igång. Det gäller inte minst Energimarknadsinspektionens parallella regeringsuppdrag⁹ som bland annat omfattar analyser av olika lösningar, författningsförslag, investeringsbehov och utredning om olika aktörers. Det pågår även en rad andra nationella initiativ och projekt samt ett flertal lokala och regionala arbeten bland kommuner, Region Skåne, sydsvenska industrier och elnätsbolag som utgör en grund för de slutsatser som dras i rapporten.

⁷ Mätt som medelavbrottstiden (SAIDI) för oaviserade avbrott och det genomsnittliga antalet oaviserade avbrott (SAIFI) i lokalnäten. Se Ei (2019d)

⁸ Se t.ex. [Aftonbladet](#) 29 januari 2019; [Bloomberg](#) 3 maj 2019; [E.ON](#) 14 maj 2019; [Sydsvenskan](#) 8 juni 2019; [Sydsvenskan](#) 1 december 2019; [SvD](#) 2019; [Dagens Nyheter](#) 11 juli 2020;

⁹ Regeringen (2019d)

1.2. Genomförandet av länsstyrelsernas regeringsuppdrag

Under perioden 24 oktober 2019 – 7 september 2020 har länsstyrelserna i Stockholms, Skåne, Uppsala och Västra Götalands län, på uppdrag av Regeringen, analyserat förutsättningarna för en trygg elförsörjning¹⁰. I uppdraget ingick att:

- utifrån ett lokalt och regionalt perspektiv kartlägga, analysera samt redovisa effektsituationen på regional och lokal nivå i länen på kort och lång sikt,
- ta in information och synpunkter från relevanta lokala och regionala aktörer, exempelvis regioner, kommuner, näringslivsföreträdare och elnätsföretag, för att få en god grund för sin analys av de lokala och regionala effektbehoven,
- identifiera och samordna uppdraget med nationella och regionala initiativ, projekt och pågående arbete som har betydelse för länsstyrelsernas bedömningar,
- redovisa en slutrapport där länsstyrelserna ur ett regionalt perspektiv beskriver hur effektsituationen i regionerna ser ut idag och vilka befintliga eller möjliga framtida problem och risker som finns i länen.

Tolkning av uppdraget och avgränsningar

Länsstyrelsernas uppdrag har en tydlig inriktning mot de ”mjukare” delarna av elförsörjningen. De som handlar om planering, samverkan, institutionella hinder och politiska målsättningar snarare än tekniska aspekter såsom ledningars överföringskapacitet eller möjligheterna med smarta elnät och automatisering. På så sätt har länsstyrelsernas uppdrag tydliga beröringspunkter med det parallella regeringsuppdrag som gavs åt Energimarknadsinspektionen¹¹ (Ei) och vars fokus varit att mer renodlat analysera kapacitetsbristen i elnäten utifrån myndighetens verksamhetsområde (reglering och marknadsstyrning). I Ei:s uppdrag ingick mer specifikt att utreda till exempel: olika aktörers ansvar och roller kopplat till problem med kapacitetsbrist i elnäten, nätinvesteringars möjligheter att avhjälpa kapacitetsbrist samt kartlägga ett antal juridiska förutsättningarna kring bland annat produktionsreserver, nyanslutningar och kapacitetstilldelning på utlandsförbindelser.

Samtidigt som det finns stora synergier mellan de två regeringsuppdragen finns det även några betydande skillnader mellan de två:

- **Uppdragens omfattning.** Länsstyrelsernas uppdrag tolkas primärt som deskriptivt, det vill säga att kartlägga och redovisa läget i länen, genom att involvera lokala och regionala aktörer för att ge en så nyanserad problembeskrivning som möjligt. Ei:s uppdrag kan tolkas som mer lösningsorienterat
- **Tidsperspektiv.** Länsstyrelserna ska analysera situationen på *kort och lång sikt* vilket översatts med en tidshorisont om 5 år (kort) upp till 20 år (lång). Ei:s uppdrag har ett kortare tidsperspektiv och tar sin utgångspunkt från dagsläget till en nära framtid (5–10 år) för att på så sätt skapa utrymme för mer djuplodande analyser av förändringar som behöver komma till stånd i närtid.
- **Drifttillstånd.** Elsystemet kan befinna sig i en rad olika drifttillstånd (Normaldrift – Skärpt drift – Nöddrift – Nätsammanbrott – Återuppbyggnad) vilket i sin tur har viss inverkan på olika aktörers ansvar och roller och i vissa fall också vilket lagrum som gäller. Länsstyrelsen har avgränsat sin analys till att primärt omfatta ett normaltillstånd (och i viss mån skärpt drift) där marknaderna fortsätter att

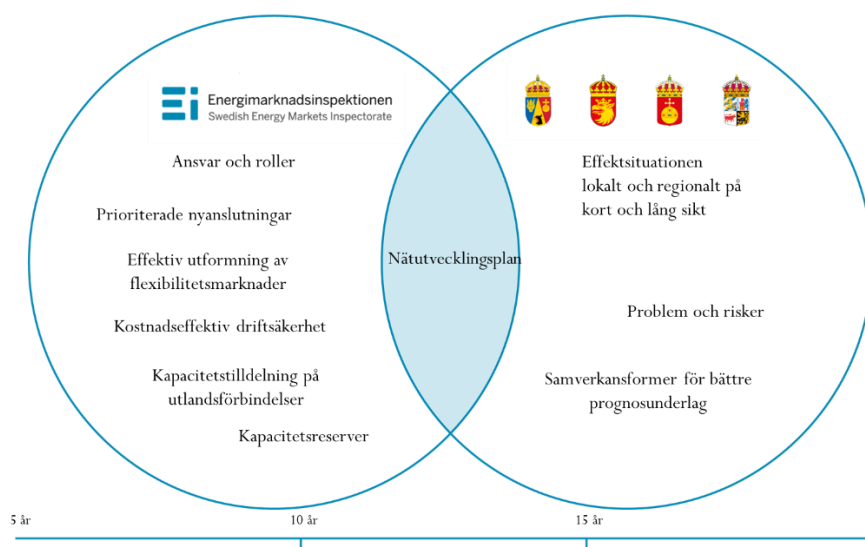
¹⁰ Regeringen (2019c)

¹¹ Regeringen (2019d)

fungera och fredstida lagar gäller. I den nu återupptagna totalförsvarsplaneringen har länsstyrelserna en central roll som den högsta civila totalförsvarsmyndigheten inom länet. En rimlig förlängning av uppdraget kan därför vara att bejaka även de övriga drifttillstånden.

- **Involverade aktörer.** Länsstyrelsernas uppdrag vilar tungt på inspel och synpunkter från lokala och regionala aktörer, exempelvis regioner, kommuner, näringslivsföreträdare och elnätsföretag. Ett viktigt ingångsvärde har varit att stärka och utveckla samverkansformer för att dels effektivisera tillståndsprocesser i olika led, dels för att skapa bättre prognosunderlag vilket konstaterats som kritiskt för att få ett rätt dimensionerat elnät på rätt plats i rätt tid.

Figur 3 nedan är ett försök att sammanfatta synergier och skillnader mellan regeringsuppdragen.



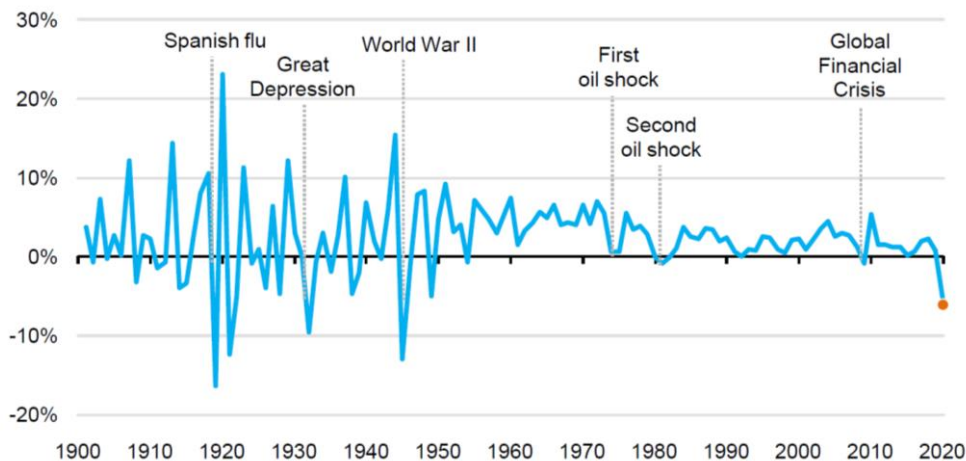
Figur 3. Fokus och potentiella överlapp mellan länsstyrelsernas och Energimarknadsinspektionens regeringsuppdrag.

Föreliggande rapport utgör ett underlag till länsstyrelsernas gemensamma slutrapport (dnr. 31142-2020-1) och har tagits fram i nära samarbete med Region Skåne, Energikontoret Skåne och Malmö stad. Genom en renodlad regional rapport ges möjlighet till fördjupning inom ett antal områden, inte minst de mer framåtblickande analyserna.

1.3. Konsekvenser av covid-19

Ambitionen var initialt att genomföra en rad workshops med samhällsplanerare, intervjuer med elnätsföretag och dialogträffar med näringslivsföreträdare. Under våren 2020 drabbades världen av en global pandemi, covid-19, till följd av ett nytt coronavirus. På ett övergripande plan har detta gett stora effekter på globala energimarknaderna och bland annat lett till att det internationella energiorganet, IEA, gjort en särskild uppdatering av sin årliga energiprognos (Global Energy Review)¹². Primärt syns effekterna i länder med full, eller partiell, nedstängning (eng. lockdown) och det är framförallt efterfrågan på fossila bränslen som gått ner kraftigt. En lika kraftig relativ nedgång i global energianvändning har inte noterats på över 70 år (-6 procent) och motsvarar finanskrisens effekter på energianvändningen sju gånger om (se figur 4 nedan).

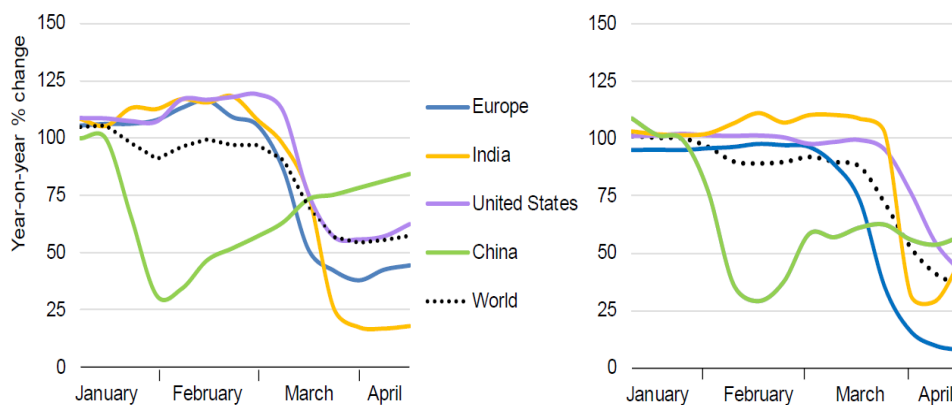
¹² IEA (2020)



Figur 4. Globala kriser genom historien och hur dessa påverkat efterfrågan på primärenergi. Källa IEA (2020).

Detta får såklart positiva konsekvenser för utsläppen av växthusgaser, där världen just nu bevitnar den största minskningen av utsläpp (på årsbasis) genom tiderna. Samtidigt är det viktigt att se på effekterna på lång sikt. I takt med att många länder behöver stimulera sin ekonomi finns risk för att miljö- och klimatmässiga överväganden får stå tillbaka i jakten på tillväxt och återupprättad arbetsmarknad. Detta har varit fallet i många tidigare kriser, inte minst efter finanskrisen 2009 som ledde till den högsta ökningen av utsläpp (på årsbasis) någonsin.¹³

Framförallt är det transportsektorn (som i allt väsentligt drivs av fossila bränslen) som påverkats kraftigast av reserestriktioner och samhällens nedstängning (se figur 5 nedan). Detta medför att de energikällor som minskat i störst omfattning är olja, kol och naturgas.¹⁴



Figur 5. Förändringen av aktivitet inom vägtransporter (t.v.) och flyg (t.h.) för 2020 jämfört med 2019. Källa IEA (2020)

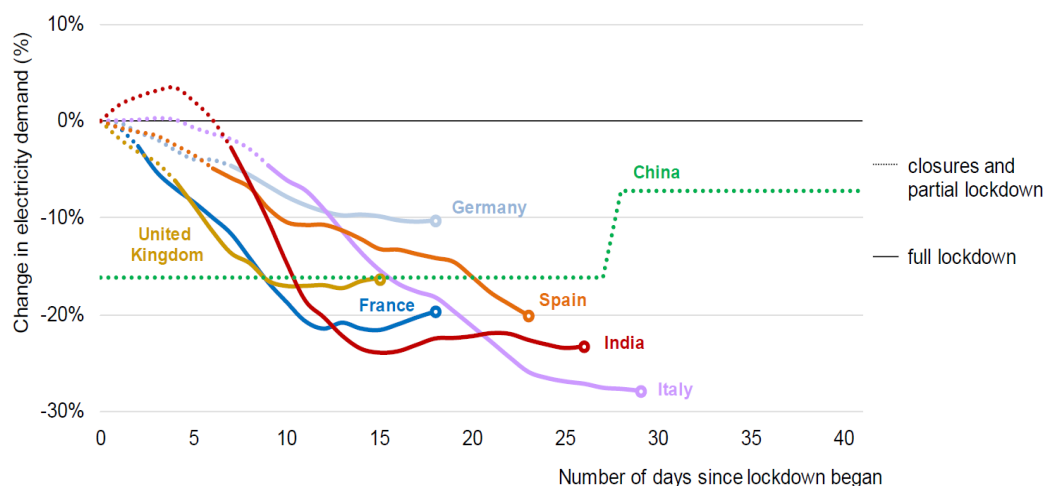
När det kommer till global elproduktion tyder utvecklingen på en oförändrad kraftproduktion från förnybara energikällor eftersom denna oreglerbara produktion är mer eller mindre opåverkad av efterfrågan utan drivs av väderförhållanden. Detta har i sin tur lett till att förnybart – relativt sett – fått en ökad andel i elproduktionen och att covid-19 därmed lett till en oförutsedd utveckling på

¹³ IEA (2020) s. 44

¹⁴ IEA (2020) s. 15

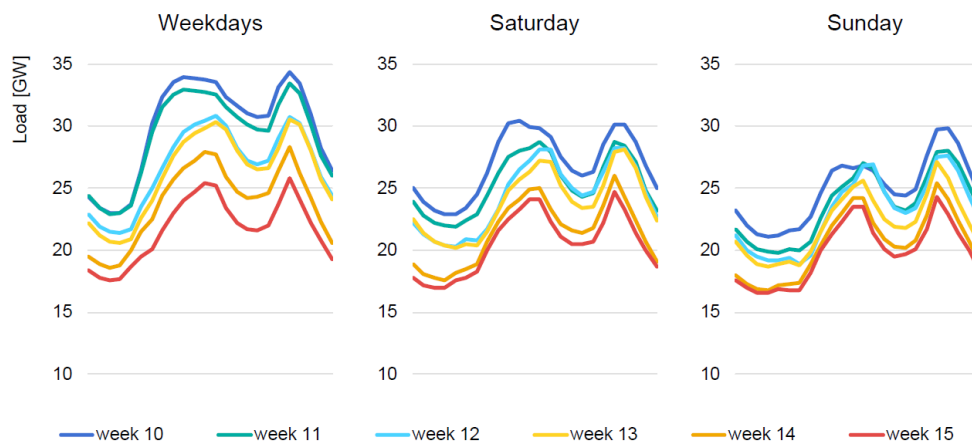
EU-nivå där koldioxidfri kraftproduktion (förnybart och kärnkraft) nu utgör 40 procent av totalen och för första gången överträffar koleldad (och gaseldad) produktion.¹⁵

När det gäller elanvändningen är det framförallt nedstängningens omfattning och längd som varit avgörande vilket illustreras i figur 6 nedan.



Figur 6. Relationen mellan efterfrågan och beslut om nedstängning (lockdown) i sju länder (väderkorrigerat). Källa IEA (2020).

Det gäller även effektbehov över dygnet där data från exempelvis Spanien visar tydligt att den nationella lastprofilen förändras nedåt för varje vecka av nedstängning (se figur 7).



Figur 7. Påverkan av Covid 19 för timvis elanvändning efter gradvis nedstängning av det spanska samhället. Källa IEA (2020).

¹⁵ Produktionen av fossil el föll med 18 procent (till totalt 34 procent), bl.a. beroende på minskad efterfrågan p.g.a. Covid-19. Mest föll användningen av kol, 29 procent, medan naturgas minskade med 6 procent. Som ett resultat minskade de elproduktionsrelaterade koldioxidutsläppen med 23 procent. Se EU (2020).

För svensk del beror det ovanligt låga elpriset i början av året (2020) emellertid inte enbart på effekterna av covid-19. God tillgång på vatten i magasinen, mildt väder under vintern och mycket elproduktion från vindkraften har varit de främsta drivkrafterna bakom prisbilden.¹⁶ Covid-19 har förstärkt denna utveckling sett till Sverige som helhet, där till exempel priset på utsläppsrätter minskat som gjort att koleldad elproduktion i grannländerna pressat priserna ytterligare. En begränsning av överföringsförbindelse från de norra till de södra delarna av landet (se mer i kapitel 2), i kombination med, eller snarare på grund av, att flera kärnkraftverk genomfört förlängda revisioner har skapat stora prisområdesskillnader med ovanligt höga priser i södra Sverige.

Flera av de, för elanvändningen, centrala parametrarna har fått en tydlig nedgång även i Sverige, med anledning av covid-19 (se figur 8). Sverige har ännu inte sett någon större påverkan på efterfrågan på el och inte i närheten av länder såsom Frankrike, Spanien och Italien som haft strikta restriktioner där elanvändningen minskat med upp till 30 procent.¹⁷

Med anledning av pandemin tillsattes Omstartkommissionen som i en nytutgiven rapport¹⁸ argumenterar för tio områden där särskilda investeringar och initiativ kan leda till såväl kortsiktiga vinster i form av ökad ekonomisk aktivitet och mer långsiktig samhällsnytta. Ett av områdena är en grön omställning i vilken det bland annat förs fram hur Sverige kan ta ett kliv framåt vad gäller cirkulär ekonomi inom elfordons batterier, en ökad satsning på elbilar (som ser ut att komma lindrigt undan i den annars nedåtgående bilförsäljningsstatistiken) samt infrastrukturinvesteringar i förnybara energikällor, energilagring och modernisering av elnäten.

Elproduktionsanläggningar med relativt höga driftkostnader, såsom kärnkraft och kraftvärme, kan komma att behöva tillfälligt stänga ner eller reglera ner effekten i de fall elpriset blir fortsatt lågt. Vatten- och vindkraft kan i högre utsträckning skjuta på service och underhåll för att få ner driftkostnader snarare än att sluta producera. Att andelen av den förnybara – icke reglerbara – elproduktionen ökar (procentuellt när annan produktion minskar) kan på såväl kort som lång sikt komma att försämra driftsäkerheten i elsystemet eftersom storskalig, reglerbar, kraftproduktion i söder utgörs av just kärnkraft och kraftvärmeproduktion där den bidrar med driftstabiliserande effekter.¹⁹ För kraftvärmeverk, som generellt har en högre driftkostnad för elproduktion än fjärrvärmesystem, kan ett fortsatt lågt elpris innebära att elproduktion prioriteras ned i förmån för värme. På lång sikt kan det också innebära att ett fortsatt lågt elpris leder till att framtida investeringar i fjärrvärmesystem helt väljer bort elproduktion. Detta innebär att utvecklingen tenderar att gå åt fel håll där el som produceras lokalt, när elanvändningen är hög, fortsätter att minska.

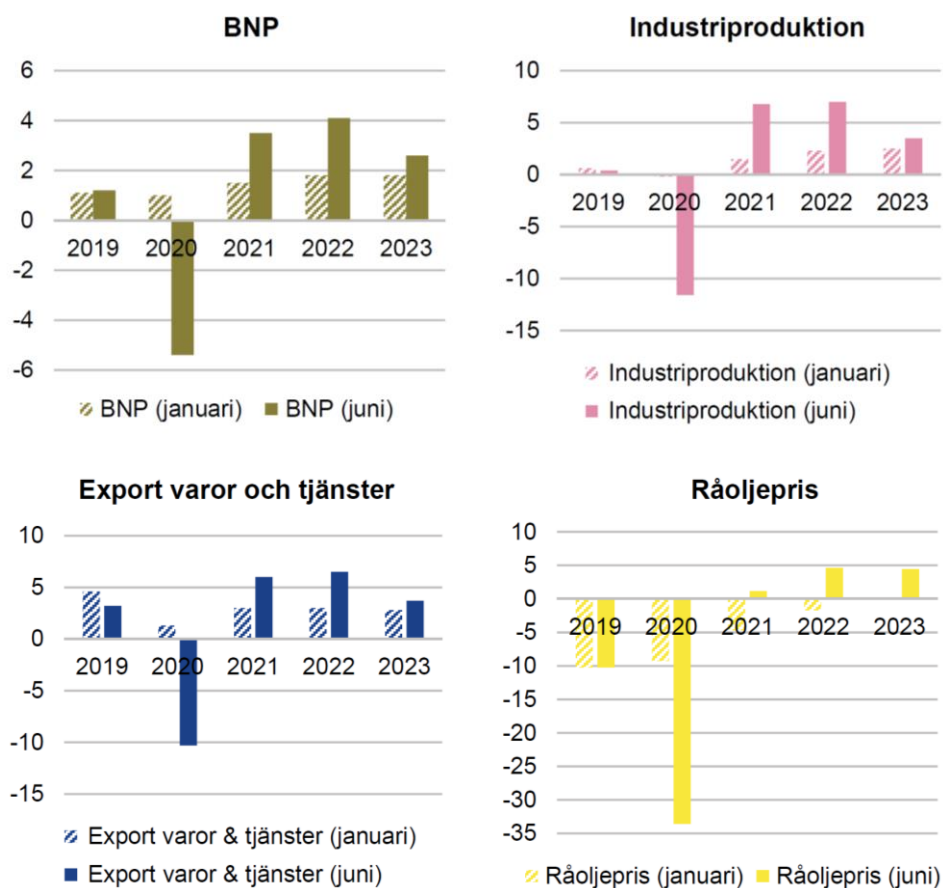
Även vindkraften kan komma att påverkas eftersom underhåll och nybyggnationer primärt genomförs under vindstilla förhållanden när det är snöfritt (perioden juni-november). Dessutom riskerar äldre vindkraftverk, som ofta har tecknat kortsiktiga kontrakt, att få dålig lönsamhet under en tid framöver. Detta kan i sin tur påverka intresset, eller möjligheten, att genomföra andra investeringar på grund av likviditetsproblem.

¹⁶ STEM (2020a).

¹⁷ STEM (2020a) s. 27

¹⁸ Eklund, K. (2020)

¹⁹ STEM (2020a) s. 27



Figur 8. Årlig procentuell förändring i prognos och utfall inom olika energirelaterade kategorier. Källa STEM (2020a).

Överföringen av el kan komma att påverkas av covid-19 i den bemärkelse att förstärkning av elnät kan försenas när utländsk personal eller import av kritiska produkter påverkas. I Sverige råder en generell brist på olika typer av servicetekniker och viss materiell varför vissa investeringar redan skjutits upp. På längre sikt kan detta få följdverkningar för elsystemet, inte minst avseende anslutning av förnybar el, anslutning av nya elanvändare och större investeringar mellan länder och elprisområden. På samma sätt som för vindkraft finns ett sista igångsättningsdatum i koncessionen (tillståndet att bedriva elnätsverksamhet) vilket kan bli ett problem vid förseningar.²⁰

På ett mer lokalt plan tvingade pandemin fram en omfallsplanering för Länsstyrelsen Skånes arbetsgrupp när reserestriktioner och allmänna råd gjorde det omöjligt att genomföra uppdraget som planerat. Istället fick fokus flyttas till en mer omfattande litteraturstudie, telefonintervjuer och webinars. Parallellt med Länsstyrelsens arbete har även ett intensivt arbete bedrivits Region Skåne efter beslut av Regionala utvecklingsnämnden. Däribland togs ett antal scenarier fram kring Skånes framtida el- och effektbehov vilket i mycket hög grad har berikat även föreliggande rapport. Även underlag från Energikontoret Skåne och Malmö stad har inneburit värdefulla bidrag.

²⁰ STEM (2020a) s. 29

1.4. Rapportens struktur

Kapitel 2 – En introduktion till Sveriges elkraftssystem. Utgör en introduktion till elsystemet, för den som inte jobbar med frågan till vardags, och de tre centrala delarna av systemet: elproduktion, överföring samt slutanvändning.

Kapitel 3 – Kraftsystemets stabilitet. En stor utmaning för elsystemet består den ökande andelen väderberoende (variabla) elproduktionen. Kapitlet redogör kortfattat för några av grundläggande tekniska aspekter i ett fungerande kraftsystem.

Kapitel 4 – Skånes specifika förutsättningar. I kapitlet redogörs översiktligt för de olika användarsektorer, främst industri och hushåll. Regionala energi- och klimatmål samt samverkansformer och projekt presenteras.

Kapitel 5 – Länets elproduktion idag och på längre sikt. I likhet med många andra län pågår en avveckling av planerbar elproduktion som beror på flera parallella utvecklingar. Kapitlet redogör för en historisk utveckling av området och blickar framåt kring en möjlig utveckling framöver.

Kapitel 6 – Länets eldistribution idag och på längre sikt. Skåne är starkt beroende av fungerande överföring av el från andra områden såväl inom som utanför landsgränsen. I kapitlet redogörs för utvecklingen av transmissionsnätet och distributionsnätet på regional och lokal nivå.

Kapitel 7 – Länets elanvändning idag och på längre sikt. Framtida elanvändning är en av elsystemets största osäkerheter som beror på såväl tekniska, politiska och beteendemässiga utvecklingar. Kapitlet vilar tungt på de scenarier för framtida elanvändning och effektbehov som Region Skåne låtit ta fram.

Kapitel 8 – Framtida möjligheter och utmaningar. I litteraturen förekommer treövergripande lösningar på den nu rådande kapacitetsbristen. I kapitlet förs ett resonemang kring dessa avseende möjligheten att realisera åtgärderna men också utmaningar som med stor sannolikhet kommer försvåra arbetet.

Kapitel 9 – Sammanfattande analys av Skånes förutsättningar för trygg elförsörjning. I detta avslutande kapitel förs en friare diskussion kring lärdomar som gjorts och ett antal förslag på hur beslutsfattare, men också handläggare, med ansvar för energiförsörjning kan tänka i sitt fortsatta arbete.

2. EN INTRODUKTION TILL SVERIGES ELKRAFTSYSTEM

Det svenska elkraftssystemet har vuxit fram succesivt och anpassats under olika perioder i växelverkan mellan ny teknik, nya kraftproduktionsmedel, statliga initiativ och industrins behov. Centraliserat och storskaligt har varit ledorden då elintensiv industri etablerats kring järnmalm, pappersmassa och skogsbruk i norr medan befolkningstäta områden vuxit fram i söder vilket inneburit att elkraftssystemet, schematiskt beskrivet, kan delas upp i ett antal perioder. Från det tidiga 1900-talets reglering av älvar och utbyggnad av vattenkraft till 1970-talets snabba kärnkraftsutbyggnad, vidare till 1990-talets kraftvärmeproduktion till 2000-talets decentraliserade system med många, men småskaliga, produktionsenheter baserade på förnybara energikällor. Detta kom också att prägla utvecklingen av elnäten och investeringstakten i desamma. Sveriges elnät har därför byggts ut i omgångar från slutet av 1800-talet och framåt. Den storskaliga vattenkraftens utbyggnad under början av 1900-talet ställde stora krav på elektrisk överföring till landets industrier och elanvändare. År 1940 skedde därför de första etableringarna av landets stamnät, där vattenkraften i norra Sverige satte en tydlig prägel på nätets dimensionering från norr till söder. Utbyggnaden av de regionala elnäten skedde på 50-60-talet och var ett sätt att koppla samman stamnätet med de mindre lokalnäten runt och omkring tätorterna. Vid utbyggnaden av kärnkraft på 1970-talet skedde nästa stora expansion av stamnätet.

Förutsägbarheten i överföringsmönstret i kombination med bristfällig observerbarhet i elnätet gjorde det rationellt att dimensionera överföringssystemet till det högsta flöde som förväntades uppstå i framtiden. Detta synsätt kallas i litteraturen för "fit and forget"²¹ och har resulterat i ett robust, men potentiellt, överdimensionerat överföringssystem. Överdimensioneringen resulterade också i att flaskhalsar var sällsynta vilket minskade behovet av att hantera nätkapacitet och spänningsreglering.

Parallellt med förändringarna inom elproduktion har såväl en svensk och nordisk som en integrerad europeisk elmarknad vuxit fram. För svensk del genomfördes en omfattande elmarknadsreform 1996 vilken kom att bredda fokus från ett primärt produktionsfokus till att även belysa användarsidan. Detta avspeglas också i synsättet på förbrukare som gick från att vara "belastningspunkter" till "kunder" som, genom ökad konkurrens skulle tillförsäkras "flexibla leveransvillkor till lägsta möjliga priser".²² I samband med avregleringen 1996 delades de lokala energibolagen upp i elproducenterna, nätföretag och elhandelsbolag vilka skulle hållas åtskilda i verksamheten. För konsumenten innebar reformen att det nu var möjligt att välja elleverantör, men inte nätbolag. På central nivå hade ett antal steg tagits redan ett par år tidigare. Till exempel togs ett beslut att särskilja produktion från transmission av el genom att det statliga affärsverket Statens Vattenfallsverk delades upp i två delar 1992. Dels Vattenfall AB med ansvar för produktion och vissa distributionsnät, dels Affärsverket svenska kraftnät med ansvar för stamnätet (transmissionen).

Den förväntade effekten av sjunkande elpriser för konsumenterna lät dock vänta på sig. Snarare steg priset på el till kund efter avregleringen. Med relativt billig baslastproduktion, och väsentligen dyrare marginalelproduktion, gjordes stora vinster på produktionssidan av affären. Incitamenten för elproduktionsaktörerna var små att ändra på detta förhållande med de tillgängliga

²¹ Se SOU (2019:30) s. 269

²² Regeringen (1992)

elproduktionsteknologier som stod till buds. Med en i princip oelastisk efterfrågesida är det rimligt att påstå att det var produktionssidan som satte priset på el, även om det nu var konkurrens på försäljning av el. Denna ordning rådde i olika omfattning fram tills de variabla och förnybara elproduktionsteknikerna (vindkraft i huvudsak) på allvar började göra sitt intåg i elsystemet under sent 2000-tal då de etablerade mönstren började förändras.²³

Förutsättningarna för god konkurrens och ökad handel har ökat i takt med att marknader inom Europa integrerats. Dessa är tätt sammankopplade genom en så kallad "energy only"-design där det är energimängder (MWh) som handlas på marknaden och inte kapacitet (MW eller effekt). Marknaden kombinerar en dagen-före marknad och en intradagsmarknad med en reglerkraftsmarknad och betydande överföringskapacitet mellan närliggande länder.

Utformningen av elmarknaden i Sverige och Norden har lett till att vi i dag har ett mycket pålitligt elsystem. Däremot saknas än så länge väl fungerande mekanismer för att nyttja efterfrågesidans flexibilitet. I ett förändrat energilandskap med mer variabel elproduktion och förändrade förbrukningsmönster där fokus flyttas från energi till effekt slår regeringen, i den energipolitiska inriktningspropositionen, fast att elmarknadsmodellen anses fungera väl i det korta perspektivet, men att det över tid finns behov av att "föra en bred diskussion om den framtida marknadsutformningen".²⁴

I och med den starka integrationen av elmarknader mellan länder är det idag svårt att tala om ett isolerat svenskt elkraftssystem. Vad som sker utanför landets gränser påverkar vårt elsystem och vad som sker inom landet påverkar vad som sker utanför Sverige. Samtidigt finns det en pedagogisk poäng med att förklara "det svenska kraftsystemet" utifrån dess tre övergripande delar; *kraftproduktion* genom exempelvis vatten- kärn- eller vindkraft, *överföring* genom elnät på transmissionsnivå (tidigare kallat stamnät) eller distributionsnivå (regionalt och lokalt) samt slutlig *användning* i form el som omvandlas till exempelvis värme, belysning eller rörelse.

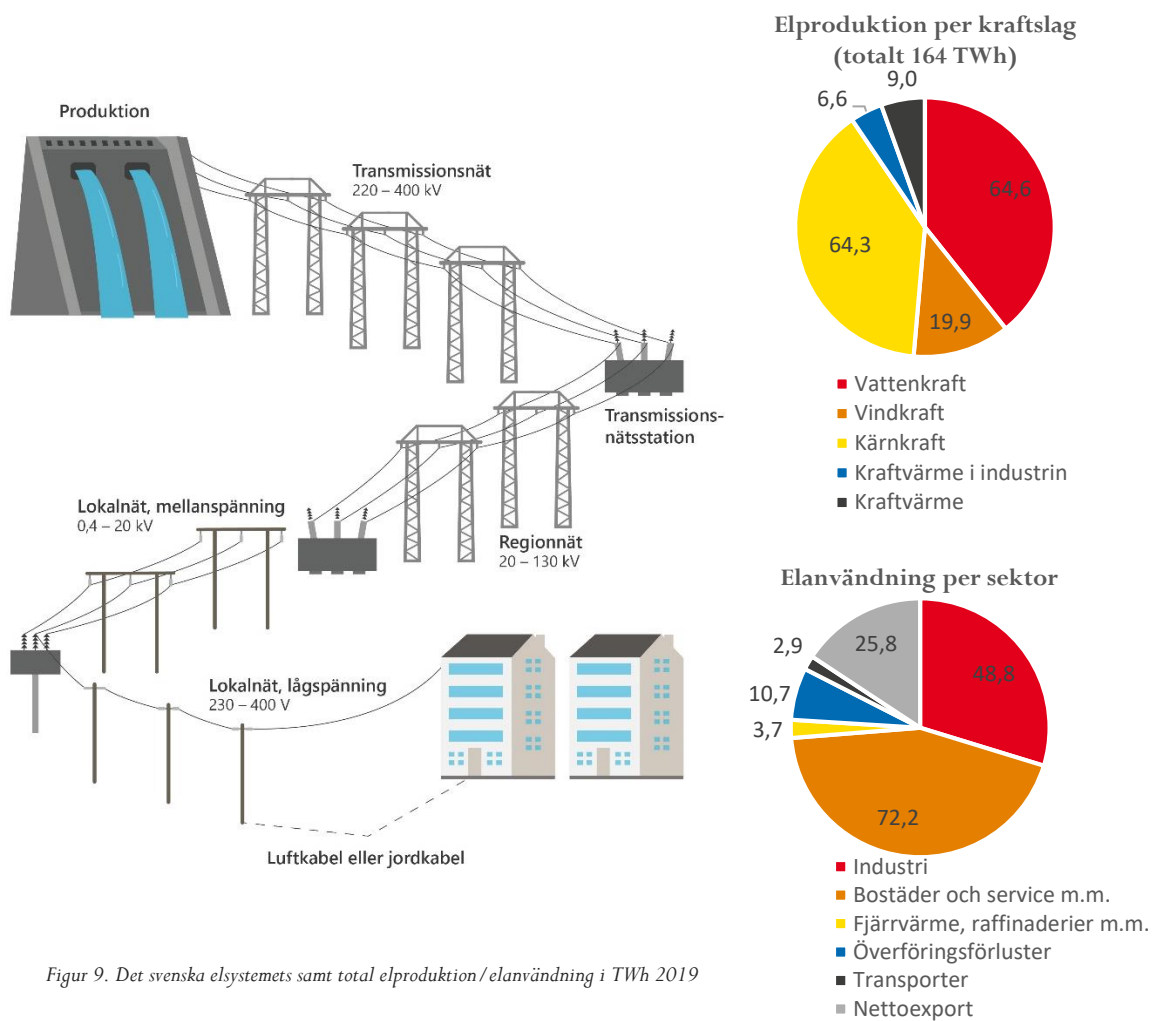
Figur 9 nedan ger en schematisk överblick av dessa delar och visar även på relationen mellan dessa aktörer på ett förenklat sätt.

Som kommer att diskuteras i kommande kapitel står energisystem i allmänhet, och elsystemet i synnerhet, inför stora förändringar. Till exempel kommer en signifikant andel av den så kallade planerbara kraftproduktionen (framförallt kärnkraft) att fasas ut under kommande decennier, i takt med att anläggningarna når sin ekonomiska och/eller tekniska livslängd. Vad som bör ses som ett tankeexperiment snarare än ett scenario visar på att upp emot 100 TWh kan komma att försvinna de kommande 25 åren vilket skulle innebära – om denna produktion inte ersätts av motsvarande volym – att Sveriges inhemska elproduktion då skulle kunna bli så låg som 80 TWh per år (se figur 10)²⁵

²³ SOU (2018:15) s. 85

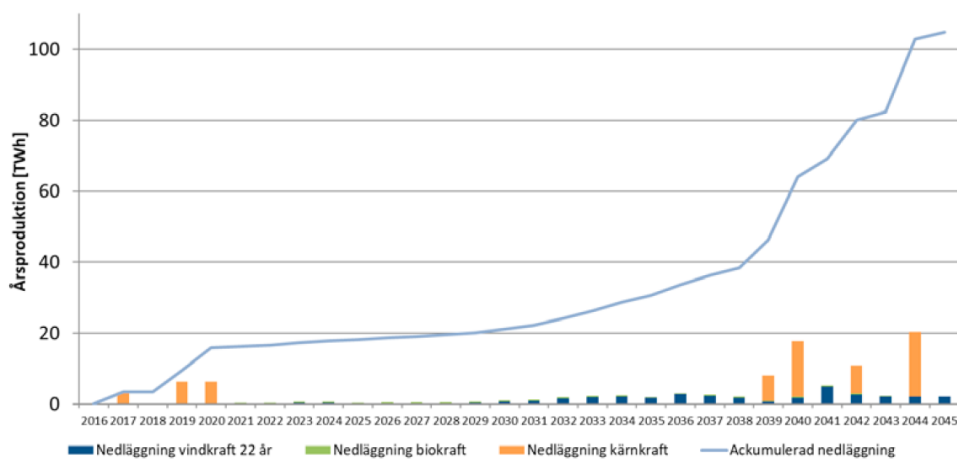
²⁴ Regeringen (2018a)

²⁵ STEM (2018)



Figur 9. Det svenska elsystemets samt total elproduktion / elanvändning i TWh 2019

Det finns också tydliga kopplingar mellan el och annan energianvändning såsom elektrifieringen av transportsektorn där fossila (ofta flytande) bränslen ska fasas ut samt inom el- och fjärrvärmemarknaderna som under lång tid har påverkat varandra. El är en energibärare som nyttjas i fjärrvärmeproduktionen (i elpannor och värmepumpar) medan fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk producerar el som tillförs elmarknaden.



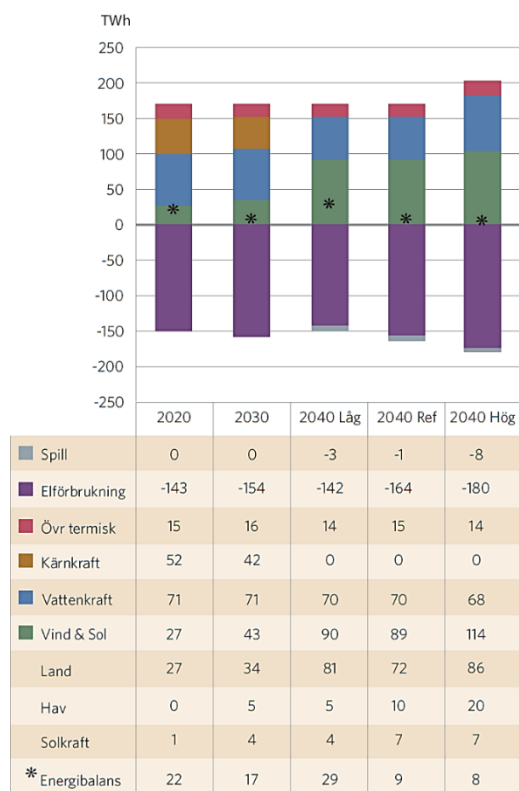
Figur 10. Ackumulerad nedstängning av elkraftproduktion från år 2015 - 2045. Källa. STEM (2018).

Kontentan av detta blir alltså att det råder en stor osäkerhet som vi ska vara ödmjuka inför i kommande diskussioner om strategier och vägval så att lösningarna blir realiserbara och lämpliga även på lång sikt. Avsnitten nedan beskriver elkraftssystemets tre delar – produktion, överföring och användning – samt den alltmer omdiskuterade efterfrågefleksibiliteten. Kapitlet avslutas med ett kort resonemang kring olika former av kapacitetsproblem och den ”elbrist” som anses råda i svenska tillväxtområden.

2.1. Produktion

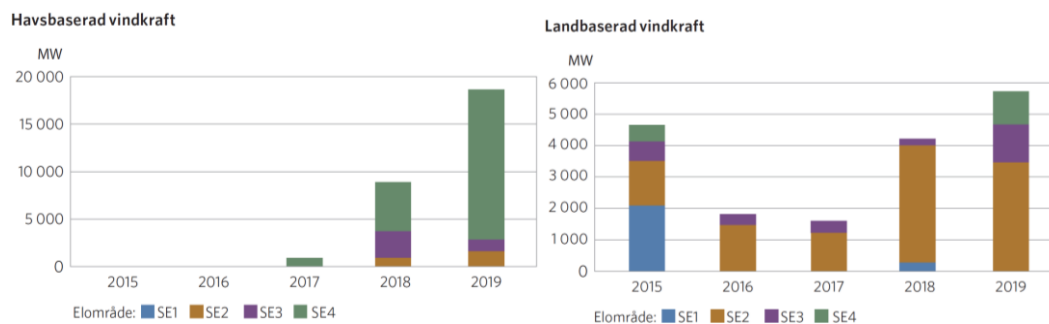
Sveriges elförsörjning har de senaste 50 åren varit beroende av kärnkraften och, även innan dess, vattenkraften vilka är två kraftslag som bidrar med stabilitet till elsystemet genom att producera el dygnet runt, året runt. Dessa kraftkällor har därför fungerat som baskraft i Sverige under en lång tid. Vattenkraften kan också användas som reglerkraft för att se till att elsystemet är i balans så att produktion möter efterfrågan, eftersom det går snabbt att ändra vattenflödet in i turbinerna och därmed höja eller sänka produktionen. Kärnkraften har under de senaste 20 åren minskat, dels på grund av att de befintliga verken nått sin livslängd, dels eftersom Sveriges riksdag har satt ett mål om att ställa om till 100 procent förnybar energi vid 2040. Detta tillsammans med att efterfrågan på el förväntas öka under de kommande decennierna, ställer krav på att fler kraftslag nyttjas och byggs ut (se figur 11).

Stort fokus ligger på vindkraften där ansökningar till Svenska kraftnät om anslutning av ny vindkraft till såväl land som till havs (figur 12) ökat kraftigt under de senaste åren. I dagsläget uppgår dessa ansökningar till 27 800 MW vilket skulle motsvara tre gånger så mycket installerad effekt som för kärnkraften. Vilken andel av dessa ansökningar som de facto realiseras är svårbedömt och beror på en rad saker såsom förväntad elprisutveckling, tillståndsprövningar och ett eventuellt beslutet om slopade anslutningsavgifter. Systemnyttan för ny vindkraft är också svårbedömd eftersom den största nyttan skulle komma från en utveckling där lokalisering sker i södra Sverige. Samtidigt pekar scenarier mot att 60 procent av den totala vindkraften kan komma att vara placerad norr om snitt 2 (70 procent av tillkommande vindkraft förväntas hamna i SE1 och SE2).²⁶



Figur 11 Elproduktion per kraftslag för 2020 (prognos) samt 2030 och 2040 (simulerat årsmedel). Källa SvK (2019a).

²⁶ SvK (2019a)



Figur 12. Ansökningar om anslutning av vindkraft till havs (vänster) och land (höger). Källa SvK (2019b).

Sverige exporterar mer el än vad som importeras vilket innebär att vi, som helhet, är nettoexportörer vilket illustreras i tabellen (1) nedan. Detta betyder dock inte att produktionen i landet alltid är högre än efterfrågan, eftersom produktionen inte har perfekt korrelation med användningen och därför importerar Sverige el för att möta behovet under dessa tider. Var i landet det råder överskott och underskott är dock en helt avgörande fråga i diskussioner kring kapacitetsbrist.

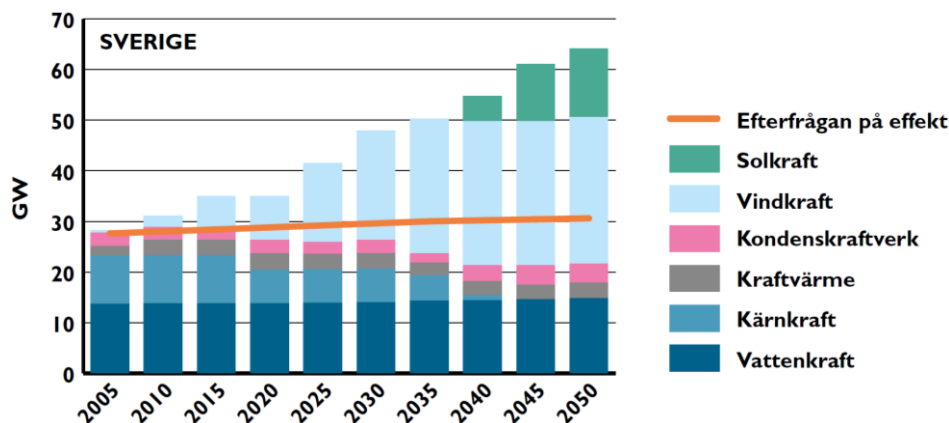
2018	Till Sverige (TWh)	Från Sverige (TWh)	Netto (TWh)
DK	3,18	5,43	-2,26
NO	10,04	4,89	5,14
FI	0,19	14,74	-14,55
PL	0,38	3,11	-2,73
LT	0,22	2,93	-2,71
DE	0,46	1,27	-0,81
Totalt	14,47	32,37	-17,91

Tabell 1. Årsvärden för Sveriges utbyten mellan olika länder år 2018. Källa: Nord Pool import / export

Det är därför relevant att diskutera den momentana produktionen av el som finns tillgänglig i Sverige det vill säga den installerade effekten.

Installerad effekt

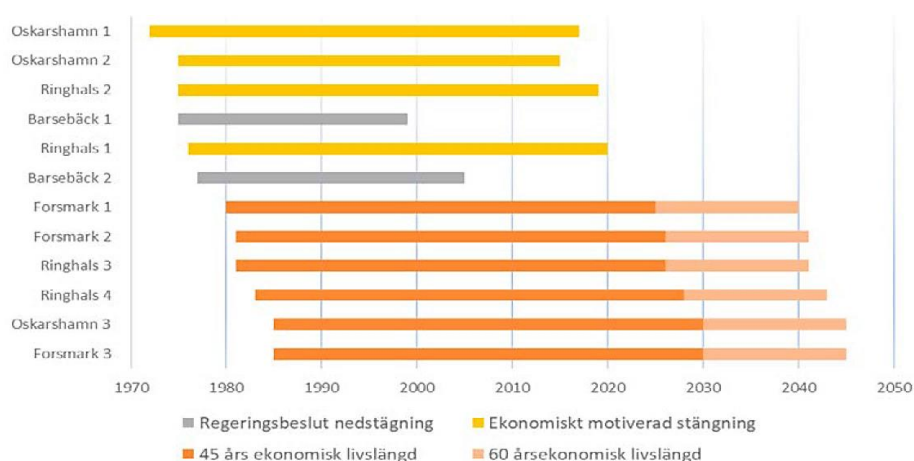
I Sverige fanns en installerad effekt om ca 40 GW år 2018, vilken utgjordes främst av vattenkraft (43 procent), kärnkraft (22 procent), vindkraft (20 procent), biokraft och kraftvärme (12 procent) samt av gasturbiner och kondenskraft (cirka 5 procent). Figur 13 nedan illustrerar Sveriges totala installerade effekt historiskt och tänkbar utveckling de kommande årtiondena.



Figur 13. Installerad effekt 2005 – 2050. Källa: IVA (2016d).

Jämförs detta med den totalt producerade elen i Sverige kan det urskiljas att det krävs mer installerad effekt hos vindkraften för att producera lika mycket som ett vattenkraftverk eller kärnkraftverk. Detta beror på att kärnkraften är planerbar och har ett högt effektvärde, vilket innebär att en stor andel av den installerade effekten finns tillgänglig och kommer kunna uppnås då kraftverket är i drift. Detta brukar benämnas som tillgänglighetsfaktorn, eller garanti-metoden,²⁷ (se kapitel 2.5).

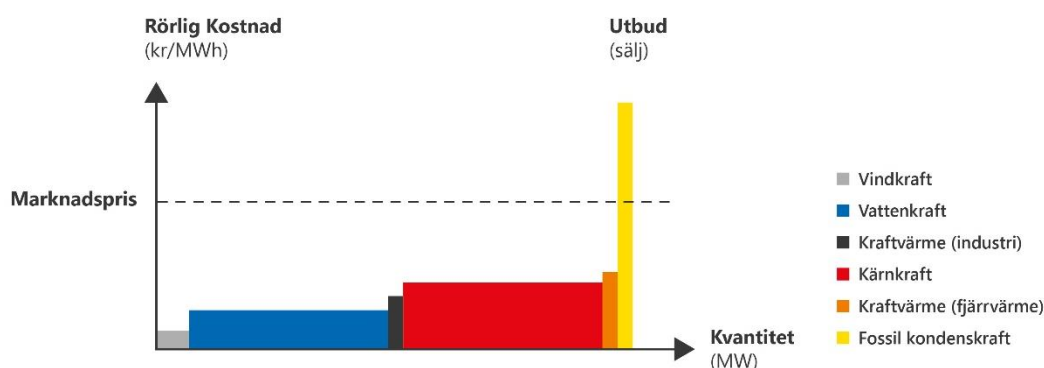
Detta innebär att det krävs en mycket högre installerad effekt från vindkraft, som ersätter icke-förnybara kraftslag för att nå ett leveranssäkert energisystem. Sedan mitten av 1990-talet, då elmarknaden avreglerades, har det tillkommit ny reglerbar kraftproduktion på mindre än 100 MW per år. Detta tillsammans med att det under de senaste 10 åren har byggts ungefär 600 MW väderberoende och icke planerbar kraftproduktion (med betydligt lägre elproduktion under hårt belastade timmar under vintertid) ställer krav på lösningar för att ersätta ytterligare nedstängning av reglerbar elproduktion. Framförallt är det kärnkraften som läggs ned (se figur 14) vilket innebär att den antingen måste ersättas av ny produktion såsom vattenkraft, vindkraft, solkraft, industriellt mottryck eller genom andra strategier som exempelvis en minskad elanvändning eller storskalig energilagring.



Figur 14. Planerad och genomförd nedstängning av svenska kärnkraftsreaktorer, samt bakomliggande orsak. Källa: STEM (2018e).

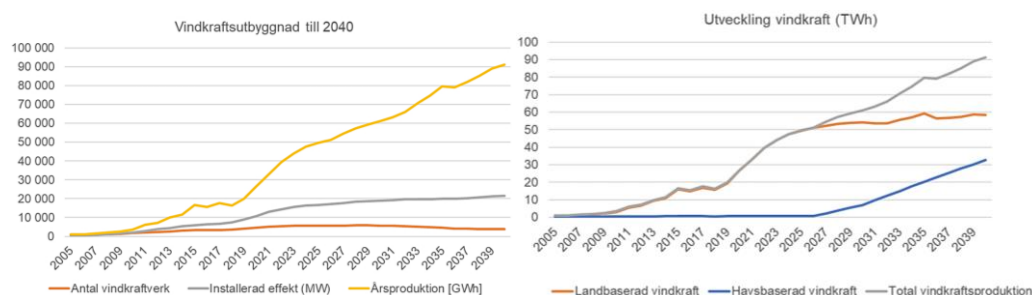
²⁷ Se Söder (2014) för resonemang om tillgänglighets- kontra effektfaktor

Detta sker samtidigt som den återstående reglerbara kraftverken blir allt äldre och når sin ekonomiska livslängd eller tvingas till nedstängning av politiska beslut och att förnybara kraftslags konkurrenskraftighet ökar gentemot de planerbaras genom låga marginalkostnader.²⁸ Det är framförallt de förnybara energikällornas oberoende till bränslekostnader som skapar denna konkurrensfördel, men den nuvarande utformningen av elcertifikat, där förnybara elproducenter får ersättning för producerad el även vid låga eller till och med negativa elpriser²⁹, skapar också en fördel som tenderar att slå ut lönsamheten för det reglerbara under de timmar då väderförhållandena är gynnsamma. Figur 15 nedan illustrerar fiktivt den rörliga kostnaden (marginalkostnaden) för olika kraftslag. De förnybara kraftslagen har i regel lägre marginalkostnader, eftersom de flesta drivs utan att behöva köpa in bränsle. Detta leder till att de handlas upp först och därmed minskar behovet av de dyrare planerbara kraftslagen.



Figur 15. Schematisk skiss över olika kraftslags (fiktiva) marginalkostnader för att illustrera behovet av höga elpriser för lönsamhet. Källa: Bearbetad utifrån SOU 2014:37.

Vindkraften är väldigt expansiv i Sverige förväntas fortsätta öka i stadig takt avseende antal vindkraftverk, installerad effekt och årsproduktion (se figur 16). Kostnaden för havsbaserad vindkraft har sjunkit med omkring 50 procent på några få år. Exempelvis vann Vattenfall år 2016 den danska anbudstävlingen för Kriegers Flak med ett anbud på 49,9 EUR per MWh (exklusive elnätanslutning).



Figur 16. Vindkraftens utveckling totalt (vänster) och uppdelat per kategori (höger). Källa: STEM Vindkraftsstatistik (2018).

Enligt beräkningar³⁰ är det förvisso möjligt för vindkraften tillsammans med sol- och vattenkraft (alternativt biogaskraft) att ersätta nuvarande kärnkraftskapacitet. Detta skulle emellertid kräva 28–36 GW ny sol- och vindkraft, alltså ungefär lika mycket som den totala kapacitet som finns installerad i Sverige idag och dessutom innebära att det förnybara systemet i snitt kommer att producera ett

²⁸ NEPP (2019a)

²⁹ SvK (2020c)

³⁰ Sweco (2020)

överskott på 25–29 TWh per år. Överskottet innebär i sin tur att priset på el kan sjunka till noll på den nordiska elmarknaden under 13–16 procent av årets timmar. När vind- och solkraft producerar som mest får alltså inga elproducenter på marknaden några intäkter överhuvudtaget vilket innebär att resterande producenter (de med reglerbar produktion) måste tjäna igen de intäkter de förlorat under timmar med låga, eller till och med negativa, elpriser.

Detta påverkar samtliga producenters så kallade intjäningsförmåga, definierat som medelpriset för den el som produceras för ett visst kraftslag, och kan paradoxalt nog slå hårdast mot framtida investeringar inom just förnybart. Detta har därför kommit att benämnas som en form av ”pris-kannibalism”³¹ i betydelsen att erhållet pris för vind- och sol tenderar att rasa i takt med att ytterligare produktionsanläggningar byggs ut (och elcertifikaten upphör att generera intäkter). Internationella analyser³² pekar därför på att intäkterna för icke-subsventionerad förnybar elproduktion med stor sannolikhet kommer att hamna under de krav som ställs på investerare och projektörer.³³ Överutbyggnaden som skett beror på en rad omständigheter – ett lågt ränteläge som gör att investerare intresserar sig för till synes lönsamma projekt såsom vindkraft, en snabb teknikutveckling där vindkraft kan generera mer el än vad marknaden bedömt och vindkraftsprojektörer som missbedömt utvecklingen och därmed betydelsen av elcertifikaten.³⁴ Sammantaget riskerar detta nu att minska utbyggnadstakten inom inte bara det förnybara utan också annan elproduktion³⁵ vilket får stor betydelse för Sveriges samlade leveranssäkerhet framöver och ställer en rad frågor på sin spets såsom design av (eventuella) framtida subsventioner av kraftslag, inmatningstariffernas betydelse för att styra produktion till olika områden och incitamentsstrukturer för variabel kontra reglerbar elproduktion där system- och nätnytta gynnas.

Parallellt med detta drivs energiomställningen av olika politiska beslut som skapar incitament (gynnar) viss elproduktion medan annan därmed missgynnas. Ett sådant system är de så kallade elcertifikaten som introducerades under tidigt 2000-tal.

Om elcertifikat och andra incitament till förnybar produktion

Elcertifikatsystemet infördes 2003 i syfte att påskynda utbyggnaden av förnybar elproduktion utan att drabba statsfinanserna. Istället finansieras stödet av elkonsumenter där marknaden (lönsamheten) får styra hur mycket förnybart som byggs ut i respektive land. Elcertifikatsystemet innebär att producenterna av förnyelsebar el får elcertifikat av staten, som de sedan säljer vidare till kvotpliktiga – elleverantörer, elanvändare med egenproducerad el eller el som importerats eller köpts på den nordiska elbörsen samt elintensiva företag – där en 1 MWh el från förnyelsebara energikällor motsvarar ett elcertifikat. Dessa kvotpliktiga företag blir därefter skyldiga att köpa in ett visst antal elcertifikat, som bestäms av hur stor deras totala elleverans/elanvändning är. Om en elleverantör till exempel säljer 1 000 MWh el och kvoten för året ligger på 15 procent, måste elleverantören köpa in 150 elcertifikat.

³¹ Se t.ex. Cornwall Insight (2018)

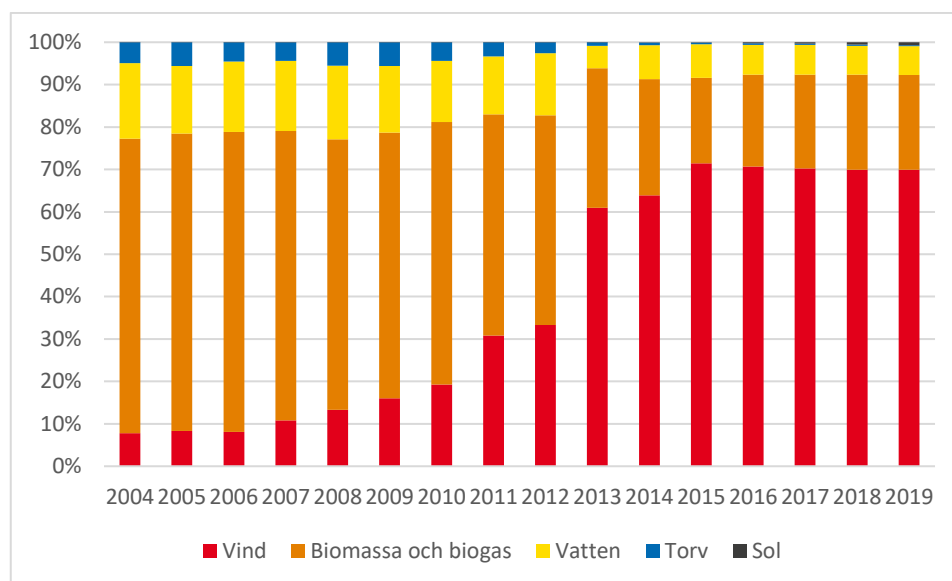
³² Jones, M. & Rothenberg, F. (2019)

³³ Beskrivet som negativt LCOE (levelised cost of energy), ett värde på nödvändigt elpris för att täcka utgifter och generera vinst under en anläggning finansiella eller tekniska livslängd. Ofta utformat som en funktion av kapitalkostnader, bränslekostnader, underhållskostnader och förväntad drift/produktion.

³⁴ Se bl.a. Chudi, P på [Second opinion](#) 2020-09-01

³⁵ Se t.ex. Copenhagen Economics (kap. 2.3) *Low power prices are challenging existing capacity and new investment*

De energikällor som har rätt att tilldelas elcertifikat är vindkraft, viss vattenkraft, vissa biobränslen, solenergi, geotermisk energi, vågenergi och torv i kraftvärmeverk och sedan elcertifikatsystemets införande 2003 har förnybar elproduktion ökat med mer än 32 TWh fördelat enligt figur 17 nedan.



Figur 17. Andel utfärdade elcertifikat per energikälla. Källa: Ekonomifakta (2020).

Värt att notera är den stora ökningen i solanläggningar som utgjorde 97 procent av godkända anläggningar inom elcertifikatsystemet år 2019. Trots detta utgör solet en försumbar andel av totalt utbetalda elcertifikat i staplarna ovan vilket beror på att certifikat delas ut per producerad MWh och inte per anläggning där sol enbart utgör cirka 0,2 procent av Sveriges totala elproduktion.³⁶

Priset på certifikat varierar stort (rekordnoteringen 372 kr per styck i augusti 2008 jämfört med bottennoteringen 9,25 kronor i augusti 2020) och handlas på en marknad enligt principen om utbud och efterfrågan. Om det produceras lite el från förnyelsebara energikällor minskar utbudet av elcertifikat. Därmed stiger också priset på dessa certifikat. Det blir då mer lukrativt att producera el från förnyelsebara energikällor vilket kommer att stimulera fler producenter att öka sin förnyelsebara elproduktion. När leverantörerna köper elcertifikat för att möta kvotplikterna, drar de på sig extra kostnader, vilka betalas av konsumenterna via deras elräkningar. Samtidigt som elcertifikaten innebär en kostnad för leverantörer och konsumenter får producenter av förnyelsebar el en extra intäkt när de säljer sina certifikat. På så vis stimulerar elcertifikatsystemet produktionen av el från förnyelsebara energikällor.

Mängden certifikat som släppts ut på marknaden har ständigt ökat där den nuvarande (finansiella) målsättningen är att Sverige ska bygga ut 30 TWh förnybar elproduktion mellan 2002 och 2020. Sedan 2012 finns ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge som innebär att båda länder tillsammans ska finansiera 28,4 TWh under samma period (2002–2020). Vindkraftsutbyggnaden har dock gått mycket fort och målet nåddes redan i maj 2019 (20 TWh ny produktion i Sverige och 8,4 TWh i Norge).³⁷ Genom Energiöverenskommelsen 2017 ökades ambitionen för elcertifikatsystemet med ytterligare 18 TWh till år 2030. Energimyndigheten bedömer i sin kontrollstation för år 2017 att det inte är troligt att någon elproduktion kommer att kunna byggas utanför certifikatsystemet

³⁶ Vindkraftsnyheter april 2020

³⁷ STEM (2020d)

under 2020, givet det låga elpriset.³⁸ En faktor som dock bortsetts ifrån är den snabba teknikutvecklingen och prissänkningen på till exempel turbiner. Bara några år senare gör myndigheten en ny bedömning i sin årsrapport från 2019 där det konstateras att ”om alla projekt som i dagsläget är under konstruktion driftsätts enligt tidplan kan Sveriges mål om ytterligare 18 TWh innan 2030 nås innan utgången av 2021”³⁹.

Eftersom elcertifikatsystemet kan sägas ha uppnått sitt syfte ska därför en stoppmekanism införas. Hur en sådan mekanism ska utformas råder delade meningar om, där Energimyndigheten⁴⁰ gör bedömningen att målet på 46,4 TWh årlig förnybar elproduktion kommer att uppnås i närtid, utan fortsatta ingrepp på marknaden, och att priset på certifikat ska spegla behovet av desamma vilket i praktiken innebär att elkonsumenter inte längre åläggs en extrakostnad genom certifikat. Argumentet är att det inte är förenligt med certifikatens grundprincip – lägre elpriser till slutkonsument – att försöka upprätthålla priset på elcertifikat genom fortsatt balansering av utbud och efterfrågan till gagn för vindkraftsproducenterna. Branschorganisationen Svensk Vindenergi föreslår istället en volymbaserad stoppregel och menar å sin sida att föreslagen stoppmekanism innebär stor ekonomisk skada för tidigt gjorda investeringar som på sikt kan leda till minskat förtroende och investeringsvilja i den svenska marknaden.⁴¹ Regeringen har i augusti 2020 föreslagit ett stoppdatum för tilldelning av nya elcertifikat till den 31 december 2021 och att systemet är helt avslutat vid utgången av 2035.⁴²

I samband med detta ges även ett uppdrag⁴³ till Ei att utreda inmatningstariffens utformning och de ekonomiska förutsättningarna för produktionsanläggningar av förnybar el upp till 1,5 MW som, sedan slutet av 1990-talet, haft en reducerad inmatningstariff. Den nuvarande regleringen kan nämligen leda till att produktionsanläggningar nedgraderar sin produktion till högst 1,5 MW för att undvika stora kostnader trots ett stort behov av fortsatt regional elproduktion eftersom att majoriteten av de produktionsanläggningar avseende vindkraft som byggs i dag har betydligt större effektkapacitet.⁴⁴ I uppdraget ingår att utreda vad en höjning av effektgränsen till 2,3 MW skulle innebära för berörda produktionsanläggningar och för kundkollektivet till det elnät som anläggningen är ansluten till samt ifall det krävs ekonomiskt stöd med anledning av tidiga investeringar inom elcertifikatsystemet som nu fasas ut.

Ytterligare en åtgärd för att möjliggöra en fortsatt utbyggnad av vindkraft på ett hållbart sätt är genom den **nationella vindkraftsstrategin** som förväntas fastställas i december 2020.⁴⁵ Strategin kopplar an på de prognoser som pekar på att mellan 80 – 120 TWh ny förnybar elproduktion behövs i Sverige till år 2045 för att nå ett hållbart elsystem när den sista kärnkraftsreaktorn nått sin tekniska livslängd.⁴⁶ Störst potential för att bidra till denna nya elproduktion anses ligga hos vindkraften, framförallt en havsbaserad sådan, och bedömningen är att minst 60 TWh ny vindkraft är nödvändigt för att nå vindkraftsstrategins övergripande målsättning om 100 TWh elproduktion från vindkraft år 2040.

En central fråga i strategins upplägg handlar om de nationella anspråken som vindintresset har på tillgången till mark- och vattenområden. I korthet innebär utmaningen att all vindkraftsproduktion

³⁸ STEM 2016)

³⁹ STEM (2018b)

⁴⁰ STEM (2018b)

⁴¹ Svensk vindenergi (2019b)

⁴² Regeringen [pressmeddelande](#)

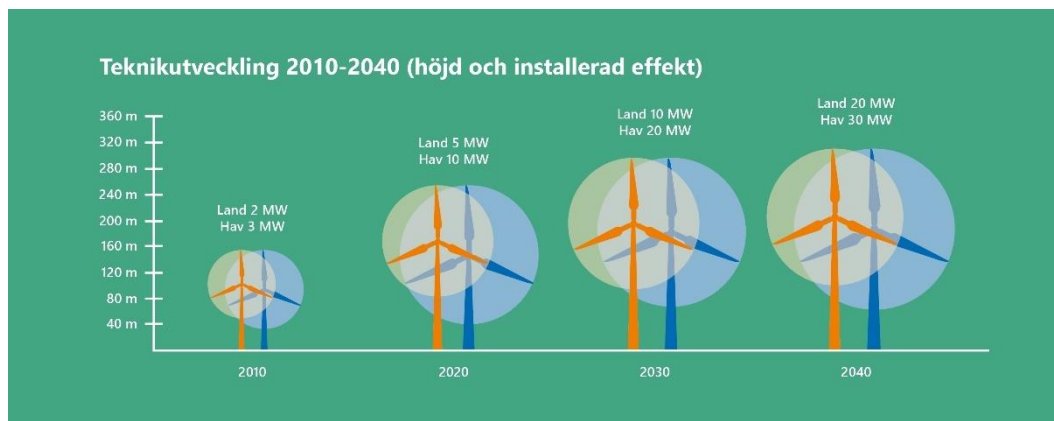
⁴³ Regering (2020d)

⁴⁴ Se t.ex. [Sveriges Radio](#)

⁴⁵ Naturvårdsverket (2019b)

⁴⁶ STEM (2018a)

behöver förläggas någonstans och att det tenderar att uppstå målkonflikter när olika intressen ska samsas på attraktiva områden, på land och till havs. Vad gäller det faktiska antalet vindkraftverk beror detta på den fortsatta teknikutvecklingen där vindkraftverken blir allt högre, kraftfullare och producerar mer el vilket illustreras i figur 18.



Figur 18. Möjlig framtida utveckling av vindkraftverk till havs och land. Vinden till havs är jämnare och starkare, varför man kan utvinna mer energi per verk. Källa: Svensk vindenergi (2019a).

Fortsätter teknikutvecklingen på detta sätt kan 100 TWh vindkraftsel produceras av 2000 vindkraftverk år 2040 med en installerad effekt på totalt 25 000 MW⁴⁷. Det kan jämföras med hur elproduktionen från vindkraft såg ut under 2018, då 17 TWh producerades av totalt cirka 3700 vindkraftverk. Om teknikutvecklingen istället avstannar helt, och dagens teknik ska producera 100 TWh vindkraftsel skulle det krävas runt 7400 vindkraftverk, beroende på placering och vindförhållanden.⁴⁸

Nästa steg i arbetet med strategin är att genomföra regionala analyser för att utreda var någonstans framtida vindkraftsutbyggnad kan bli aktuellt vilket görs genom länsvisa workshops. I jämförelse med många andra europeiska länder har Sverige idag en låg turbintäthet. Tyskland, som har tio gånger högre befolkningstäthet och dessutom sämre vindförhållanden än Sverige, har mest installerad vindkapacitet i Europa med drygt 60 GW (år 2017) vilket kan översättas till en turbintäthet på 180 kW per km². I Danmark ligger turbintäthet på 140 kW per km² och i Storbritannien drygt 90 kW per km². Motsvarande siffra för Sverige är idag drygt 20 kW per km² vilken skulle komma att öka till 55–65 kW per km² vid en utbyggnad till 100, alltså fortfarande långt under Tyskland och Danmarks täthet.⁴⁹

För att nå strategins målsättning genomför Energimyndigheten med flera en rad olika insatser kopplat till fem identifierade behovsområden inom resurseffektivitet i svenska förhållanden: tillståndsfrågor och positiva samhällseffekter; integration i elsystemet; näringslivsutveckling; samt kunskapsspridning och samverkan.⁵⁰ Av särskild betydelse för kapacitetsutmaningen är de insatser som syftar till att beskriva vindkraftens nätnytta där vindkraftsetableringar kan bidra med olika former av stödtjänster (såsom syntetisk svängmassa vilket beskrivs i kapitel 3) eller tillförsel av el till underskottsområden.⁵¹

⁴⁷ Svensk vindenergi (2019a)

⁴⁸ SvK (2015); Naturvårdsverket [Frågor om vindkraft](#)

⁴⁹ Naturvårdsverket (2019b)

⁵⁰ (STEM 2018a)

⁵¹ Detta är också en av leverablerna i det nu beviljade [projektet](#) Regionala dialoger om den förnybara elproduktionens potential att avlasta elnätet

2.2. Överföring

Elnätet är uppdelat i flera nivåer beroende på hur hög spänning som finns i desamma i syfte att minska förluster i så stor utsträckning som möjligt, eftersom förlusterna ökar då spänningen minskar. För att sammankoppla dessa nivåer finns transformatorer som justerar spänningen för att passa nästa nivå. Det vanligaste sättet att beskriva elnätets olika indelningar är att likna transmissionsnätet vid en motorväg, regionnät vid landsvägar och lokalnät vid småvägar. Transmissionsnätet, tidigare kallat stamnätet, transporterar elen långa sträckor, från större kraftverk och mellan länder med hög kapacitet, regionnätet ansluts till transmissionsnätet och distribuerar elen vidare till olika orter, lokalnätsområden samt anläggningar med stort effektbehov. Flera lokalnät ansluts sedan till regionnätet och transporterar ut elen till de flesta slutanvändare i både stora och små orter.

Transmissionsnätet drivs och underhålls av Transmission System Operator (TSO). I Sverige agerar Svenska kraftnät som TSO. Transmissionsnätet består av högspänningsledningar med en spänning mellan 220 och 400 kV för att ha så låga förluster som möjligt i överföringen. TSO ansvarar för drift, underhåll och utbyggnad av transmissionsnätet och har därför ansvar för att se till att en kortsiktig balans mellan produktion och användning säkerställs. Detta görs genom olika typer av *frekvensreglering* för att hålla frekvensen stadig på 50 Hz. TSO delegerar dock ut ansvaret för att se till att det finns tillräckligt stor mängd producerad el för att möta efterfrågan (så kallat balansansvar, se nedan).

Befintligt transmissionsnät

Transmissionsnätet **inom Sverige** har anpassats efter tung industri, centraliserad elproduktion via vattenkraft, och senare kärnkraft samt stora effektuttag i landets sydligare delar. Figur 19 visar transmissionsnätet inom Norden samt befintliga utlandsförbindelser.

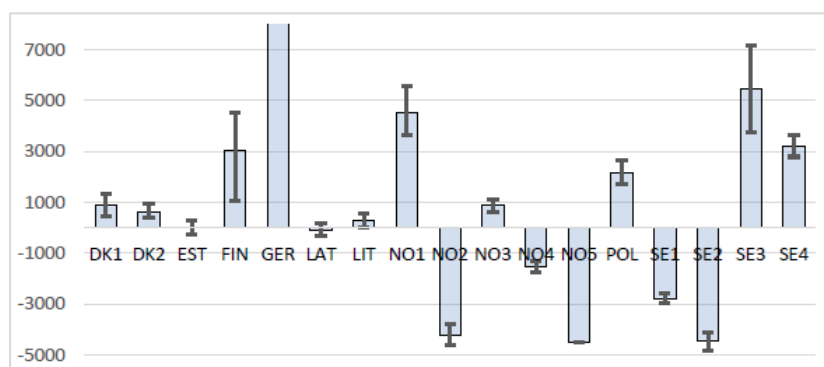
Utlandsförbindelser är mycket viktiga för att hålla balansen i elsystemet, dels för att de nordiska ländernas elsystem är så kallat synkront anslutna (se kapitel 3.2.) och kräver momentan balans, dels för att öka leveranssäkerheten och skapa en jämnare prissättning inom EU. De södra delarna av landet har hög efterfrågan på el och låg produktion, speciellt under topplasttimmarna, vilket kräver handelsförbindelser för att mätta det behov som finns och stabilisera elnätet. Sverige har totalt 23 förbindelser med utlandet varav 7 likströmskablar, 8 växelströmsledningar med 440 kV samt 8 växelströmsledningar med 220 kV eller mindre, som används för att exportera och importera el mellan de nordeuropeiska länderna Danmark, Finland, Norge, Litauen, Polen och Tyskland. Figur 20 visar nettoimporten under den högst belastade timmen för respektive nordeuropeiskt land baserat på simuleringar.



Figur 19. Nordens transmissionsnät inklusive utlandsförbindelser och större kraftproduktion. Källa: [SvK](#).

När det gäller export har EU satt upp ett regelverk som kräver att 70 procent av överföringskapaciteten på utlandsförbindelserna måste finnas tillgänglig under 30 procent av tiden. Detta är bra för att garantera att el ska finnas tillgänglig till ett skäligt pris i de anslutna elområdena, men det kan också innebära högre priser för de svenska elområdena under tungt belastade timmar, eftersom Sverige då måste göra motköp från andra länder, som kan ha högre elpriser.

Av Figur 19 till höger ovan framgår att majoriteten av elområden med direkt eller indirekt (synkron) anslutning till Sverige har ett importbehov under den mest belastade timmen. Givet att dessa beräkningar baseras på simuleringar så bör inte alltför stora konsekvenser dras, men det indikerar samtidigt – med tanke på att väderförhållandena i norra Europa tenderar att vara tämligen likartat – att det importbehov som uppstår i SE3 och SE4 inte med självklarhet kan mötas upp med import från utlandet. I dagsläget pågår det två projekt som syftar till att förstärka förbindelserna till Tyskland och Finland. Projekten kommer bidra med en förstärkning om 700 respektive 800 MW och förväntas båda vara i drift runt 2025–2026. Till skillnad från de synkrona anslutningar via växelströmsledning utgörs dessa nya förbindelser av likströmskablar vilket är bra för att kunna möta efterfrågan på el snabbt, men de bidrar också till en minskad andel rotationsenergi i systemet och kan göra att frekvensen blir svårare att reglera snabbt.



Figur 20. Nettoimport vid den mest ansträngda timmen (MWh/h) för de nordeuropeiska länderna, baserat på 245 simuleringar. Källa: SvK (2020b)

Distributionsnäten (region- och lokalnät) drivs av Distribution System Operators (DSO), vilken skiljer sig åt mellan olika län, kommuner och elnätsområden. DSO ansvarar för att förse alla sina kunder med den el och effekt som efterfrågas, samt att ansluta alla individer eller verksamheter som begär det. Regionnätet ansluts till transmissionsnätet genom ställverk där spänningen transformeras ned till 40-130kV. Anledningen till att regionnätet har en lägre spänning än transmissionsnätet är att det inte transporterar lika stora mängder el till alla delar av regionen. På lokalnätet håller spänningen max 40kV. För att sedan kunna leverera el till hushållen måste elen ytterligare en gång transformeras ned (till 230V), men detta görs så nära användaren som möjligt för att minska förlusterna.

Regionnätet ägs till största delen av de tre företagen Ellevio AB, E.ON Energidistribution AB och Vattenfall Eldistribution AB. Lokalnäten ägs av cirka 160 företag av varierande storlek och ägandeformer där cirka hälften av företagen ägs av stat, kommun eller ekonomiska föreningar och andra hälften av privatägda bolag.

Om elmarknadsreglering och koncessioner

Elnätet i Sverige är ett så kallat naturligt och legalt monopol, vilket innebär att de initiala investeringskostnaderna är höga och kundunderlaget alldeles för litet för att det ska kunna finnas fler än en aktör på marknaden. För att värna om slutkonsumenterna har Sverige infört lagar som reglerar marknaden vilket främst görs med stöd i ellagen (1997:857) men även elberedskapslagen, säkerhetsskyddslagen och elsäkerhetslagen med tillhörande förordningar. Utöver detta finns även gemensam lagstiftning inom EU där implementeringen av det så kallade Ren energipaketet i svensk lagstiftning är ett omfattande arbete, framförallt avseende elmarknadsdirektivet.⁵²

Energimarknadsinspektionen är tillsynsmyndighet med viss föreskriftsrätt inom elnätsregleringen och ska säkerställa att de lagar som styr bland annat elmarknaden efterlevs. Därför tilldelas elnätsföretag så kallade **koncessioner** antingen per linje, exempelvis en sträcka som knyter ihop två nät med transmissionsnätet, eller per område, som oftast gäller för lokalnät och kan motsvara en hel kommun. Att inneha koncession för ett område eller linje innebär att aktören tillåts bedriva elnätsverksamhet för den avtalade ytan.

Koncessionsinnehav innebär emellertid även ett ansvar för bland annat anslutningsplikten som ska garantera att alla inom koncessionsområdet ska kunna ansluta till elnätet inom två år (om inte en längre tid är nödvändig med hänsyn till anslutningens omfattning och tekniska utformning eller det annars finns särskilda skäl). Godkännande av anslutningsförfrågningar hanteras i dagsläget enligt en "först till kvarn"-princip, där ansökningarna inte värderas på annat vis än utifrån tillgänglig kapacitet varpå nätföretaget antingen godkänner eller skickar vidare frågan till överliggande nät. Att nya anslutningar i dagsläget inte värderas eller prioriteras utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv när det råder kapacitetsbrist, är en aktuell fråga.⁵³ Frågan är en del av regeringsuppdraget till Ei som bland annat ska "analysera hur förfrågningar om nyanslutningar av förbrukning ska hanteras vid nätkapacitetsproblem och om det kan finnas skäl att införa någon form av prioriteringsordning för olika typer av anläggningar och funktioner"⁵⁴.

En central del i elmarknadsregleringen är granskningen av elnätsföretagens nättariffer, det vill säga avgifterna som tas ut för överföring av el som enligt ellagen ska vara "objektiva och icke-diskriminerande" och utformade på sådant sätt som är "förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning"⁵⁵. Elnätsreglering är komplext och kräver noggranna avvägningar mellan olika intressen. Nätföretagens verksamhet ska bedrivas ändamålsenligt och kostnadseffektivt och på så sätt säkerställa att kunden får betala ett skäligt pris för nättjänsten. Samtidigt ska ledningsnätet vara säkert, tillförlitligt och effektivt och på så sätt understödja utvecklingen av en väl fungerande elmarknad. Nätföretagen ska å sin sida få stabila och långsiktiga villkor för sin verksamhet som ger dem rätt till en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten. I dagens reglering anses en sådan avkastning vara rimlig när den kan konkurrera med alternativa placeringar med motsvarande risk och fortfarande attrahera kapital för investeringar.⁵⁶ Sättet på vilket detta säkerställs är genom så kallade *intäktsramar* som sedan år 2012 regleras i förhand under normalfallet fyraårsperioder.

⁵² Se Ei (2020e) för en översyn

⁵³ Se Bergman & Diczfalussy (2020)

⁵⁴ Regeringen (2019d)

⁵⁵ 4 kap. 1 § ellagen

⁵⁶ ellagens paragraf 5 kap. 1 § punkt 3. Se även Ei (2019a)

Elmarknadens avreglering 1996 skapade ett behov av en reglering av elnätsföretagens avgifter. Lagstiftningens dåvarande utformning innebar att avgifterna granskades i efterhand under perioden 1996–2011 men metoderna för detta har haft lite olika utgångspunkter. Under åren 1996–2002 prövades tariffändringar med utgångspunkt i 1996 års avgiftsnivå.

Under åren 2003–2007 användes nätnyttomodellen vilket innebar att skäligheten i tariffernas nivåer prövades i efterhand baserat på elnätens utformning. Metoden gick ut på att nätägarna varje år i efterhand skickade in tekniska och ekonomiska uppgifter till nätmyndigheten. Med stöd av alla tillgängliga inlämnade data genererades ett fiktivt referensnät vars kundnytta beräknades och jämfördes med nätföretagens verkliga intäkter. Jämförelsen syftade till att visa indikation på om företagens nättariffer varit för höga vilket därefter kunde leda till beslut om återkrav. Nätnyttomodellen användes för denna tid bara för lokalnätsföretag. Regionnät och transmissionsnät granskades på annat sätt.

Åren 2008–2011 justerades granskningsmetoderna till följd av att principerna för förhandsregleringen som senare kom att införas 2012 blev klarlagda. Den övergripande inriktningen var att skapa en balanserad övergång till den nya förhandsregleringen som trädde ikraft 2012. Metoden justerades successivt för att i största möjliga mån överensstämja med den metod som tillämpades för tillsynsperioden 2012–2015. I de fall som Ei inte begärde återkrav betraktades nätföretagens nätavgifter som skäligen.⁵⁷

Numera, från och med tillsynsperioden 2020–2023, beslutas intäktsramen på basis av elnätsföretagens beräknade prognoser om bland annat hur elnätet kommer att utvecklas under reglerperioden och vilka investeringar som behöver göras och i vad.

Intäkterna sammankopplas därefter med ett antal olika poster: kapitalkostnader (inkl. nätförstärkningslån), löpande påverkbara och opåverkbara kostnader, avbrottsersättning samt ett kvalitetsincitament. Efter perioden görs en avstämning där prognoser ersätts av verkligt utfall där outnyttjad ram kan rullas över till nästa tillsynsperiod⁵⁸ medan en överdebitering (om minst 5 procent) av ram medför ett överdebiteringstillägg.

$$\text{Intäktsram} = \left(\begin{array}{l} \text{Kapitalkostnader} + \\ \text{Löpande påverkbara kostnader efter effektiviseringskrav} + \\ \text{Löpande opåverkbara kostnader} + \\ \text{Avbrottsersättning} \end{array} \right)$$

Kapitalkostnader uppstår till följd av den kapitalbas – det vill säga de tillgångar i form av anläggningar, elledningar, nätstationer med mera – som elnätsföretagen är beroende av för att bedriva sin verksamhet. Kostnaden som får tas upp i intäktsramen består dels av ett avkastningskrav på

⁵⁷ Beskrivning i enlighet med mailkorrespondens med Ei augusti 2020

⁵⁸ Detta gäller från och med underintäkter som kan uppstå isolerat för perioden 2024–2027. Tidigare perioders (2012–2015, 2016–2019 och 2020–2023) underintäkter hanteras i särskild ordning i och med den lagrådsremiss om "Särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet" (Regeringen 2020e) som nu är uppe för diskussion.

kapitalbasen (baserat på en kalkylränta och en åldersjusterad nedräkning av nuanskaffningsvärdet) och dels kostnaden för förbrukning av dessa tillgångar genom en avskrivning av dess värde.

Löpande kostnader kan utgöras av *opåverkbara* kostnader såsom avgifter till överliggande nät, skatter och avgifter till myndigheter vilket gör att de i regel alltid får täckning för dessa kostnader i sin helhet. Förenklat innebär detta pengar ut, och pengar in för ett elnätbolag. En nyhet i föreskrifterna för perioden 2020–2023 var möjligheten att begära ersättning för kostnader som uppstod till följd av behovet av en nätkapacitetsreserv, vilket E.ON och ytterligare några E.ON och några fler elnätsföretag gjorde. Inför en tillsynsperiod lämnar elnätsföretaget in en prognos, eller snarare en grov uppskattning, kring vad detta skulle kunna kosta vilket efter periodens slut stäms av med det faktiska utfallet och därefter regleras. Den prognos som E.ON lämnat in för nätkapacitetsreserven, på såväl regionnät- som lokalnät-nivå, kommer med stor sannolikhet inte att överensstämma utan kommer att ligga en bra bit över det faktiska utfallet. Detta eftersom det gemensamma åtgärds paketet med SvK har minskat behovet av att nyttja en sådan nätkapacitetsreserv väsentligt.

Löpande kostnader som bedöms som *påverkbara* är bland annat egna driftkostnader, mätning och övervakning, arbetsmaterial- och personalkostnader, raseringskostnader för gamla anläggningar, administrativa system och marknadsplattformar för flexibilitet. Just nu pågår även en process för att utreda huruvida raseringskostnader för gamla anläggningar också bör betraktas som en påverkbar kostnad som kräver extra ersättning. Sådana kostnader baseras på elnätsföretagets verkliga kostnader under en historisk fyraårsperiod och åläggs därefter med ett effektiviseringskrav på mellan någon procent (mellan 1 – 1,83 procent årligen för perioden 2020–2023). Detta görs för att maximera den samhällsekonomiska effektiviteten och för att kunderna ska få del av förväntade produktivitetssökningar. Vid beräkningen av löpande påverkbara kostnader bedömer Ei att en skälig kostnadstäckning, för anläggningar som inte ingår i kapitalbasen som ändå är anläggningstillgångar enligt årsredovisningslagen, erhålls genom att företaget ges täckning för bokförda avskrivningar och ersättning för kostnaden för det kapital som krävs för att finansiera dessa anläggningar.

I februari 2020 lämnade Ei in ett förslag till regeringen om en ändring av ellagen som skulle kunna öka incitamenten för kostnadseffektiva lösningar under kommande tillsynsperiod (2024–2027).⁵⁹ Bakgrunden till detta är att dagens intäktsramar inte fullt ut är kostnadsneutrala utan gör att det fortfarande kan vara mer lönsamt att ta straffavgifter från överliggande nät vid överutnyttjande än att exempelvis gå in på flexmarknader. En anledning till detta är regleringens syn på intäkter som enbart genererade av investerat kapital (CAPEX) och inte på totalt kapitalt (TOTEX). I förslaget föreslår Ei därför att effektiviseringskravet som finns i den nuvarande elnätsregleringen ska omfatta samtliga kostnader som elnätsföretaget har, det vill säga både kapitalkostnader och löpande kostnader. En sådan ändring skulle ge en bättre balans mellan investeringar i kapital och andra åtgärder i näten. I de förslag som Ei gav till regeringen kring införandet av EU:s ren energi-paket i svensk rätt kan också utläsas att besluten om intäktsramarna framöver ska kunna ”ta hänsyn till i vilken utsträckning flexibilitetstjänster nyttjas för att förbättra effektiviteten i nätverksamheten. En sådan bedömning ska kunna ge en ökning eller minskning av intäktsramen.”⁶⁰

Andra alternativ, som just nu bearbetas, handlar om exempelvis ett tydliggörande av anslutningsplikten där dagens system innebär att koncessionsinnehavaren kan neka anslutning om det

⁵⁹ Förslaget kan läsas i sin helhet i Ei (2020a)

⁶⁰ Ei (2020e)

inte anses finnas lösningar i elnätföretagets *kärnverksamhet*. Dit hör till exempel inte marknadsplattformar för flex (exempelvis Switch). Däremot tillåter dagens reglering att sådana tjänster upphandlas som stödtjänst vilket genererar en påverkbar kostnad. Även ett förtydligat systemansvar skulle kunna leda till förbättrat utbud av flexibilitetslösningar och ett bättre nyttjande av elnätet genom så kallade nyttjandeavtal. Ellagen pekar ut elnätsföretagens leveransansvar, men det är fortfarande oklart exakt vilken leverans som avses – avtalad eller nyttjad effekt?

Kvalitetsfunktionen ger incitament till ökad leveranssäkerhet genom att, indirekt via tillåten avkastning på kapitalbasen, ge möjligheten till utökade intäkter om elförsörjning håller god kvalitet. Genom föreskrifter definieras vad som är att betrakta god kvalitet samt ett effektivt nyttjande av elnätet och efter en tillsynsperiod är slut görs jämförelser mellan tidigare fastställda normvärden och det faktiska utfallet för varje elnätsföretag. Kvalitetsfunktionen utgörs av exempelvis antalet avbrott och längden på avbrotten, storleken på de elektriska förlusterna i elnäten samt hur jämn belastningen är på ledningarna.

Kostnadsmodellen för elnätsavgiften för vanliga hushåll brukar oftast bestå av fasta kostnader såsom anslutningsavgift och grundavgift (abonnemangskostnad) samt rörliga kostnader i form av överföringsavgift. För andra verksamheter med ett högre effektuttag kan kostnadsmodellen vara betydligt mer komplicerad än så och kan inkludera effekttariffer vilket innebär att verksamheten betalar för ett specifikt effektuttag och dess maximala effektbehov.⁶¹

Det har även blivit vanligare att anpassa kostnaderna efter säsong och tid på dygnet för att användaren, såväl industrier som hushåll, ska se över sin elanvändning och förflytta laster till tider då behovet inte är lika högt. Än så länge är det dock inte tillåtet att ha ojämlika nätavgifter beroende på *var* anslutningen är belägen, så kallade lokaliseringssignaler i elnätstariffen. Det svenska regelverket är i nuläget utformat på ett sådant sätt att hänsyn inte får tas till var i ett område en anslutning är belägen när tarifferna utformas för lokalnätet i sin helhet samt för *uttag* på regionledning. Det innebär att prissignaler inte i alla delar når fram till kunder och producenter. Samtidigt får tariffer avseende *inmatning* på regionledningar samt för transmissionsnätet i sin helhet utformas med hänsyn till var i ett område en anslutning är belägen. I juni 2020 skickade Ei in ett förslag till lagändring⁶² som skulle innebära att en undantagsbestämmelse införs vilken skulle möjliggöra lokaliseringssignaler avseende kostnader för nätförluster, överbelastningar och kostnader för nyinvesteringar vid byggande av starkströmsledning.

Vad gäller anslutningsavgiften kan denna indirekt sägas ha viss lokaliseringseffekt eftersom den svenska modellen tillåter en så kallad djup anslutningskostnad⁶³ vilket innebär att en nätkund får finansiera både själva anslutningsledningen och dess nätstation och eventuella nätförstärkningar som måste göras i nätet. Med den principen kommer den prissignal som anslutningstariffen utgör att inkludera hela den långsiktiga marginalkostnaden för att ansluta sig till nätet och följaktligen påverka lokaliseringen av ny förbrukning och produktion.

⁶¹ För en översikt kring överföringstariffer se Ei (2020c)

⁶² Ei (2020b)

⁶³ Ei (2020c)

Elprisområden och flaskhalsar

Sedan 2011 är Sverige indelat i fyra så kallade elprisområden vars övergripande syfte är att skicka prissignaler till marknaden så att ny elproduktion förläggs där det råder produktionsunderskott (det råder höga elpriser) samtidigt som behov av nya nätinvesteringar blir synliga. Den svenska elproduktionen är fortsatt centrerad till de norra delarna av landet där tillgången på vattenkraft är stor, medan elanvändningen är centrerad till de södra delarna där befolkningen är större. Detta ställer krav på att elöverföringen mellan norr och söder är tillräcklig fram till dess att produktionsfördelningen jämnats ut.

Bakgrunden till den svenska indelningen i elprisområden kan i korthet beskrivas som ett resultat av våra grannländers missnöje över att Svenska kraftnät, som ansvarar för kraftsystemets funktionalitet, periodvis begränsade exporten av el under kalla vinterdagar. Detta gjordes i syfte att upprätthålla stabilitet i systemet då effektbrist riskerade att uppstå i södra Sverige på grund av otillräcklig kapacitet i transmissionsnätet från norr till söder. Dansk Energi valde att anmäla det hela till EU-kommissionen år 2006 och menade på att strategin stred mot själva kärnan i EU-samarbetet, den fria rörligheten av varor och tjänster. I det svenska transmissionsnätet finns trånga sektorer, så kallade snitt, i vilka det kan uppstå överföringsbegränsningar (flaskhalsar).

Flaskhalsar uppstår när aktörernas önskemål om överföringskapacitet är större än tillgänglig kapacitet. I mitten av 2000-talet fanns inga specifika regler, i vare sig EU:s elmarknadsdirektiv eller förordningen om gränsöverskridande handel, om vilka metoder som skulle användas för att hantera flaskhalsar utan enbart ett antal riktlinjer och krav som kan sammanfattas som att flaskhalshanteringen skulle främja såväl försörjningssäkerhet som en välfungerande marknad.

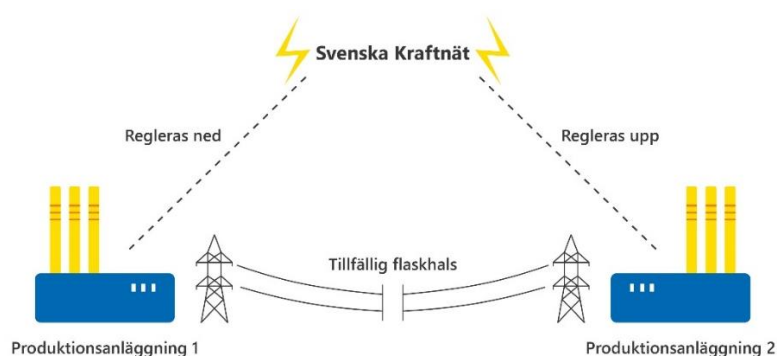
Efter en längre process landade Kommissionen i att hanteringen inte levde upp till principen om icke-diskriminering och krävde under våren 2010 att Svenska kraftnät hanterade överföringsbegränsningar i det svenska nätet på ett annat sätt för att inte diskriminera användare i övriga Europa. Genom ett frivilligt åtagande resulterade processen, som aldrig behövde gå vidare till domstol, i att Svenska kraftnät den 1 november 2011 delade in Sverige i fyra elområden med syftet att nå en mer riktade nätinvesteringar samt en jämnare fördelning av elproduktionen i landet genom prissignaler. Tidigare ordning hade varit att betrakta Sverige som ett enda elprisområde.

Förslaget om en ny elprisområdesindelning för hantering av flaskhalsar i överföringen var i sig inte kontroversiellt. I takt med att elmarknader avreglerades och integrerades runt om i Europa stod det klart att flaskhalsar i överföringen behövde hanteras såväl i en driftfas (inom timmen) som i en planeringsfas (dagen före) och att de till buds stående medlen för detta – i driftfasen – var genom omdirigering/mothandel och begränsning av handelskapaciteter eller – i planeringsfasen – genom marknadsdelning (prisområden).

Vad gäller åtgärder *inom drifttimmen* är en **begränsning av handelskapaciteter** inte ett alternativ eftersom detta var själva orsaken till att elprisområden överhuvudtaget kom upp till diskussion vilket inte ansågs vara en hållbar lösning över tid. Det är dock inte ekonomiskt rimligt att bygga ut överföringsförbindelserna i en sådan omfattning att överföringsbegränsningarna helt försvinner inom Norden. Även om problematiken kan minska kraftigt genom samhällsekonomiskt lönsamma nätförstärkningar finns det ett behov av metoder för hantering av de överföringsbegränsningar som

även fortsättningsvis kan uppkomma tills dess nätförstärkningarna är genomförda. En sådan metod är genom omdirigering, eller mer konkret genom **mothandel**⁶⁴.

Detta används som verktyg de gånger marknadsutfallet (på intradags-marknaden) blir på ett sådant sätt att den systemansvarige bedömer att driften inte kommer att kunna säkerställas på grund av flaskhalsar i nätet. Detta regleras i aktörens systemskyddsplan och innebär för exempelvis SvK att de kan betala producenter på ömse sidor om en begränsning för att dessa ska öka respektive minska sin elproduktion. Detta kan även göras på kortare tidsrymd, det vill säga om förutsättningarna förändras på sådant sätt att något snitt eller någon ledning överbelastas kan SvK köpa elproduktion i områden där det råder underskott (uppreglering) och kompensera producenter för att de inte kunnat producera i områden där det finns överskott (nedreglering) enligt figur 21 nedan.



Figur 21. Skiss över mothandel som åtgärd för att hantera obalans som uppstått på grund av flaskhalsar i transmissionsnätet.

Mothandel är en åtgärd som kan sättas varje gång då garanterad kapacitet inte kan tilldelas marknaden. Samtidigt ska verktyget inte användas systematiskt för att täcka upp för utebliven kapacitetstilldelning på utlandsförbindelser, det vill säga för att flytta interna flaskhalsar till landsgräns, eftersom detta skulle motverka syftet med EU:s inre marknad för el. Vid mothandel vinner det billigaste reglerkraftbudet (eller buden) som är lokaliserat i rätt område. Huvudsyftet med utökad mothandel i planeringsfasen är att hantera överföringsbegränsningar på ett sätt som åstadkommer en ökad marknadsintegration, ökad handelsvolym över gränserna samt ökad tid med ett gemensamt pris i Norden. Prisområdesskillnaderna reduceras och för aktörerna ökar förutsägbarheten och minskar kostnaderna för riskhantering. På så sätt reduceras det fysiska flödet på nätet utan att handeln med el påverkas. Mothandel kan även innebära att en aktör hålls borta från marknaden för att skapa en buffert om det skulle uppstå oväntade felfall för att kunna leva upp till N-1-kriteriet (se kapitel 3.6).

En schematisk bild över situationen för SE 4 kan beskriva processen där maximal förbrukning bedöms vara 5100 MW, full export 2500 MW samt full överföring norrifrån på 4700 MW. Detta ger en situation med ett underskott på 2900 MW som ska täckas av regional elproduktion ($4700 - 5100 - 2500 = 2900$). Exemplet innebär alltså att 2900 MW ska täckas av produktion men maximal samtidig produktion i snittområde 4 är 2100 MW, vilket innebär att 800 MW måste mothandlas i Danmark, Tyskland och/eller Polen. För att säkra att reglerresurser finns tillgängliga för att hantera fel, exempelvis bortfall av produktion, skulle Svenska Kraftnät sannolikt tvingas kontraktera anläggningar i snittområde 4 som således skulle hållas borta från marknaden. Därmed skulle ytterligare kraft

⁶⁴ En närbesläktad åtgärd är *omdirigering* (eng. redispatch) som innebär att en systemansvarig, i syfte att hantera en flaskhals i överföringen, begränsar en specifik produktions- eller förbrukningsanläggning genom bilaterala avtal, utanför marknadsmässiga principer. Omdirigering kan även bedrivas på DSO-nivå, och benämns då som en av flera *flextjänster*.

behöva mothandlas i andra länder. Den beskrivna situationen blir givetvis ännu värre om större produktionsanläggningar eller transmissionsförbindelser över snitt 4 av olika anledningar inte är i drift.

Till viss del ges långsiktiga lokaliseringssignaler i Sverige med hjälp av transmissionsnätstariffens utformning. Detta då tariffen för uttag är lägre i norr än i söder och tariffen för inmatning är i sin tur högre i norr än i söder. Däremot innebär mothandel att marknaden inte får de kortsiktiga prissignaler som en förändrad prisområdesindelning kan ge. Priset vid mothandel avspeglar nämligen inte den reella kortsiktiga resursknappheten. För att hantera flaskhalsar i överföring mer långsiktigt krävs dock bättre prissignaler till marknaden som i sin tur kan tjäna syftet att skapa prisutjämnande incitament.

Detta innebar i praktiken att planeringsfasen, som i allt väsentligt grundade sig på Nord Pools spotmarknad, skulle komma att ske utifrån områden med olika priser, en så kallad **marknadsdelning**, där gränserna för respektive område beslutats i förväg av respektive systemansvarig.

Den stora frågan kom att bli *hur* själva indelningen skulle se ut, inte minst i ljuset av att Energimarknadsinspektionen under många år varnat för en försämrad internationell konkurrenskraft bland svenska elintensiva företag då det skett en "omfattande förmögenhetsomfördelning från elanvändare till producenter under senare år".⁶⁵ En stor anledning till denna omfördelning beror på att svenska kraftproducenter, som i allt väsentligt undkom handeln med utsläppsrätter på grund av sin koldioxidneutrala produktion, gynnats relativt annan kraftproduktion i Europa som i större utsträckning var fossil i början av 2000-talet. När bränslepriser och utsläppsrätter pressade elpriser uppåt i Europa kunde även svenska elproducenter "öka sina producentmarginaler"...vilket "medfört försämrade villkor för den elintensiva industrin".⁶⁶ Det ansågs därför centralt att svenska kunder inte drabbades av ytterligare prishöjningar och att prisområdesgränserna planerades på sådant sätt att konkurrensförutsättningarna i södra Sverige inte försämrades.

I en gemensam rapport⁶⁷ från Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv (2007) konstateras att införandet av en prisområdesgräns i snitt 4, söder om kärnkraftsproduktionen i Oskarshamn och Ringhals, "inte bör komma i fråga med hänsyn till att för kunderna i sydligaste Sverige resulterar en sådan förändring i markant sämre konkurrensförutsättningar på såväl kraftmarknaden som elhandelsmarknaden."⁶⁸ Anledningen sägs vara att mindre än 10 procent av den installerade svenska produktionskapaciteten vid denna tidpunkt var geografiskt beläget inom området i form av det oljeeldade Karlshamnsverket. Två saker som skulle råda bot på detta var dels det planerade tillskottet på 440 MW produktionskapacitet i området genom ett nytt kraftvärmeverk i Malmö (Öresundsverket), dels investeringspaketet, "Pakken", inom vilken den planerade förstärkningen mellan Närke-Skåne (Sydlänken)⁶⁹ ingick.

⁶⁵ Ei (2007) s.21

⁶⁶ Ei (2007) s.21

⁶⁷ Ei (2007)

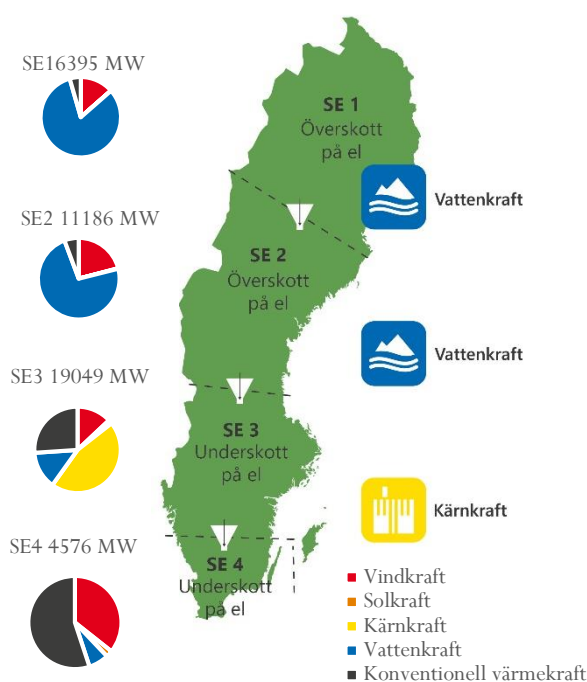
⁶⁸ Ei (2007) s. 10

⁶⁹ Ursprungligen kallad Sydlänken, idag Sydvästlänken, beslutades av Svenska kraftnäts styrelse i november 2005 och förväntades då tas i drift under 2011.

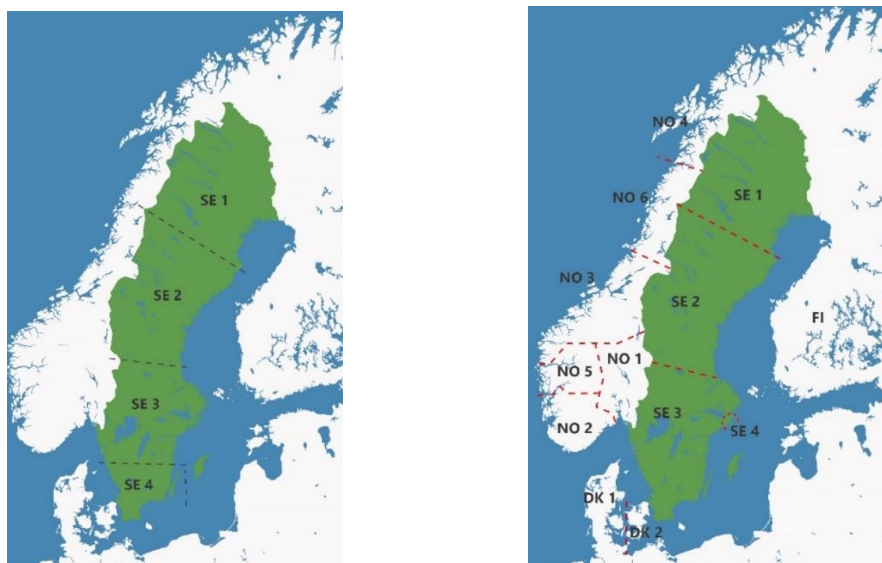
Idag – 13 år senare – förväntas Sydvästlänken, som den numera kallas, att tas i drift i oktober 2020 medan Öresundsverket har hunnit både invigas och läggas i malpåse.

Elprisområden kan dock förändras och just nu pågår **en översyn av de nordiska områdena**. ENTSO-E, (the European Network of Transmission System Operators) är ett nätverk som samlar över fyrtio TSO:s från 36 länder i syfte att främja samarbete och hantera konsekvenserna av EU:s energipolitik på kraftsystemet, inte minst avseende integrering av förnybara energikällor i elproduktionen. Inom ramen för samarbetet sker nu en översyn av de nordiska elområdena i enlighet med nya EU-regler⁷⁰ som innebär att alla systemansvariga i Europa ska ta fram en gemensam metod för områdesindelning.

För svensk del analyseras flera alternativa elområdesindelningar. Till exempel kan Storstockholm under en tid komma att utgöra ett eget elområde, för att sedan slås ihop med det nuvarande SE3-området vilket illustreras i figur 23 nedan. Orsaken till detta är att handelsflöden ändras snabbt till följd av ändrade produktionsförutsättningar, som till exempel nedläggning av termisk kraftproduktion i södra Sverige och en ökad urbaniseringstrend. De främsta drivkrafterna bakom den här utvecklingen är nya elområdesöverskridande förbindelser och nyinvesteringar i transmissionsnätet. Inga beslut är emellertid tagna och mer analysarbete kvarstår.



Figur 22. Sveriges fyra elprisområden, primär kraftkälla samt total installerad kapacitet per kraftslag. Egen bearbetning av data från SCB.

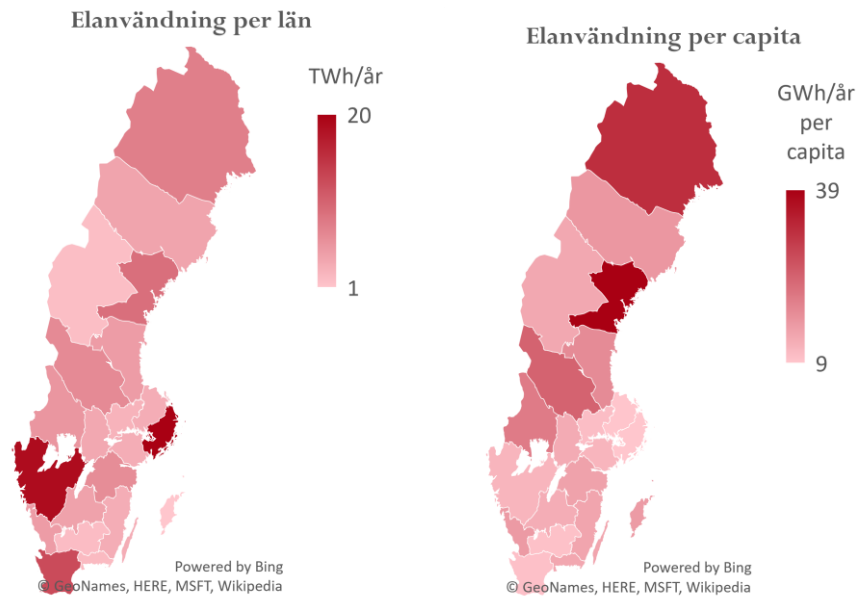


Figur 23. Dagens svenska elprisområden (t.v.) och förslag på ny nordisk indelning (t.h.). Källa: ENTSO-E (2019), egen bearbetning.

⁷⁰EU (2019b)

2.3. Användning

Elanvändningen i Sverige uppgick under 2018 till 142 TWh exklusive export och fördelar sig främst över sektorerna tillverkningsindustri (34 procent), service (30 procent) och hushåll (25 procent). Resterande användning tillskrives förluster, transport och jordbruk som står för cirka 10 procent av elanvändningen tillsammans.⁷¹ Fördelningen geografiskt illustreras i figur 24 som visar att elanvändningen är som störst i Västra Götaland, Stockholm och Skånes län. Därmed sker stora delar av elanvändningen i den södra tredjedelen av landet.



Figur 24. Dagens elanvändning fördelat per län (t.v.) samt per län och capita (t.h.). Källa STEM (2020b).

Framtidens elanvändning är beroende av många olika faktorer och det är svårt att veta vilken typ av teknik och vilka trender som styr elanvändningen om 20 år, vilket skapar stora osäkerheter i prognoser om framtidens elanvändning. Hittills har elanvändningen legat relativt konstant under de senaste 30 åren, men i och med högre satta krav på energieffektiviseringar och minskade växthusgasutsläpp, kommer elektricitet med stor sannolikhet bli en allt vanligare energibärare. Om detta skulle mötas av stora eleffektiviseringar bland hushåll, i transportsektorn eller inom industrin kan detta leda till en minskad elanvändning, men det finns också mycket som talar för att elanvändningen kommer öka i en snabbare takt än effektiviseringarna.

Tillkommande elanvändning har försökt kartläggas i en rad olika utredningar och rapporter⁷² och varierar generellt i ett spann mellan 150–250 TWh till år 2050, beroende på en rad olika antaganden och avgränsningar i analysen. Framförallt är det utvecklingen inom ny industri samt elfordonens utveckling som skiljer sig åt mellan olika scenarier. Inom elbilsutvecklingen skiljer sig användningen åt med ungefär 5 – 10 TWh. Även industrin är svår att prognosticera, eftersom det är svårt att avgöra ifall nyetableringar kommer vara elintensiva eller ens placeras i Sverige över huvud taget.

⁷¹ SCB (2018)

⁷² Se t.ex. SvK (2019a); Naturskyddsföreningen (2019) ; Svenskt näringsliv (2019a); NEPP 2019b. Se även STEM (2020c)

Osäkerheterna beror främst på genomslaget av nya innovationer, där bland annat transportsektorns och processindustrins elektrifiering, samt etablering av nya verksamheter kommer spela en stor roll. Om eltransporter blir vanligare, kommer detta ställa stora krav på hur laddningen sköts för att inte påverka effekttoppar för mycket. De ökande faktorerna inom processindustrin som kan öka elanvändningen baseras på framgången i en mängd stora projekt såsom HYBRIT (stålindustrins elektrifieringsprojekt), Cementas nollvision om koldioxidutsläpp inom cementtillverkning) och flera andra initiativ inom Fossilfritt Sverige. Även nyetablering av datacenter, eller nya elintensiva fabriker som Northvolts batterifabrik kommer kunna öka elanvändningen markant. Förutom nya innovationer spelar även energieffektiviseringar roll där åtgärderna ofta har positiva effekter inte bara för minskad elanvändning, utan kan också bidra till lägre effekttoppar.

Elanvändningen i framtiden kommer förmodligen kunna mättas med hjälp av inhemsk produktion, men den momentana balansen kan bli svår att upprätthålla under topplasttimarna med enbart inhemsk produktion om kärnkraften helt och hållet byts ut mot vindkraft.⁷³ Som tidigare nämnts kan importbehovet även vara stort från andra nordeuropeiska elområden vid den här tiden. Det är därför relevant att simulera hur kraftbalansen kan se ut under topplasttimmen idag och framöver. Figur 25 nedan visar effektbalansen (inhemsk produktion och användning) för vintern 2020/2021 – 2023/2024 vid normal vinter och en tjugooårsvinter samt vid beräkning med probabilistisk metod (se kapitel 3.6 för beskrivning av olika riskberäkningsmetoder).



Figur 25. Prognos för effektbalans (MWh/h) under topplasttimmen för kommande vintrar. Import/export samt efterfrågeflexibilitet exkluderat. Källa: SvK (2019d).

Enligt dessa beräkningar drabbas Sverige i sin helhet av ett stort underskott även under kommande vintrar vilket behöver hanteras genom exempelvis en strategisk effektreserv, import eller förbrukningsreduktion.⁷⁴ Ett utförligare resonemang om flexibilitetens bidrag till trygg elförsörjning görs i kap 8.2.

⁷³ SvK (2020b) s. 30

⁷⁴ Batterier bedöms i dagsläget inte som lämpliga för att hantera säsongsvariationer givet de stora effektunderskotten, se t.ex. Power Circle (2020)

2.4. Om ”elbrist” och kapacitetsbehov

Elsystemet är ytterst komplext och kan drabbas av olika former av bristsituationer. Ambitionen i avsnittet nedan är inte att förklara dessa situationer på djupet, och inte heller att beskriva de rent tekniska aspekterna kring kraftsystemets stabilitet, men det finns en par tydliga distinktioner som behöver betonas.

I debatten används inte sällan begreppet *elbrist* som en form av samlingsnamn för olika former av bristsituationer. Detta är olyckligt av flera anledningar, inte minst eftersom ”elbrist”, på samma sätt som ”elöverskott”, är en rent fysisk omöjlighet eftersom el måste tillföras och förbrukas i samma sekund. Elbrist syftar alltså på någon annan form av bristsituation vilket kan leda till allt från mindre allvarliga konsekvenser som att el inte kan erbjudas till acceptabla priser eller att inhemsk produktion inte motsvarar efterfrågan vilket skapar ett importberoende, till mer allvarliga som att en aktör måste säga nej till nya kunder på grund av att abonnemangstaket är nått till överliggande nät eller rentav att användare tillfälligt och ofrivilligt måste kopplas bort från elnätet för att undvika en systemkollaps.

Denna rapport handlar om *nätkapacitetsbrist*, eller mer exakt om *otillräcklighet i elnätets överföringskapacitet*. Sådan kapacitetsbrist har sin grund i att elnäten inte dimensionerats eller förstärkts i samma takt som efterfrågan vuxit eller elproduktion försvunnit och att elnäten därför begränsar möjligheten att leverera el till användarna (och i vissa fall att ta emot inmatad eleffekt ifrån produktionsanläggningar). Energiöverenskommelsen (2016), som enade Socialdemokraterna och Miljöpartiet de gröna med Moderaterna, Centerpartiet och Kristdemokraterna, kom att bli en gemensam färdplan för en kontrollerad övergång till ett helt förnybart elsystem. Överenskommelsens fokus kom emellertid att nästan uteslutande ligga på hur framtidens el *produceras* medan frågan om hur dimensionering av *distribution* av el nu visat sig vara en kraftigt begränsande faktor.

Anledningen till detta är mångfacetterat men beror bland annat på att det tar lång tid att bygga nytt elnät (relativt till annan utbyggnad inom elsystemet), inte minst på grund av en omfattande tillståndsprocess. De stora kostnader, och markintrång, som elnätsutbyggnad innebär gör också att det sällan är vare sig samhällsekonomiskt eller företagsekonomiskt försvarbart att bygga på spekulation. Detta gör att tillförlitlig prognostisering och planering är avgörande för att elnäten står färdiga i tid. Elenergi används dock inte hela timmar utan den används när vi behöver den. Ibland bara under korta ögonblick och ibland under lång tid. Det är detta som våra elnät måste möta och dimensioneras efter, vilket är den stora utmaningen framförallt under kalla dagar.

Det faktum att ett nybyggt elnät har en teknisk livslängd på över 40 år innebär också en investeringsosäkerhet för ägaren eftersom det elsystem som dimensionerar överföringskapacitet idag kan se fundamentalt annorlunda ut i framtiden när till exempel alltmer elproduktion är småskalig och decentraliserad samtidigt som användarnas efterfrågeflexibilitet ökar.

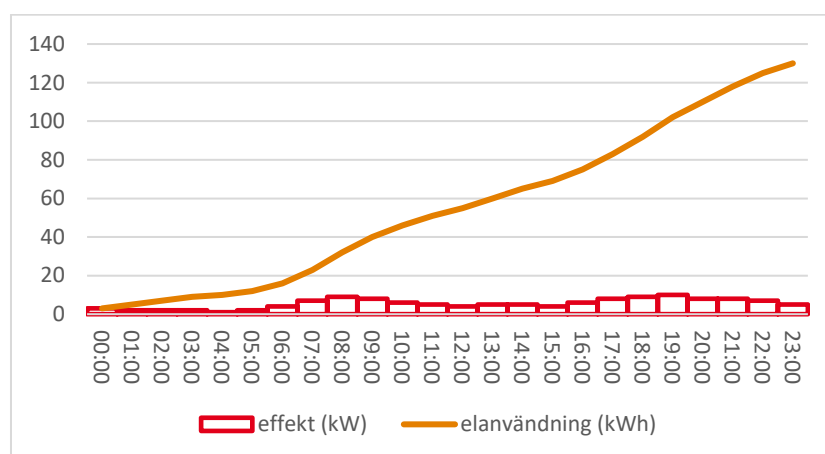
Kapacitetsbrist i elnätens överföringsförmåga ska inte förväxlas med andra typer av bristsituationer:

Energibrist, eller närmare bestämt elenergibrist, beskriver en situation där den *årliga elproduktionen är lägre än den årliga elanvändningen över tid*, vilket innebär att bristsituationen inte är momentan (här och nu). Sverige har ingen elenergibrist, tvärt om så har vi de senaste åren varit nettoexportör av el. Elenergi mäts vanligen i kilowattimme (kWh), eller i tusental som megawattimme (MWh). Sveriges totala elförbrukning har legat relativt stabilt kring 140 TWh per år och vår nationella elproduktion år

2019 var cirka 160 TWh. Mycket tyder emellertid på att stora förändringar är att vänta som innebär en ökning av förbrukning och en minskning av produktion, vilket utgör grunden för den kommande analysen.

Effektbrist upplevs momentant (här och nu) och beskriver en situation med otillräcklig elproduktion för att täcka elförbrukningen vid varje givet tillfälle. Det kan också bli så att en region upplever ett effektoverskott, i de fall där icke reglerbar elproduktion går på högvarv utan att motsvarande ökning sker på användarsidan (till exempel en blåsig dag då alla vindkraftverk genererar mycket effekt). En brist i elnätens överföringskapacitet leder i praktiken till en regional effektbrist i de fall en region (som Skåne) är importberoende för att klara sin effektbilans. Effekt beskrivs i watt (W), kilowatt (kW) och megawatt (MW) där till exempel en mikrovågsugn har en momentan förbrukning på cirka $1000\text{ W} = 1\text{ kW}$.

Relationen mellan den momentana effektförbrukningen och energianvändning över tid kan illustreras enligt figur 26 nedan där elanvändningen (orange linje) är den totala användningen över dygnet och effekten (röda rutor) den momentana förbrukningen angivet som timmedelvärde. I framtiden kan effektförbrukningen komma att mätas med betydligt kortare medelvärden (minuter) vilket skulle ge en mer högupplöst bild.

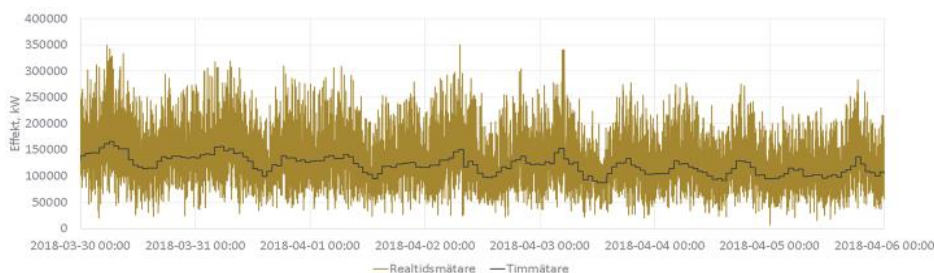


Figur 26. Relationen mellan momentan effektförbrukning och energianvändning över tid.

I Sverige mäts effektförbrukning vanligtvis som ett medelvärde av den senaste timmen. Detta kan dock ge en missvisande bild eftersom det även inom timmen kan uppstå stora variationer. Därför pågår nu diskussioner inom EU⁷⁵ att införa en mer högupplöst mätning (minuter) för att hitta de så kallade "spikar" som är dimensionerande för elöverföring (se figur 27 nedan). Enligt EU-kommissionens rekommendationer ska avläsningar av förbrukningen uppdateras tillräckligt ofta för att uppgifterna ska kunna användas i energibesparande syften. Uppgifterna ska också lagras rimligt länge för att kunden eller tredje part ska kunna ta fram den senaste periodens förbrukning. Hur dessa rekommendationer tolkats av olika länder varierar från avläsningsintervall på 15 minuter upp till 2 månader.⁷⁶

⁷⁵ Se EU-kommissionens [rekommendation](#) om förberedelser för uppsättning av smarta mätsystem

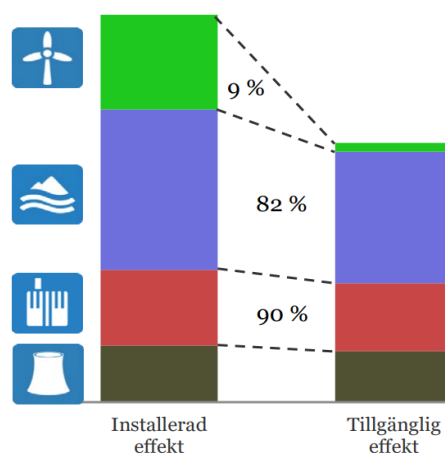
⁷⁶ Ei (2015)



Figur 27. Timmätning kontra realtidmätning i en nätstation för att synliggöra behovet av högupplöst data. Timvärdet (svarta linjen) är medelvärdet per timme av alla treminutersvärden och även om elnätet har kapacitet för den svarta kurvan så är det inte säkert att det har kapacitet för spikarna på den bruna (medelvärde per tre minuter). Källa: Sweco 2020

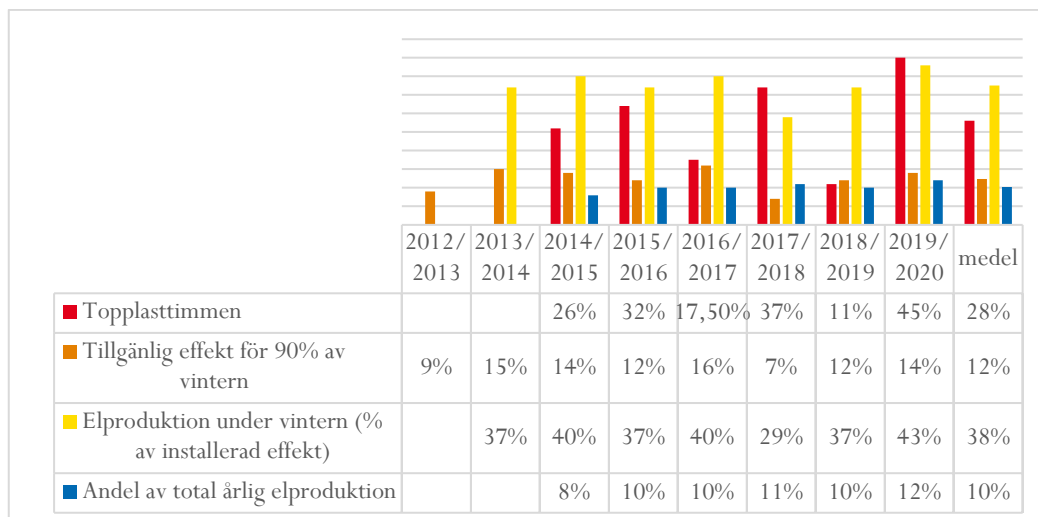
Ytterligare en kapacitetsbrist rör elsystemets förmåga att producera el – **elproduktionskapacitet** – vilket blir allt vanligare i takt med att planerbar produktion ersätts av väderberoende. Rent krasst innebär detta att installerad elproduktionskapacitet har ökat under de senaste 20 åren, samtidigt som tillgänglig elproduktionskapacitet minskat under samma period. Ett sätt att illustrera detta är genom en så kallad tillgänglighetsfaktor som beskriver att all installerad effekt inte nödvändigtvis genererar el precis när den behövs. Detta är ett sätt att statistiskt (teoretiskt) mäta tillgängligheten för varje kraftslag och avser effekt som kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen, som andel av installerad effekt, alltså hur mycket effekt som är installerad kontra hur mycket som el som faktiskt förväntas produceras.

Figur 28 visar att vattenkraft, kraftvärme och kärnkraft (planerbar kraftproduktion) har en hög tillgänglighetsfaktor (80–90 procent) medan vindkraft, trots en väldigt hög installerad effekt, historiskt sett har levererat i snitt 9 procent av denna effekt när den behövs under en topplastimme.⁷⁷ Denna tillgänglighetsfaktor baseras på medianvärdet av tionde percentilen för vindkraftens produktion under åren 2007–2016 och kommer med stor sannolikhet att räknas upp i takt med att nya, högre och mer effektiva, vindkraftverk installeras (se figur 29) för historisk översikt. Vindkraftens tillgänglighet är högre under vintertid jämfört med resten av året men under perioder med sträng kyla (just när förbrukningen i Sverige oftast är som högst) avtar tillgängligheten eftersom dessa dagar tenderar att sammanträffa med vindstilla dagar.



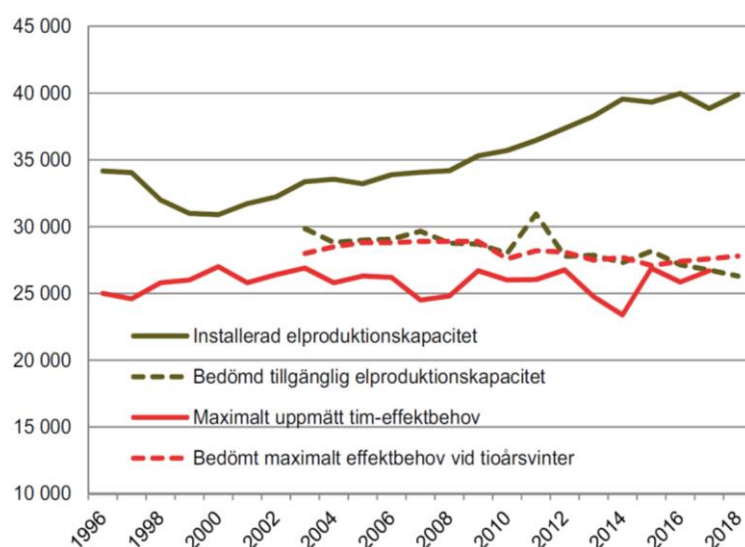
Figur 28. Tillgänglighet (statistisk) för olika kraftslag under topplastimmen. Källa: SvK (2020b)

⁷⁷ SvK (2020b)



Figur 29. Tillgänglighet för vindkraft under vintern. Källa: SvK Kraftbalansen för åren 2012 till 2019, egen bearbetning.

En kritisk faktor handlar alltså om vilken effekt som kan förväntas vara tillgänglig under årets **topplasttimme**, det vill säga den timme på året som på ett sätt blir dimensionerande för elsystemet.⁷⁸ Under 2019 inträffade denna timme onsdagen den 30 januari kl. 17–18. Den svenska elförbrukningen uppgick då till 25 200 MWh/h medan den totala *installerade* kapaciteten var 40 800 MW vilket (teoretiskt) kan ses som den potentiellt högsta produktionen i Sverige (ej realiserbar) och skulle generera mer än 350 TWh per år jämfört med dagens 164 TWh. All vattenkraftskapacitet kan emellertid inte användas samtidigt, kärnkraftens produktion beror på driftsituationen, vindkraften är beroende av goda vindförhållanden. Figur 30 nedan visar *installerad* elproduktionskapacitet och maximalt *uppmätt* effektbehov per timme i relation till *förväntad* tillgänglig elproduktionskapacitet.



Figur 30. Installerad kontra bedömd tillgänglighet under de senaste årtiondena. Källa: SvK (2020b).

⁷⁸ Detta är starkt förknippat med begreppet *residuallast* som kan förstås som total elanvändning - intermittent (variabel) elproduktion och förklarar därmed hur mycket variation som övrig – planerbar – elproduktion måste täcka upp för att bibehålla effektbalansen vid varje givet tillfälle.

Det som blir särskilt intressant i figuren ovan är den liggande triangeln som uppstår mellan den röda och bruna streckade linjerna vilket i korthet illustrerar ett glapp mellan den bedömda tillgängliga elproduktionskapaciteten (brun) och bedömt effektbehov under samma period, i händelse av en väldigt kall vinter. Detta glapp behöver täckas upp genom en effektreserv, import eller förbrukningsreduktion.

Under topplasttimmen 2019 var tillgängligheten för:

- vattenkraften 77 procent av installerad effekt (16 000 MWh/h)
- kärnkraft 95 procent (8000MWh/h)
- vindkraften 11 procent (846 MWh/h).
- Därutöver fanns 8000 MW installerat i övrig kraftvärme samt 400 MW i solkraft (ingen exakt uppgift kring tillgänglighet under topplast).

Vid en normalvinter har Sverige som helhet ett underskott på cirka 1000 MW, vid en tioårsvinter upp emot 2500 MW underskott⁷⁹. Underskottet är emellertid långt ifrån jämnt fördelat eftersom SE1 och SE2 har ett kraftigt överskott medan SE3 och SE4 har ett sammanlagt underskott på 8000 MW. Detta underskott fortsätter att öka vilket leder till ett fortsatt högt importberoende (nationellt och över landsgränsen). Marginalerna har krympt ytterligare i takt med att Oskarshamn 1 och 2 stängts samt, för Skånes vidkommande, att kraftvärmeverk lagts i malpåse. Under de kommande åren planeras ytterligare stängning av kärnkraft samtidigt som den icke planerbara produktionen förväntas öka, vilket bedöms leda till ett ökat effektunderskott under topplasttimmen.⁸⁰

⁷⁹ SvK (2019d) s. 27

⁸⁰ STEM (2019b)

3. Kraftsystemets stabilitet och reglering

För ett stabilt elsystem är det nödvändigt att tillförd effekt är lika med uttagen effekt, inklusive förluster. I det längre perspektivet används prognoser, mätvärden och andra styrsignaler för att i förväg planera produktionen för att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning i elsystemet. I det kortare perspektivet används frekvensen som styrsignal för att kompensera för ”icke prognostiserbara” belastningsvariationer och störningar, det vill säga stora plötsliga obalanser mellan tillförd och uttagen effekt i elsystemet.

Utöver **frekvensstabilitet** kräver kraftsystemet även **rotorvinkelstabilitet** och **spänningsstabilitet**. Sammantaget ger dessa aspekter en ögonblicksbild av kraftsystemets aktuella tillstånd, vilket bland annat avgör hur mycket kapacitet som kan tillgängliggöras marknaden. För att hålla systemet inom normaldrift kan så kallat **balansansvariga** aktörer, och ytterst Svenska kraftnät utifrån sitt systemansvar, anskaffa olika **stödtjänster** och **reservkraft** för olika situationer.

3.1. Balansansvar på kort och lång sikt

Enligt ellagen är en elleverantör skyldig att leverera lika mycket el som dess kunder (elanvändarna) förbrukar. Det kallas för att vara **balansansvarig**. Detta är en så kallad avtalsreglerad delegering av en av Svenska kraftnäts många uppgifter som systemansvarig och på detta sätt har SvK möjlighet att villkora avtalen genom olika krav som anses behövas. I takt med att kraftsystemet blir alltmer snabbrörligt kan alltså även kraven på balansansvariga komma att förändras så att dessa på ett bättre sätt bidrar till ett jämnare effektuttag eller produktionsflexibilitet.

El handlas i huvudsak på den fysiska handelsplatsen Nord Pool, en elbörs som är gemensam för Norden och Baltikum. På Nord Pool finns cirka 380 aktiva handelsaktörer; främst elproducenter, elhandelsföretag, stora elförbrukare samt elmäklare. Via överföringsförbindelser sker även handel med Polen och Tyskland. Under 2017 omsattes närmare 400 TWh inom de nordisk-baltiska elområdena på Nord Pool, vilket motsvarade cirka 95 procent av den totala produktionen. Därutöver sker viss bilateral handel direkt mellan producenter och köpare, normalt även då med börspriset som utgångspunkt vid prisbestämningen. På Nord Pool finns en dagen före-marknad, kallad *Elspot*, där merparten av handeln sker och en intradag-marknad, *Elbas*, där aktörerna under dagen kan handla sig i balans fram till en timme före leverans. Därutöver finns nordiska balans- och reglerkraftmarknader där SvK och övriga nordiska systemoperatörer köper upp- och nedreglering för att hålla elsystemet i balans. Finansiell handel – handel på längre sikt än ett dygn, terminshandel, prissäkring med mera – sker i huvudsak på Nasdaq Commodities.⁸¹

Elleverantören kan själv vara balansansvarig för sina elleveranser eller överlåta ansvaret på ett annat företag. Den som är balansansvarig eftersträvar fysisk balans på timbasis mellan leverans och förbrukning utifrån en prognos för förbrukningen och genom att handla el på till exempel elbörsen Nord Pool. Den balansansvarige kan ha ett åtagande gentemot Svenska kraftnät för tillhandahållande av balansering genom reglerkraft (energi) eller frekvensreglering (effekt).

⁸¹ Konkurrensverket (2018)

Det finns olika sorters balanstjänster där den balansansvariga exempelvis köper flexibel produktion av en elproducent, eller betalar en flexibel användare för att minska sin elanvändning. Den balansansvarige ska ”löpande planera för och affärsmässigt åstadkomma balans på timbasis mellan sin tillförsel och sitt uttag av el, åtagandet gäller per elområde.”⁸² Den balansansvarige ska också lämna produktionsplaner som stämmer överens med det som så småningom produceras samt väl underbyggda förbrukningsprognoser. Dessa lämnas till Svenska kraftnät kvällen innan handelsdygn och kan vid behov uppdateras relativt nära inpå leveranstimmen. Efter avslutad handel sker en balansavräkning eftersom det varje minut på dygnet måste vara balans i transmissionsnätet.

Det är emellertid sällan som en balansansvarig aktör lyckas planera sig till perfekt balans. Till exempel är det elmarknaden som ska garantera tillräcklig produktionskapacitet vilket den balansansvarige inte har rådighet över. Då måste Svenska kraftnät gripa in genom att bland annat köpa in eller sälja av el under de timmar som balansen inte går ihop. Aktörer som orsakar obalans får betala Svenska kraftnät vad det kostar att upprätthålla balansen genom att köpa eller sälja **balanskraft**. Huruvida denna kostnad är tillräckligt hög eller ej har varit föremål för diskussion, inte minst i ljuset av att trenden med nationell överkapacitet nu kommit att brytas och att elleverantörer tenderat att lova större sammanlagda leveranser än vad som kunnat levereras i det extremfall att alla kunder önskar maximalt effektuttag samtidigt.⁸³

Handel med balanskraft är alltså en ren finansiell transaktion för att i efterhand kompensera ekonomiskt för de eventuella felaktiga prognoser som gjorts, antingen avseende elproduktion, men oftare avseende kundernas elförbrukning. Vatten- kärn- och konventionell värme-kraft kan med relativ lätthet planeras och förutses (under ostörda förhållanden) under kommande drifttimmar. Elförbrukningen, som till hög grad är beroende av väder och mänskliga beteenden, är desto svårare att prognostisera varför den största delen av balanskraften idag orsakas av avvikelser mellan förbrukningsprognos och faktisk, uppmätt, förbrukning.

Balansansvaret gäller timme för timme. Ansvaret för att upprätthålla effekthalansen under löpande drifttimme (inom timmen) åligger Svenska kraftnät, som systemansvarig. De resurser som finns att tillgå för detta är antingen genom reglerkraft som bjudits ut på den så kallade reglerkraftmarknaden, via upp- eller nedregleringsbud eller genom upphandlade stödtjänster från företag som har lämplig kapacitet tillgänglig. På kort sikt är ansvaret för balansregleringen tydligt, vilket beskrivs mer utförligt i avsnitten nedan. Systemoperatören säkerställer även att det finns tillgängliga resurser genom att handla upp kapacitet för automatiska resurser samt att tillhandahålla en marknad för manuella reserver. Genom effektreserven säkerställs även att det finns manuella reserver att tillgå vintertid.

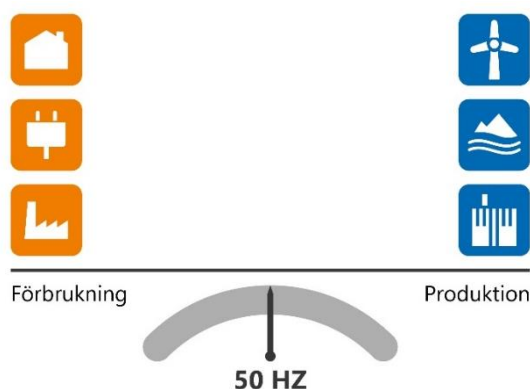
För effekthalansen på längre sikt innebär dagens (statiska) beräkningsmetod att den systemansvarige jämför förväntat tillgänglig inhemsk produktion med förväntad elanvändning under vintertimmen med högst elförbrukning. Denna uppställning görs för både en normalvinter och en 20-årsvinter (en extra kall vinter som återkommer i genomsnitt en gång per tjugo år). Om effekthalansen är negativ behöver återstående effektbehov täckas med import från andra elområden alternativt förbrukningsfrånkoppling.

⁸² SvK (2020a)

⁸³ Se t.ex. [Dagens Industri](#) 26 maj 2014

3.2. Frekvensstabiliteten utmanas

I det korta perspektivet, sekunder till minuter, nyttjas frekvensen som mått på hur produktionen ska justeras för att jämma ut skillnaden mellan uttagen belastningseffekt och total produktion. Systemet bygger i stor del på att belastningarna till viss del är självreglerande och att det finns en inneboende tröghet mot frekvensändringar genom rotationsenergi. Den automatiska frekvensregleringen, som sker i främst vattenkraftsaggregat, säkerställer att frekvensavvikelsen från 50 Hz inte blir för stor. När systemfrekvensen är stabil kring 50 Hz är systemet i balans.



Figur 31. Frekvensen är en måttstock för systemets stabilitet och ska i normaldrift ligga på 50 Hz.

Rotationsenergi⁸⁴ är ett mått på trögheten i ett elkraftsystem och utgörs idag av energin i roterande mekaniska delar i synkront anslutna turbiner och generatorer, vilket enkelt uttryckt innebär att de snurrar i samma takt som frekvensen i systemet. Detta motverkar frekvensförändringar som uppstår vid plötsliga händelser, till exempel bortfall av produktions- eller förbrukningsaggregat eller fel på överföringsförbindelser till andra synkronområden. Stora turbiner och generatorer har under produktion en hög rörelseenergi som gör att turbinerna och

generatorerna fortsätter snurra ett tag (5 – 10 sekunder) trots att produktionen i kraftverket upphört. Detta gör att frekvensfallet sker långsammare och ger elsystemet tid att sätta in andra stödtjänster som kan stabilisera frekvensen. Rotationsenergi uppstår framförallt i stora kraftverk såsom gasturbiner, kärnkraft eller vattenkraft. Möjligheten att implementera så kallad syntetisk tröghet⁸⁵ till systemet undersöks dock för tillfället, vilket skulle innebära att även vindkraft kan bidra med rotationsenergi till elsystemet.

Att balans, eller frekvensstabilitet, råder i ett elektriskt kraftsystem innebär att skillnaden mellan tillförd aktiv effekt och uttagen aktiv effekt inte är större än att den kan tas upp och lagras i kraftsystemet, utan att några kritiska tillståndsvARIABLER, såsom spänningens amplitud eller frekvens, överskrider eller underskrider acceptabla nivåer. Det finns ingen egentlig upplagrad energi i själva elnätet (ledning, transformatorer), men den energi som finns tillgänglig är rotationsenergi i roterande synkrogeneratorer (starkt kopplade till elnätet) med kopplade axlar och turbiner (dvs svängmassa). När man får denna plötsliga bortkoppling så ersätts därmed, i praktiken, elproduktionen från ett kärnkraftverk med extra bidrag från samtliga roterande synkrogeneratorer i Sverige, Norge, Finland och Sjöland. Balansen upprätthålls initialt i 5–10 sekunder genom trögheten i systemet och därefter startar vid behov olika typer av reglerresurser, primärt i form av vattenkraft.

⁸⁴ Inom energibranschen ofta lite slarvigt kallat svängmassa, men är egentligen en funktion av svängmassa * frekvens och bör snarare beskrivas som "mekanisk tröghet i kraftsystemets roterande delar".

⁸⁵ Även kallat syntetisk svängmassa. Se NEPP (2016) för en översikt

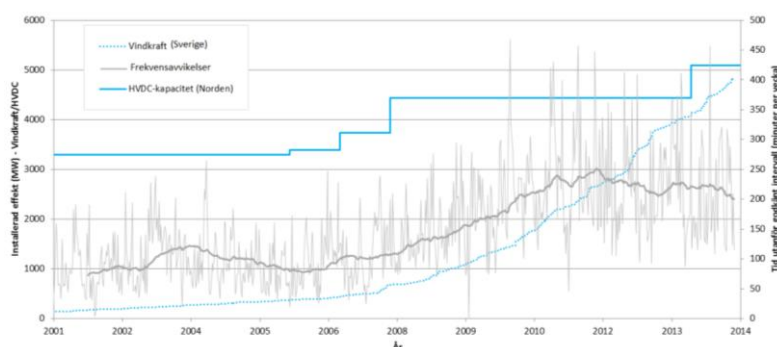
Om exempelvis tillförd effekt plötsligt skulle minska, till exempel genom att en viss produktionsenhet (till exempel ett kärnkraftverk eller vattenkraftverk) kopplas bort, kommer således frekvensen i systemet att minska. Alla synkrongeneratorer som är kopplade till systemet kommer då att rotera långsammare då rotationshastighet och frekvens hänger ihop för synkrona maskiner. Denna energi har då avgetts till nätet i form av elektrisk produktion och därmed i viss mån motverkat den plötsliga produktionsminskningen.

Mycket av den planerbara elproduktion är så kallat synkront ansluten till elnätet där frekvensen helt enkelt blir ett mått på hur fort generatorerna i systemet roterar. Det innebär i korthet att när en generator är infasad på nätet så roterar de i takt med alla andra generatorer i nätet. Tack vare detta bidrar dessa, oftast stora och tunga, synkrongeneratorer inte bara med effekt utan även med frekvensstabilitet och rotationsenergi (svängmassa) till systemet. Skulle andra generatorer kopplas ifrån och sluta driva på rotationen så fortsätter alltså de kvarvarande generatorerna att rotera med ungefär samma hastighet som tidigare och därmed bidra till frekvensstabiliteten och spänningsstabiliteten. Detta är viktigt för att upprätthålla stabiliteten och för att möjliggöra en ökad överföring från norr till söder.

I takt med att en allt större andel el produceras med mer variabla kraftslag, främst vindkraft, ökar också utmaningarna med att hålla frekvensen i normaldrift.⁸⁶ Nedan visas hur det svenska elsystemet allt oftare hamnar i störd drift då frekvensen går utanför 49,9 Hz och 50,1 Hz (figur 32) och hur detta sker allt oftare i ett system med minskad rotationsenergi (figur 33).



Figur 32. Frekvens i elsystemet 2019-07-23. Källa: Siemens presentation SBHUB 28 april 2020.



Figur 33. Utvecklingen av frekvensavvikelse, installerad vindkraft och HVDC-kapacitet under 2001 - 2014 samt antalet minuter per vecka som frekvensen varit utanför normaldriftsintervallet mellan 49,90 och 50,10 Hz. Källa: SvK (2015).

För att upprätthålla stabilitet i systemet finns ett antal olika stödtjänster. Dessa beskrivs i avsnittet nedan.

⁸⁶ SvK (2015)

3.3. Frekvensrelaterade stödtjänster för att stabilisera systemet

Stödtjänster (tidigare kallat systemtjänster) är ett samlingsnamn för de tjänster som behövs för att stödja kraftsystemet i dess strävan efter stabilitet och avser vanligtvis den balansering som sker mellan konsumtion och produktion *inom* timmen, på minut- och sekundnivå. De vanligaste stödtjänsterna avser frekvensreglering där reserver köps upp via balanseringsmarknader för att hantera frekvensavvikelser av olika omfattning i tid och magnitud. De automatiska reserverna startar på några sekunder och de manuella vanligen inom 15 minuter. Den manuella effektreserven består av (i) en reglerkraftmarknad med frivilliga bud, (ii) en störningsreserv med ett antal gasturbiner och (iii) en så kallad effektreserv som innebär att Svenska kraftnät har upphandlat en strategisk reserv som ska kunna användas i händelse av effektbrist under kalla vinterdagar.

Snabba frekvenshållningsreserver är avsedda att hantera störningar inom sekunder och kan antingen bidra med en kontinuerlig dämpning av vardagliga småstörningar och den naturliga stokastiska variationen som alltid förekommer, såsom frekvensregleringsreserven FCR–N (eng. Frequency Containment Reserve – Normal). För att hantera allvarigare störningar som exempelvis bortfall av en större produktionsenhet eller större lastobjekt krävs en momentan (omedelbar) störningsreserv, FCR–D (eng. Frequency Containment Reserve – Disturbance) som kan bidra till kraftsystemets förmåga att förbli stabilt den allra första tiden efter att det utsatts för en större störning – så kallad transient frekvensstabilitet.⁸⁷ Sedan sommaren 2020 finns även en snabb frekvensreserv, FFR (eng. Fast Frequency Reserve), vars syfte är att hantera snabba obalanser (inom sekunden) för att motverka inverkan av minskad rotationsenergi i systemet.

Medelsnabba återställningsreserver är en form av balanseringstjänst som hjälper till att återställa frekvensen till normalläge på en tidshorisont upp till 15 minuter efter att en störning inträffat. Dessa reserver utgörs av de automatiskt och manuellt aktiverade frekvensåterställningsreserverna, aFRR respektive mFRR, (eng. Frequency Restoration Reserves). De är också nödvändiga för att återställa de frekvenshållningsreserver som använts i den inledande fasen för att de ska finnas tillgängliga om det uppstår ytterligare en störning i närtid. Återställningsreserverna kan i sin tur återställas med hjälp av så kallade ersättningsreserver, RR, (eng. Replacement Reserves) som bidrar med aktiv effekt. Ersättningsreserver finns ännu inte tillgängliga som balanseringstjänst på den nordiska marknaden.

Redogörelsen i figur 34 nedan sammanfattar de olika reserverna.

⁸⁷ SvK (2019e)

RESERVER	SYFTE	MINSTA BUD	AKTIVERING	VOLYMKRAV
FFR	Automatisk stödtjänst som hanterar de inledningsvis snabba och djupa (transienta) frekvensförändringar som kan uppstå vid fel vid låg nivå av rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet. Implementerades under våren 2020.	Frivilliga bud	Full aktiveringstid (ett av de tre alternativen kan väljas): 0,7 sekunder vid 49,5 Hz 1,0 sekunder vid 49,6 Hz 1,3 sekunder vid 49,7 Hz. Uthållighet: 30 sek alternativt 5 sekunder Repeterbarhet: Redo för återaktivering inom 15 minuter.	Inga krav. Avtalsperioden är juni-september 2020 med option om förlängning till och med april 2021. Svenska kraftnät har antagit anbud sammanlagt 70,3 MW.
FCR-N	Automatisk stödtjänst som stabiliserar frekvensen vid små förändringar i förbrukning eller produktion. Ska klara att reglera upp och ned.	0,1 MW	Automatiskt vid frekvensavvikelse inom 49,90 – 50,10 Hz. 63% inom 60 s och 100 % inom 3 min.	Cirka 200 MW för Sverige
FCR-D	Automatisk stödtjänst som stabiliserar frekvensen vid driftstörningar.	0,1 MW	Automatiskt vid frekvensavvikelse under 49,90 Hz. 50 % inom 5 s och 100 % inom 30 s.	Cirka 400 MW för Sverige
aFRR	Automatiskt aktiverad stödtjänst som återställer frekvensen till 50 Hz. Godkändes av EU (ACER) i augusti 2020 för att ingå stödtjänst på en gemensam nordisk kapacitetsmarknad.	5 MW	Automatiskt via central styrsignal när frekvensen avviker från 50,00 Hz, under de timmar reserven upphandlas. 100 % inom 120 s.	Cirka 150 MW i Sverige
mFRR	Manuell stödtjänst som avlastar de automatiska stödtjänsterna och återställer frekvensen till 50 Hz. Utgör reglerkraftmarknaden.	10 MW (5 MW i SE4)	Manuellt efter begäran från Svenska kraftnät. Inom 15 min.	Inga krav.

Figur 34. Reserver för frekvensreglering (FFR & FCR) samt balanskapacitet (FRR). Källa SvK (2019b).

3.4. Reserver för nätkapacitet, störningar och säsonger

Det har under lång tid pågått en diskussion om huruvida införandet av en kapacitetsmarknad är en lämplig åtgärd för att adressera obalans mellan utbud och efterfrågan.⁸⁸ En sådan kapacitetsmarknad skulle innebära att elproducenter får betalt – ges kapacitetsersättningar – för att garantera att det alltid finns kraftverk tillgängliga när behov uppstår, det vill säga oberoende av väder och vind. Anledningen till kontroversen är att detta går emot den grundläggande principen om en elmarknad baserad på energy only, det vill säga levererad el, så att en elproducent även ges möjlighet att få ersättning för att ha en anläggning tillgänglig (utanför marknaden) oavsett om den går i drift eller ej.⁸⁹ Kapacitetsmarknader stör dock den normala marknadsfunktionen och innebär en viss risk för överinvesteringar i produktionskapacitet som inte är efterfrågad av marknaden och att detta sett över tid är en dyr lösning. EU-kommissionen, EU:s energireglerare (ACER) och konkurrensmyndigheter

⁸⁸ Se t.ex. Hagman (2016)

⁸⁹ Se t.ex. Copenhagen Economics (2016)

inom EU är därför generellt negativa till att kapacitetsmarknader etableras.⁹⁰ I och med EU:s nya Elmarknadsförordning (art. 21) är dock tillåtet att – som en sista utväg för att undanröja resurstillräcklighetsproblem – införa kapacitetsmekanismer. Att införa sådana är dock kopplat med ett antal krav, inte minst att behovet ska kunna påvisas och mekanismens potential att lösa problemet ska vara tydligt.⁹¹

Efter en längre ansökningsprocess⁹² stod det i augusti 2020 klart att SvK, tillsammans med sina nordiska motsvarigheter, kunde påbörja arbetet med att implementera och etablera en gemensam nordisk marknad för stödtjänsten aFRR (automatisk frekvensåterställningsreserv) inom ramen för det nordiska samarbetet NBM (Nordic Balancing Model). Elmarknadsförordningen innebär dock andra förändringar kopplat till de svenska strategiska (effekt)reserverna.

Nätkapacitetsreserver infördes inför reglerperioden 2020–2023 på grund av ökat effektbehov som ett resultat av urbanisering och digitalisering. Detta i samband med minskad lönsamhet i kraftvärmen och nekad abonnemangshöjning från transmissionsnätet skapade en akut nätkapacitetsbrist. Nätkapacitetsreserven är till för att undvika denna brist då elnätsbolag som ser abonnemangshöjning som en nödvändighet – som sista utväg – ska kunna upphandla en kapacitetstjänst på förhand för att vara tillgänglig för leverans under tider då behovet uppstår. Fördelen för elnätsägaren är att kostnaden för den upphandlade tjänsten kan bokföras inom intäktsramen som opåverkbara kostnader, vilket betyder att den kan fördelas över deras kundkollektiv.

Kapacitetstjänsten ska vara teknikneutral vilket innebär att även förbrukningsreduktion ska tillåtas och i strävan att värna om jämlik konkurrens får tjänsten som erbjuds av producenten eller förbrukaren inte erhålla någon ersättning från grossistmarknaden eller balansmarknaden. Detta skulle kunna innebära en form av ”dopning” där vissa tjänster skulle kunna erbjudas under marknadspris eftersom de redan fått kostnadstäckning på annat håll. Samtidigt pågår ett intensivt arbete inom Ei kring synen på nätkapacitetsreserv och huruvida en sådan är att betrakta som en kapacitetsmekanism (en strategisk reserv för att hantera ett resurstillräcklighetsproblem) eller ej eftersom detta kringgår dagens marknadsmodell där handel sker med energi, ej effekt, (energy only) och att Sverige inte kan anses ha ett resurstillräcklighetsproblem förutom under vinterns topplasttimmar, utan snarare interna leveransproblem och flaskhalsar.

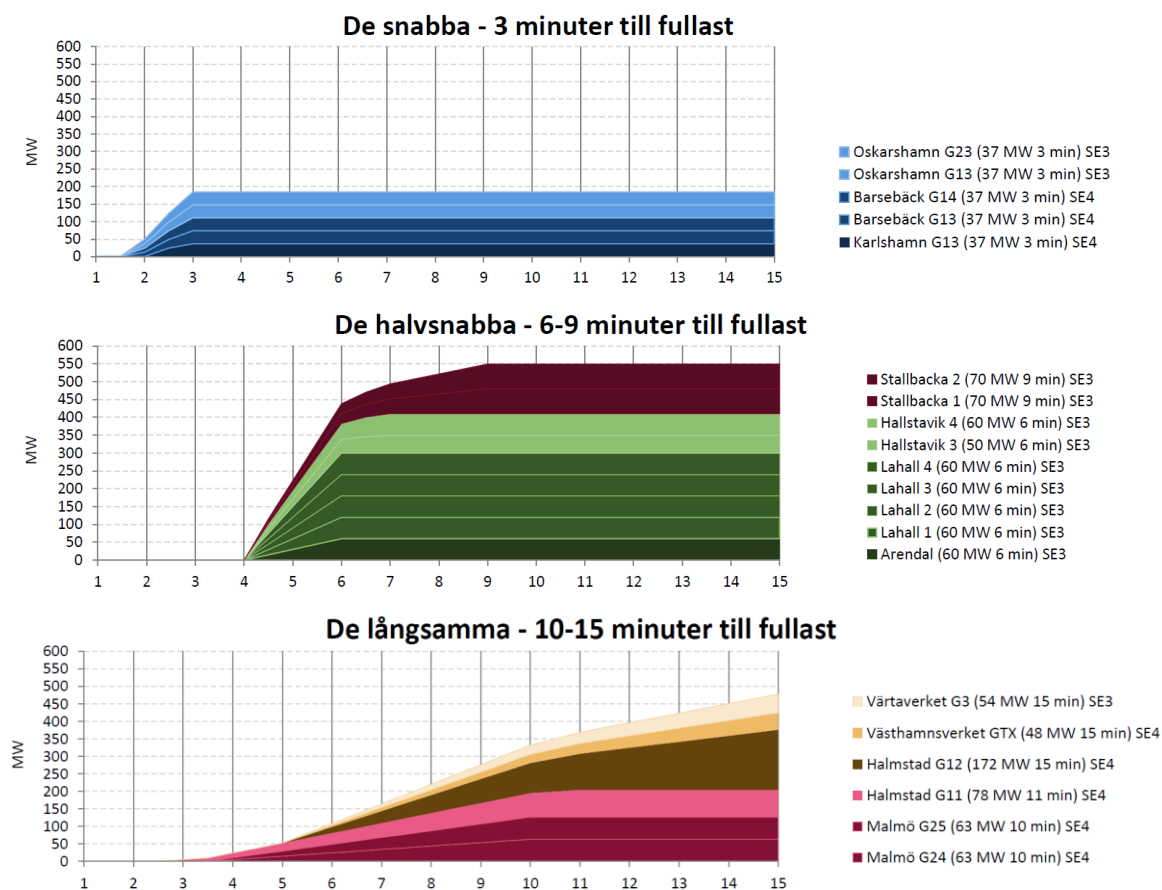
Störningsreserven är en resurs som Svenska kraftnät har att tillgå om exempelvis elproduktion faller bort eller det blir fel på transmissionsnätets ledningar och det uppstår störningar i driften av elsystemet. Kravet på resurserna som ingår i störningsreserven är att de ska kunna aktiveras inom 15 minuter och utgörs i huvudsak av gasturbiner, eftersom de kan startas mycket snabbt och börja producera el vilket illustreras i figur 35 nedan. Svenska kraftnät ansvarar för att kraftsystemet alltid kan hantera störningar och snabbt återställas till normaldrift. Om buden på reglerkraftmarknaden inte räcker till för att åtgärda störningen aktiveras störningsreserven – som idag består av en installerad effekt på 1450 MW i elområdena SE3 (900 MW) och SE4 (550 MW) – och får systemet i balans.⁹³

⁹⁰ Se K Konkurrensverket (2018)

⁹¹ EU (2019b)

⁹² SvK [Nyhet](#) om Gemensam kapacitetsmarknad för aFRR

⁹³ 1450 MW baseras på det största dimensionerande felet i Sverige vilket i normalfall utgörs av Oskarshamn 3.



Figur 35. Störningsreservens anläggningar samt tid till maxeffekt. Källa: SvK (2019c)

Störningsreserven utgör också en substantiell del av kapaciteten i den manuella återställningsreserven (mFRR). I dagsläget råder emellertid ett underskott på mFRR-kapacitet i störningsreserven som bland annat beror på att gasturbinerna, med en medelålder på dryga 40 år, allt oftare är otillgängliga på grund av nödvändiga underhållsåtgärder. Åtgärder har därför vidtagits för att upphandla renodlad mFRR-kapacitet i omfattningen 300 MW för SE3 och SE4. Vare sig störningsreserven eller mFRR innehåller i dag någon förbrukningsreduktion, men det skulle vara fullt möjligt med den här formen av inslag.

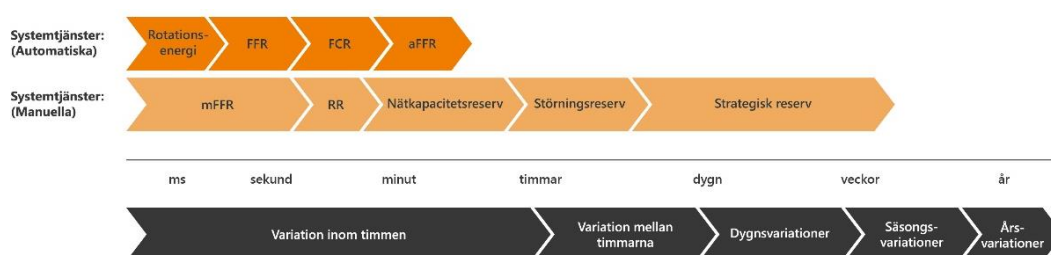
Den nationella effektreserven används för att lösa situationer som uppstår när de balansansvarigas resurser för att upprätthålla effektbalansen inte räcker till, främst under mycket kalla och vindstilla vinterdagar. Reserven utgörs av olika former av avtal med aktörer på elmarknaden som antingen kan tillföra elproduktion eller minska sin elförbrukning och syftar till att hantera situationer då elförbrukningen ser ut att överstiga produktionen av el. För att lösa sådana situationer beslutade riksdagen 2003 om lagen (2003:436) om effektreserv vilket innebar att Svenska kraftnät fick i uppdrag att upphandla en kortsiktig effektreserv om högst 2 000 megawatt (MW) per år som skulle finnas tillgänglig mellan den 16 november och den 15 mars, det vill säga under den kallaste årstiden. Lagen om effektreserv skulle inledningsvis gälla i fem år, till mars 2008. Alternativa lösningar utvecklades dock inte och lagen förlängdes i omgångar för att ge utrymme för en successiv övergång till en marknadslösning, genom en stegvis nedtrappning av effektreserven. Den politiska inriktningen just nu är att giltighetstiden för effektreserven ska förlängas till och med den 15 mars 2025. Kraven

för effektreserven är att den upphandlade kapaciteten i normalfall ska hållas under totalt 750 MW, att minst 25 procent ska utgöras av förbrukningsreduktion och att budgivarens resurser ska utgöra ett komplement till den övriga produktionskapaciteten som finns.

Karlshamnsverket (som ägs av Sydkraft Thermal Power AB) är ett oljeeldat kraftverk och utgör navet i den svenska effektreserven. För vintern 2019/2020 hade Svenska kraftnät avtalat 562 MW tillgänglig kapacitet från verket samt kompletterande 190 MW i förbrukningsreduktion från tre aktörer i SE3 och SE 4. Effektreserven har dock inte aktiverats sedan vintern 2013/2014. I och med att den nya EU-förordningen om den inre marknaden för el⁹⁴ trädde i kraft i juni 2019 definieras numera effektreserven som en så kallad strategisk reserv vilket får implikationer på bland annat tillvägagångssättet för upphandling av effektreserv (kopplat till kraven på leveranssäkerhet/tillförlitlighetsnorm) samt att möjligheten att använda förbrukningsreduktion som del i reserven tas bort eftersom resurser inom en strategisk reserv inte får finnas tillgängliga på grossistmarknaden.

Därutöver finns ett antal **skyddsåtgärder** som vidtas för att förhindra att frekvensen når nivåer där bortkoppling av generatorer och förbrukning tvingas fram. Sådana åtgärder kan till exempel vara nödeffekt från likströmsförbindelser (primärt från utlandet) och automatisk förbrukningsfrånkoppling (vilket aktiverar Styrel)⁹⁵.

Generellt kan sägas att det finns ett antal typer av obalanser som måste hanteras och att olika reserver i olika hög grad är tillämpbara som åtgärder; prognosfel i utfallet mellan tillförd och uttagen effekt på lång sikt; strukturella (marknadsrelaterade eller tekniska) begränsningar på lång till medellång sikt; driftstörningar vid större oplanerade, och mindre stokastiska, händelser med snabba åtgärdsbehov. Figur 36 nedan sammanfattar de olika systemtjänsterna och vilka variationer de är avsedda att hantera samt inom vilka tidshorisonter de är relevanta.



Figur 36. Översikt systemtjänster och variationshantering från ms till år. Källa: Sweco (2017).

⁹⁴ EU 2019/943 (EU 2019b), Artikel 23 §1e slår fast att "De resurser som ingår i den strategiska reserven ska hållas utanför marknaden" samt i Artikel 25 §1 att "När medlemsstater tillämpar kapacitetsmekanismer ska de ha en tillförlitlighetsnorm."

⁹⁵ Styrel är en planeringsprocess inom vilken en rad aktörer tar fram underlag för att kunna prioritera samhällsviktiga elanvändare vid en manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK). Syftet med styrelplaneringen, som leds av Energimyndigheten, är att lindra samhällskonsekvenserna som uppstår om MFK behöver tillgripas vid en elleffektbrist.

3.5. Icke-frekvensrelaterade utmaningar

Till skillnad från de frekvensrelaterade stödtjänsterna, beskrivna ovan, är icke-frekvensrelaterade tjänster avsedda att hantera exempelvis kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift, snabba inmatningar av reaktiv effekt samt spänningsreglering i stationärt tillstånd. Detta görs för att upprätthålla en annan typ av stabilitet i kraftsystemet.

Rotorvinkelstabilitet är det begrepp som används för att beskriva kraftsystemets förmåga att dämpa de effektpendlingar som kan uppstå mellan olika generatorer. Elnätet som binder samman generatorerna fungerar som ett fjädrande system och vinkelskillnaden mellan generatorernas rotor beror dels på effektöverföringen i nätet, dels på det elektriska avståndet. Ju mer effekt som överförs, desto mer ökar skillnaden i vinklar, men vinklarna ökar också ju längre effekten överförs.

Vid störningar i systemet kommer rotorvinklarna plötsligt att förändras och det kan uppstå effektpendlingar mellan generatorerna när de hittar sina nya arbetspunkter. Vanligen hittas ett nytt stabilt läge genom att effektpendlingar som följer av störningen dämpas ut och rotorvinklarna förblir synkroniserade. Blir rotorvinkelskillnaderna eller effektpendlingarna för stora kan det leda till instabilitet och systemkollaps. Den elproduktion som nu tillkommer (sol och vind) är ofta inte synkront ansluten till nätet utan genom olika former av kraftelektronik. Dessa bidrar därför inte på samma sätt med kortslutningseffekt till kraftsystemet som den elproduktion den ersätter.

Spänningsstabilitet som begrepp berör ett kraftsystems förmåga att i samtliga punkter upprätthålla stabila och acceptabla spänningar samt dess förmåga att återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. Spänningsstabilitet omfattar både spänningshållning och spänningskollaps. Spänningshållning beskriver kraftsystemets förmåga att kontinuerligt hålla spänningssteg och spänningsnivåer inom fastställda och acceptabla intervall vid förändringar i produktion, förbrukning, nättopologi eller i händelse av fel.

Anläggningarna i kraftsystemet är konstruerade för ett visst spänningsintervall och avvikelser ger upphov till försämrad effektivitet men kan också medföra förkortad livslängd eller plötsliga haverier. Spänningsstabilisering kan ske automatiskt genom spänningsjustering i generatorer samt manuellt genom reaktiv effektbalansering, en utmaning är dock att alltmer elproduktion är decentraliserad och småskalig vilket innebär att den ansluts till lokal- eller regionnät medan spänningsstabilisering kräver synkrongeneratorer direkt anslutna till transmissionsnätet.

En för hög spänning ökar koronaförlusterna och kan orsaka anläggnings- och personskador medan en för låg spänning leder till högre överföringsförluster, lägre överföringskapacitet och höjer risken för spänningskollaps. Spänningen får inte heller ändras i för stora steg eftersom det påverkar kundernas elkvalitet. Risk för spänningskollaps uppkommer när spänningen i ett nätområde sjunker kraftigt samtidigt som effektöverföringen på områdets ledningar är hög. Om det saknas tillräcklig överföringskapacitet och tillräckliga aktiva och reaktiva effektresurser, som kan avlasta kraftsystemet och stötta spänningen i nätområdet, kan detta leda till en spänningskollaps.

Det är avgörande för kraftsystemets spänningsprestanda att det finns tillräckliga resurser för att justera den reaktiva effektbalansen och för att automatiskt reglera spänningen. Resurserna kan dock inte finnas på godtyckliga platser i kraftsystemet utan det krävs att varje regionalt nätområde är i reaktiv balans. Anledningen är att reaktiv effekt i praktiken inte kan överföras över stora avstånd. Det är

alltså viktigt att den reaktiva effekten produceras eller konsumeras på rätt ställen i nätet. Denna nödvändiga geografiska spridning av de reaktiva effektresurserna är förklaringen till att det inte lämpar sig att ha en marknadsplats för reaktiv effekt. Risken för spänningskollaps begränsar tidvis överföringskapaciteten mellan vissa elområden till ett lägre värde än vad som skulle varit fallet om ledningarnas termiska kapacitet kunnat nyttjas. Detta var fallet under sommaren 2020 vilket behandlas kortfattat i avsnittet nedan.

3.6. Leveranssäkerhet, drifttillstånd och N–1-kriteriet

Elkraftsystemets **leveranssäkerhet** kan beskrivas som ett mått på hur väl kraftsystemet utför sin funktion och under vilka förutsättningar kraftsystemet ska kunna fortsätta leverera el till användarna.⁹⁶ Ytterst handlar det om riskacceptans där en avnämare behöver sätta upp vilken nivå på leveranssäkerhet som är rimlig – och därmed till vilket pris. En nollvision, det vill säga ett system fritt från avbrott och störningar, är en mycket kostsam målsättning och skulle, om det var aktuellt, behöva kompletteras med en rad konkreta åtgärder och förtydliganden av ansvar och roller. Sverige har idag inget explicit leveranssäkerhetsmål, vilket påtalats som ett behov av från olika håll⁹⁷, eftersom detta skulle skapa förutsättningar för en gemensam referenspunkten för alla parter i kraftsystemet som får styra alla aktörers beslut och processer planering, beslut, riskstyrning till förvaltning av kraftsystemet.

I väntan på ett sådant mål, eller en tillförlitlighetsnorm, vilken nu diskuteras inom EU,⁹⁸ brukar leveranssäkerhet istället beskrivas som en kombination av de kortsiktiga drifttillstånden, för vilka Svenska kraftnät ansvarar och att det – över tid – finns en kapacitet att leverera effekt och energi (tillräcklighet på marknaden) i en omfattning som speglar samhällets behov av el. Figur 37 illustrerar hur Svenska kraftnät ser på begreppet leveranssäkerhet och relationen mellan tillräcklighet och driftsäkerhet.



Figur 37. Modell för att beskriva leveranssäkerhetens delar och beroenden. Källa: SvK (2019b).

⁹⁶ Se Bergman & Diczfalusy (2020) för en översikt

⁹⁷ Se t.ex. [Energiföretagen](#); [IVA](#); [Svenskt Näringsliv](#); [Riksrevisionen](#) och [SvK](#)

⁹⁸ EU (2019b)

Energitillräcklighet handlar om hur resurserna ska räcka till över längre tid. I system med en stor andel vattenkraft där elproduktionen kan variera kraftigt mellan olika år beroende på nederbörd är energitillräcklighet en viktig fråga. Vid torrår måste elförsörjningen kunna täckas med andra kraftslag inom landet eller genom import. Historiskt har fossil kraft använts som säkerhet inför torrår i Sverige.

Effektillräcklighet innebär elsystemet ska vara i balans så att tillförseln av el motsvarar förbrukningen i varje ögonblick. Det måste finnas tillräckligt med effekt i systemet. Tillförseln kan ske genom elproduktion i kraftverk inom landet, import via kablar från omkringliggande länder eller via lager. För att effekthalansen ska kunna upprätthållas på kort sikt behövs anläggningar som kan följa efterfrågans variation ända ned på sekundnivå eller att efterfrågan anpassas till utbudet. På längre sikt krävs investeringar så att effekthalansen kan upprätthållas.

Nätillräcklighet innebär att elen ska nå ut till kunderna vilket kräver att det finns ledningar och att ledningsnätet har tillräcklig kapacitet. Investeringar måste ske fortlöpande så att näten kan anpassas till de förändringar som sker avseende befolkningsutveckling, teknisk utveckling och den omställning som sker till mer distribuerad och icke planerbar elproduktion. Ett effektivt elnät är en förutsättning för att kunna använda produktionsresurser på ett kostnadseffektivt sätt.

Samtidigt är det viktigt att betona att elnätsföretag på såväl transmissionsnivå som inom distributionsnäten inte har rådighet över den del av tillräcklighet som rör produktionskapacitet. Det är elmarknaden som ska hantera tillräcklig produktionskapacitet och är denna otillräcklig för att möta efterfrågan kommer det att påverka kraftsystemets driftsäkerhet vilket Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet måste hantera. Samtidigt säkerställer driftsäkerheten att el kan transporteras på ett säkert och effektivt sätt så att behovet av elkraft för landets förbrukare kan mötas.

För att kraftsystemet ska kunna utföra sitt syfte, att leverera el, krävs det att samtliga tre delar - produktion, överföring och förbrukning - kan samverka på ett driftsäkert sätt. För att driftsäkerheten i kraftsystemet ska upprätthållas behöver tekniska grundläggande egenskaper uppfyllas vilka i sin tur möjliggör att handel med el kan ske på *marknadsmässiga* grunder. Om händelser sker som gör att dessa tekniska villkor inte uppfylls måste den systemansvariga myndigheten ingripa och vidta åtgärder, även utanför marknadens villkor. Åtgärderna ska syfta till att säkerställa att kraftsystemet stannar i eller återgår till normaldrift. Om inte kraftsystemet har verktyg och åtgärder för att behålla eller ta tillbaka kraftsystemet till normaldrift kan komponenter eller delar av kraftsystemet skadas eller kopplas bort.

Systemdrifttillstånd

En av Svenska kraftnäts uppgifter är att säkerställa att kraftsystemet är inom acceptabla driftgränser vilket i sin tur blir en avgörande faktor för hur mycket kapacitet som kan tillgängliggöras till marknaden (och följaktligen hur stora begränsningar som behöver göras i överföringskapacitet såväl nationellt inom transmissionsnätet som tilldelning på utlandsförbindelser). För att planera en rimlig nivå av åtgärder används systemdrifttillstånden som metod för att värdera vad som är att anse som en rimlig driftsäkerhet. Syftet med systemdrifttillstånden är beskriva förmågan att förebygga och säkerställa tillräcklig frekvensstabilitet, skydda kraftsystemet avseende frekvensstabilitet om ett fel skulle uppstå samt begränsa konsekvenserna om felet inte hanteras av de förebyggande och skyddande åtgärderna. Detta för att säkerställa att alla rimliga åtgärder har vidtagits så att kraftsystemet kan förbli i normaldrift eller tas tillbaka till normaldrift.

I enlighet med EU-förordningen⁹⁹ om riktlinjer för driften av elöverföringssystem definieras det svenska elsystemet utifrån fem drifttillstånd; normaldrift, skärpt drift, nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad. Åtgärder som vidtas kan därför ses som antingen *förebyggande* (i normaldrift och skärpt drift) eller *avhjälpan* (nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad). Föreliggande rapport fokuserar på lösningar inom normaldrift, men avsnittet nedan ger en kort beskrivning av samtliga drifttillstånd.



Normaldrifttillstånd: Kraftsystemet körs inom definierade driftsäkerhetsgränser och har tillräckliga aktiva och reaktiva reserver för att klara dimensionerade händelser för att upprätthålla N-1 kriteriet avseende spänning, frekvens och effekt. Normaldrift för frekvens är stationärt mellan 49,90 Hz och 50,10 Hz, men drifttillståndet bestäms också av hur länge en avvikelse från det här frekvensbandet varat (se bild). Liknande gränser finns för spänning, effekt och överlast.

Skärpt drifttillstånd: Systemet befinner sig inom gränserna för driftsäkerhet, men en oförutsedd händelse, om den inträffar, kommer inte att kunna avhjälpas för att upprätthålla normaldrifttillståndet (kravet på N-1 uppfylls inte). I skärpt drift är fortfarande kraftsystemet inom driftsäkerhetsgränserna.

Nöddrifttillstånd: Nöddrift innebär att minst en driftsäkerhetsgräns har överträtts och att någon av åtgärderna i systemskyddsplanen har aktiverats. En sådan åtgärd kan exempelvis vara manuell förbrukningsfrånkoppling. Har den aktiverats är kraftsystemet inom nöddrift.

Nätsammanbrott: Driften i hela eller delar av överföringssystemet avbryts. Vid nätsammanbrott påverkas många av elavbrott; antingen att hälften av förbrukningen står utan el, eller att spänningslöshet i minst tre minuter lett till att återuppbyggnadsplanen aktiverats.

Återuppbyggnadstillstånd: All verksamhet i överföringssystemet syftar till att återupprätta systemdriften och bibehålla driftsäkerheten efter ett nätsammanbrott eller ett nöddrifttillstånd.

Systemets drifttillstånd avgörs utifrån aktuella värden på de elektriska storheterna, avhjälpan åtgärder, systemets reserver, tillgänglighet av medel, verktyg och anläggningar i kraftsystemet samt så kallade dimensionerande felfall vilket beskrivs i korthet nedan.

Om N-1 och hantering av felfall

Som systemansvarig myndighet är det Svenska kraftnätets ansvar att hålla systemet i normaldrift. Detta ska företrädesvis göras genom att anskaffa och aktivera stödtjänster, men i de fall det inte går att skapa en frivillighet genom marknadsmässigt förfarande kan Svenska kraftnät anskaffa dessa lösningar genom olika former av icke marknadsbaserade (avhjälpan) åtgärder. En sådan åtgärd kan till exempel vara att begränsa så kallade dimensionerande fel för att behålla förmågan att upprätthålla stabilitet även när kraftsystemet utsätts för en stor störning i form av en stegvis obalans, såsom bortkoppling av en stor produktionskälla.

⁹⁹ EU (2017)

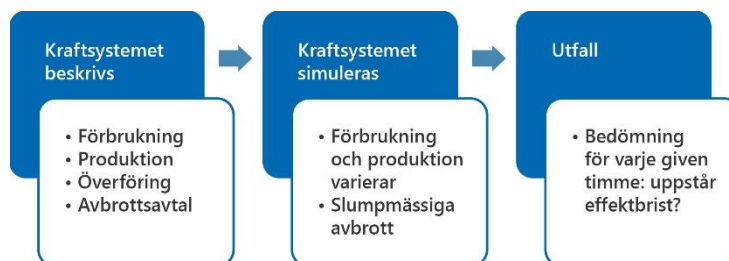
Enligt det regelverk som styr Svenska kraftnäts verksamhet måste överföringssystemet kunna hantera vanligt förekommande samt tänkbara felfall (N-1 fel) *utan att lämna normaldrift*. Sådana felfall får inte riskera att koppla bort kunder. Det innebär att det behöver finnas stödtjänster och avhjälpande åtgärder för att klara ett bortfall av till exempel en kärnkraftsreaktor eller transmissionsledning, utan att förbrukningsfrånkoppling sker. På så sätt får kraftsystemet en marginal för att klara av att det dimensionerande felfallet inträffar utan att ett sådant felfall sprider sig och får konsekvenser som gör att kraftsystemet övergår till skärpt drift eller nöddrift.

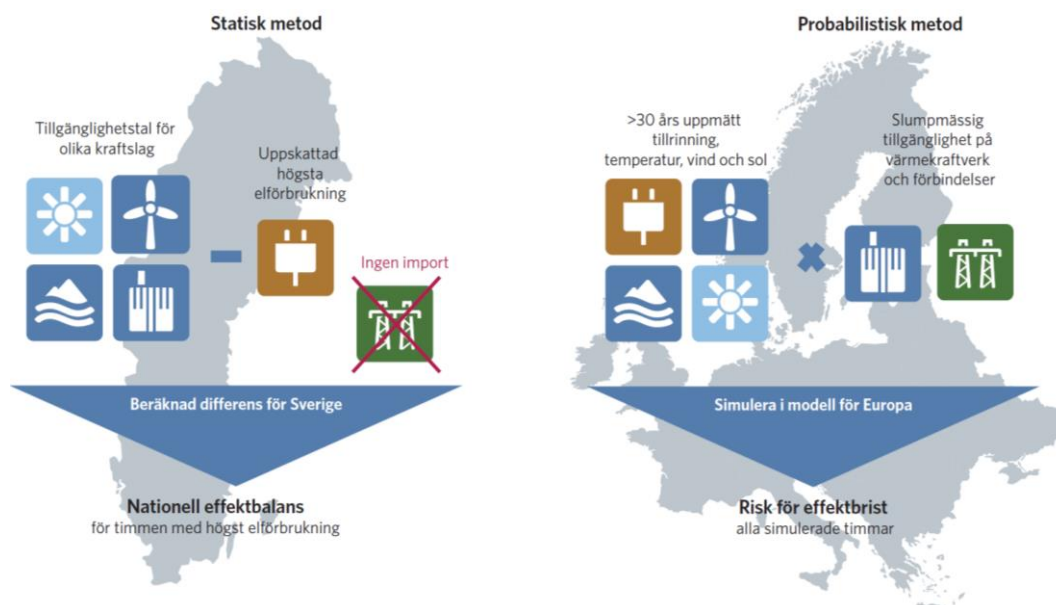
I Sveriges (och nordens) fall innebär N-1 i princip att det dimensionerande felfallet är ett bortfall i den största produktionsenheten, vilket är Oskarshamn 3 (OKG3) eller någon av de stora ledningarna som för över kraft från norr till söder. Eftersom reaktorn är den största produktionsanläggningen i Norden, utgör den också referensen för systemoperatören att kunna parera eventuella avvikelser.

Fördelar med N-1-metoden (statisk metod) är att det är relativt enkelt att både förstå och utvärdera om systemet befinner sig i N-1. En stor nackdel med N-1 är att metoden är deterministisk och inte tar hänsyn till sannolikheten eller konsekvensen av olika felfall. Detta kan i många fall leda till onödigt höga kostnader för att hålla olika typer av reserver och svårigheter att utföra nödvändiga underhållsåtgärder som kräver avbrott. Dessutom skulle det kunna leda till ett uteblivet 'priskryss' alltså en situation där utbud och efterfrågan inte lyckas mötas vilket skulle kunna riskera spänningsstabilitet och därmed försätta systemet i ett skärpt drifttillstånd.

Därför pågår sedan ett par år ett arbete kring kostnadseffektiv leveranssäkerhet där den statistiska metoden till exempel kan kompletteras med en så kallad

probabilistisk riskmetod, beskriven i rutorna bredvid.. En sådan metod uppskattar hur stor del av tiden som faktisk effektbrist uppstår *inom varje elområde*, vilket i förlängningen skulle kunna innebära lastfrånkoppling. Timme för timme utvärderar modellen om förbrukningen i varje elområde kan tillgodoses. Denna metod tar alltså hänsyn till import/exportkapacitet mellan elområden samt både nationella och utländska produktionsresurser, samt oplanerade avbrott på både produktion och överföringsförbindelser. Figur 38 visar skillnaderna mellan de två metoderna schematiskt.





Figur 38. En probabilistisk riskbedömning möjliggör ett effektivare nyttjande av elnätet och har en bredare systemgräns som sträcker sig över Europa. Källa: SvK (2019b).

Leveranssäkerheten i SE4 under sommaren 2020

I början av juni meddelade Svenska kraftnät¹⁰⁰ om större begränsningar i överföringskapaciteten mellan elområden. Orsakerna var flera, ett antal kärnkraftverk i Sverige hade förlängt sina årliga revisioner, underhåll genomfördes på transmissionsnätet och de låga elpriserna hade gjort det olönsamt att producera el under vissa perioder. För SE4 (södra Sverige) innebar detta två utmaningar, dels en minskad överföringskapacitet från överskottsområdena i de norra delarna av landet, dels en minskad elproduktion under delar av sommaren.

Det kan låta motsägelsefullt; att begränsa överföringen från norra Sveriges överskott till södra Sveriges underskott. Anledningen till detta kan kortfattat beskrivas som bristen på reaktiv effekt. För att kunna ha en hög överföring behövs en stabil spänning i södra Sverige. Reaktiv effekt kan inte överföras över stora avstånd vilket innebär att det måste finnas kraftverk som kan bidra med sådan effekt utspritt längs med transmissionsnätet. Kärnkraften utgör till stora delar just denna reaktiva effekt i södra Sverige och när den ligger ner ökar utmaningen med spänningsstabilitet.¹⁰¹

Som systemansvariga är Svenska kraftnät och region- och lokalnät ansvariga för att den fysiska leveransen av el genomförs, oavsett marknadsutfall. Det är då viktigt att åtgärder är planerade och anskaffade för att ha möjlighet att förebygga och hantera felfall om de uppkommer samt kunna återbygga systemets fysiska elleverans om den skulle falla. I driftsituationer med lägre tillgång av rotationsenergi i elkraftsystemet bedömer Svenska kraftnät tillsammans med övriga systemansvariga i Norden att elkraftsystemet inte klarar bortfall av den största produktionsenheten utan att frekvensen riskerar att sjunka under 49,0 Hz.

¹⁰⁰ SvK [nyhet](#) om Minskad överföringskapacitet

¹⁰¹ SvK genomför just nu ett projekt för att säkra reaktiv effekt som ska stabilisera spänningen i sydvästra Sverige. Se ytterligare information om projektet i [Stenkullen](#) på SvK:s hemsida.

I dessa driftsituationer är det i de flesta fall inte tillräckligt att använda mer av dagens typ av reserver. Ett ”lätt” kraftsystem reagerar snabbare vid ett fel och många av dagens typ av reserver (förutom FFR beskriven ovan) har inte tillräckligt snabb responstid för att återställa kraftsystemet till ett stabilt drifttillstånd. Det innebär bland annat att anskaffa avhjälpande åtgärder i form av avtal med producenter av planerbar elproduktion och tydligare överenskommelse mellan grannländer för att få stöd via utlandsförbindelser. Som förstahandsval skulle man möta det här behovet genom att upphandla marknadsbaserade systemlösningar.”¹⁰²

Nätets överföringskapacitet beräknas dagligen, och vid behov sänks den kapacitet som tilldelas marknaden för att nätet inte ska överbelastas. Att sänka kapaciteten är en vanlig åtgärd för att inte nätet ska överbelastas. Men denna sommar är begränsningarna större än normalt och situationen går närmast att betrakta som en vintersituation. Eftersom marginalerna nu är mindre behövs extra åtgärder för att kunna hantera störningar och oförutsedda händelser. Det sker bland annat i form av avtal med producenter av planerbar elproduktion.

En sådan lösning är det avtal¹⁰³ som tecknats mellan Svenska Kraftnät och Ringhals AB om att hålla två generatorer i Ringhals 1 infasade för att tillgängliggöra dess reaktiva förmåga under avtalsperioden 1 juli till 15 september 2020. Syftet med åtgärden är att säkerställa spänningsstabilitet och kortslutningseffekten, förmågor som är viktiga för kraftsystemdriften och som inte kan säkerställas via befintliga marknadslösningar.

Utöver detta kan andra åtgärder behöva anskaffas för att bland annat upprätthålla rotationsenergi, spänning- och frekvensstabiliteten i kraftsystemet. Sveriges anslutningar till grannländer är också en viktig resurs där tydligare överenskommelser mellan grannländer kan innebära stöd via utlandsförbindelser. Inga avtal om garanterad importvolym ges mellan länder, men det som finns reglerat i och med EU:s inre marknad¹⁰⁴ är att minst 70 procent av utlandsförbindelserna ska vara tillgängliga för marknaden minst 30 procent av handelstimmen. Det innebär att förbindelserna, vid normaldrift, inte bör strypas för att lösa nationella och flaskhalsar. Generellt kan sägas att mest import under ansträngda timmar kommer från Norge. Även andra länder, såsom Danmark, bidrar tidvis med effekt under topplasttimmen, beroende på förutsättningarna just den timmen. Länder som har svag egen balans under topplasttimmen (som Finland och Tyskland) kan mer sällan förväntas ha effekt tillgänglig för export till Sverige.

Försörjningstrygghet i händelse av ofred

Fokus för denna rapport har legat på trygg elförsörjning vid normaldrift, det vill säga när elmarknaderna fungerar, när tillräcklighet och driftsäkerhet harmonierar och när fredstida lagstiftning gäller. Samtidigt är det ofrånkomligt att i arbetet göra några korta nedslag i den totalförsvarsplaneringen som återupptagits i och med en ny försvarspolitisk inriktning under 2010-talet.¹⁰⁵ Efter decennier av marknadsintegreringar och avregleringar talas allt oftare om den inneboende sårbarhet som vårt moderna samhälle behöver hantera. Minimal lagerhållning och just-in-time i kombination med en allt mindre inhemsk produktion av strategiska varor har visat sig vara dåliga strategier när ett land vill arbeta upp en större robusthet och den motståndskraft som

¹⁰² SvK [nyhet](#) om Minskad överföringskapacitet

¹⁰³ SvK [nyhet](#) om Avtal med Ringhals

¹⁰⁴ EU (2019b)

¹⁰⁵ Regeringen (2015)

Försvarsberedningen¹⁰⁶ efterlyser. Även om det finns en rad synergier mellan exempelvis försörjningstrygghet, marknadsintegrering och en fortsatt ambitiös klimatpolitik är det utifrån ett totalförsvarsperspektiv inte självklart att ett ökat beroende av import och marknadsbaserade lösningar sätter Sverige i en fördelaktig position i händelse av en energikris.

Detta gäller för energiförsörjningen i stort där en rad analyser gjorts, inte minst kopplat till ett fortsatt stort importberoende av fossila bränslen från mer eller mindre instabila länder.¹⁰⁷ Men det gäller framförallt elförsörjningen som, till skillnad från de fossila bränslena, är svår att lagrhålla och distribuera genom decentraliserade och autonoma överföringssystem. Redan 1995 presenterades delbetänkandet om Elförsörjning i ofred¹⁰⁸ i vilken det slås fast att om det saknas ”tillgång till elkraft genom det nationella elsystemet är det sannolikt ytterst svårt att lösa de uppgifter som det civila försvaret har. Skall det civila försvaret ändå kunna lösa sina uppgifter hjälpligt, behövs omfattande förberedelser, både tekniska och organisatoriska, i fred.”¹⁰⁹

Samma slutsats gäller 25 år senare. Återuppbyggnaden av ett modernt avancerat elnät som tagit katastrofal skada är i sig en mycket krävande process. Det måste balanseras från start och klara av att nyreparerade delar av nätet kopplas in allteftersom, med stora efterfrågehack som resultat. Långa utdragna bortfall av el resulterar också snabbt i improviserade lokala och individuella lösningar på privat basis, med hus och kvartersgeneratorer och byggnaden av informella lokalnät, vilket ytterligare kan försvåra efterfrågans förutsägbarhet och återuppbyggnadens framgång. Här kan skönjas en viss diskrepans mellan den snabba elektrifieringen av fordonsflottan och det civila försvarets behov av fortsatt mobilitet trots långvariga elavbrott.

Svenskt näringsliv, i sin rapport om framtidens försörjningstrygghet, landar därför i slutsatsen att det är av grundläggande betydelse för ett fungerande civilt försvar att en väsentlig del av både den lätta och tunga fordonsflottan kan använda biobränslen, fossila bränslen eller möjligen vätgas i en krigssituation.¹¹⁰ För att klara en utdragen och djup elbrist i stora delar av landet måste en tillräckligt stor del av hela transportsektorn drivas med lagringsbara bränslen, för att ett fungerande civilt försvar skall vara möjligt. I en situation där stora delar av befolkningen inte har el i några månader i sträck kommer inte fordon som använder batteridrift kunna verka mer än några timmar i krisens begynnelse.

¹⁰⁶ Regeringen (2017c)

¹⁰⁷ Jonsson m.fl. (2014)

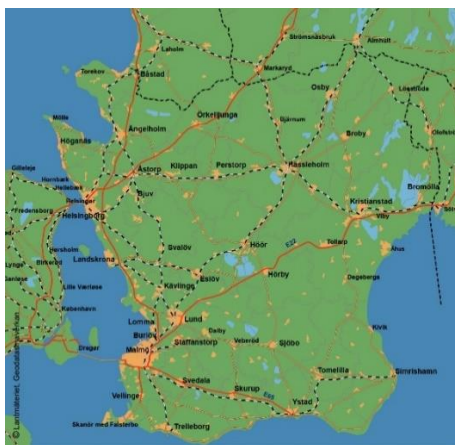
¹⁰⁸ SOU (1995:51)

¹⁰⁹ SOU (1995:51) s.11

¹¹⁰ Svenskt näringsliv (2019a)

4. SKÅNES SPECIFIKA FÖRUTSÄTTNINGAR

Skåne län är Sveriges sydligaste län med geografisk närhet till framförallt Danmark, men också Tyskland och Polen. Det geografiska läget i kombination med goda internationella vatten- och väganslutningar gör Skåne till en viktig knutpunkt till resten av Europa. Utöver detta är Skåne ett av Sveriges tre storstadslän, i och med att Malmö med sina cirka 330 000 invånare ligger i sydväst. Andra större orter i länet är Helsingborg, Lund, Trelleborg och Kristianstad. Länet består av 33 kommuner med ca 1,3 miljoner invånare och utgör en central del i den växande Öresundsregionen där den starka Hovedstadsregionen bidrar till Sveriges och Danmarks respektive BNP. Trots detta är sysselsättningen i länet lägst i landet, 76,7 procent att jämföra med riksgenomsnittet på 80 procent.



Figur 39. Karta över Skåne län samt Europavägar och järnvägsförbindelser.

Näringslivet i Skåne präglas starkt av Öresundsregionen. Pendlingen från och till Skåne samt gränsregional handel, etablering och rekrytering mellan Skåne och Danmark är viktig för den regionala utvecklingen. Något som har och kommer att öppna nya möjligheter för forskare inom hälsa, miljö, energi, klimat, transport och ingenjörsvetenskap är forskningsanläggningarna European Spallation Source (ESS) och MAX IV i Lund. Länet har också en stark befolkningsökning vilket till en övervägande del består av personer som flyttat till Skåne från andra länder.

Länet utmärker sig genom sitt jordbrukslandskap med Sveriges bästa åkerjord vilket resulterat i att hälften av ytan består av jordbruksmark och att en stor andel av Sveriges livsmedelsproduktion sker i Skåne. I länet finns över 9000 jordbruk och skånska livsmedelsföretag exporterar varor för närmare 10 miljarder kronor per år, vilket är nästan en tredubbling på tio år. Andra starka sektorer i Skåne är förpackning, kemisk industri, IKT, Life Science, verkstadsindustrin, och byggnadsindustrin.¹¹¹

Skåne är ett viktigt infrastrukturellt logistikstråk med hamnar, flygplatser, större vägar och inte minst Öresundsbron som länk till Danmark och vidare ut mot övriga Europa. Öresund är ett av världens mest trafikerade sund och länet omges av transportleder för fartygstrafik till och från Östersjöns hamnar. Hamnarna i Trelleborg, Helsingborg och Malmö är av stor betydelse för transportflödet. Nästan en tiondel av Skånes yta är bebyggd, vilket är tre gånger mer än genomsnittet i landet. Fyra Europavägar sammanstrålar i Skåne: E4, E6, E22 och E65 varav E6 mellan Helsingborg och Malmö samt E22 mellan Lund och Malmö är två av landets hårdast trafikerade vägar.

¹¹¹ Se t.ex. Region Skånes [Innovationsrapport](#)

Sedan 1990-talet har tre större infrastrukturprojekt genomförts i regionen: Öresundsförbindelsen (2000), Citytunneln Malmö (2010) och Hallandsåstunneln (2015). De större järnvägarna utgörs av Södra stambanan, Väst kustbanan, Öresundsbanan och citytunneln. Genom länet passerar en betydande mängd godstrafik och farligt gods. Persontrafikens största aktörer är Skånetrafikens busstrafik och Pågatåg/Öresundstågen samt snabbtågen till Göteborg och Stockholm.

4.1. Skånes ”elkris” 2018 – vad hände?

Under hösten och vintern 2018 kom, för många oväntade, varningssignaler om en annalkande elbrist i Skåne.¹¹² Regionnäsägaren E.ON Energidistribution kallade kommunala beslutsfattare till ”krismöte” för att informera om läget och, i deras ögon, ett senfärdigt agerande från staten.¹¹³ Detta blev startskottet för en medialt intensiv vår och sommar 2019 där en rad elkunder förklarade hur uteblivna ökningar av effektuttag och abonnemang skulle komma att drabba deras förväntade expansion och tillväxt – i ett län som redan var hårt drabbat av arbetslöshet och därmed inte hade råd att förlora ett enda potentiellt arbetstillfälle.¹¹⁴

Bakgrunden till den uppkomna situationen står att finna i det faktum att Skåne tillhör en region med stor andel importerad el i samband med att Barsebäcksverkets elproduktion upphörde 2005. Detta effektunderskott skulle komma att förvärras ytterligare i och med ett antal händelser som inträffade under en relativt kort tidsrymd runt mitten av 2010-talet. Den lokala kraftproduktionen i Skåne (3 TWh) matchar inte användningen (13 TWh), varför Skåne är helt beroende av eltillförsel från andra delar av Sverige, och grannländer. Detta ställer krav på att överföringskapaciteten hos transmissionsnätet och övrig elproduktion är tillräcklig för att försörja regionen med den el som behövs för att säkerställa en trygg elförsörjning.

E.ON hade under lång tid (den senaste tioårsperioden) haft en relativt stabil förfrågan gentemot SvK om cirka 700 MW i så kallat grundabonnemang, vilket motsvarat cirka 60 procent av länets topeffektbehov. Detta abonnemang beställs i november varje år och gäller för nästkommande år. Resterande del har täckts upp av regional produktion eller i enskilda fall genom analyser av så kallade punktlaster i systemet som tillgodoses genom tilläggsabonnemang, eller så kallade tillfälliga abonnemang. Sådana abonnemang beaktar kraftsystemets aktuella drifttillstånd men innebär en merkostnad för regionnäsägaren. Därutöver finns möjligheten att övertrassera sitt abonnemang men då åläggas en straffavgift.

Under 2016 kom en rad förändringar som kom att omkullkasta det stabila grundabonnemanget. Å ena sidan kom ett antal förfrågningar om ökat effektuttag när många kommuner byggde bostäder i snabb takt, färjetrafiken elektrifierades, ny industri etablerades och spårbunden trafik byggdes ut. Å andra sidan skulle en stor del av den lokala elproduktionen som funnits i länet – Öresundsverket – som med sina 400 MW av inhemsk kapacitet varit helt dimensionerande för abonnemanget på transmissionsnätet, komma att stängas på grund av för dålig lönsamhet.

Skåne i allmänhet, och stamnätsstationerna Sege och Arrie i sydvästra Skåne i synnerhet, behövde således ett ökat effektuttag vilket ledde till att E.ON ansökte om att få öka uttagsabonnemanget

¹¹² [Sydsvenskan](#) 29 november 2018; [Sydsvenskan](#) 11 december 2018

¹¹³ [Sydsvenskan](#) 5 december 2018

¹¹⁴ Se t.ex. [Sydsvenska handelskammaren](#) 7 oktober 2019; [Allians för Skåne](#) 4 juni 2019; [Allians för Skåne](#) 11 juni 2019

gentemot SvK 2016 från 650 MW till totalt 1000 MW, men fick avslag på grund av svårigheten att leverera önskad effekt. Efter snabba insatser kunde abonnemanget på kort tid höjas till 750 MW, och därmed saknades 250 MW för att tillgodose regionnåtsägarens förfrågan. Därutöver beslutades om en minskad skattenedsättning av fossilt bränsle för kraftvärmeproduktion i och med vårändringsbudgeten 2019 vilket innebar en ökad kostnad för koldioxidskatt och energiskatt för kraftvärmeanläggningar som eldade fossila bränslen.¹¹⁵ En av de anläggningar som berördes av de förändrade skattereglerna var Heleneholmsverket i Malmö. Verket ägs av E.ON Värme och har en kapacitet på strax över 100 MW vilket motsvarar cirka 15 procent av södra Skånes effektbehov. Analyser indikerar att effekttopparna i Malmöregionen skulle varit 75 procent mer förekommande ifall Heleneholmsverket inte hade producerat någon el under 2016 och 2017.¹¹⁶ Med anledning av den nya skatten beslutade E.ON Värme att avveckla Heleneholmsverket¹¹⁷ med start 1 augusti 2019, vilket ytterligare spädde på obalansen mellan de regionala effektbehoven och den inhemska produktionen.

Detta är några av de viktigaste delarna i det händelseförlopp som ledde till att en medial debatt blossade upp under kring skånsk elbrist under 2018/2019, pådrivet bland annat av ett antal starka skånska näringslivsföreträdare¹¹⁸ och regionpolitiker¹¹⁹.

Akuta problemet hanterat, långsiktiga utmaningen består

Det blev snart uppenbart att mängden elproduktion i Skåne var för lågt för att nätbegränsningarna skulle kunna hanteras med marknadsmässiga lösningar. Konkret behövde 250 MW tillgängliggöras, det vill säga skillnaden mellan E.ONs dåvarande grundabonnemang (som genom en fördjupad analys från SvK kunde ökas till 750 MW med tillfredsställande säkerhetsmarginaler) och den önskade nivån om 1000 MW. Därför sjösatte Svenska kraftnät ett åtgärds paket som skulle möjliggöra ett ökat effekttuttag samtidigt som – men helt frikopplat från – en uppgörelse kom till stånd mellan E.ON och Regeringen som presenterades på en presskonferens i oktober 2019.¹²⁰

Det förekommer lite olika versioner kring hur situationen lösts och vilka förhandlingar som drivits men det kan konstateras att det rullades ut en snabb åtgärdsplan för att möjliggöra en ökad tilldelning av transmissionsnätkapacitet i Malmöområdet och att ett antal initiativ under hösten 2019 som – i olika utsträckning – bidrog till att E.ON på kort sikt kunnat täcka behovet som uppstått genom ökad urbanisering, regional tillväxt och hög elektrifieringstakt av exempelvis transportsektorn.

På ett övergripande plan kan åtgärderna som genomförts beskrivas enligt nedan.

Svenska kraftnät möjliggör tidig kapacitetsökning i södra Sverige

Förstärkningar av transmissionsnätet till, och inom, Skåne har länge varit prioriterade områden, inte minst Sydvästlänken som skulle ersätta förlorad regional produktionskapacitet då Barsebäck beslutades att stängas 2005. Många av de projekt som skulle avhjälpa den nu uppkomna bristsituationen var från början tänkta att realiseras först fram mot 2030 (Sydvästlänken betydligt tidigare än så), men i takt med att prognoserna pekade mot ökat effektbehov har projekten flyttats

¹¹⁵ Naturvårdsverket (2019a)

¹¹⁶ Malmö stad (2018a). Detta gäller dock under förutsättning att abonnemang till överliggande nät inte kunde ökas, vilket nu möjliggjorts i och med SvK och E.ONs åtgärds paket.

¹¹⁷ E.ON [nyhet](#) om Risk för elbrist

¹¹⁸ [Dagens Industri 2019-10-15](#) ; [Sydsvenskan 2019-11-21](#)

¹¹⁹ [Sydsvenskan 2019-10-23](#); [Allians för Skåne 2018-12-14](#)

¹²⁰ [Sydsvenskan 2019-10-25](#)

framåt i tiden och förväntas nu vara klara 2024 (se kapitel 6.1 för en översikt). När det stod klart att inte heller detta årtal var tillräckligt nära i tid för att möta behovet genomförde Svenska kraftnät, tillsammans med E.ON, en utredning för att se vilka olika alternativ som fanns till buds för att hantera kapacitetsproblematiken i Skåne under övergångsperioden. Denna utredning ledde fram till ett åtgärdspaket som löser situationen och tillgängliggör de 1000 MW som efterfrågats, med bibehållen driftsäkerhet.

I den plan¹²¹ som SvK internbeslutade om i november 2019 kan utläsas att uppdraget är mycket samhällsviktigt och därför har därför högsta prioritet i linjeverksamheten samtidigt som uppdragsledaren ges mandat att begära tillgång till nödvändiga resurser för att genomföra uppdraget. Bedömningen som görs är att SvK, efter att åtgärdsplanen verkställts i slutet av 2020, kan öka summaabonnemanget i Sege/Arrie upp till 1150 MW vilket tillgodoser de förfrågningar som finns från regionnät och underliggande nivå. Kostnaden för åtgärderna i planen delas mellan SvK och E.ON och av planen framgår att de båda parterna ska upprätta ett intentionsavtal om att gemensamt utreda den långsiktiga utvecklingen av elnätet i Skåne i syfte att förebygga att en situation likt den uppkomna inträffar igen. På kortare sikt presenteras ett fem åtgärder som innebär åtaganden från såväl E.ON som SvK.

Åtagandena från **E.ON** innebär att bolaget ska: i) upprätta en beredskapsplan som beskriver hur de snabbt kan reducera den regionala förbrukningen under Sege/Arrie med 300 MW inom 15 minuter samt, ii) ansluta sina systemtransformatorer till båda samlingsskenorna i 400 kV-ställverken i Barsebäck och Söderåsen. Åtgärderna som vidtas av **SvK** innebär iii) installation av utrustning för mätning av dynamisk ledningskapacitet på de begränsande 400 kV-ledningarna Sege-Barsebäck och Söderåsen-Barsebäck; iv) installation av nätvärn som kopplar ifrån Baltic cable vid fel på någon av ledningarna Hurva-Sege eller Sege-Barsebäck samt; v) komplettering av befintligt värnavtal med Baltic cable avseende bland annat den fasta årliga kostnaden, aktiveringskostnad av värnavtal och obalanskostnader i samband med och efter värnets aktivering.

Därutöver har SvK ansökt¹²², och beviljats¹²³, undantag från EU:s regler som säger att minst 70 procent av överföringskapaciteten på utlandsförbindelser ska tilldelas marknaden. Detta i syfte att kunna stötta upp i situationer av akut kapacitetsbrist. Bakgrunden till denna åtgärd, som alltså beslutats parallellt med åtgärdsplanen som beskrivits ovan, står att finns i det faktum att av transmissionsnätets kapacitet ned till sydvästra Skåne är 600 MW "reserverade" för export till Tyskland via Baltic Cable. Denna utlandsförbindelse ansluter i den hårt belastade stationen i Arrie vilket gör situationen ännu mer ansträngd. Anledningen till denna export står att finna i Elmarknadsförordningen¹²⁴ inom EU som, liksom mycket annat inom unionen, vilar tungt på den inre marknaden och kravet på att undanröja hinder för fri rörlighet av varor och tjänster. I förordningens artikel 16 (§ 8) konstateras att ett lands interna överföringsproblem och flaskhalsar inte får åtgärdas genom att "begränsa den sammanlänkningskapacitet som ska göras tillgänglig för marknadsaktörer". Vidare fastslås att den minimikapacitet som ska finnas tillgänglig är 70 procent av kapaciteten. Samtidigt öppnar förordningen upp för möjligheten till avsteg från 70 procent-regeln, "om det är nödvändigt för att upprätthålla driftsäkerhet" (Art. 16 § 9). Och det är utifrån denna skrivelse som Svenska Kraftnät nu beviljats undantag från 70 procent-kravet för fem av sina

¹²¹ SvK (2019g)

¹²² Ei [nyhet](#) om Ansökan om undantag

¹²³ Ei [nyhet](#) om Godkännande av SvK ansökan

¹²⁴ EU (2019b)

utlandsförbindelser, däribland Baltic Cable, som längst i ett år. Möjligheten till undantag gäller endast vid tillfällen då SvK bedömer att begränsning av tillgängliggjord kapacitet är nödvändig för att upprätthålla driftsäkerheten och maximal giltighetstid för undantaget är ett år.

Heleneholmsverket tas i bruk som nätkapacitetsreserv

Redan i september 2019 flaggade såväl ägaren Uniper (Öresundsverket) som E.ON Värme (Heleneholmsverket) för möjligheten att förlänga livslängden för den så viktiga (men nedlägningshotade) skånska elproduktionen.¹²⁵ I oktober 2019 stod det klart att E.ON Energidistribution tillåts köpa effekt av systerbolaget E.ON Värme som därmed håller Heleneholmsverket tillgängligt vid bristsituationer, en så kallad nätkapacitetsreserv.¹²⁶ Till vilken grad denna reserv faktiskt kommer att användas i den utsträckning som prognoserna inför tillsynsperioden pekar på återstår att se. Med stor sannolikhet kommer det inte att bli så, givet att SvK tillgängliggjort ökade effektuttag i området. Samtidigt som E.ON presenterade denna lösning skedde också diskussioner kring möjligheten att göra ändringar i delar av den nya nätreglering som syftade till att begränsa möjligheterna för elnätsbolag att tillgodoräkna flera tillsynsperioders underskott i förhållande till intäktsramen (se kapitel 2.2 om intäktsramar).

Denna principiellt viktiga fråga om möjligheten att ta med sig icke utnyttjad intäktsram under kommande tillsynsperioder – så kallad ”övertullning” – har varit föremål för en utdragen rättsprocess under lång tid. I samband med att beloppet för intäktsramen för perioden 2016–2019 skulle beslutas under våren 2017 fattade nämligen tillsynsmyndigheten Ei, med stöd i ellagen, också beslutet att eventuella underskott inte skulle kunna föras vidare mer än en tillsynsperiod (fyra år). Detta fick ett 40-tal elnätsbolag att överklaga Ei:s, i deras ögon alltför snäva, tolkning av ellagen till förvaltningsrätten.¹²⁷ Efter prövning och överprövning beslutade Kammarrätten slutligen till elnätsbolagens fördel i februari 2019. De utdragna domstolsprocesserna medförde att en del nätföretag inte hade någon praktisk möjlighet att nyttja den intäktsram som slutligt bestämdes för tillsynsperioden. Detta har inneburit att en del elnätsföretag har ett outnyttjat underskott (intäktsutrymme) från den första perioden.

Under tiden som rättsprocesserna fortskred presenterade Regeringen, under ledning av energiminister Ibrahim Baylan, propositionen (2017/18:237) Elmarknadsfrågor i vilken det föreslås en rad förtydliganden och förändringar kopplat till intäktsramar. Propositionen beslutades i juni 2018 vilket innebar att en ny lag (2018:1448) om ändring i ellagen (1997:857) trädde i kraft 1 januari 2019, men utan att ge tillsynsmyndigheten det lagrum som krävdes för att begränsa möjligheten att ta med sig det outnyttjade beloppet för perioden 2012–2015 i två perioder (det vill säga till perioden 2016–2019 och perioden 2020–2023), vilket ansågs vara lagstiftarens ursprungliga avsikt.¹²⁸

För att komma till rätta med problemet föreslog Regeringen i april 2019 en ”ny övergångsbestämmelse till ellagen när det gäller intäktsram för nätverksamhet”¹²⁹. Genom ändringen förtydligas att ett nätföretag inte kan tillgodoräknas flera perioders underskott när de nya bestämmelserna i ellagen om avvikelser från intäktsramen tillämpas för första gången efter utgången av tillsynsperioden 2016–2019. I ändringsförslaget konstateras att intäktsramarna för tillsynsperioden

¹²⁵ [Sydsvenskan 2019-09-25](#)

¹²⁶ I betydelsen ”inköpta kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät” (se, Ei 2019c).

¹²⁷ Ei [nyhet](#) Dom från förvaltningsrätten

¹²⁸ Ei [nyhet](#) Kammarrättens beslut

¹²⁹ Regeringen (2019a)

2020–2023 i vissa fall kan bli betydligt större utan den ändring som föreslås i promemorian och att detta skulle betyda högre nätavgifter för elkunderna. Lagändringen (SFS 2020:73) trädde i kraft 1 april 2020 och kan ha varit en del i uppgörelsen mellan E.ON och Regeringen i samband med att Skånes akuta effektbrist avhjälpes, enligt utsago bland annat med hjälp av Heleneholmsverket.¹³⁰

Någon ändring av den nya övergångsbestämmelsen i ellagen skedde emellertid inte. Istället lade Regeringen fram ett förslag till ny lag om ”särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet som ökar kapaciteten i elnätet”.¹³¹ Förslaget innebär att de elnätsföretag som har så kallade outnyttjade underskott jämfört med intäktsramen för tillsynsperioden 2012–2015 får möjlighet att nyttja underskotten under kommande tillsynsperioder, men utifrån ett antal villkor.¹³² E.ON menar, utifrån sitt perspektiv, att denna förändring leder till att villkoren för elnätsinvesteringar förbättras och att företaget även fortsättningsvis kan ha en ”offensiv investeringsplan” för att undvika liknande situationer i framtiden¹³³ eftersom deras stora outnyttjade intäktsutrymme från tidigare år nu kan användas för investeringar. Samtidigt flaggas även för en sänkning av nätavgifterna, med start under första halvåret 2020.

Ei, som tillsynsmyndighet och den aktör som ansvarar för elnätsregleringen, avstyrker dock förslaget i sin helhet och bedömer att förslaget bara är en ”konstruktion för att ge elnätsföretagen möjlighet att få behålla de intäkter som de inte har hunnit ta ut av kunderna under den första tillsynsperioden 2012–2015”.¹³⁴ Vidare menar Ei att förslaget är ett sätt att komma runt befintlig lagstiftning och gör de nya ändringarna i ellagen (SFS2018:1448 och 2020:73, beskrivna ovan) helt verkningslösa. En central del i elnätsregleringen handlar om att skapa förutsägbarhet, genom bland annat nättariffernas tydliga koppling till beslutade intäktsramar. Ei konstaterar därför att en hantering av reglering på detta sätt, genom att under kort tid införa flera nya lagstiftningar som dessutom kan sägas strida mot varandra, varken bidrar till rättssäkerhet eller den eftersträvarsvärda förutsägbarheten i elnätsregleringen.

Driftsättning av effektmarknadsplatsen Switch

Sedan 1 januari 2019 samarbetar E.ON Energidistribution, Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät i det gemensamma EU-projektet CoordiNet, ett projekt som pågår fram till år 2022. Den 5 november 2019 sjösattes E.ONs digitala marknadsplats för flexibilitet i Malmöregionen, Switch, som ett av flera marknadsbaserade initiativ för kapacitetshantering inom Coordinet. Konceptet bygger på att det alltid finns aktörer som kan skjuta på sitt effektuttag eller välja en annan energikälla, om någon annan har tvingande skäl att exempelvis köra en energikrävande tillverkningsprocess.

Projektet är fortfarande i forskningsstadiet och en del behöver ännu utredas kring exempelvis hur affärsupplägget ska se ut och vilka garantier som finns för att flexibiliteten kommer finnas tillgänglig vid de tidpunkter då den behövs. Förhoppningen på längre sikt är dock att plattformen ska vara ett alternativ till konventionella nätförstärkningar och utgöra ett substantiellt bidrag för att avhjälpa bristen på kapacitet i elnätet till dess att nödvändiga nätförstärkningar genomförs.

Under vintern 2019/2020, då diskussionen om skånsk ”elbrist” var som hetast, hade totalt fem flexibilitets-leverantörer anslutit sig till projektet med en samlad kapacitet om 60 MW. Projektets

¹³⁰ [Dagens Nyheter 2020-07-11](#)

¹³¹ Regeringen (2020e)

¹³² Regeringen [nyhet](#) om Initiativ för ökade investeringar

¹³³ E.ON [pressmeddelande](#)

¹³⁴ Ei (2020d)

första säsong (demonstrationsrunda 1) löpte från 5 november 2019 till och med 30 mars 2020.¹³⁵ På grund av en mild vinter skedde emellertid få avrop (totalt 26 timmar utspritt under 8 dygn) vilket gjorde det svårt att utvärdera projektets potential. Däremot genomfördes flera stora avrop i Uppsala under januari 2020 med en total avropsvolym på över 3 TWh utspritt över 172 timmar.¹³⁶

Under vintern 2020/2021 kommer tre nya marknadsplatser att starta i Skåne med ett prognosticerat behov på cirka 17 MW: Söderåsen (9 MW), Barsebäck (5 MW) samt Sege/Arrie (3 MW). Flexibilitetsleverantörer kan då, mot en ersättning, tillfällig minska sitt effektuttag eller öka sin elproduktion. Detta kan göras genom en av två avtalsformer där säljaren antingen säljer kapacitet under valfritt antal timmar utifrån ett självvalt pris eller utifrån ett tillgänglighetskrav där säljaren åtar sig att vara flexibel under en viss andel av högladdtiden och därmed får både en fast och rörlig ersättning beroende på vald tillgänglighet (minst 33 procent, 50 procent eller 75 procent).¹³⁷

Det här är välkomna lösningar som säkrar den hållbara tillväxten och klimatomställningen i Skåne. Men de är temporära och förutsätter att Svenska Kraftnäs utbyggnad av transmissionsnätet i Skåne blir klart som beräknat under 2020-talets första hälft. Planerade och påbörjade arbeten i de skånska elnäten beskrivs i kapitel 6.

4.2. Regionala mål med bäring på energiförsörjning

Den snabba energiomställningen och utfasningen av fossila bränslen är pådrivet av en rad klimat- och miljöpolitiska mål. Fokus i denna rapport ligger på de regionala ambitionerna men det finns ett antal nationella och internationella ramverk som har stor betydelse, inte minst vad gäller tidshorisonter.

Ett urval av internationella och nationella mål

Inom FN-samarbetet finns en rad avtal där framförallt Parisavtalet och de Globala Målen för hållbar utveckling (Agenda 2030) utgör två viktiga ramverk. Det första tar sikte mot en begränsning av den globala uppvärmningen till högst 2 grader (med ambitionen att nå högst 1,5 grader) medan de globala målen syftar till att lösa klimatkrisen, avskaffa extrem fattigdom, minska ojämlikheter och orättvisor samt främja fred och rättvisa genom 17 övergripande mål.

Inom EU-samarbetet har Parisavtalet översatts i ett energi- och klimatramverk med slutmålet att minska utsläppen av växthusgaser (VHG) inom regionen med 80–95 procent år 2050. Detta är en del i en ny strategisk agenda inom unionen – den europeiska gröna given – som ska bli en ny tillväxtstrategi med utgångspunkt i ett ”klimatneutralt, rättvist och välmående samhälle med en modern, resurseffektiv och konkurrenskraftig ekonomi”¹³⁸.

Tidigare åtgärds paket för klimat och energi (från 2008) gjorde gällande att EU som helhet skulle minska utsläppen av VHG med 20 procent jämfört med 1990 års nivåer, öka andelen förnybar energi till 20 procent samt förbättra energieffektiviteten med 20 procent. Dessa mål hade nåtts redan år 2018 och med det nu gällande ramverket åtar sig EU att minska utsläppen av VHG med minst

¹³⁵ E.ON [nyhet](#) om Switch

¹³⁶ Presentation CoordiNet [Forum](#) 4

¹³⁷ Se mer på E.ON om [Switch](#)

¹³⁸ EU Nya Gröna Given ([Green Deal](#))

40 procent fram till 2030, genom exempelvis handel med utsläppsrätter eller förändringar inom markanvändning och skogsbruk.

Ett par klimatinitiativ inom EU har särskild betydelse för energianvändningen, däribland strängare utsläppsgränser för transporter samt reviderade regler unionens utsläppshandelssystem. Därutöver presenterades ett åtgärds paket för Ren energi (Ren energi för alla i Europa) under 2018 vilket beslutats i sin helhet under 2019 och har stor betydelse för kommande energipolitik inom EU och respektive medlemsstat.¹³⁹

Åtgärds paketet innehåller totalt åtta rättsakter och togs fram i syfte att anpassa lagstiftningen till nya marknadsförutsättningar och utmaningar på EU:s energimarknad. Det var också ett steg mot att ge form åt energiunionen och att uppfylla EU:s åtaganden enligt Parisavtalet. Utöver tidigare fastställda mål om 40 procent utsläppsminskning av VHG år 2030 innehåller Ren energi-paketet också ett övergripande mål för energieffektivisering på minst 32,5 procent samt för andel energi från förnybara källor på minst 32 procent.¹⁴⁰

Inom Sverige finns ett klimatpolitiskt ramverk innehållandes klimatlag, klimatmål och ett klimatpolitiskt råd. Därutöver finns ett miljömålssystem bestående av ett generationsmål, 16 miljö kvalitetsmål samt ett tjugotal så kallade etappmål.

Det långsiktiga målet med svensk klimatpolitik innebär att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av VHG år 2045, vilket betyder att utsläppen av VHG från svenskt territorium ska vara minst 85 procent lägre år 2045 än utsläppen år 1990. De kvarvarande utsläppen ned till noll kan uppnås genom så kallade kompletterande åtgärder. För att nå dit har ett antal etappmål satts upp för svenska utsläpp i sin helhet¹⁴¹ till år 2020 (-40 procent utsläpp), 2030 (-63 procent) samt 2040 (-75 procent). Ett etappmål har även satts upp för transportsektorn (exkl. inrikesflyg) som ska minska sina utsläpp med minst 70 procent till år 2030, jämfört med år 2010. I linje med EU:s energipaket har även ett mål för energieffektivisering satts upp som säger att Sverige år 2030 ska ha 50 procent effektivare energianvändning jämfört med 2005. Målet uttrycks i termer av tillförd energi i relation till BNP.

Till skillnad från tidigare energi- och klimatmål finns idag inget renodlat mål för andel förnybar energi (tidigare mål var minst 50 procent av total energianvändning vilket uppnåddes redan år 2012), däremot finns ett mål om att Sveriges elproduktion år 2040 ska vara 100 procent förnybar (vilket dock inte ska ses som ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft). Med anledning av detta arbetar Naturvårdsverket tillsammans med Energimyndigheten med att ta fram en nationell strategi för hållbar vindkraftsutbyggnad med utgångspunkten att Sverige har ett utbyggnadsbehov på cirka 100 TWh.¹⁴²

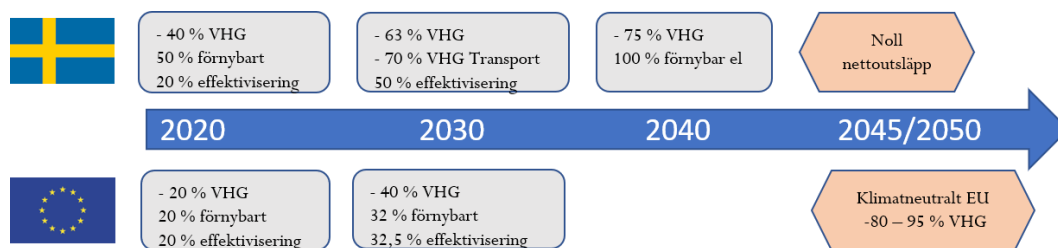
Figur 40 nedan är ett försök till sammanfattning av de viktigaste klimat- och energipolitiska målen inom EU och nationellt, såsom de är formulerade idag.

¹³⁹ För en översyn kring betydelsen för svensk lagstiftning se Ei [Ren Energi](#)

¹⁴⁰ Europeiska unionens råd [pressmeddelande](#)

¹⁴¹ Målen omfattar inte utsläpp och upptag i markanvändningssektorn.

¹⁴² Se t.ex. Naturvårdsverket (2019b)



Figur 40. Ett urval av klimat- och energipolitiska mål i Sverige och inom EU. Egen bearbetning.

Regionala mål

Inom Skåne finns ett flertal övergripande klimat- och energimål¹⁴³, varav några redogörs för i korthet nedan. Utöver dessa finns även andra mål som kan ha viss bäring på energianvändning. Däribland har exempelvis Region Skåne som mål för Skåne år 2030¹⁴⁴ att regionen ska; ha en högre bruttoregionalprodukt än riksgenomsnittet, ha en högre sysselsättningsgrad än riksgenomsnittet, vara en av världens tio mest innovativa regioner, ha byggt 6000 bostäder per år för att matcha en årlig befolkningstillväxt på 1 procent, ha minst 1,5 miljoner invånare och inte minst vara klimatneutralt och fossilbränslefritt vilket lett fram till en Klimat- och energistrategi för Skåne.

Klimat- och energistrategin för Skåne¹⁴⁵ har tagits fram av Länsstyrelsen Skåne, Region Skåne och Kommunförbundet Skåne inom Klimatsamverkan Skåne. I strategin presenteras prioriterade åtgärdsområden för arbetet fram till år 2030 utifrån fyra övergripande mål för 1) utsläpp av växthusgaser generellt och 2) från konsumtion specifikt, 3) effektivare energianvändning och förnybar energi samt 4) ett hållbart transportsystem.

- *Utsläppen av växthusgaser i Skåne ska vara minst 80 procent lägre än år 1990*
Etappmålet för år 2020 är en minskning med 40 procent vilket ser ut att bli svåruppnått då utsläppen till och med år 2017 endast minskat med 34 procent. Den sektor med störst förbättringspotential är transportsektorn där exempelvis personbilstrafiken i Skåne till 90 procent drivs av fossila bränslen.
- *Utsläppen av växthusgaser från konsumtion i Skåne ska vara högst 5 ton CO²-ekv per person och år*
Att mäta utsläppen från konsumtion innebär en metodologisk utmaning där alltmer av utsläppen nu "importeras" då insats- och konsumtionsvaror tillverkas utomlands. Det vore därför missvisande att konsumtionsbaserade utsläpp inte tog hänsyn till klimatpåverkan som vår konsumtion orsakar även i andra länder. Den privata konsumtionen står för cirka 64 procent av utsläppen, som kan hänföras till vår konsumtion av livsmedel, vårt boende, resande och övrig konsumtion. Den offentliga konsumtionen omfattar skattefinansierad verksamhet som drift av skola, omsorg och sjukvård samt investeringar i infrastruktur och offentliga byggnader med mera, och står för cirka 36 procent av utsläppen. För att nå målen om högst 5 ton CO²-ekv per person och år krävs i princip en halvering av konsumtionsrelaterade utsläpp vilket anses realiserbart genom exempelvis en mer tjänstebaserad och cirkulär ekonomi i kombination med en övergång till mer närproducerade livsmedel med låg klimatpåverkan och ett ökat fokus på klimatsmarta upphandlingar och inköp i offentlig sektor.

¹⁴³ Se Länsstyrelsen Skåne [Miljömål](#) för en översikt

¹⁴⁴ Målen är formulerade inom den Regionala utvecklingsstrategin för Skåne (Region Skåne (2020a)

¹⁴⁵ Länsstyrelsen Skåne (2018a)

- *Energianvändningen i Skåne ska vara minst 20 procent lägre än 2005 och utgöras av minst 80 procent förnybar energi*

Genom en rad åtgärder, däribland krav på rapportering, har länets energianvändning minskat med nära 10 procent. En stor del av denna effektivisering har bestått av bättre tillvaratagande av restvärme från olika industriella processer. Vad gäller förnybar energi är potentialen mycket god i länet avseende såväl biogas som förnybar elproduktion genom land och havsbaserad vindkraft.

- *Skåne ska ha ett hållbart transportsystem där andelen resor inom Skåne som genomförs med cykel eller gång ska vara minst 30 procent och med kollektivtrafik minst 28 procent samt att utsläppen av växthusgaser från transporter i Skåne vara minst 70 procent lägre än år 2010.*

Andelen resor till fots (11 procent) och cykel (16 procent) utgör idag 27 procent av totala antalet resor. För att nå målet om 30 procent anses en ökning av cykelresandet (till 19 procent) ha störst potential. Kollektivtrafikresandet i länet har nästan fördubblats sedan millennieskiftet vilket innebär att kollektivtrafikens andel år 2016 låg på 26 procent. Transporter utgjorde 36 procent av Skånes totala växthusgasutsläpp 2017 och ungefär två tredjedelar av vägtrafikutsläppen kommer från personbilar och resten utgörs av godstrafik. En viktig del i att nå målet om minskade utsläpp från transportsektorn handlar om ökad användning av biodiesel och elektrifiering av personbilsflottan. 2018 blev alla resor inom den allmänna kollektivtrafiken i Skåne fossilbränslefria och inom kort kommer detta gälla även den särskilda kollektivtrafiken (såsom skolskjuts och färdtjänst).

Regionplan för Skåne län

Det är i många fall svårt för en enskild kommun att på egen hand besitta resurser och kunskap om kommunöverskridande frågor rörande infrastruktur, regional bostadsförsörjning och klimat. Därför är det angivet i plan och bygglagen, PBL, att Skåne och Stockholms län ska behandla bland annat dessa frågor i en regional fysisk planering. Det är Region Skåne som ansvarar för att ta fram regionplanen i länet. Planen ska fungera som ett stöd till de skånska kommunernas fysiska planering och tillhandahålla huvuddragen för användningen av mark- och vattenområden samt frågor rörande klimatpåverkan, regional bostadsförsörjning och infrastruktur. Arbetet med planen handlar även om att koppla samman kommunernas översiktsplaner med den regionala utvecklingsstrategin. Det är första gången det tas fram en regionplan i Skåne och arbetet förväntas resultera i en antagen plan under 2022.

Regional plan för infrastruktur för elfordon och förnybara drivmedel¹⁴⁶ ska ses som en förlängning av Skånes klimat- och energistrategi, eller snarare som en konkret handlingsplan till strategin, har Länsstyrelsen Skåne tagit fram en plan i syfte att ge kunskap om nuläge och vägledning kring hur etablering av publik infrastruktur för förnybara drivmedel. Målet med planen är att få till stånd en utbyggnad av tanknings- och laddningsmöjligheter för förnybara drivmedel respektive el i tillräcklig omfattning för att aktörer – privatpersoner, offentlig sektor och företag – ska våga köpa och köra fordon som drivs med förnybara drivmedel.

Skånes färdplan för biogas¹⁴⁷ samlar regionala aktörer kring de viktigaste insatserna för ökad produktion och användning av biogas i Skåne, men också att utveckla biogasen som ett klimatsmart bränsle i Europa. Målet – att vara Europas ledande biogasregion 2030 – pekar ut riktningen fram till 2030. För att nå målet gäller det att fortsätta det påbörjade arbetet inom färdplanen vad gäller substrat, processer för produktion, infrastruktur, marknad och användningsområden. Regional

¹⁴⁶ Länsstyrelsen Skåne (2019a)

¹⁴⁷ Region Skåne (2015)

produktion av biobränslen och för Skånes del i synnerhet biogas är avgörande för att nå målet och bidrar också till arbetstillfällen, tryggare drivmedelsförsörjning och kretsloppet av energi och näring mellan stad och land.

Sol i Syd¹⁴⁸ var ett EU-projekt som löpte under perioden januari 2016 till maj 2019 och syftade till att stimulera antalet solcellsinvesteringar i Skåne och Blekinge ytterligare genom insatser gentemot näringslivet. Antalet installerade solcellsanläggningar i Sverige ökar kraftigt, men solet står fortfarande för en marginell del av den totala energiproduktionen. Trots att solceller stod för ungefär en procent av den regionala elförsörjningen 2017 finns det en stor potential och utökningstakten mellan 2017 och 2018 uppgick till 75 procent, vilket förmodligen är ett resultat av ökningen i investeringsstödet från 20 procent till 30 procent. En bedömning som gjorts av Länsstyrelsen i Skåne menar att det är möjligt att soleden i Skåne står för ca 5–10 procent av den lokala produktionen till år 2030. Skåne arbetar med detta mål genom kunskapshöjande insatser inom solcellsproduktion och genom att påskynda processer för utbyggnad av solet.

Hållbar landsbygdsutveckling¹⁴⁹ spelar en viktig roll i arbetet med att nå de regionala klimat- och energimålen. Skåne utmärker sig genom sitt jordbrukslandskap med Sveriges bästa åkerjord vilket resulterat i att hälften av Sveriges livsmedelsproduktion sker i Skåne. I länet finns över 9000 jordbruk och skånska livsmedelsföretag exporterar varor för närmare 10 miljarder kronor per år, vilket är nästan en tredubbling på tio år. Det finns därför en mängd utvecklingsområden för framtidens landsbygd, inte minst cirkulär ekonomi, lokal mat, fossilfria energilösningar, kompetensförsörjning, digitalisering och hållbara transporter på landsbygden.

Kommunala energiplaner¹⁵⁰ ska tas fram av varje kommun och verka för en säker och tillräcklig energitillförsel. Kommunerna ska bland annat ha en aktuell plan för tillförsel, distribution och användning av energi. Genom projektet Energiplanering 2.0 stöttar Kommunförbundet Skåne flera skånska kommuner med att bland annat integrera energiplanering i kommunernas arbete med fysisk planering. Allt för att säkra en hållbar utveckling av kommunerna. Kommunförbundet har samtidigt framfört kritik¹⁵¹ att lagen om kommunal energiplanering är föråldrad och inte ger tillräcklig vägledning för energiplaneringen idag. När lagen om kommunal energiplanering tillkom efter oljekrisen under 1970-talet såg de faktiska förhållandena på energiområdet väldigt annorlunda ut. Kommunerna har numera mindre rådighet över kraftnät och energiproduktion där lagen behöver aktualiseras till de förhållanden vi har idag.

Utöver dessa, mer eller mindre formaliserade, mål och strategier finns också en rad samverkansforum och regionala initiativ inom länet vilka beskrivs i korthet i avsnittet nedan.

¹⁴⁸ <https://solisyd.se/>

¹⁴⁹ Se Länsstyrelsen Skåne [Landsbygd](#)

¹⁵⁰ enligt lag (1977:439) om kommunal energiplanering

¹⁵¹ Dagens Infrastruktur [kommentar](#)

4.3. Samverkansforum och regionala initiativ

I länet finns en rad nätverk och samverkansplattformar inom både privat och offentlig sektor där klimat- och energifrågor behandlas. För en motsvarande översikt kring nationella projekt se bilaga 1.

Regionala samarbeten inom klimat och energi:

Klimatsamverkan Skåne är en gemensam offentlig plattform för klimatarbetet i Skåne, som etablerades av Region Skåne, Länsstyrelsen i Skåne och Kommunförbundet Skåne år 2010. Samarbetet ger möjligheter till nödvändigt erfarenhetsutbyte mellan aktörerna och syftar till att skapa samsyn, ta tillvara möjligheter till påverkan, säkerställa samordning av resurser och insatser samt att skapa överblick över aktuella och planerade uppdrag och insatser. En rad mer eller mindre formella undergrupper på framför allt tjänstemannanivå finns kopplade till plattformen, däribland Konsumtionsgruppen och Drivmedelsgruppen.

Kommunförbundet Skåne är de 33 skånska kommunernas intresseorganisation. Frågor som rör klimat och energi drivs framför allt på förbundets avdelning som heter Energikontoret Skåne. Energikontoret är ett av Sveriges femton regionala energikontor och verksamheten bedrivs nästan uteslutande av finansiering från Energimyndigheten eller EU. Energikontoret samordnar nätverk, initierar och driver projekt vilka är av vikt för de skånska kommunerna och deras näringsliv. I arbetet ingår bland annat att samordna kommunala energi- och klimatrådgivare och projektet Energiplanering 2.0 som tidigare har berörts kring utveckling av kommunala energiplaner. Under 2020 har dock Kommunförbundets politiska styre beslutat att fransäga sig huvudmannaskapet för Energikontoret Skåne. Förhandlingar om ny huvudman pågår.

Företagsnätverk för energieffektivisering (EENet) utgörs av tre skånska industrinätverk om totalt 30 företag och samordnas av Länsstyrelsen Skåne. Under 2020 har företagen tränat i att, baserat på sin energistatistik, veckovis analysera bästa kända baslast, arbeta med baslastreduktion, säkerställa nytt normalläge samt säkerställa rätt resultat efter åtgärd/investering.

Regionala aktörer och nätverk:

Energiföretagen Region Syd är den regionala verksamheten i branschorganisationen Energiföretagen Sverige. Närmare femtio energikoncerner ingår i regionen och en regional styrgrupp följer att den löpande verksamheten drivs enligt den arbetsordning som röstats fram av det regionala årsmötet. Arbete med kapacitetsfrågan har huvudsakligen drivits av Energiföretagen nationellt men eftersom Skåne är ett av berörda områdena för kapacitetsbristen har en del punktinsatser genomförts regionalt vid behov. Representation i form av deltagande i referensgrupp till föreningens nationella arbete med kapacitetsfrågan finns också. Energiföretagen har även tillsammans med Svenska Kraftnät sju elsamverkansnätverk med rutiner för att hjälpa åt att avhjälpa större regionala eller kraftiga lokala störningar.

SHS-gruppen är ett informellt samarbete mellan de mindre nätbolagen i Skåne, Halland och Småland. Samarbetet är till för resurs- och erfarenhetsutbyte. Ett liknande samarbete finns för Blekingeregionen som även innefattar skånska elnätbolag.

Sydsvenska handelskammaren är en näringslivsorganisation med ca 2500 små och stora medlemsföretag. Handelskammaren har under de senaste åren engagerat sig i frågan rörande kapacitetsbrist och dess

påverkan på det skånska näringslivet. Under 2019 har handelskammaren försökt uppskatta skånska företags expensionsplaner och huruvida dessa omfattar ökat effektuttag.

IUC Syd är en medlemsorganisation för industriella företag i Skåne som arbetar med att stärka tillväxt och konkurrenskraft bland medlemsföretagen. Organisationen har medverkat i EU-projekt, fram för allt Interreg, med kopplingar till energifrågor. Under början av 2020 tog man även fram, tillsammans med bl.a. Sustainable Business Hub, en kort rapport kring möjligheter för flexibilitet.

Sustainable Business Hub är en ideell förening och klusterorganisation i södra Sverige med inriktning mot hållbara och smarta städer. Ett flertal projekt med koppling till energifrågor och resurseffektivitet bedrivs av föreningen med finansiering av bland annat EU och Vinnova. Ett av projekten LowTemp handlar om den s.k. fjärde generationens fjärrvärmenät. Dessa system distribuerar lågtempererad värme vilket möjliggör tillvaratagande av fler energikällor i systemet.

Skånes Vindkraftsakademi och *Solar Region Skåne* är två oberoende föreningar vilka verkar för att öka utbytet av kunskap och erfarenhet mellan olika aktörer inom vindkrafts- respektive solenergiområdet i Skåne. Föreningarnas respektive verksamhetsledare har i flera år varit kopplad till Energikontoret Skåne. Nätverken arrangerar föreläsningar, seminarier och bedriver i viss utsträckning egna mindre projekt. Föreningens medlemmar består av både offentlig och privat sektor samt en del privatpersoner.

Ett urval av regionala initiativ och projekt:

Lokala energisystem är ett utvecklingsprojekt som E.ON bedriver inom ramen för EU-projektet InterFlex för att kunna göra avgränsade områden självförsörjande på förnybar el med möjlighet att försätta systemet i så kallad "ö-nät drift". Platsen för detta utvecklingsprojekt är den skånska byn Simris. I byn finns ett vindkraftverk med en maxeffekt på 500 kW och en solcellspark med maxeffekt på 440 kW vilka försörjer 150 elkunder med förnybar el. Dessa elproduktionskällor har kopplats samman med ett batterilager med en maxeffekt på 800 kW och med en lagringskapacitet på 330 kWh. Detta kan förse hushållen med el under ca en halvtimme en kall vinterdag. Batteriet, tillsammans med ett avancerat styrsystem, ser också till att hålla rätt spänning och frekvens i det lokala nätet i Simris. Utöver detta finns det tillkopplat systemet en reservgenerator som drivs på förnybar HVO-diesel för ett par dagars bruk. Annan utrustning, såsom smart styrning av kundernas varmvattenberedare och värmepumpar testas också i byn.¹⁵² Erfarenheter av projektet är intressant i ljuset av frågor rörande gemenskaper för förnybar energi, vilka är en del av EU:s Ren energipaket som ska införas i svensk lag den 1 januari 2021.

Det robusta Helsingborg är ett projekt som drivits i samarbete mellan miljöförvaltningen i Helsingborg och Öresundskraft med finansiering från Energimyndigheten. Projektet utreder hur omställningen av energisystemet kan påverka Helsingborg och resulterade i en rad rekommendationer om hur stadens förvaltningar och bolag bör arbeta vidare för att möjliggöra omställningen. Bland annat studerades det hur effektuttaget skilde sig åt mellan ett villaområde som är försörjt med fjärrvärme och ett med värmepumpar under årets kallaste dag. Projektet har belyst vikten av att tänka på energi ur ett systemperspektiv och arbeta med att använda elen effektivt – på rätt plats, vid rätt tidpunkt och till rätt ändamål.

¹⁵² Se mer på E.ON [Lokala energisystem](#)

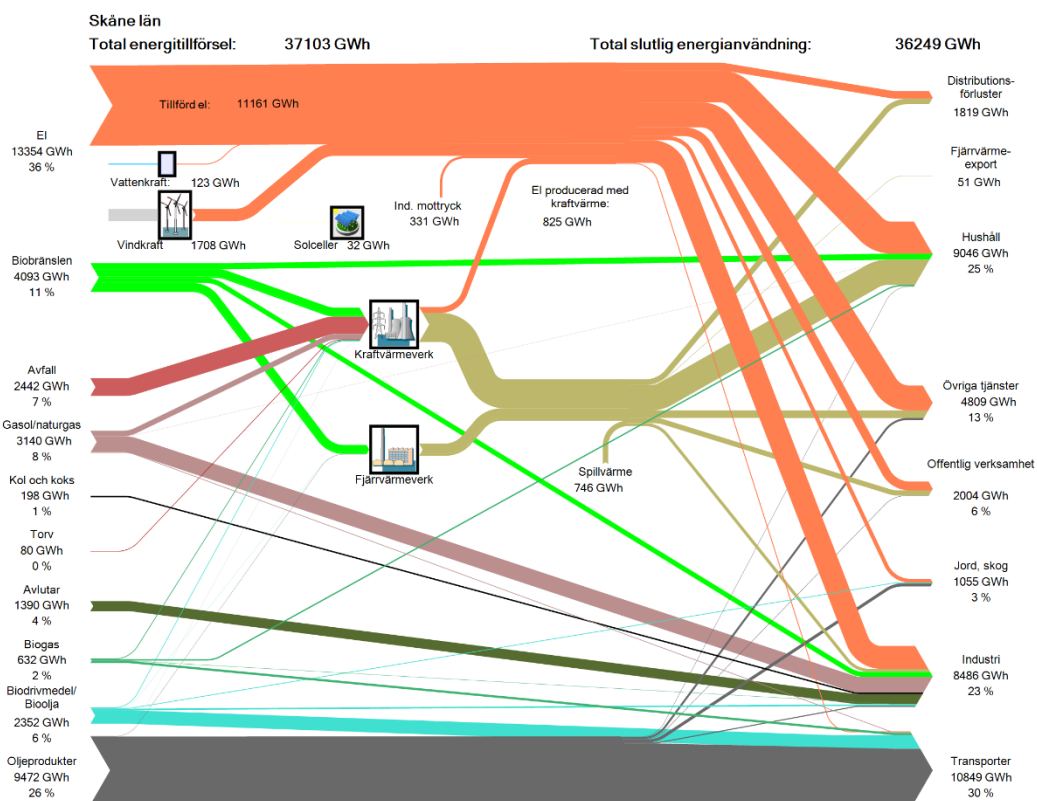
Malmöeffekten var en förstudie med huvudsyfte att kartlägga stadens flexibilitetsbehov och fastighetsbeståndets flexibilitetspotential med avseende på effekt, för att därigenom utreda möjligheten att hitta kostnads- och resurseffektiva lösningar. Studien bedrevs som ett samarbete mellan Miljöförvaltningen i Malmö, föreningen BID Sofielund, E.ON, Lunds universitet, Parkering Malmö, RISE, flertalet större fastighetsägare och finansierades av deltagarna samt Energimyndigheten. Studien slutfördes 2018 och har lett till möjligheter för fortsatt arbete genom att utgöra ett underlag för pilotstudier kopplat till flexibilitetslösningar.

Exempel på andra regionala projekt och initiativ:

- Switch - digital marknadsplats för elnätscapacitet
 - Projektägare: E.ON
- Advancing Communities towards Low-carbon Energy smart systems
 - Projektpart: Parkering Malmö
- Batterilager i Landskrona
 - Projektparter: Vattenfall, Boliden och Landskrona Energi
- Virtuella kraftverk på köpcentret Väla i Helsingborg
 - Projektparter: Siemens och Skandia Fastigheter
- Djupgeotermi i Malmö
 - Projektägare: E.ON

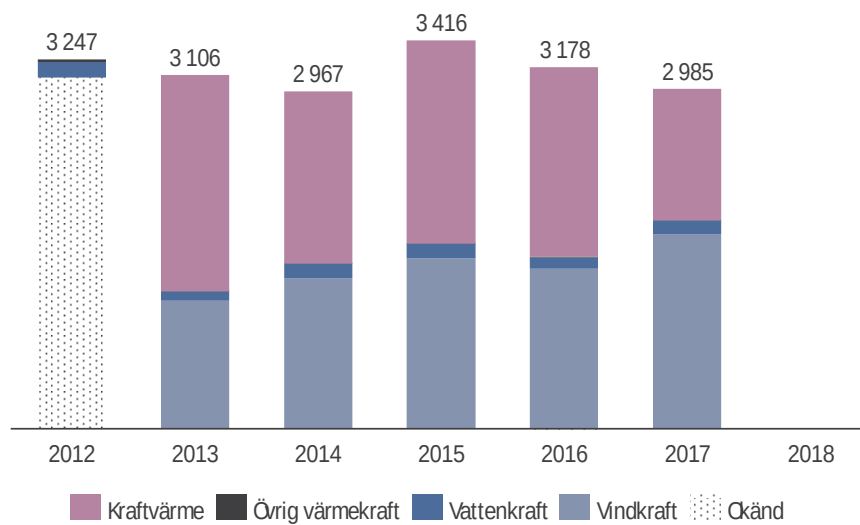
5. REGIONAL ELPRODUKTION

Skånes energisystem skiljer sig åt från det nationella i flera olika avseenden bland annat elproduktion, tillförsel och användningen och karaktäriseras av dess höga andel import från andra län och länder. Genom att studera energiflödesschemat för året 2017 (se figur 41 nedan) går det bland annat att se att Skåne, till skillnad från Sverige i sin helhet, är en nettoimportör av el. Diagrammet föreställer ett så kallat sankey-diagram, vilket visar de olika energislagens tillförsel till energisystemet på vänster sida, och användningen av dessa på höger sida.



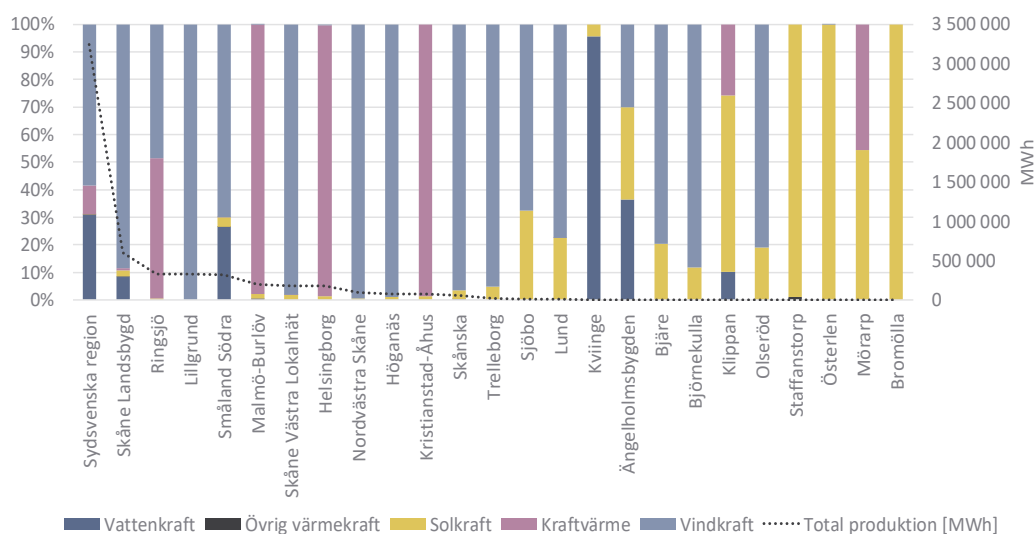
Figur 41. Sankey-diagram över total energitillförsel och slutlig energianvändning inkl. el per kraftslag. Källa: Länsstyrelsens Energi- och klimatsamordning

Det orangefärgade flödet visar hur elen produceras (eller importeras) till energisystemet och inom vilka sektorer den sedan används. Från diagrammet framgår att Skåne är en nettoimportör av el med en egen produktion på ca 23 procent och den tillförda elen står för ca 30 procent av den totala energitillförseln. Detta indikerar hur beroende Skåne är av el utanför länet och därmed vikten av att ha tillräcklig kapacitet i transmissionsnätet för att ha en säker el- och energiförsörjning i länet. Den regionala produktionen av el består till större delen av vindkraft, som står för ca 55 procent, kraftvärme eldat med avfall, naturgas och biobränslen ca 30 procent, och de resterande procenten består av produktion genom vattenkraft, industriellt mottryck och solceller. Fördelningen över Skånes elproduktion illustreras i figur 42 nedan.



Figur 42. Skånes elproduktion per kraftslag (GWh) för åren 2012-2017. Uppgifter ej fullständiga för år 2012. Källa: Region Skåne/Sweco (2020b).

I figur 43 nedan presenteras Skånes lokala elproduktion per nätområde. Skånes lokala elproduktion sker främst till Sydsvenska regionnätet, som stod för ca 3,2 TWh under 2019, regionnätet sträcker sig dock utanför Skånes gränser och till det räknas även produktionen från angränsande län. Utöver regionnätet sker störst inmatning till elområdena Skåne Landsbygd samt Ringsjö (se kapitel 6.2 för översikt av nätområden).



Figur 43. Skånes elproduktion per elområde. Notera att sydsvenska regionnätet även inkluderar produktion från angränsande län. Källa: Region Skåne/Sweco (2020b).

5.1. Vindkraft

Vindkraftverk producerar ingen el då det blåser för lite (cirka 3 – 4 meter per sekund), och när det blåser för mycket (över cirka 25 – 30 meter per sekund) stängs de av säkerhetsskäl av. Men på den höjd vingarna sitter är det mycket sällan vindstilla och extremt höga vindhastigheter är också ovanliga. Ett vindkraftverk kan därför leverera el, i varierande grad, under cirka 90 procent av årets timmar. I ett normalt vindläge producerar ett modernt vindkraftverk på 3 MW cirka 9 000 MWh per år, vilket motsvarar en kapacitetsfaktor på cirka 34 procent.¹⁵³

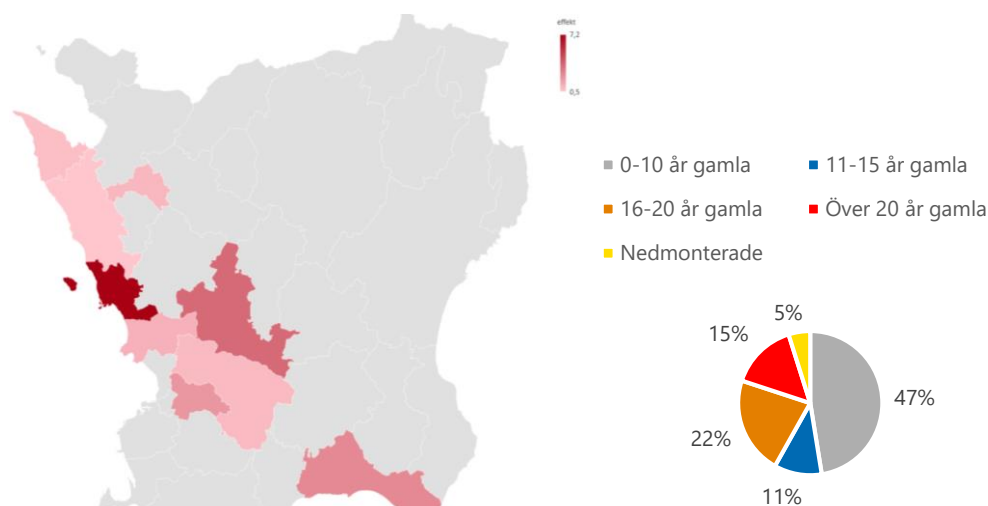
Som nämndes ovan finns idag möjlighet till reducerad inmatningstariff för småskalig vindkraft, vilket initialt var tänkt att skapa konkurrenskraft för det småskaliga men som nu, närmare 30 år efter att den infördes, innebär att många producenter aktivt nedreglerar sin kapacitet för att inte drabbas ekonomiskt. För Skånes del handlar detta, i *teorin*, om uppemot 170 MW då 115 verk med en installerad effekt på 2 MW eller mer, i teorin skulle kunna vara nedreglerade till 1,5 MW. Troligtvis är situationen inte riktigt så illa, men en möjlig utveckling är att den tillgängliga effekten i Skåne ökar när Ei är klar med sitt Regeringsuppdrag om vad en höjning av effektgränsen till 2,3 MW skulle innebära för berörda produktionsanläggningar och för kundkollektivet.¹⁵⁴

Elområde 4 tillhör ett område vars andel av Sveriges totala produktion förväntas minska och det krävs en omfattande utveckling i södra Sverige. Som tidigare påpekats kommer en majoritet av SE4:s totala elproduktion från vindkraften. Den installerade effekten i området utgjorde ungefär en fjärdedel av Sveriges totalt installerade vindkraftseffekt 2019. Det finns dock stor potential för Skåne att förbättras inom vindkraftsproduktion, eftersom en stor del av kraftverken byggdes redan för 10–25 år sedan. På senare år har ny teknik både sänkt investeringskostnader och ökat effektiviteten hos vindkraftverk, vilket innebär att många av de gamla vindkraftverken, som är placerade på strategiskt väl valda platser, tar upp yta för nya och mer effektiva vindkraftverk som hade kunnat tillföra mer effekt till regionen lokalt. Figur 44 visar åldersfördelningen av de vindkraftverk som finns installerade i Skåne samt i vilka kommuner som installerad effekt förväntas falla bort om inte befintlig ålderstigen vindkraft ersätts när tillstånden och/eller den ekonomiska livslängden går ut.

För även framöver nyttja de resurser som finns att tillgå i form av mark och goda vindlägen kan det genomföras s.k. repowering vilket innebär att det genomförs en generationsväxling av vindkraftverk som börjar nå slutet av sin livslängd. Trots att vindkraftsutbyggnaden på land förväntas öka mer i andra delar av landet än i Skåne, kommer repowering spela en viktig roll i länet. Detta eftersom Skåne måste fortsätta nyttja goda vindlägen med få intressekonflikter för att både kunna bibehålla lokal produktion och för att uppnå regionala och nationella mål för förnybar energiproduktion. Projektet ”Repowering i Skånes vindkraft”, som drivs av Energikontoret Skåne och Länsstyrelsen med finansiering av Energimyndigheten, ser över de befintliga vindkraftsresurserna med avseende på livslängd och tillstånd för att uppskatta vilken potential som finns för att ersätta dessa med ny teknik för att öka kapaciteten i regionen.

¹⁵³ Se Svensk vindenergi [Frågor och svar](#) (2020)

¹⁵⁴ Regeringen (2020d)



Figur 44. T.v. Förväntat bortfall av vindkraft (MW) kommande år samt t.h. åldersfördelning över befintlig vindkraft i Skåne. Källa: Länsstyrelsen Skåne, egen bearbetning.

I Sverige är fördelningen mellan installerad effekt av havs- och landbaserad vindkraft ca 2 procent respektive 98 procent, medan den havsbaserade vindkraften i Skåne står för ungefär 15 procent av den totalt installerade effekten. Havsvindkraftsparken vid Lillgrund, cirka 10 km utanför den skånska kusten i Öresunds svenska del söder om Öresundsbron, har en installerad effekt på 110 MW. Parken ägs av Vattenfall och var 2007 den hittills största enskilda satsningen på vindkraft i Sverige. Vid färdigställandet den 26 oktober 2007 var det den tredje största havsbaserade vindkraftsparken i världen.

Sedan dess har havsbaserad vindkraft byggts ut i länder som exempelvis Storbritannien, Danmark och Tyskland – men inte särskilt mycket i Sverige utöver Kårehamn, 48 MW installerad effekt, utanför Öland.¹⁵⁵ Vattenfall fick tillstånd för svenska delen av Kriegers flak, cirka 30 km söder om Trelleborg, för 640 MW samt för Stora Middelgrund i Kattegatt, 40 km väster om Halmstad för 864 MW installerad effekt. Innan alla tillstånd vann laga kraft hann tekniken i båda projekten bli så föråldrad att det nu pågår så kallade ändringstillståndsansökningar för dem båda.

Sett till producerade MWh finns den största potentialen till ökad förnybar energiproduktion i Skåne till havs. Förmodligen är det endast genom en utbyggnad av havsbaserad vindkraft som länet kan få en förnybar elproduktion som motsvarar elanvändningen samtidigt som man får elproduktion nära konsumtionen. Utbyggnaden av havsbaserad vindkraft, i kombination med "repowering" av ålderstigna vindkraftverk på land, är därför viktiga komponenter om Skåne ska minska sitt beroende av omvärlden.¹⁵⁶ Samtidigt kommer en driftsatt Sydvästlänk att aktualisera frågan om egenvärdet av regional elproduktion. Den havsbaserade vindkraften hade varit ett bra tillskott till den nationella och lokala elproduktionen, eftersom vindarna är lättare att förutse och det blåser jämnare ute till havs än vad det gör på land.

Tillgänglighetsfaktorn och antalet produktionstimmar per år är också betydligt högre till havs än på land, vilket skulle bidra till en tryggare elförsörjning utan den osäkerhet i produktion som ibland kan uppstå för landbaserad vindkraft. Havsbaserad vindkraft lämpar sig dessutom bra för södra Sverige

¹⁵⁵ Se Skånes vindkraftsakademi (2020)

¹⁵⁶ Länsstyrelsen Skåne (2018a)

där salthalten i vattnet är låg och riskerna för extrema väderförhållanden ute till havs är lägre än i vissa andra delar av landet.

En bidragande orsak till utebliven expansion i havsbaserad vindkraft står att finna i de många målkonflikter som uppstår när olika intressen ska samsas på liten yta. Den analyserade tekniska potentialen för havsbaserad vindkraft i svenska farvatten är cirka 3000 TWh. Trots detta gör Energimyndigheten bedömningen att den realiserbara potentialen, med hänsyn till motstående intressen, kan ligga mellan 50 och 100 TWh¹⁵⁷ när gynnsamma vindförhållanden sammanfaller med exempelvis Natura 2000-områden, naturvård, fartygsleder, fiskenäring, förorenade sediment och inte minst – försvarsintressen.

För havsbaserad vindkraft finns en konflikt med försvarsmaktens intressen som uppstår längs Skånes kustremsa, vilket gör att många områden, som annars lämpat sig bra, inte kan nyttjas. I december 2016 beslöt den dåvarande regeringen att säga nej till Blekinge Offshore i Hanöbukten – en vindkraftspark bestående av 350–700 vindkraftsverk med cirka 2500 MW i installerad effekt som det planerats och processats för i nästan 10 år. Beslutet motiverades med att det inte går att kombinera vindkraftsverken med försvarsverksamheter, att Hanöbukten är ett av de mest strategiska försvarsområdena i Sverige och att det säkerhetspolitiska läget har gjort att riksdagen beslutat att landets försvarsambitioner ska öka. Taggen fick tillstånd 2012 och planerna var att vindkraftsparken skulle ha en installerad effekt på 300 MW. I oktober 2019 avbröt Vattenfall och delägaren Wallenstam sina planer på vindkraftsparken Taggen efter att Försvarsmakten sagt nej med anledning av skjutfältet Ravlunda, beläget ca 25 km inåt land från Taggens utvecklingsområde.

En förändring i frågan kan dock skönjas i Försvarsmaktens regleringsbrev för budgetåret 2020 i vilket regeringen betonar att Försvarsmakten ska återkomma med förslag på hur det svenska systemet kan få till en ”fungerande samexistens mellan försvarsmakt och kraftigt utbyggd vindkraft inom samma geografiska område” (§ 19, våg- och vindkraft)¹⁵⁸.

Även upprättandet av havsplaner kan komma att få en viss inverkan på hur vi ser på potentialen för havsbaserad vindkraft framöver. Senast i mars 2021 ska dessa planer ha upprättats som syftar till att skapa en samlad planeringsförutsättning för de många politiska målsättningar som rör havets resurser, såväl över som under ytan. Sverige tar just nu fram tre havsplaner, för Bottniska viken, Östersjön samt Västerhavet där en stor utmaning ligger i avvägningen mellan olika riksintresseanspråk (och andra intressen) där det krävs prövning av varje enskilt ärende. Länsstyrelsen Skåne efterfrågade därför i sitt remissvar kring havsplanerna ytterligare vägledning för hur olika intressen ska omhändertas, framförallt i Skånes fall där mycket av ytan är så kallat generellt användningsområde.¹⁵⁹

Trots intressekonflikterna finns det idag ansökningar på nationell nivå om ökad effektinmatning från havsbaserad vindkraft på drygt 9000 MW, även om långtifrån alla kommer att realiseras. Ansökningarna fördelar sig till cirka 60 procent i SE4, 30 procent i SE3, och 10 procent i SE2. En avgörande faktor för huruvida dessa projekt realiseras eller inte, utöver själva tillståndsprocessen, har att göra med projektens lönsamhet vilken är starkt knuten till ett eventuellt beslut om att slopa anslutningsavgiften. Skulle denna slopas innebär det en ökad lönsamhet för havsbaserad vindkraft, samtidigt som det skulle skapa konkurrens såväl inom kraftslag (land- och havsbaserad vindkraft) som

¹⁵⁷ Söder m.fl. (2020)

¹⁵⁸ Regeringen (2019b)

¹⁵⁹ Länsstyrelsen Skåne (2019b)

mellan kraftslag.¹⁶⁰ Idag finns beviljade tillstånd för effektinmatning av havsbaserad vindkraft i Skåne som beräknas kunna generera 4,1 TWh årligen, vilket motsvarar ungefär en niondel av Skånes totala elanvändning. Skulle anslutningsavgiften slopas och många projekt realiseras är bedömningen att det skulle bli ett hårt tryck på tillståndsförfarandet i Skåne.¹⁶¹

5.2. Solkraft

Andelen solkraft som förväntas förläggas i elområde SE4 uppgår i båda Energimyndighetens framtida scenarier till ca 25 procent¹⁶² medan en majoritet förväntas byggas i elområde SE3. I Skåne har det genomförts ett antal solpotentialstudier, däribland i det pågående projektet "Sol i Syd"¹⁶³ som presenterar scenarier för teknisk potential på taktytor i Skåne. I lågscenariot antas omständigheterna se ut precis som i dagens läge och de tak som skulle nyttjas för solceller skulle ligga i söderläge i största utsträckning och produktionen skulle skalas efter de ekonomiska begränsningar som sätts på flerbostadshus och småhus. I högscenariot skulle, å andra sidan, skulle takarean vara den begränsande faktorn, eftersom lönsamheten hos solcellerna förväntats öka väsentligt. Den takyta som antas nyttjas ligger medsols mellan öst- och västläge och takytan antas också ha ökat med 10 procent från dagens läge.

I scenarierna förväntas potentialen årligen uppnå 3,1 TWh för lågscenariot respektive 7,5 TWh för högscenariot, vilket motsvarar ca 24 procent respektive 56 procent av Skånes totala elbehov under 2017. Men hur stor andel av potentialen som kan realiseras, är svårt att säga. Skånes solkraftsproduktion ökar i hög takt och under 2018 ökade den totalt installerade effekten med 85 procent och under 2019 med ytterligare 81 procent.¹⁶⁴

I en solpotentialstudie, genomförd på uppdrag Malmö stads miljöförvaltning inom Urban Magma, beskrivs en situation där en årlig fördubbling av andelen solel skulle innebära att Malmö stad nått målet om 15 procent solel egenproducerad el år 2023.¹⁶⁵ Allt större intresse har uppvisats vad gäller solcellsparker de senaste två åren, med flera initiativ i Skåne. Senast byggda stora anläggningen är i Sjöbo på cirka 6 MW (med utbyggnadsplaner på maximal 30 MW). Tillskottet från solcellsparker är potentiellt stort och kan därför öka solelproduktionen utöver potentialen på taktytor enligt ovan. Samtidigt uppstår intressekonflikter kring markanvändningen om solcellsparker i högre utsträckning sker på exempelvis åkermark eller annan yta med flera möjliga ändamål. En sådan diskussion har nu uppstått i samband med en planerad solcellspark på en yta motsvarande 350 fotbollsplaner utanför Helsingborg.¹⁶⁶

I figur 45 nedan presenteras den historiska utvecklingen av den installerade effekten i Skåne.

¹⁶⁰ STEM (2018d); SvK (2019a)

¹⁶¹ I enlighet med mailkorrespondens med SvK våren 2020

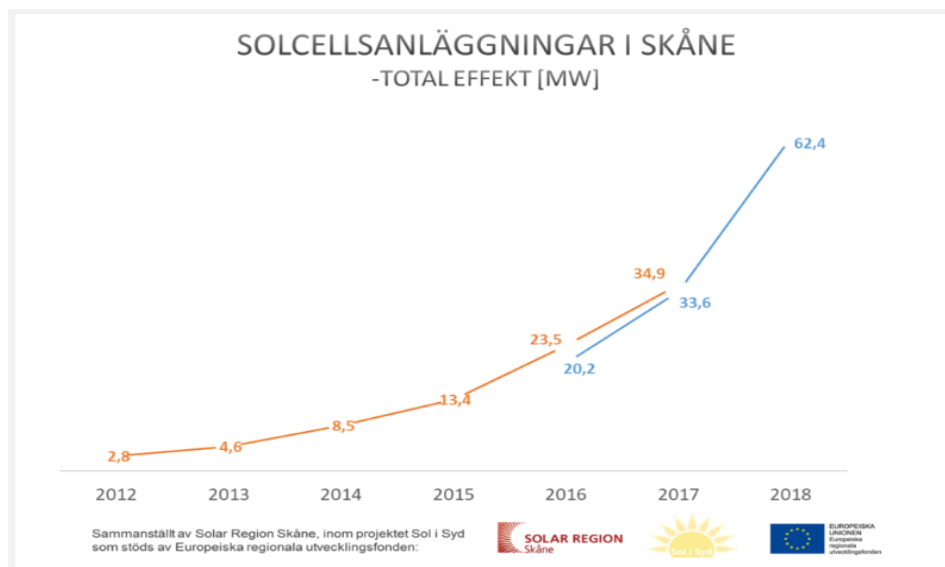
¹⁶² STEM (2019a)

¹⁶³ Sol i Syd (2018)

¹⁶⁴ STEM (2018c)

¹⁶⁵ Malmö stad (2018b)

¹⁶⁶ [Sydsvenskan](#) 31 augusti 2020



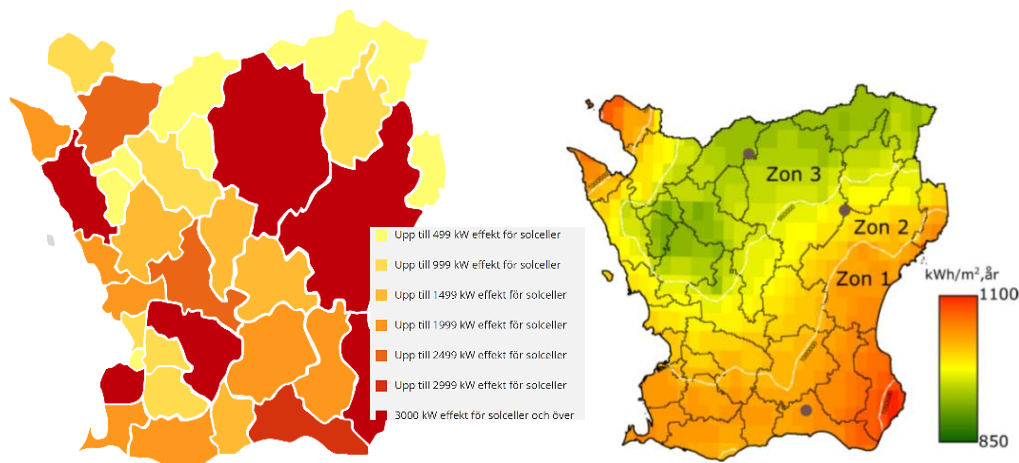
Figur 45. Historisk solcellsstatistik i Skåne mellan 2012 och 2018. Blå linje representerar statistik från energimyndigheten och orange linje från Solar Region Skåne. Källa: Sol i Syd (2018).

Risken finns dock att utvecklingen mattas av något. Delvis på grund av att marknaden mätts, men också eftersom solcellsstödet slutar gälla för företag under 2020 och ersätts med en skattereduktion för privatpersoner, som endast uppgår till 15 procent av installations- och materialkostnaderna.¹⁶⁷ Samtidigt konstateras i ytterligare en potentialstudie¹⁶⁸ bland annat att senare års prisfall på solesinstallationer tillsammans med förändrade skatteregler bidrar till en gynnsammare bild av lönsamheten, medan prisfall på elcertifikat och el verkar i motsatt riktning. Sammantaget innebär utvecklingen att soles även fortsättningsvis kan vara lönsamt i stadens egna fastighetsbestånd. Genom att analysera antalet driftstopp, dimensionerande last och energianvändning för att därefter göra en granskning av solljus som träffar tillämpliga ytor. Analysen visar på en återbetalningstid på cirka 20–25 år baserat på antagandet att en kilowattimme soles som används i byggnaden ger en besparing för stadsfastigheter på drygt 75 öre, medan en som måste säljas ger en intäkt på strax under 30 öre.

Som tidigare nämnts har utvecklingen i Skåne gått väldigt fort när det gäller solceller och kommuner har kommit olika långt i sin utveckling. I figur 46 nedan presenteras den totalt installerade kapaciteten i var och en av Skånes kommuner, intill en karta som delar upp Skåne i olika zoner baserat på solinstrålning. De slutsatser som kan dras från detta är att de kommuner som befinner sig i mer solintensiva zoner har en mer utvecklad solcellsinstallation än andra, men det finns en del kommuner, som trots att de är placerade i zon 3, har mer än 3000 kW installerat, vilket tyder på att ambition och politisk vilja också kan ha betydelse.

¹⁶⁷ Regeringen (2020b)

¹⁶⁸ Malmö stad (2018c)



Figur 46. Kartläggning av installerade solceller (t.v.) jämfört solintensiva zoner (t.h.). Källa: Sol i Syd.

Det är svårt att säga just nu hur utvecklingen kommer se ut i fortsättningen, men under perioden juli 2019 – juli 2020 har ca 130 miljoner i solcellsstöd betalats ut i Skåne, vilket är en ökning med 30 procent från föregående år och tyder på att trenden är fortsatt uppåtgående.¹⁶⁹ Data från 2019 tyder också på att installerad effekt i Skåne län nu uppgår till 113 MW fördelat på 6500 anläggningar, vilket skulle innebära en genomsnittlig effekt på 17 kW per anläggning.¹⁷⁰

Dessutom planeras ett stort antal solcellsparker i Skåne, en del som redan beviljats, men också många inkomna ärenden till Länsstyrelsen Skåne. Totalt finns det just nu en planerad utbyggnad av solkraftsparker om ca 95GWh/år i Skåne under de kommande två åren, vilket motsvarar en knapp fördubbling av den totalt producerade solelen under 2018.¹⁷¹ Samtidigt ställer ökad andel solel krav på elnätets kapacitet att ta emot el även vid timmar av låg användning (genom exempelvis energilager) eftersom solkraftens produktionsprofil matchar Sveriges lastprofil sämre än vad vindkraften gör på årsnivå och skulle därför skapa överskott under timmar då elen inte behövs.

5.3. Vattenkraft

Precis som för resten av landet är den nordliga vattenkraftens betydelse väldigt stor. Men den lokala produktionen är mycket låg och ca 80 procent av den totala vattenkraften i Skåne (ca 4 procent av Skånes totala elproduktion) kommer från kraftverk längs Helge å. Helge å har klassats som ett av de vattendrag som är nödvändiga för elberedskap, men bidrar inte med någon reglerkraft. Det gör däremot ett antal kraftverk i Rönne å, Skräbeån och Kävlingeån, som tillsammans utgör en maximal reglerkraft om ca 0,5 MW vilket motsvarar 1 procent av vattenkraftskapaciteten vilket är en väldigt liten reglerkraft och otillräcklig för att hantera den reglering som behövs i Skåne. Det finns dock fler andra reglerbara vattenkraftverk i elområde SE4, som kan bidra med ytterligare reglerkraft till området.¹⁷² Svensk Vattenkraftförening (SVAF) bedömer att så många som 900 av de småskaliga anläggningarna i Sverige skulle kunna erbjuda acceptabel reglerkraft, och att många andra skulle

¹⁶⁹ STEM (2020e)

¹⁷⁰ Solar Region Skåne (2018)

¹⁷¹ STEM (2018c)

¹⁷² STEM (2014)

kunna använda sig av en aggregator som köper upp enskilda kraftverks reglerförmåga och sälja vidare i en samlad volym.¹⁷³

Övrig vattenkraft i Skåne består till stor del av kraftverk längs Almaån och Rönne å. Vattenkraften i Skåne bidrar med cirka 120 GWh/år, vilket inte är särskilt mycket, men är viktig för produktionsplaneringen, eftersom den inte har särskilt hög volatilitet över kort tid. Över längre tid är dock produktionen från vattenkraft i Skåne inte konstant, och har under de senaste åren varierat med ca ± 28 procent från medelvärdet på ca 120 GWh.

Den realiserbara potentialen för skånsk vattenkraft är däremot fullt tillvaratagen idag och den nyligen beslutade nationella planen¹⁷⁴ för moderna miljövillkor för vattenkraften kan komma att påverka förutsättningarna för de mindre vattenkraftverken.

5.4. Kraftvärme och industriellt mottryck

Kraftvärmen är ett planerbart kraftslag, som bidrar med både el till elnäten och värme till fjärrvärmenätet. Tack vare den kombinationen kan kraftvärmen uppnå väldigt hög verkningsgrad som kan ligga på uppemot 90 procent då el genereras och värme utvinns från värmen som blir över. Detta gör att kraftvärmen blir extra effektiv, eftersom den bidrar med uppvärmning av bostäder och industrier som i vanliga fall hade värmts upp med el eller oljepannor och därmed avlastar elnätet, som kraftvärmen också genererar el till.

Inkluderat i detta finns också det industriella mottrycket, som innebär att industrier som använder sig av hög värme i sina processer, kan använda denna för att generera el dels för egen användning, dels för att avyttra till elnätet.

Till skillnad från vattenkraften är kraftvärmen till stor del lokaliserad i de södra delarna av landet, eftersom den inte behöver förlita sig på den omkringliggande miljön. Detta skapar också mindre överföringsförluster, eftersom en större andel av elanvändningen sker i södra delarna av landet och elen behöver därför inte transporteras särskilt långa sträckor. Kraftvärmen idag produceras oftast genom biobränslen och elproduktionen från kraftvärmen 2018 (nationellt) bestod till 75 procent av biobränslen, medan fjärrvärmen hade en något lägre andel med ca 62 procent. Det innebär dock att det fortfarande finns en andel av fossila bränslen som kommer behöva fasas ut ur energisystemet fram till år 2040. Hur detta kommer ske, och huruvida kraftvärmen kommer ha en stor betydelse i framtiden, är svårt att förutse och kommer förmodligen bero till stor del av elpriserna, tillgången på biobränsle och marknadsmodellen för hur systemtjänster ska ersättas.

I Skåne är, som tidigare nämnts, kraftvärmen speciellt viktig under vinterhalvåret på grund av begränsningar i överföring. Trots att det funnits marginaler i överföringskapacitet in till elområde SE4 under topplasttimmen de senaste åren, skulle det vid en så kallad tioårs- eller tjugoårs-vinter kunna uppstå effektbrist. Effekthalansen kommer att minska ytterligare på grund av kärnkraftens nedläggning samt den förväntat ökande elanvändningen. Detta kommer innebära att Sverige behöver förlita sig ännu mer på import från andra länder, energilagring eller efterfrågefleksibilitet under de

¹⁷³ SVAF (2020)

¹⁷⁴ Regeringen (2020a)

mest krävande timmarna av året i framtiden, men också på kraftvärmens som tillför en lokal och pålitlig elproduktion.

I Skåne idag finns mer än 300 MW installerad kraftvärme (se figur 47 nedan). Det finns dock en trend som pekar på att lönsamheten för kraftvärmens minskar och låga elpriser gör att kraftverken inte kan generera lika många timmar om året som de hade behövt för att vara lönsamma, vilket har lett till att kraftvärmeproduktionen minskat de senaste åren. En sådan anläggning är Öresundsverket som varit en viktig del av Malmös och sydvästra Skånes lokala elförsörjning, men som på grund av de låga elpriser som rått på marknaden har haft problem med lönsamhet. Detta har lett till beslutet att permanent stänga verket (Uniper, u.d.). Öresundsverket är ett modernt kraftvärmeverk som kan generera 450 MW (ca 10 procent av SE4:s totalt installerade effekt) under alla tider om året, vilket gjorde det till en trygg och tillförlitlig källa till el. För att kraftvärmens ska finnas kvar i elsystemet i stor utsträckning krävs det minskade produktionskostnader eller förändrade marknadsmodeller som ersätter kraftslaget för de stödtjänster det erbjuder.

Typ av anläggning	Företag	Anläggning	Kommun	Normalårsproduktion (GWh)	Installerad effekt (MW)
Kraftvärme	Öresundskraft	Västhamnverket	Helsingborg	300	126
Kraftvärme	SYSAV	Avfallskraftvärmeverk	Malmö	267	40
Kraftvärme	Kraftringen	Örtoftaverket	Eslöv	220	39
Kraftvärme	C4 Energi	Allöverket	Kristianstad	81	24
Kraftvärme	Öresundskraft	Filbornaverket,	Helsingborg	117	20
Kraftvärme	Landskrona Kraft	Energiknuten	Landskrona	50	8,4
Kraftvärme	Kraftringen	Återbruket	Lomma	20	4,5
Kraftvärme	Hässleholm Miljö	Beleverket	Hässleholm	11	1,7
Industrial.	Stora Enso Nymölla	G1 + G2	Bromölla	210	33,5
Industrial.	Kemira	Energicentralen	Helsingborg	100-150	NA
Industrial.	Nordic Sugar	Örtofta Sockerbruk	Eslöv	3,1	9,8
Industrial.	Perstorp	Ångcentralen Turbin 1	Perstorp	30	6,2
Biogas	Öresundskraft	Biogasanläggning	Helsingborg	10	1,95
Potentiell anläggning	Uniper	Öresundsverket (biogas)	Malmö	-	400
Potentiell anläggning	EON	Heleneholmsverket	Malmö	-	130
Potentiell anläggning	EON	Nyetablering (värme/kraftvärme)	Malmö	-	25

Figur 47. Installerad eller potentiell kraftvärme, industriellt mottryck och elproduktion från biogas (större än 0,1 MW) i Skåne 2019. Källa: Länsstyrelsen Skåne, egen bearbetning.

Förutom naturgas i kraftvärmens finns även en del verk som eldar restavfall, vilket till viss del har fossilt innehåll som till stor del utgörs av plast. I Skåne utgörs dessa kraftverk framförallt av SYSAV i Malmö och Filbornaverket i Helsingborg och för att nå målen om fossilfri elproduktion måste därför plasten i dessa kraftverk fasas ut, eftersom flera av kraftverken förväntas vara i drift under många år till.

En teknik som kan komma att bli alltmer aktuell i Skåne är **geotermisk värme** genom så kallad EGS-teknik (djupgeotermi). De geologiska förhållandena i Skåne och främst sydvästra Skåne skiljer sig från övriga delar av Sverige. Området ligger i ett område som utgör kanten av Fennoskandia-skölden där jordskorpan är något tunnare. Detta gör att värmeflödet och den geotermiska gradienten är högre än för de centrala sköldområdena. Djupgeotermi har potential för både storskalig värmeproduktion och reglerbar elproduktion då en energibrunn kan producera 50 MW värme och 1–4 MW el.

Under de senaste decennierna har ett några projekt genomförts i Skåne, där det första projektet inom geotermi genomfördes redan på 1970-talet. Under 2000-talet påbörjades ett djupgeotermiprojekt i Lund och mellan åren 1999 – 2006 genomförde E.ON ett geotermiprojekt i Malmö.¹⁷⁵ Förutom berg- och fjärrvärme finns idag bara en geotermisk anläggning, placerad i Lund, som dock står för ca 25 procent av uppvärmningen av Lunds fjärrvärmenät. En borrhning på 6–7 km i Malmö förväntas pumpa upp 130 grader och E.ON hoppas kunna bygga ytterligare sex anläggningar som tillsammans skulle kunna täcka 50 procent av fjärrvärmebehovet i Malmö. Detta skulle på längre sikt kunna påverka lönsamheten hos befintliga, avfallseldade, värmeproducenter i området.

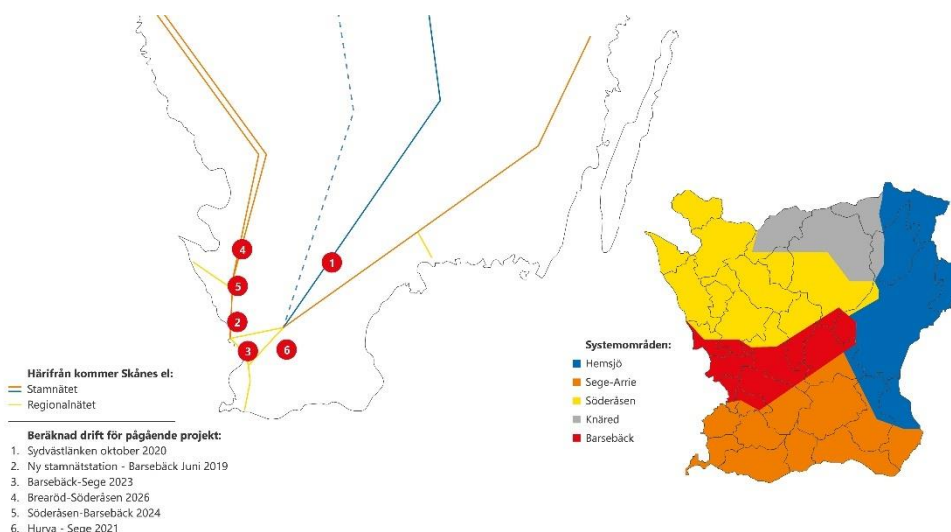
¹⁷⁵ Länsstyrelsen Skåne (2018b)

6. REGIONAL ELÖVERFÖRING

Skåne tillhör elprisområde 4, ett område som kännetecknas av ett stort underskott på egen elproduktion och följaktligen ett stort behov av tillförsel såväl norrifrån som via utlandsförbindelser. Detta ställer stora krav på god nätkapacitet och driftsäkerhet för att leveranssäkerheten ska upprätthållas. Avsnitten redogör kort för de olika delarna av Skånes elnät.

6.1. Transmissionsnät och utlandsförbindelser

Skåne försörjs av transmissionsnätet som ansluter från två håll till i ett antal stamnätstationer: Hemsjö, Sege-Ärrie, Söderåsen, Knäred, Barsebäck (se figur 48). Nätabonnenten för regionnätet (i Skånes fall E.ON Energidistribution) ansöker om vilket effektabonnemang de önskar i respektive anslutningspunkt gällande inmatning och uttag. Nätabonnenten ansöker om *ordinarie* effektabonnemang (årsvisa abonnemang) eller *tillfälliga* effektabonnemang (7 dygnsabonnemang) och tvingas betala en *överskridandeavgift* (när abonnemanget överskrider).

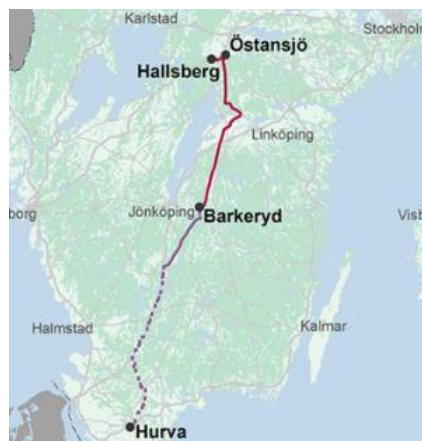


Figur 48. Transmissionsnätets anslutningar i Skåne. Källa: SvK, egen bearbetning.

Skåne tillhör den expansiva Öresundsregionen där snabb befolkningsökning, klimatdriven elektrifiering av transportsektorn och nyetablering av industrier är några viktiga komponenter i en ökad elanvändning. Eftersom den regionala elproduktionen inte täcker all användning är länet starkt importberoende vilket ställer höga krav på transmissionsnätet. Detta har föranlett att det idag sker stora förändringar framförallt i form av förstärkningar och förnyelser samt nybyggnationer i de skånska elnäten. Ett urval av de viktigaste projekten i Skåne beskrivs kortfattat nedan.

Pågående projekt och befintliga anläggningar av betydelse

SydVästlänken är Svenska kraftnäts största investering någonsin och sträcker sig från Hallsberg i Närke till Hörby i Skåne. Den ursprungliga planeringen av SydVästlänken startade efter den störstörning som 2003 slog ut elförsörjningen till Sydsverige och Själland. Det bedömdes då nödvändigt att förstärka elnätet i södra Sverige med ytterligare en förbindelse från SE3 till SE4. Med länken i full drift kommer kapaciteten att överföra el mellan mellersta och södra Sverige att öka med upp till 25 procent. Den sista sträckan i länken, kopplingen till Hurva har dock kommit att bli försenad men prognostiseras nu till att vara i kommersiell drift i oktober 2020. SydVästlänken,

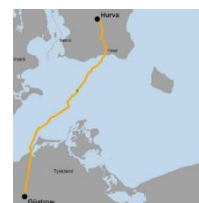


som hanterar överföring från SE3 till SE4 (Skåne med flera), kommer att ha en positiv effekt på de prisskillnader som identifierats. Detta innebär å andra sidan att flaskhalsen flyttas upp en nivå och Svenska kraftnät behöver förstärka överföringen mellan SE2 och SE3, eftersom det handlar om ett sammankopplat elsystem. SE4, dvs bland annat Skåne, är beroende av att överföringen mellan de andra områdena fungerar. Kedjan är inte starkare än den svagaste länken.

Baltic cable, initierat av Svenska kraftnät, är en havskabel för högspänd likström mellan Sverige och Tyskland som togs i drift år 1994 och används än idag, bland annat för så kallad mothandel av el. Detta är en EU-mekanism som tillåter att flaskhalsar och prisskillnader åtgärdas genom att el återköps eller säljs i efterskott så att producenter och storförbrukare får ekonomiska incitament att ändra planerad produktion/förbrukning.



Hansa Power Bridge är ett pågående projekt där Svenska kraftnät planerar för en ny elförbindelse mellan Hurva station i Hörby kommun och Güstrow i norra Tyskland. Med Hansa Power Bridge stärks kopplingen mellan Norden och övriga Europa med ökade möjligheter till elmarknadshandel.



Söderåsen – Barsebäck, Barsebäck – Sege samt Hurva – Sege är tre sträckor vars ledning kommer förnyas och förstärkas i syfte att upprätthålla driftsäkerheten och tryggheten i elförsörjningen i sydvästra Sverige. Förnyelsen görs genom att en



ny ledning byggs i samma sträcka som den befintliga, som därefter rivs. Ledningens förnyelse är nödvändig för att såväl SydVästlänken som Baltic Cable ska kunna nyttjas maximalt. Med hjälp av dessa förstärkningar utökas uttagskapaciteten för Skåne sydväst. Under våren 2019 har Svenska kraftnät lämnat in önskan om förlängd koncession för ledningarna och har, efter prioriteringar och påskyndade tekniska studier, en plan att ha ledningsförstärkningarna klara år 2024 vilket möjliggör ytterligare 200 MW i anslutningar.

Barsebäck och **Öresundsverket** klassificeras sedan april 2019 som riksintresse och tydliggjorde därmed statens anspråk utifrån områdets värden och dess geografiska avgränsning vad avser energiproduktion och energidistribution. Motivet till anspråken är att verken har ett strategiskt läge i Skåne, med tillgång till infrastruktur samt att platsen redan är ianspråktagen för storskalig energiproduktion i en region där konkurrensen om mark är mycket hård.¹⁷⁶ Vad gäller Barsebäck har verket sedan 1999 succesivt tagits ur drift och idag pågår en tillståndsprocess för nedmontering av verket och återställning av platsen. Barsebäck är utpekad som riksintresse för energiproduktion för att området uppfyller de kriterier Energimyndigheten ställt upp för riksintresse 'energiproduktion', dvs det utgörs av ett mark- och vattenområde som möjliggör stor energi- och effekttillförsel, har ett strategiskt läge för energiomvandling och har stor betydelse för försörjningstryggheten. Dessutom möjliggör områdets strategiska läge och tillgång till infrastruktur också på sikt att ny produktion kan bidra med viktig balans och reglerkraft till systemet. Öresundsverkets framtid är fortsatt oviss. Sedan mars 2017 är anläggningen inte längre tillgänglig för marknaden och ägaren, Uniper, är i en försäljningsprocess av kraftverkets utrustning och komponenter.

Utlandsförbindelser

Inom elområde 4 finns ett antal utlandsförbindelser, som illustrerats ovan. Det är två 400 kV växelströmskablar till Själland (DK2), likströmsförbindelsen Baltic Cable till Tyskland samt likströmsförbindelsen SwePol Link till Polen. I början av 2016 togs den nya likströmsförbindelsen NordBalt till Litauen i drift. Därtill finns förbindelser på regionnätetsnivå genom fyra 130 kV växelströmskablar till DK2. Sammantaget ger dessa förbindelser en exportkapacitet på 3 200 MW och en importkapacitet på 3 600 MW¹⁷⁷

År 2019 nettoimporterade SE4 ca 25 TWh från SE3 och nettoexporterade vidare ca 9 TWh av dem, främst till Litauen, Polen och Danmark. Den planerade nybyggnationen av den tysk-svenska länken Hansa power bridge kommer knytas an med Sydvästlänken och därmed öka kapaciteten i regionen. Den kan dock ha motsatt effekt eftersom Tyskland är importberoende under deras högst belastade timmar, vilka med stor sannolikhet sammanfaller med de i södra Sverige eftersom klimatet och väderförhållanden ofta är lika de i norra Tyskland.

EU:s handelsregler, med krav på 70 procent tilldelning av kapacitet på utlandsförbindelser under 30 procent av tiden, bidrar till en fortsatt utmaning för SE4 eftersom området måste fortsätta exportera trots återkommande effektbrist. Detta är bra för att garantera att el ska finnas tillgänglig till ett skäligt pris i de anslutna elområdena, men det kan också innebära högre priser för de svenska elområdena under tungt belastade timmar, eftersom Sverige då måste göra motköp från andra länder, som kan ha högre elpriser.

Givet det faktum att det ofta är samma temperaturer och ungefär samma vindstyrka i regionen kommer i stort sett nordeuropeiska områden att ha antingen ett överskott som de vill bli av med, vilket driver ned elpriserna väldigt mycket, eller ett underskott och är i stort behov av el samtidigt, vilket i sin tur driver upp priserna. Det här fenomenet skapar hög volatilitet i elpriserna, vilket kan komma att gynna de med planerbar elproduktion som kan producera när de vet att priserna blir som högst.

¹⁷⁶ Energimyndighetens [bedömning](#) av Nationellt betydelsefulla områden för energiproduktion

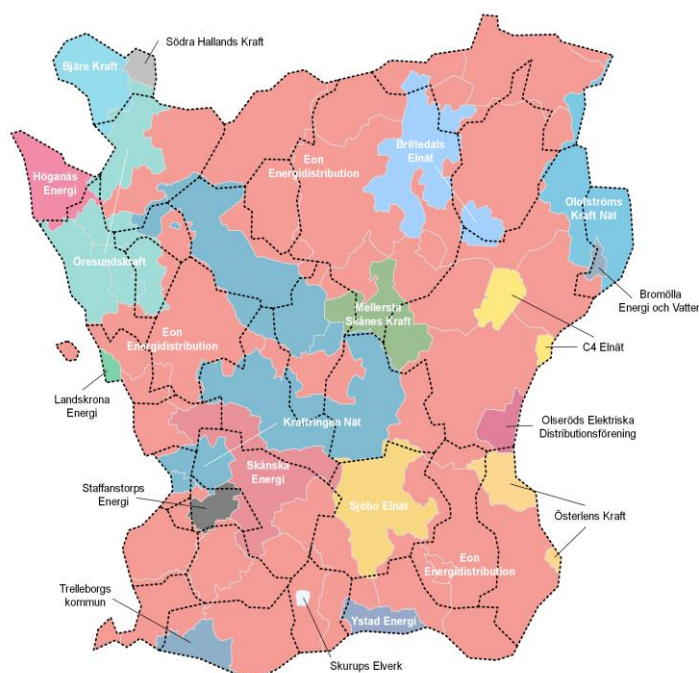
¹⁷⁷ SvK (2020b)

6.2. Distributionsnät på regional och lokal nivå

Skånes regionnät ägs i huvudsak av E.ON energidistribution förutom en linjekoncession som Öresundskraft erhållit mellan Mörrarp och Höganäs. Regionnätet består av ledningar med spänningar mellan 20–130 kV och har anslutningar från 17 av de 20 olika lokalnätsföretag som finns i Skåne (de resterande lokalnätsföretagen är istället anslutna till E.ONs lokalnät). Utöver lokalnätsbolag ansluter även större industrier och mindre kraftverk samt vindkraftsparker direkt till regionnätet

Liksom för transmissionsnätet tar det mycket lång tid att planera för och utföra förstärkningar i regionnätet och tiden det tar beror mycket på komplexiteten av ledningen eller stationen, men kan ta allt mellan 5 och 15 år att färdigställa. Detta kan medföra stora investeringsosäkerheter, dels för regionnätsägaren, dels för andra inblandade parter, eftersom det är svårt att göra prognoser för hur effektbehovet i olika områden kommer utvecklas under de kommande 15 åren. Regionnätsägaren kan ibland vänta med att påbörja projekt för förstärkningar eller nya ledningar, för att försäkra sig om att de ska nyttjas när de är färdigbyggda, eftersom de annars sitter på realkapital de inte kan nyttja om det skulle bli en försening hos Svenska kraftnät.¹⁷⁸

Skånes lokalnätsföretag har erhållit områdeskoncession från Energimarknadsinspektionen för respektive elnätsområde, som har spänningar mellan 230 och 20 000 V. Det finns 20 lokalnätsägare i Skåne men betydligt fler elnätsområden som då ägs av en och samma företag (se figur 49). E.ON är det största elnätsföretaget i länet följt av Öresundskraft och Krafringen.



Figur 49. Översikt av områdeskoncessioner för lokalnät i Skåne. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Lokalnäten påverkas väldigt mycket av lokala förutsättningar som exempelvis en stor andel elintensiv industri, stor mängd bostäder och elektrifierad kollektivtrafik. De varierar därför inom en rad områden, till exempel i geografisk storlek på nätet; antal abonnenter som är anslutna i nätet; typer

¹⁷⁸ I enlighet med intervju gjord med lokalnätsbolag av Energikontoret under våren 2020.

av abonnenter samt fördelning av dessa; kundtätheten i nätet (meter ledning per abonnent); andel luftledning/andel kabel; samt lastprofil. De lokala elnäten kan delas in i tre olika grupper; stadsnät, tätort och landsbygd där klassificeringen är baserad på antal meter ledning per kund. Det finns renodlade stad/tätortsnät i många kommuner men även en del mer präglande av landsbygd samt en del mixade elnät med stad och landsbygd. Vissa elnät är byggda till stor del baserat på en eller flera elkrävande industrier som antingen fortfarande är i drift eller som är nerlagda. Generellt kan sägas att ju högre kundtäthet i nätet desto mer kostnadseffektivt är det. Med andra ord är det dyrare att bedriva elnätsverksamhet på landsbygden än i staden.

De påverkas också mycket av hur tät bebyggelsen är. Det är en fördel att ha en stor blandning av landsbygd och tätort i sitt elnät, eftersom kapital- och underhållskostnaderna per anslutning är mycket högre på landsbygden. Detta betyder att en kombination av tätort och landsbygd gör att kostnaderna kan fördelas jämnt över kunderna och ge en rättvis prisbild. På grund av de höga kostnaderna att ansluta kunder på landsbygden är det inte tillåtet att ha nättariffer som skiljer sig åt inom de olika nätområdena.

Hur distributionsnätens abonnemang till överliggande nät ser ut varierar, men ofta avtalas det om ett maximalt effektuttag som gäller årligen och skulle effektuttaget överskrida gränsen utkrävs en straffavgift. Detta kan till exempel illustreras med de två stamnätsstationerna Sege och Arrie, som försörjer Malmö och hela sydvästra Skåne, idag har effektabonnemang på 750 MW. Under 2017 överskreds effektabonnemanget nästan 400 gånger, varav den högsta effekttoppen överskred gränsen med 160 MW.¹⁷⁹

Lokalnätens abonnemang mot överliggande nät är beräknade att klara högsta förväntade effektuttaget som sker de kallaste vinterdagarna. Ett jämnare effektuttag ger en högre nyttjandegrad i nätet och skulle de högsta effekttopparna kunna kapas skulle det ge en möjlighet att sänka abonnerad effekt. Med ett jämnare effektuttag skulle en del investeringar i förstärkning av lokalnätet kunnat undvikas eller skjutas ett par år framåt i tiden, vilket ger en tydlig samhällsekonomisk nytta. Det ger även en privatekonomisk nytta med lägre kostnader för elnätsabbonenterna. Ett jämnare effektuttag ger en längre livslängd på kablar och transformatorer.

E.ON Regionnät har under våren 2020 påbörjat en förnyelse av sina avtal med lokalnätsägarna, i vilka de vill begränsa lokalnätsbolagens möjlighet att öka sitt effektuttag om de tidigare gjort en minskning i sitt abonnemang. Detta ska förhoppningsvis leda till att lokalnätsföretagen tänker mer långsiktigt när det kommer till deras abonnemang och att de skickar ut tydligare signaler om hur de förväntar sig att deras effektbehov kommer se ut inom de kommande åren.¹⁸⁰ Det förväntas också få lokalnätsföretagen att implementera flexibilitetslösningar, eftersom de varken vill ha för högt abonnemang eller låsa sig genom att minska sitt abonnemang. Detta kan dock leda till att elnätsbolagen under de närmsta åren sitter på ett överskott av effekt i sina abonnemang, vilket kan leda till att situationen blir ännu mer ansträngd än idag.

¹⁷⁹ Malmö stad (2018a)

¹⁸⁰ I enlighet med intervju gjord med lokalnätsbolag av Energikontoret under våren 2020.

6.3. Erfarenheter och nuläge hos skånska lokalnätsföretag

Under perioden april till augusti 2020 genomförde Energikontoret Skåne, i samverkan med Sweco, en enkätstudie samt uppföljande intervjuer med skånska elnätsföretag i syfte att kartlägga nuläget avseende effektsituationen samt inhämta synpunkter och erfarenheter kring det framtida arbetet med nätkapaciteten i länet. Intervjuerna genomfördes uteslutande med elnätsföretag verksamma i de områden som upplevt nätkapacitetsbrist under det gångna året, alltså primärt företag i områdena runt stamnätsstationerna Sege-Ärre samt Söderåsen-Barsebäck. Arbetet kan i allt väsentligt ses som en uppföljning av den förstudie¹⁸¹ som Energikontoret genomförde under 2018. I avsnitten nedan återges resultaten från de nyligen genomförda enkät- och intervjustudierna¹⁸².

Förutsättningarna är ej homogena och varierar beroende på var i det skånska nätet som företagen är anslutna. Kapacitetssituationen beror bland annat på en historisk utveckling i de lokala elnäten i allt från graden av elektrifiering inom lokalnätsområdet och utbyggnader under årens lopp till hur blandningen mellan stora och små abonnenter och större industrier ser ut. Lokalnäten har en viss variation i sin lastprofil och uttag av effekt vilket gör att de ligger olika nära den maximala gränsen för sitt abonnemang hos regionnätet. Samtliga lokala elnät utom tre mindre är anslutna till regionnätet, de resterande tre är anslutna på E.ONs lokalnät som en storkund. Med andra ord är det en relativt unik situation som råder i respektive av de 20 lokalnäten i Skåne. Jämförande analyser blir därför aningen begränsade då de har olikheter vad gäller förutsättningar. Det är dessutom svårt att jämföra lokalnät bestående av mestadels landsbygdsnät med tätorts- och citynät där kundtätheten är högre.

Flaskhalsar är primärt inte ett lokalnätsproblem eftersom många elnätsföretag i Skåne har, eller kommer i en nära framtid att ha, byggt om och förstärkt sina mellanspänningsnät, transformatorer och stationer samt uppgraderat eller byggt ut kapaciteten i olika reinvesteringsprojekt. Förekomsten av flaskhalsar i lokalnäten försvinner därmed i stor utsträckning efterhand som investeringsprojekt genomförs. De flaskhalsar och kapacitetsproblem som uppvisats i Skåne beror då till största delen på begränsningar högre upp i nätet, det vill säga i regionnätet respektive transmissionsnätet. Många konstaterar att elektrifieringen och den ökade el- och effektefterfrågan har ökat snabbt men upplever samtidigt att det under många år funnits ledig kapacitet i näten högre upp. Samtidigt kommer besked om begränsningar med väldigt kort varsel. I intervjuerna framkommer det därför att en konsekvens av förseningar i pågående stamnätsprojekt påverkar reinvesteringar och förstärkningar även på lägre spänningsnivåer.

Förnyelse av avtal med regionnät håller just nu på att omförhandlas med de lokalnätsföretag som är kopplade till E.ON regionnät. Nya avtalsvillkor har tillkommit som innebär att vid reducering av effekt i abonnemangen ges ingen rätt att per automatik få tillbaka denna i ett senare skede som lokalnätsföretag. Detta så länge det råder begränsningar vad gäller kapacitet från transmissionsnätet, ner via regionnät och ut till lokalnäten. Många lokalnätsföretag tycker att avtalslösningar med flexibilitet inbyggt kan vara en fördel för ett bättre utnyttjande av det skånska elnätet medan den nu kommande avtalsförändringen kan uppmuntra lokalnätsägaren att tänka mer långsiktigt i sina planer.

¹⁸¹ Larsson, M. & Evander, A. (2018)

¹⁸² Arbetsmaterial tillhandahållet av Energikontoret Skåne, september 2020. Se Bilaga 2.

En konsekvens kan dock bli att lokalnätsföretagen sitter på en överkapacitet i effekt som de för tillfället inte utnyttjar men ser att de på sikt (3-5 år) kan ha behov av i takt med att behovet ökar genom bostadsexpansion, elektrifiering och ny industri. Detta genererar dock en form av konkurrenssituation mellan lokalnätsföretag om tillgänglig kapacitet och effekt i en situation där det råder begränsningar. Det finns exempel på nätföretag som tidigare lämnat ifrån sig effekt för att ett antal år senare få ett nekande till att öka effekten på nytt. Detta skulle i så fall leda till att kundkollektivet i lokalnätet betalar för mer effekt än som för tillfället används, som en form av försäkring. Denna kortsiktiga lösning står alltså i konflikt med en mer långsiktig lösning där den tillgängliga effekten och kapaciteten i det skånska elnätet skulle kunna utnyttjas mer systemeffektivt när begränsningar råder.

Arbetet med nätutvecklingsplaner är i de flesta fall ytterst begränsat och är precis i en uppstartsfas. De allra flesta av lokalnätsföretagen har ej påbörjat detta arbete och inväntar tydligare regler och krav på innehåll vilket i sin tur kommer att ge en inriktning på den kompetensförstärkning som behöver genomföras i flera bolag. De lite större nätföretagen i Skåne har redan pågående arbete som ligger i linje med nätutvecklingsplanerna och E.ON Regionnät tar nu fram en pilotstudie för nätutvecklingsplan för Malmöområdet. Generellt sett är det många som uttrycker oklarheter i vad planerna ska innehålla och vad nyttorna med nätutvecklingsplanerna är. En förhoppning är att arbetet med nätutvecklingsplaner kommer att medföra ett mer framåtriktat arbete med olika planer som kan komma att utgöra underlag som kan underlätta för regionnätsägaren i planeringen av sitt arbete framöver. Nätutvecklingsplanerna skapar sannolikt också förbättrade möjligheter för ett tätare och bättre samarbete mellan kommunerna och elnätsföretagen. Lokalnätsföretagen undrar vilket stöd som kommer att finnas inom branschorganisationen respektive från regionnätsägaren och de önskar även en större transparens i det kommande arbetet med nätutvecklingsplanerna.

Aktivt arbete med konkreta lösningar krävs inom lokalnätet vad gäller exempelvis ombyggnation och småskalig laststyrning på platser i lokalnäten där kapaciteten inte är tillräcklig eller där abonnemanget fördröjs vid effektökning. Det finns exempel där elnätsföretaget aktivt och i samråd med abonnenten hittat lösningar på flaskhalsproblem inom bland annat restaurangnäringar och depåer för laddning av regionbussar. Även om mer kan göras inom området har medvetenheten ökat och viktiga steg tagits för att jobba mer proaktivt framöver, innan kapaciteten slår i taket. Genom aktiva och innovativa lösningar undviks kostsamma investeringar i nätet befintligt nät istället kan utnyttjas mer effektivt. Intervjuerna pekar också på möjligheterna att arbeta med att flytta värmelast från el till andra energibärare eller energilösningar såsom fjärrvärme och värmepumpar. I vissa fall görs detta i möjligaste mån, men samtidigt innebär nybyggnation av flerbostadshus i centrala delar av städer att de nya husen i passivhusteknik inte kräver lika mycket uppvärmningsenergi vilket i många fall inte ger en fjärrvärmeaffär som bär sig. Det byggs istället värmepumps- och bergvärmepumpslösningar istället för fjärrvärme. Man kan då inte utnyttja möjligheten att flytta värmelast från el till fjärrvärme och värmepumparna kräver effekt topplasttimmar kalla vinterdagar.

Klarar vi en 10-årsvinter de kommande åren? Lokalnätsföretagen svarar i intervjuerna att de ofta studerar lastdata för en period på 3-5 år tillbaka i tiden inför kommande vinter för att säkerställa att de klarar ett maximalt effektuttag kalla vinterdagar. Utifrån ett företagsekonomiskt perspektiv vill man undvika straffavgifter när abonnemanget inte räcker till. Samtidigt är det få bolag som beaktar så långt som 10 år tillbaka i tiden. Och följaktligen missar att analysera konsekvensen av en 10-årsvinter. Snarare sätts tilltron till möjligheten att teckna ett tillfälligt abonnemang för att lösa en eventuell

ökad topplast i samband med en väldigt kall vinter. Detta förutsätter emellertid att tillgänglig effekt faktiskt finns att tillgå via transmissionsnätet. Under intervjuerna framkommer en viss passivitet bland lokalnätsföretaget och en inställning att "vänta-och-se" i hopp om att det löser sig till kommande vinter. Samtidigt upplevs detta till stor del ligga utanför lokalnätsföretagens rådighet och beror på begränsningar högre upp i spänningsnivåerna. Frågan kvarstår dock vilka signaler, genom efterfrågan på ökade abonnemang, som nått de överliggande näten.

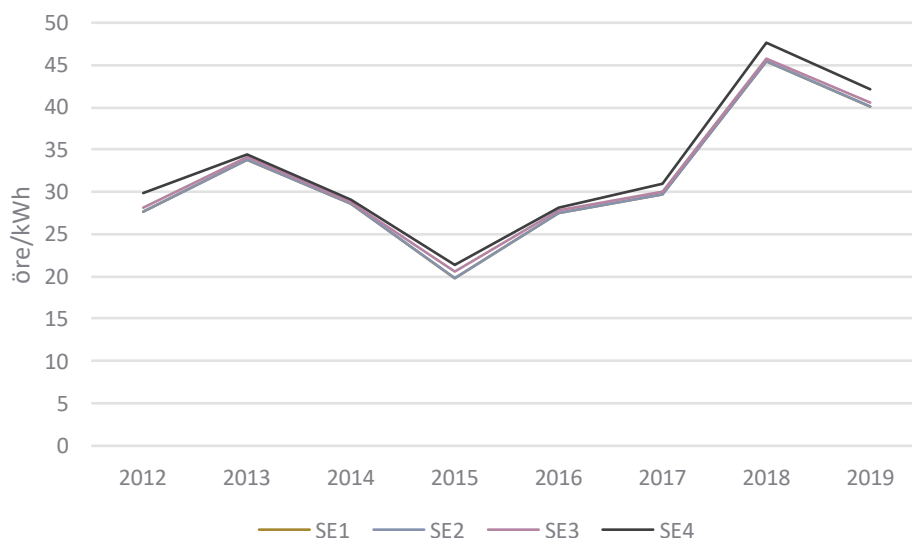
Elektrifieringstrenden är en stor osäkerhet och utvecklingen går väldigt fort. De större nätföretagen arbetar med olika prognoser och bedömningar avseende elektrifiering men de uttrycker stora svårigheter med tillförlitligheten i sådana prognoser. Elektrifieringstrenden som pågår och eventuella konsekvenser därav förefaller inte fullt ut ha slagit igenom bland lokalnätsföretagen. Givet svaren på intervjufrågorna från många elnätsföretag upplevs en viss passivitet i dessa frågor och det upplevs som en svårighet att identifiera framtida behov. Det är därför svårt att analysera den framtida el- och effektefterfrågan. Då det tar lång tid att bygga om och förstärka elnät, inklusive alla tillståndprocesser, så finns en risk att snabb elektrifiering kommer ställa fortsatt stora krav på om- och nybyggnation i elnäten på sina ställen, alternativt flexibilitetslösningar och energilagring i olika former.

Regional och lokal samverkan är en viktig del i elnätsföretagens planeringsarbete. Dialog och samarbete mellan kommunernas förvaltningar och elnätsföretagen varierar i omfattning, framförhållning och frekvens. Allt från ett mycket bra samarbete där lokalnätsföretaget är med i tidigt skede vid ombyggnationer i kommunen avseende exempelvis nya bostadsområden, till lokalnätsföretag där samarbetet uttrycks som sämre och under uppbyggnad. Lokalnätsföretagen uttrycker ett tydligt behov av att vara med i planeringen i ett tidigt skede då det är tidskrävande att bygga, bygga om och förstärka elnäten för att möta ny efterfrågan i lokalnäten. Förhoppningsvis kommer arbetet med nätutvecklingsplaner att skapa förbättrade förutsättningar för detta samarbete. Kunskaper och kompetens hos kommunerna kommer dock att behöva stärkas för att kunna bidra i arbetet med en omställning av energisystemet. En del lokalnätsföretag har endast en kommun i sitt nät vilket förenklar samarbetet, och i vissa fall är det ett kommunägt lokalnätsföretag. I andra fall är det mer komplicerat med ett flertal kommuner i elnätsområdet. Generellt uttrycker en större mängd av elnätsföretagen att det finns förbättringspotential i det kommunala samarbetet och dialogen. Detta kan vid en utökad dialog utgöra en god grund för kompetensöverföring parterna emellan, framförallt gällande eldistribution till de kommunala förvaltningarna.

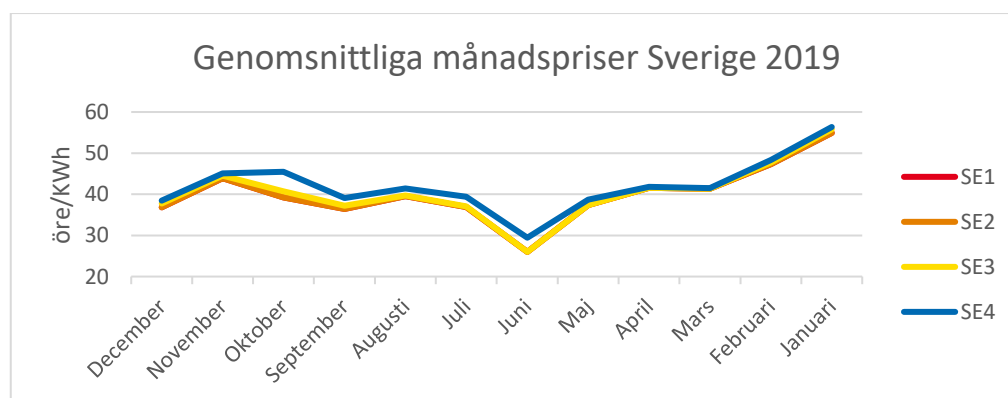
Förändringar sedan förstudien 2018 handlar framförallt om att medvetenheten och insikten har ökat hos lokalnätsföretagen vad gäller elektrifieringstrenden, flexibilitetstjänster, laddning av elfordon, solceller, batterilager, smarta nätlösningar med mera. Samtidigt tar det tid att ställa om från en situation där kapacitet för ökad effekt i lokalnätsabonnemang alltid har funnits till dagens situation där el inte kan tas för givet på samma sätt som tidigare. Den trygghet som synliggjordes under 2018, om att man alltid kan abonnera på mer effekt från E.ON regionnät, gäller inte överallt längre och detta har lokalnätsföretagen successivt börjat inse. Viktigt att konstatera är att det krävs en större samverkan mellan kommuner, lokalnätsföretag, E.ON regionnät, Svenska kraftnät men också företag, industrier, kollektivtrafik och andra större förbrukare.

6.4. Skånska elnätspriser

En fråga som fått stor uppmärksamhet, och som också är starkt kopplad till en av energipolitikens tre grundpelare, handlar om elpriserna i södra Sverige (SE4) och hur detta (negativt) påverkat konkurrenskraften inom näringslivet.¹⁸³ Slutkundens totala elpris utgörs emellertid av tre delar, elhandel, elnät samt elskatt. Figuren nedan visar på prisutvecklingen inom elhandel för SE4 sedan indelning i elprisområden 2011.



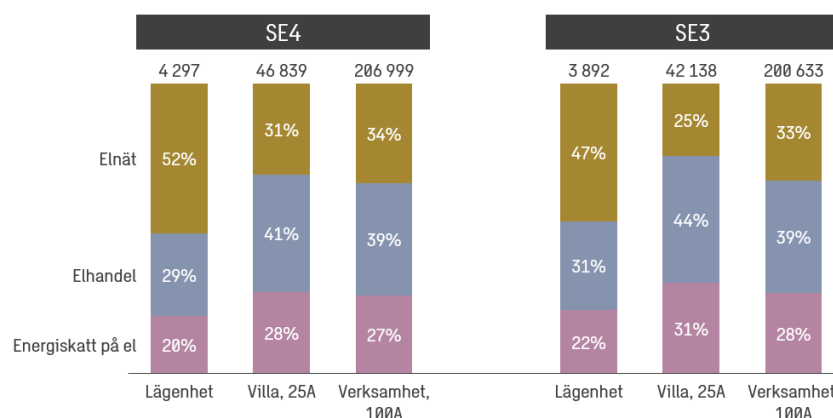
Med dessa *genomsnittliga årspriser* är det svårt att argumentera för att elpriset är orimligt mycket högre i SE4 givet områdets stora underskott på regionalt producerad el och det starka beroendet till fungerande tillförsel inom landet och import via utlandsförbindelserna. Under 2019 var årsmedelpriset i SE4 42 öre/kWh medan månadspriserna illustreras för samtliga fyra elprisområden i figur 50 nedan.



Figur 50. Genomsnittliga månadspriser under 2019. Omfattar inte kostnad för elcertifikat, påslag, energiskatt, moms och elnätskostnader. Källa: Nord Pool, egen bearbetning.

¹⁸³ [Svenskt näringsliv](#) 9 juli 2020; [Sydsvenska handelskammaren](#) 10 november 2016; [Sydsvenska handelskammaren](#) 25 juni 2020; [Sydsvenskan](#) 18 augusti 2020

Dock påverkas inte elpriset enbart av spotpriset på el genom elhandel utan även av en energiskatt på den förbrukade elen (år 2020 fastställd till 44,13 öre/kWh inkl. moms). Därutöver tillkommer kostnad för elöverföring genom nättariffen. Figur 51 visar kostnadsandel för elnät, elskatt och elhandel för tre olika typer av kunder i E.ONs lokalnät i södra Sverige (SE4) jämfört med i Stockholm (SE3) samt total årsavgift för respektive typkund.



Figur 51. Kostnadsandel för elnät, elskatt och elhandel för tre olika typer av kunder. Källa: Region Skåne/Sweco (2020b).

Vad gäller nättarifferna sticker inte Skåne ut nämnvärt. Som tabell 2 nedan visar ligger skånska lokalnätbolag relativt normalfördelat kring medelvärdet – 96,7 öre/KWh – för Sverige i sin helhet. Däremot visar tabellen att de skånska elnätbolagens tariffer har ökat i genomsnitt 22 procent de senaste 5 åren, samtidigt är det viktigt att poängtera att även sänkning av tariffen förekommit. En anledning till detta kan vara den domstolsprocess i vilken ett hundratal elnätsföretag fick rätt gentemot Ei och kunde därmed ta ut intäkter för 36 miljarder mer än vad myndigheten hade tillåtit i sitt beslut.

Ökningen i elnätsavgifterna har dock varierat stort mellan företagen vilket kan förklaras med att modellen, så som den beslutats politiskt, innebär att det är kostnaden att bedriva elnätsverksamhet som styr vad priset till kund och här har elnätsföretagen olika förutsättningar. Exempelvis är det olika långt mellan kunderna, terrängen ser olika ut och antalet kunder att fördela kostnader på varierar. Dessutom har företagen olika avkastningskrav från sina ägare. Vissa driver näten till närmast självkostnadspris, medan andra tar ut mer vinst.

I dagsläget har de flesta mindre företag, liksom alla hushållskunder, en nätavgift som består av ett säkringsabonnemang (16 A, 20 A, 25 A osv) med en fast årlig kostnad och en rörlig avgift per kWh. Med rådande säkringsabonnemang för elnät samt månadsvis schablonavräknad elhandelsräkning skapas inte tillräckliga incitament för att styra mot ett jämnare effektuttag. Den schablonmässiga säkringsstorleken man idag abonnerar på sätter ett tak för maximalt möjligt uttag av effekt momentant. Ofta ligger abonnenten med god marginal upp till sin säkringsstorlek och endast vid ett fåtal timmar ligger man lite närmare sin säkringsstorlek.

Nätföretag	2020 (öre/KWh)	2019 (öre/KWh)	Procentökning 1 år	Procentökning 5 år
Brittedals Elnät ek. för.	141,64	132,82	6,6	31,5
Krafttringen Nät AB	119,77	107,11	11,8	38,3
E.ON Energidistribution AB	106,35	119,6	-11,1	23,2
Skånska Energi Nät AB	104,08	104,23	-0,2	38,1
Sjöbo Elnät AB	92,66	92,69	0	20,2
Skurups Elverk AB	86,34	103,35	-16,5	-0,5
Landskrona Energi AB	84,07	88,47	-5	31,2
Ystad Energi AB	82,38	83,68	-1,6	16,1
Österlens Kraft AB	80,45	80,48	0	20,1
Bjäre Kraft ek. för.	79,65	73,3	8,7	15,7
C4 Elnät AB	79,5	79,5	0	13
Trelleborgs kommun	79,49	59,45	33,7	42,5
Staffanstorps Energi AB	79,03	79,02	0	32,3
Öresundskraft AB	74,06	75,82	-2,3	18,7
Öresundskraft AB	74,06	75,82	-2,3	18,7
Öresundskraft AB	74,06	75,82	-2,3	18,7
Höganäs Energi AB	68,1	67,25	1,3	11,4
Bromölla Energi och Vatten	56,63	55,37	2,3	16,9

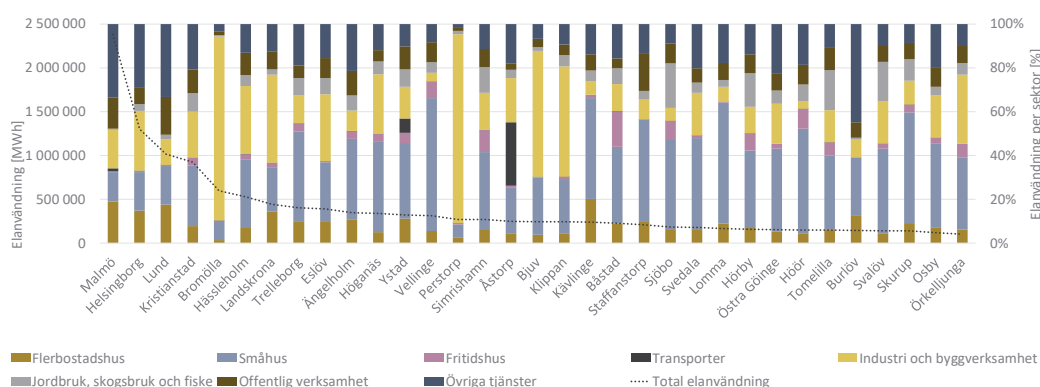
Tabell 2. Elnätskostnader (öre per KWh inkl. moms) sorterat från högst till lägst kostnad år 2020. Källa: Nils Holgersson (2020).

7. REGIONAL ELANVÄNDNING

Elanvändningen i Skåne, precis som för resten av landet, har under de senaste decennierna legat mer eller mindre konstant, med vissa kortvariga variationer beroende på väder och konjunktur. Mycket tyder dock på att elanvändningen kommer att öka i framtiden, främst drivet av en elektrifiering av transport- och industrisektorerna. Tillkommande elanvändning beror dock på en mängd olika antaganden, inte minst om när och hur en elektrifiering av dessa sektorer kommer att ske. Det är också svårt att översätta en ökad elanvändning till ett ökat effektbehov eftersom detta förutsätter antaganden kring exempelvis efterfrågeflexibilitet, variationer i klimat och hur energieffektiviseringar påverkar effektuttaget.¹⁸⁴

7.1. Skånes elanvändning och effektbehov idag

Som tidigare nämnts utgör elen ca 30 procent av den totala energianvändningen i Skåne och används i nästan alla sektorer där de största användarna är hushållen, industrin och så kallade ”övriga tjänster” som utgörs av hotell, restauranger och kontor med mera. För tillfället utgör transportsektorn ungefär 1 procent av Skånes totala elanvändning. Övrig energianvändning består till stor del av värme från fjärrvärme och kraftvärme, men även en betydande del på ca 25 procent är oljeprodukter och ytterligare 10 procent från icke-förnybar gas som används till större del inom industrin och till transporter. I figur 52 nedan visas Skånes totala elanvändning fördelat per kommun och respektive sektor.



Figur 52. Skånes totala elanvändning 2019 fördelat per kommun och sektor. Källa: Region Skåne/Sweco (2020b).

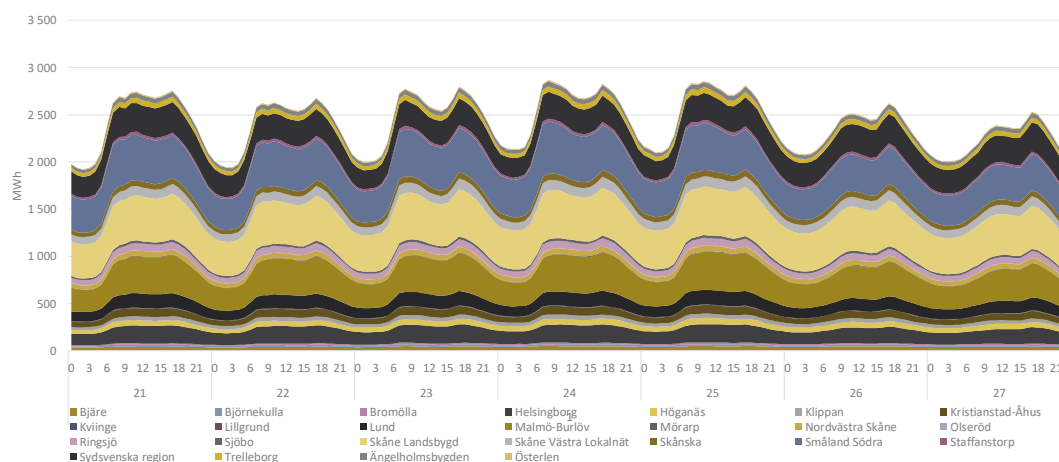
I regel är det de kommuner med störst befolkningsmängd som står för större delen av användningen. Dock finns det även kommuner med liten befolkning och elintensiv industri, som i Bromölla kommun där pappers- och massaindustrin utgör en mycket stor andel av kommunens och länets totala användning. En annan sektor som blir allt viktigare är sjöfarten som står inför ett antal förändringar.

Effektbehov

Eftersom Skånes olika lokalnät inte är fördelade över kommungränser utan över elnätsområden kan det vara intressant, ur ett effektbehovsperspektiv, att undersöka hur elanvändningen ser ut uppdelad över de olika elnätsområdena. I figur 53 nedan visas effektbehovet fördelat över de olika elnäten

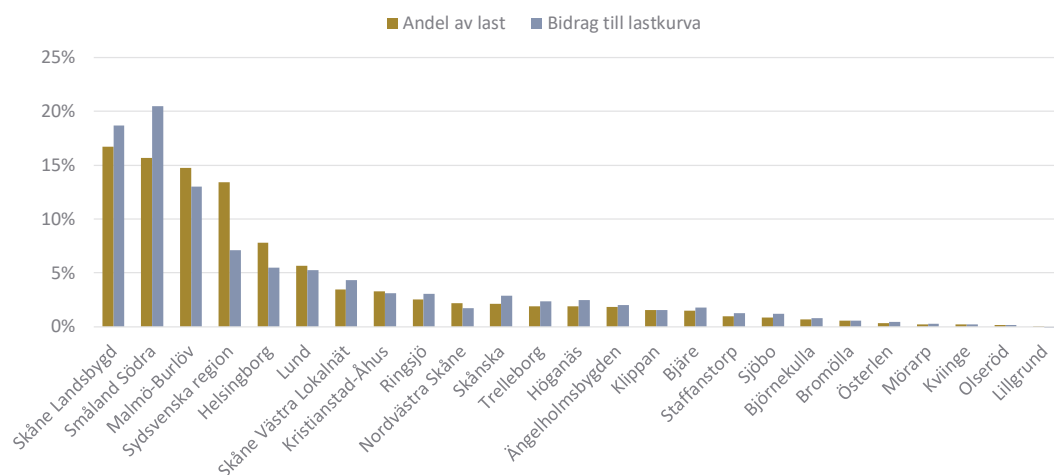
¹⁸⁴ För en översikt kring framtida elanvändning på nationell nivå se STEM (2020). PM Hållbar elektrifiering

under veckan (v. 4) då effektbehovet var som störst i Skåne under 2019. Det maximala effektbehovet under 2019 i Skåne, samt mindre delar av Småland, uppgick till ca 2900 MWh/h.



Figur 53. Skånes effektbehov (MWh/H) under topplastveckan (vecka 4) 2019, fördelat per lokalnätsområde. Källa: Region Skåne/Sweco (2020b).

Eftersom de olika elnätsområdena har olika karaktär kan det innebära att vissa elnätsområden bidrar mer till länets totala lastkurva än andra. Om ett område har mer bostäder i form av villor kan det påverka lastkurvan mer än i ett område där det finns mer industrier med jämn elanvändning. Detta presenteras i figur 54 nedan, där andelen av den totala lasten presenteras tillsammans med andelen de bidrar till lastkurvan med. De områden som har högt bidrag till lastkurvan är de som har mer ojämn användning som bidrar till ökat effektbehov medan de med lägre har en jämnare användning.



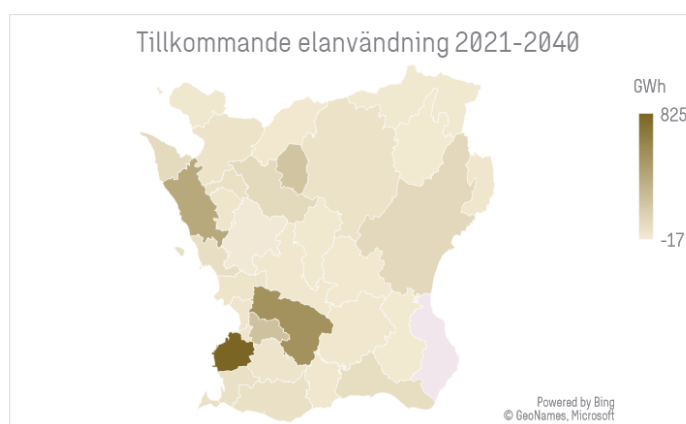
Figur 54. Respektive elnäts andel av den totala lasten samt bidrag till lastkurvan. Källa: Region Skåne/Sweco (2020b).

7.2. Framtida elanvändning och effektbehov

Elanvändningen i Skåne har inte nämnvärt förändrats under de senaste åren, men för att uppnå de mål som fastställts i bland annat Energi- och klimatstrategin måste förändringar göras. Stora effektiviseringar och utsläppsbesparingar kan göras genom att elektrifiera processer, maskiner och transporter, vilket kan öka åtgången på el inom en snar framtid. Avsnitten nedan bygger på det scenarioarbete som Region Skåne genomfört för Skåne län¹⁸⁵ och syftar till att beskriva det möjliga framtida behovet av el där ingen hänsyn tas till vare sig *tillgänglig* effekt eller *tillräcklig nätkapacitet* när det kommer behövas. I scenarierna antas efterfrågefleksibilitet vara på samma nivåer som idag, vilket rent metodologiskt ger ett antal utmaningar eftersom det inte sällan kommer vara just en sådan flexibilitet som helt avgör maximal last över och inom dygn.¹⁸⁶

I de scenarier som tagits fram kan länets elanvändning komma att öka med cirka 1,5 TWh till 2030 och knappt 3,5 TWh till 2040, där den tillkommande elanvändningen huvudsakligen sker inom sektorerna industri och transporter, där elanvändningen ökar med 1 respektive 1,3 TWh. För bostadssektorn sker en svag minskning i elanvändning under perioden, men detta behöver inte nödvändigtvis sammanfalla med minskat effektbehov under ansträngda timmar i fall exempelvis värmepumpar ersätter fjärrvärme. Ökningen i elanvändning till 2040 är något lägre än i nyligen utförda studier på nationell nivå, där elanvändningen väntas öka med mellan 35–60 procent till 2045¹⁸⁷. Detta förklaras delvis av att en elektrifiering av industri som använder fossila bränslen och tillkommande elanvändning från nya datacenter och batteritillverkning i högre utsträckning väntas ske i andra delar av landet. På lång sikt finns även ett antal faktorer som har stor påverkan på energianvändningen men vars påverkan och timing är svårbedömda (till exempel när och i vilken utsträckning elektrifiering av transporter och industri sker).

För att få ett bättre perspektiv har Region Skåne även tagit fram scenarier för tillkommande elanvändning från idag till år 2040 på kommunal nivå (figur 55 nedan).



Figur 55. Tillkommande elanvändning från idag till år 2040 på kommunal nivå. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Utöver befolkningsrika tillväxtkommuner, såsom Malmö, Helsingborg och Kristianstad, där ökningen i elanvändning primärt drivs av en elektrifiering av transportsektorn, förväntas en större

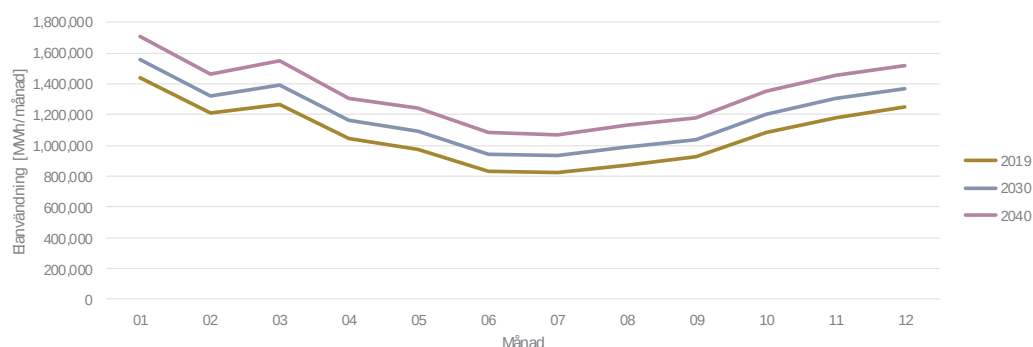
¹⁸⁵ Region Skåne (2020d)

¹⁸⁶ Potentialen för efterfrågefleksibilitet i Skåne har undersökts av bl.a. IUC Syd (2020) samt inom Malmöeffekten (Malmö stad (2018a)

¹⁸⁷ Se t.ex. IVA (2019); Svenskt näringsliv (2019a); NEPP (2019b)

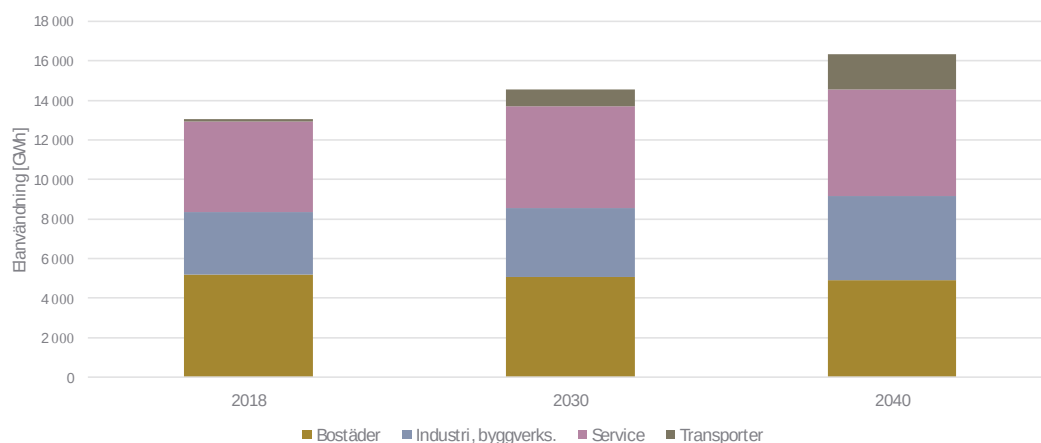
ökning även ske i Staffanstorps och Lund. Detta är drivet av en tillväxt inom industrisektorn medan det i Staffanstorps tillkommer elanvändning från ett kommande datacenter och i Lund påverkas elanvändningen av forskningsanläggningen ESS som, när den tas i drift år 2023, förväntas förbruka en betydande mängd el per år.

Säsongprofilen för elanvändningen (figur 56) förväntas fortfarande ha en utpräglad sommar- och vinterprofil. Trots att den tillkommande elanvändningen inom transport och delvis industri förväntas vara relativt oberoende av säsong, utgörs användningen även fortsatt av hög andel säsongsberoende uppvärmningsbehov.



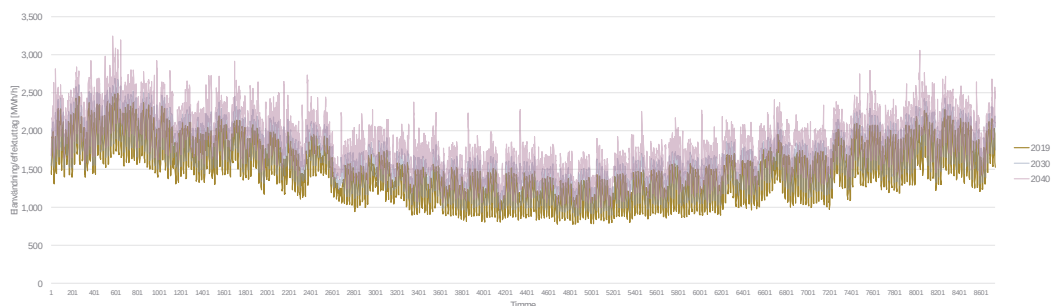
Figur 56. Säsongprofilen för elanvändningen i Skåne. Källa: Region Skåne/Sweco (2020e).

Utvecklingen för år 2040 drivs av samma faktorer som för 2030 och påverkas också i hög grad av elektrifieringen av transportsektorn, men också en betydande ökning av elektrifiering inom industrin (se figur 57). För att uppnå målen om omställning till nettonollutsläpp till 2045 måste industrin minska sina utsläpp, och Skånes kemiindustri har idag inga betydande metoder som kan kompensera för detta utan att använda Carbon Capture Storage (CCS) eller Carbon Caption Utilization (CCU), processer som kräver stora mängder energi.



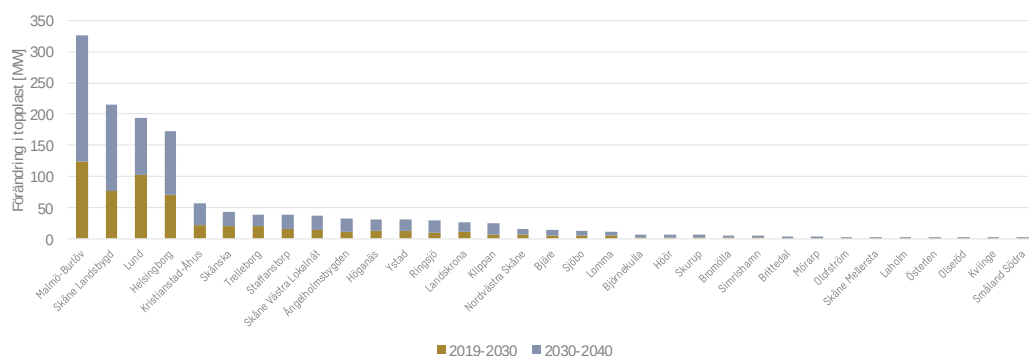
Figur 57. Utvecklingen av elanvändning inom respektive sektor. Källa: Region Skåne/Sweco (2020e).

Vad gäller effektbehovet i länet förväntas topplasten öka från ca 2490 MW (2019) till 2685 (2030) och 3243 MW (2040) vilket illustreras i figur 58.



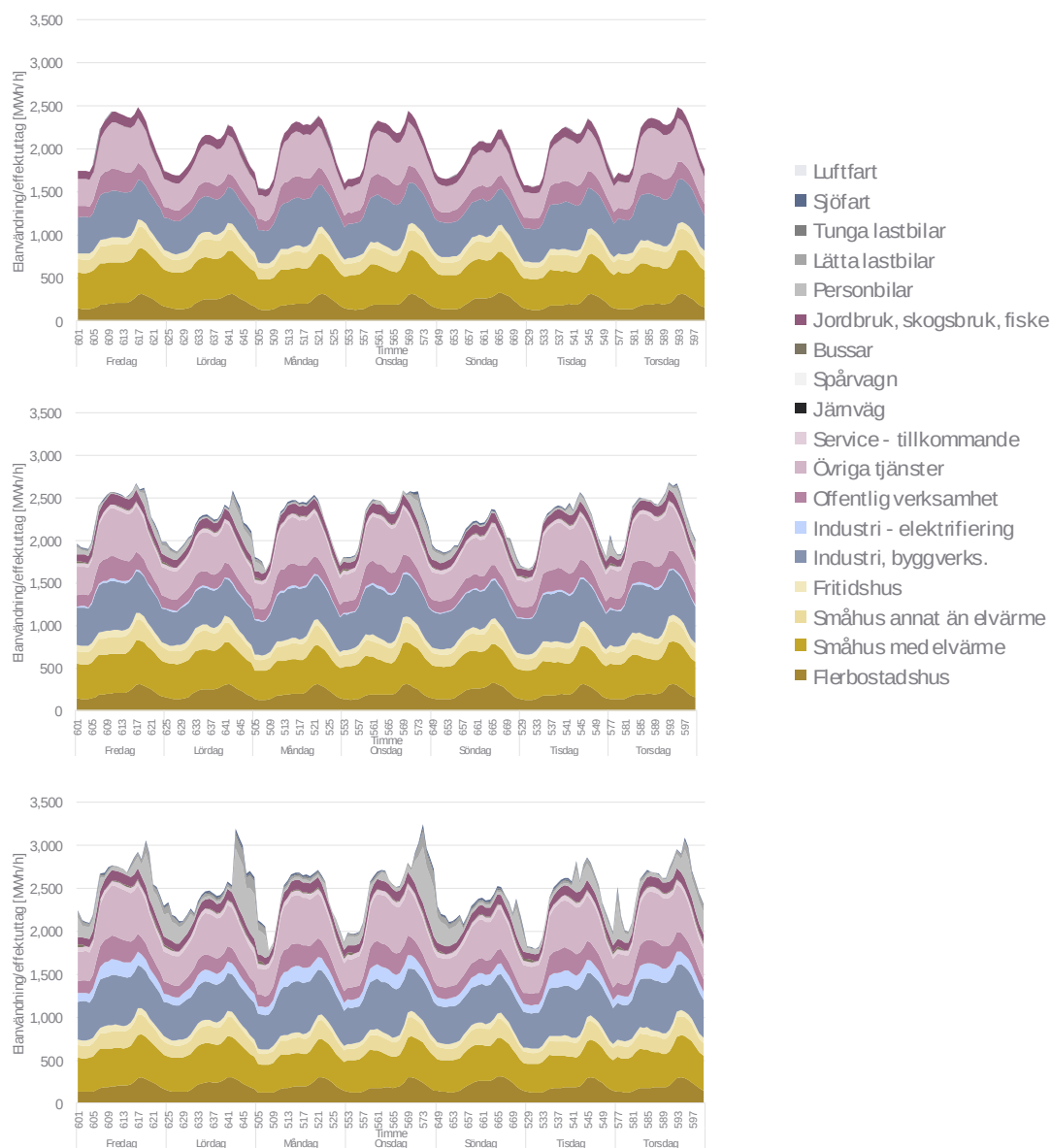
Figur 58. Utvecklingen av effektbehovet i länet i relation till topplast. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Men denna ökning skiljer sig mellan de olika lokalnätsområdena vilket illustreras i figur 59 nedan.



Figur 59. Förändringar av topplasten per nätområde 2019–2030 och 2030–2040. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Figur 60 visar en tänkbar utveckling av lastprofilerna för Skåne som helhet uppdelat på sektorer för år 2019 (överst) – 2030 – 2040 (nederst). I de flesta kommuner har elektrifiering av transporter störst påverkan för ökningen i maxeffekt, samtidigt som bostäder dämpar utvecklingen. För kommuner med stor mängd tillkommande elanvändning från nya användare eller elektrifiering av industrin har även service och industri stor påverkan.



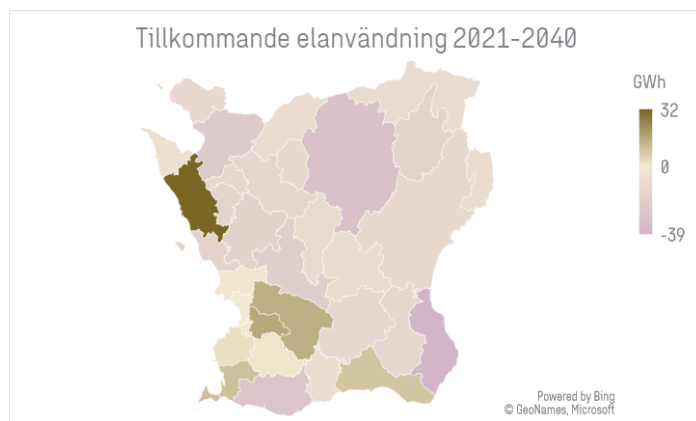
Figur 60. tänkbar utveckling av lastprofilerna för Skåne som helhet uppdelat på sektorer för år 2019 (överst) – 2030 – 2040 (nederst). Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

I avsnitten nedan redogörs för tänkbara utvecklingar inom de fyra vanligast förekommande användarsektorerna:

- Bostäder/hushåll
- Industri och byggverksamhet
- Service och offentlig verksamhet
- Transporter

Bostäder/hushåll

Bedömningen för Skåne är att befolkningen i länet ska öka med ca 9–15 procent fram till år 2030 och Länsstyrelsen Skåne förväntar sig att 7000 nya bostäder årligen behöver byggas, vilket kommer öka energibehovet.¹⁸⁸ Samtidigt är ett troligt scenario att elanvändningen inom sektorn faktiskt minskar i många kommuner till år 2040 (för Skånes i sin helhet -0,3 TWh) vilket illustreras i figur 61 nedan.



Figur 61. Tillkommande elanvändning bostäder/hushåll. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Detta kan delvis förklaras med en varierande befolkningstillväxt mellan de olika kommunerna, men också i valet av uppvärmningsmetod. Bostädernas elanvändning kan delas in i elvärme, hushållsel och fastighetsel (elanvändning till fasta installationer i byggnader som till exempel ventilation, hissar, rulltrappor och allmän belysning). På nationell nivå står elvärme för cirka 40 procent av den totala elanvändningen, men skillnaderna mellan olika hustyper är stora. För småhus använder cirka hälften av hushållen el för uppvärmning vilket motsvarar uppemot 60 procent av dessa hushålls totala elanvändning. Bland flerbostadshusen använder mindre än 10 procent av husen el för uppvärmning vilket leder till att elvärme endast utgör 15 procent av flerbostadshusens elanvändning. Även om elanvändningen för elvärme, hushållsel och fastighetsel ser olika ut är de övergripande trenderna snarlika. Ett ökat antal hushåll får elanvändningen att öka, samtidigt som energieffektivisering av byggnader och apparater minskar elanvändningen.

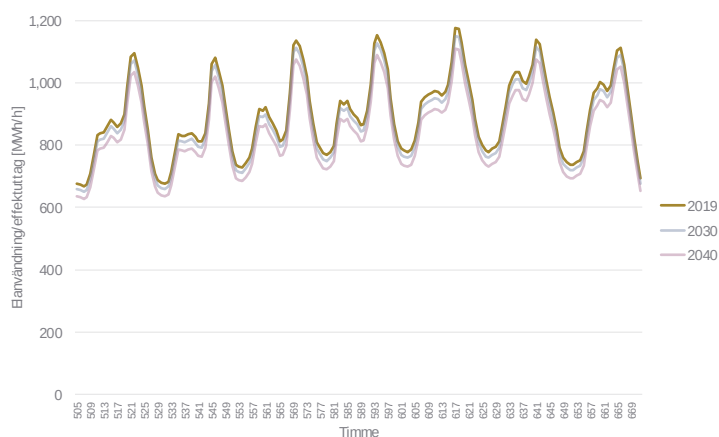
I Skåne har bostädernas elanvändning legat tämligen stabilt kring 5 TWh under de senaste tio åren, varav småhus stått för cirka två tredjedelar av elanvändningen och flerbostadshus stått för merparten av resten. Trots ökande befolkning och ökande uppvärmd yta behöver alltså inte värmetillförseln öka nämnvärt. Detta beror på en allt energieffektivare bebyggelse med låg energianvändning. Förutom energieffektivisering påverkas elanvändningen av byten av uppvärmningsteknik i bostadsbeståndet.

Eventuellt kan vi nu skönja ett trendbrott i elanvändningen även bland flerbostadshus när fjärrvärme alltmer överges till förmån för de (åtminstone kortsiktigt) mer lönsamma värmepumparna. Orsakerna till detta är inte helt entydiga men el kan anses vara såväl ett billigare som oftast ett renare alternativ vilket ytterligare förstärker utmaningen för såväl nätkapacitetsbristen som för lönsamheten i kraftvärmen. Andra förstärkande faktorer kan vara olika typer av byggregler, certifieringssystem, klimatvärderingsmetoder och stöd till solceller som styr åt det hållet samt trender för mer självförsörjande hushåll.

¹⁸⁸ Se Region Skåne [Befolkningsutveckling](#)

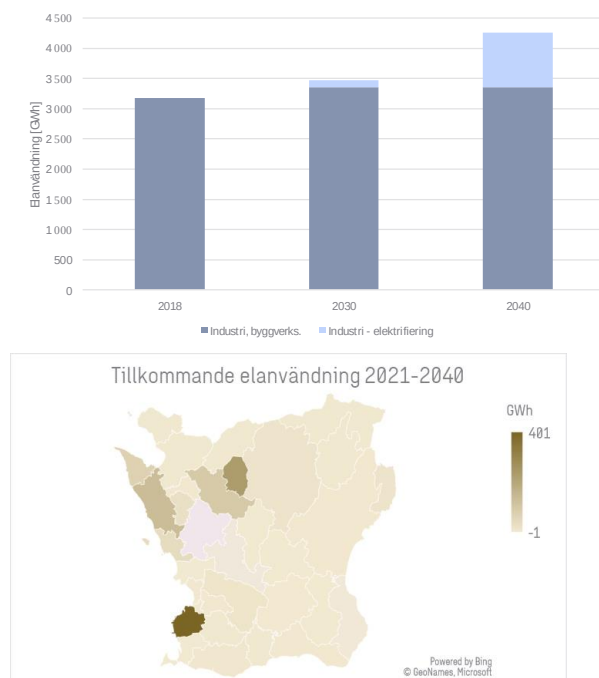
Effektbehov/lastprofil

Säsongprofilen inom bostäder förväntas vara i stort sett oförändrat år 2030 och 2040, jämfört med 2019, där el-uppvärmda hus driver upp nätets totala förbrukningsprofil (per säsong) medan det på dygnsskalan inte blir någon märkbar skillnad beroende på värmesystem. För lastprofilen under vecka 4 ser en simulerad utveckling ut enligt figur 62 nedan.



Figur 62. Simulerad lastprofil för bostäder/hushåll vecka 4. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Industri och byggverksamhet



Figur 63. Tillkommande elanvändning inom Industri/byggverksamhet. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Figur 63 visar utvecklingen av industrins elanvändning till 2040 och var den geografiskt förväntas ske. Elanvändningen ökar med cirka 0,5 TWh till 2030 och 1,4 TWh till 2040. Fram till 2030 drivs

ökningen i elanvändning framförallt av nuvarande elanvändning som ökar till följd av prognosticerad BRP-tillväxt. Efter 2030 sker ökningen främst genom elektrifiering av industri som använder fossila bränslen. Den tillkommande elanvändningen från elektrifiering beror på såväl teknisk utveckling inom flera områden som framtida vägval. Det framtida elbehovet påverkas i hög grad av antaganden kring elektrifiering av kemiindustrin, som står för en stor del av utsläppen från skånska anläggningar och är en bransch där uppskattningar för det framtida elbehovet varierar kraftigt. Därutöver utgörs det tillkommande elbehovet framförallt av vätgasproduktion, vars framtida produktions- och distributionssystem är okända och lokalisering därför svårbedömd. Tillkommande elanvändning till 2040 sker framförallt i kommuner där industri som använder fossila bränslen elektrifieras, så som Malmö, Helsingborg, Perstorp och Klippan.

Industrins elanvändning har på nationell nivå varit stabil sedan 90-talet, med mindre fluktuationer beroende på konjunkturförändringar. Det är sällan det tillkommer nya stora industriella elanvändare i Sverige, och kortsiktigt är det främst konjunkturen som styr industrins elanvändning. Elanvändningen i Skåne följer samma mönster och har under de senaste 10 åren fluktuerat mellan 3,1 och 3,5 TWh. På längre sikt väntas elanvändningen påverkas av en omfattande elektrifiering av industrier som idag använder fossila bränslen. Den tillkommande elanvändningen från elektrifiering av industri som använder fossila bränslen beror på teknisk utveckling inom flera områden och framtida vägval mellan omställning till ökat el- eller biobränslebehov, och elanvändningen från elektrifiering är förknippat med stora osäkerheter.

Scenarierna är emellertid mycket osäkra där tillkommande elanvändning från elektrifiering av industri som använder fossila bränslen är baserat på uppskattningar på nationell nivå samt de skånska företagens andel av de nationella utsläppen av växthusgaser. Den tillkommande elanvändningen skiljer sig också kraftigt mellan olika branscher, och kan även inom samma bransch, beroende på vilka vägval som görs mellan ökad el eller biobränsleanvändning. Exempelvis uppskattas kemiindustrins tillkommande elanvändning vara mellan 4 och 22 TWh beroende på vilka teknikval som väljs.¹⁸⁹ Vad gäller elanvändningen i skogs- och pappersmassaindustrin är den redan hög idag vilket gör att utrymmet för ökad elanvändning bedöms som relativt litet, medan en omställning av järn- och stålindustrin på nationell nivå kan komma att öka elanvändningen med uppemot 20 TWh per år.

Ett sätt att prognostisera kommande elanvändning inom industrin är att anta en elektrifiering av industrier som idag använder fossila bränslen i hög utsträckning. En indikation kan därför fås genom att utgå från den europeiska handeln med utsläppsrätter, EU-ETS. För Skånes vidkommande är 22 anläggningar aktuella, varav de åtta med potentiellt störst tillkommande elanvändning listas i figur 64 nedan (i analysen antas tillkommande elanvändning från elektrifiering av industri ske efter år 2030).

¹⁸⁹ IVA (2019)

Anläggning	Bransch	Utsläpp 2019 (ton CO ₂ -ekv)	Tillkommande elanvändning 2040 (GWh)
Norcarb Engineered Carbons AB	Kemiindustri	100 937	345
Perstorp Specialty Chemicals AB	Kemiindustri	53 285	182
Kemira Kemi	Kemiindustri	29 281	100
Gelita Sweden AB	Kemiindustri	23 714	81
Höganäs Sweden AB	Järn- och stålindustri	173 379	56
Saint Gobain Isover AB	Mineralindustri (exkl. metaller)	26 689	24
Boliden Bergsöe AB	Metallindustri (exkl. järn och stål)	46 141	16
Geberit production AB Bromölla	Mineralindustri (exkl. metaller)	11 301	10

Figur 64. Åtta anläggningar med potentiellt stor tillkommande elanvändning. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Pappers- och massaindustrin är den mest energiintensiva industrin i Skåne och står för en knapp fjärdedel av industrins totala energianvändning, där vissa producenter sedan lång tid har använt sig av lokalt utvunna biobränslen för att täcka den största delen av deras energibehov, vilket även används för att generera el för egen användning. Inom pappers- och massaindustrin finns det flera olika producenter i Skåne där det finns en potential att ställa om fossilt eldade processer till biogaseldade eller elektrifierade, dock ses detta av vissa inte som lönsamt bland annat på grund av att utsläppsrättshandelssystemet inte tar hänsyn till ifall utsläppen är biogena eller inte.

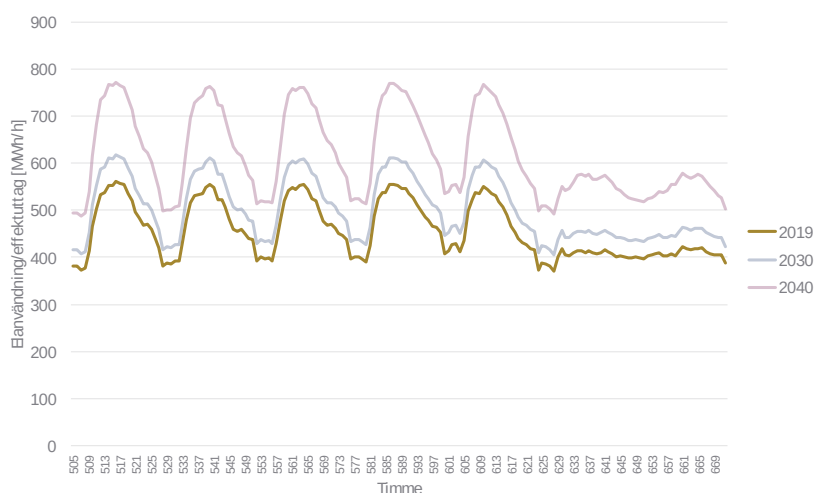
Kemiindustrin i Skåne är också en energiintensiv industri och står för ca 10 procent av industrins totala energianvändning där många aktörer verkar för att effektivisera sin energianvändning bland annat genom att ta till vara på den restvärme som uppstår i processer som kräver höga temperaturer. I åtminstone två industriparker i Skåne finns ett samarbete mellan företagen i parkerna där de har sammankopplat sina verksamheter med ett fjärrvärmenätverk för att nyttja de resurser som finns lokalt.

Kemiindustrin står inför tekniska vägval vilka i hög utsträckning påverkar fördelningen mellan uppskattat el- och biobränslebehov. CCU (carbon capture and utilization) väntas ha stor påverkan på elanvändningen, då processen använder vätgas vars produktion kräver stora mängder el. Samtidigt är det inte nödvändigt att producera vätgasen i samband med processen. En stor del av den tillkommande elanvändningen är därför svår att lokalisera, eftersom den är sammankopplad med framtida produktion och distributionssystem för vätgas.

Ungefär hälften av de nationellt producerade livsmedlen kommer ifrån Skåne. Nationellt står livsmedelsindustrin för en liten mängd av de totala utsläppen av växthusgaser. Av livsmedelsföretagen i Sverige som ingår i EU ETS står dock Skåne för 90 procent av utsläppen av växthusgaser, och livsmedelsindustrin står för en betydande del av Skånes utsläpp. Utsläppen domineras av sockerproduktion i Eslöv och Arlöv. I elanvändningsprognosen antas omställningen av livsmedelsindustrin framförallt medföra ett ökat biobränslebehov, och det tillkommande elbehovet bedöms vara litet.

Effektprofil

Troligtvis kommer lastprofilen inom industri även fortsättningsvis vara säsongsbetonad, och förhållandevis förutsägbar. Det gäller även inom veckan och dygnet (se figur 65) med ökade effektuttag under arbetstid och minskade under kväll och helg. Elektrifieringen bidrar till högre topplaster än idag och förväntas öka från 583 MW (2019) till 640 MW (2030) och 792 MW i 2040. Den exakta effektprofilen för elektrifieringen av de olika processerna kommer se annorlunda från process till process vilket bidrar med viss osäkerhet och kan innebära högre topplaster.

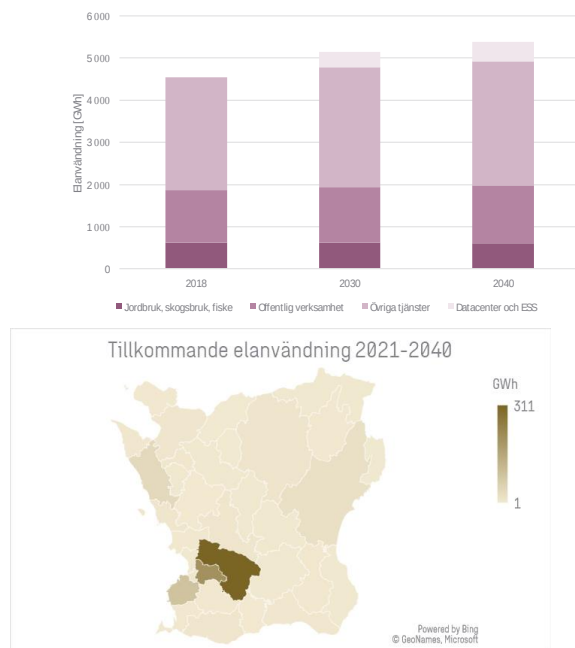


Figur 65. Simulerad lastprofil för industri/byggverksamhet vecka 4. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Service och offentlig verksamhet

Elanvändningen inom service och offentlig verksamhet har under de senaste åren legat på relativt stabil nivå kring 4,5 TWh och drivs primärt av en generell BRP-tillväxt där behovet av varor och tjänster antas växa i takt med att ekonomin växer. Inom kategorin ingår tre användarsektorer: offentlig verksamhet (förvaltning, sjukhus, utbildning, kultur, gatubelysning, vattenverk och avfallshantering med mera), övriga tjänster (kontor, hotell/restaurang, post, finans med mera) samt jordbruk, skogsbruk och fiske.

Elanvändningen har ökat inom sektorn övriga tjänster, medan den minskat inom offentlig verksamhet och varit mer eller mindre konstant för jordbruk, skogsbruk och fiske. Elanvändningen inom sektorn förväntas öka med cirka 0,5 TWh till 2030 och 0,8 TWh till 2040 i några signifikanta geografiska områden vilket illustreras i figur 66 nedan.

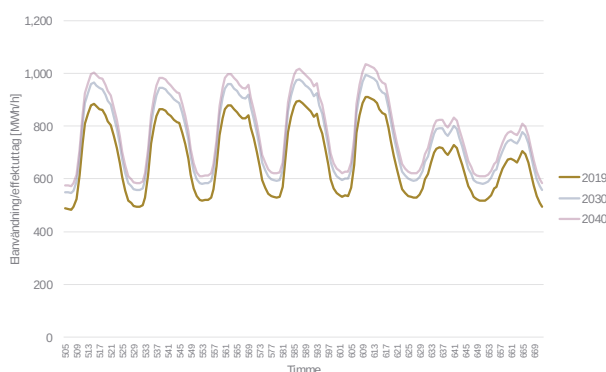


Figur 66. Tillkommande elanvändning inom service och offentlig verksamhet. Källa Region Skåne/Sweco (2020c).

Ökningen består framförallt utav tillkommande elanvändning från datacenter i Staffanstorps och ESS i Lund. I övrigt sker den största utvecklingen i befolkningsrika kommuner med större städer. För det nya datacentret saknas information om effektbehov och elanvändning. Enligt Energimyndighetens regionala prognos¹⁹⁰ tillkommer 100 GWh från serverhallar till 2030 för regionen, och i den aktuella elanvändningsprognosen läggs hela volymen i Staffanstorp. Enligt bygglovsansökan ska anläggningen vara 14 000 kvadratmeter och i en jämförelse med liknande anläggningar (t.ex. Facebooks anläggning i Luleå) bedöms effektbehovet som rimligt.

Effektprofil

Sektorn har en relativt jämn kurva över året, med viss minskning under sommarens semesterperioder. Samtidigt kan behov av kylning av datacenter samt ventilationssystem förväntas öka något under de varma årstiderna. Förväntad topplast i framtiden är strax över 1000 MW vilket är en blygsam ökning från dagens cirka 900 MW och variationen över dygn förväntas vara relativt förutsägbart vilket illustreras i figur 67.

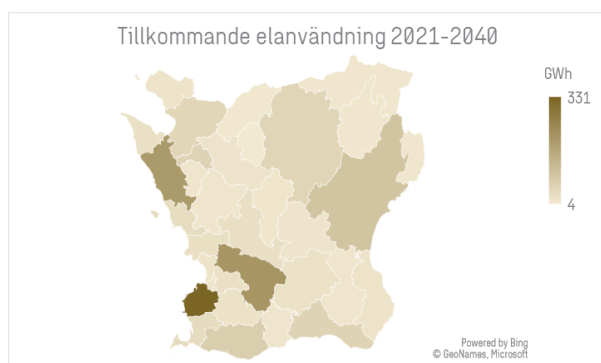
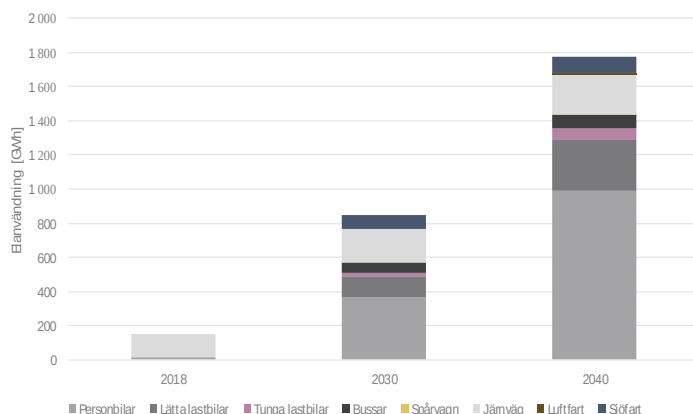


Figur 67. Simulerad lastprofil för service/offentlig verksamhet vecka 4. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

¹⁹⁰ STEM (2020b)

Transporter

Transportsektorn utgör idag endast en mycket liten del av den totala elanvändningen. I Skåne rör det sig om cirka 1 procent av den totala elanvändningen. Transportsektorn står dock inför ett paradigmskifte i samband med en stundande elektrifiering, och elektrifieringen av transportsektorn kan potentiellt få en stor påverkan på kraftsystemet. Om större delen av transportsektorn elektrifieras kan Sveriges elanvändning på sikt komma att öka med 15–23 TWh, vilket motsvarar 10–15 procent av dagens elanvändning. Även på kort sikt kan elanvändningen i transportsektorn öka betydligt om försäljningen av elbilar fortsätter att öka.



Figur 68. Tillkommande elanvändning inom transporter. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Utvecklingen av transportsektorns elanvändning kan komma att öka med cirka 0,8 TWh till 2030 och 1,8 TWh till 2040 vilket illustreras i figur 68 ovan. Ökningen av elanvändning drivs framförallt av elektrifiering av personbilar och lätta lastbilar samt utbyggnad av landström för fartyg i Skånes större hamnar. Dock har elektrifiering av bussar och tunga lastbilar samt ökad elanvändning för järnvägstrafiken också en tydlig påverkan. Elektrifiering av luftfart antas etablera sig fram emot slutet av prognosperioden och har endast en marginell påverkan på transportsektorns elanvändning. På kommunnivå ökar elanvändningen framförallt i befolkningsrika kommuner, där fler antal fordon innebär en högre elanvändning.

Svårbedömd sektor

Tillkommande elanvändning inom sektorn beror på en rad olika utvecklingar. Batteriteknik, människors resvanor, politiska incitament och elpriser för att nämna några. Det finns också rent statistiska svårigheter att prognosticera de olika trafikslagens framtida elbehov. Till exempel hamnar ibland personbilsladdning under kategorin *Bostäder* i vissa databaser. Ett flertal antaganden behöver också göras för att prognosticera personbilsflottans framtida elanvändning, såsom prognoser av elbilarnas andel av nybilsförsäljningen och antaganden gällande utfasning av nuvarande fordonsflotta, genomsnittlig körsträcka samt elförbrukning per mil. Utvecklingen av vägtrafikens elanvändning beror framförallt på elbilarnas marknadsandelar av nybilsförsäljningen, som i sin tur beror på batteriutveckling samt politiska incitament och satsningar på infrastruktur. Det är dock inte själva bilen i sig, utan dess laddning som är av betydelse för lastprofilen, och därmed krävs också antaganden för var bilen laddas, snarare än i vilken kommun den är registrerad.¹⁹¹

Elanvändningen kan i vissa fall vara svårare att förutse möjligheterna för att genomföra. Till exempel beror utbyggnaden av så kallad landström, då färjor ligger i hamn, till hög utsträckning på lokala miljökrav med avseende på luftföroreningar och buller. Även om nya anläggningar för landström byggs ut i hamnarna, förväntas en stor del av fartygen ändå använda dieselgeneratorer på grund av höga kostnader för att anpassa fartygen. Därför har ett antal scenario tagits fram som visar på en utveckling med en snabb och omfattande elektrifiering, ett med en medelsnabb och betydande elektrifiering och ett med en långsam och måttlig elektrifiering.

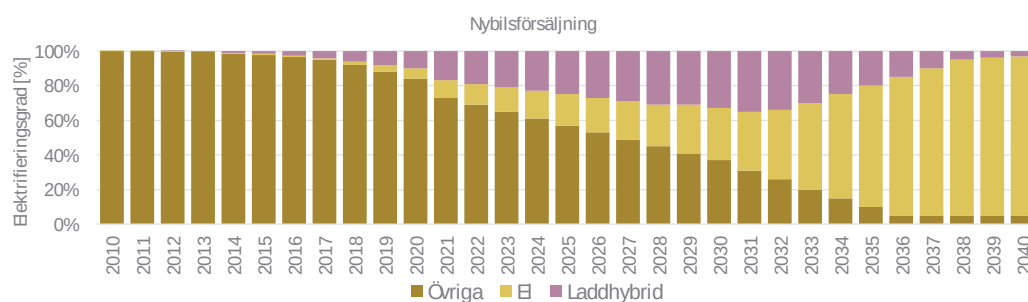
Personbilar

Utvecklingen av vägtrafikens elanvändning beror framförallt på elbilarnas marknadsandelar av nybilsförsäljningen, som i sin tur beror på batteriutveckling samt politiska incitament och satsningar på infrastruktur. I ett högt scenario förväntas en snabb batteriutveckling med fallande kostnader och ökade statliga stöd och incitament leda till att elbilsförsäljningen ökar markant de närmaste åren, och från och med mitten av 2020-talet består nybilsförsäljningen av personbilar nästan uteslutande av elbilar och laddhybrider. Försäljningen av lätta eldrivna lastbilar väntas följa samma trend som försäljningen av elbilar, men med viss eftersläpning. Det innebär att från och med slutet av 2020-talet kommer i stort sett enbart eldrivna lätta lastbilar att säljas. I ett lägre scenario avtar batteriutvecklingen och att kostnaderna faller långsammare än förväntat.

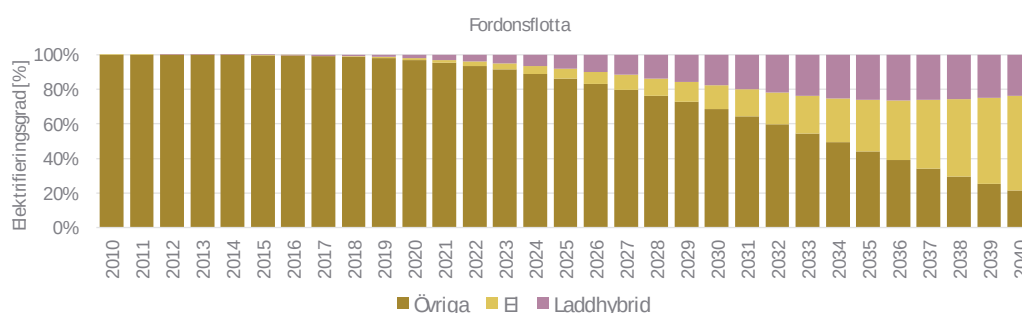
Från politiskt håll är det få satsningar som enbart stöttar en elektrifiering av transportsektorn, och elektrifieringen sker på marknadsmässiga grunder i konkurrens med andra teknologier. År 2030 väntas nybilsförsäljningen av laddhybrider och rena elbilar öka från dagens 25 procent till cirka 40 procent och kunna utgöra en fjärdedel av den totala fordonsflottan vilket illustreras i figur 69 nedan. Till år 2040 finns en uppsjö olika antaganden men ett högt scenario skulle kunna innebära att

¹⁹¹ För mer information om modellering och antagande se Region Skåne (2020d)

75 procent av totala fordonsflottan utgörs av laddhybrider, elbilar och lätta lastbilar med eldrift.¹⁹²



Figur 69. Andel laddningsbara fordon inom nybilsförsäljning kommande årtionden. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).



Figur 70. Andel laddningsbara fordon av totala antalet registrerade fordon kommande årtionden. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Det viktiga är emellertid inte enbart *antalet* elfordon utan också med vilken teknik dessa laddas. För effektutmaningen är det avgörande att framtidens elbilar kan laddas ”smart” det vill säga när de inte bidrar till effekttoppar eller hjälper till att flytta laster med hjälp av lagringen i elbilsbatterier. Även potentialen för V2G, då elbilar kan mata tillbaka el på nätet när de står parkerade, är en stor osäkerhetsfaktor.

Där effektbehovet för laddinfrastruktur kan bli problematiskt är längs med stråk och korridorer som finns utmed motorvägar och större huvudleder med mycket långväga resor där bilarna behöver snabbbladda relativt tomma batterier. I dagsläget finns cirka 1500 publika laddpunkter i länet.¹⁹³ Snabbbladdning sker med 22 kW eller mer och det finns även exempel på ultrasnabba laddare som ska kunna klara laddeffekter på 350 kW. Även om dagens bilar inte klarar dessa effekter så går utvecklingen framåt och redan under 2020 planeras elfordon komma ut på marknaden som ska kunna klara dessa laddeffekter.¹⁹⁴

Bussar och lastbilar

För stads- och regionbussar förväntas en hundra procentig elektrifiering till år 2040 (för år 2030 antas elektrifieringsgraden vara 95 procent för stadsbussar och 50 procent för regionbussar). Hur laddningen av dessa sker varierar stort i olika prognoser men kan generellt beskrivas som depåladdning (nattladdning eller underhållsladdning), tilläggs-laddning, trafiknära laddning (snabbbladdning under till exempel lunch eller i områdestrafik), ändhållsplatsladdning (snabbbladdning, tung busstrafik), elvägar eller genom olika former av kontinuerlig eltillförsel via strömavtagare t.ex.

¹⁹² SvK (2019a)

¹⁹³ Enligt den nordiska [databasen](#) för laddinfrastruktur

¹⁹⁴ Energimyndigheten om [laddning av elfordon](#)

överliggande kontaktledning (konduktivt) eller trådlöst via en platta i marken (induktivt).¹⁹⁵ Effekten för depåladdning bedöms vara i spannet 40 – 150 kW medan tilläggsaddning och snabbaddning varierar mellan 200 – 700 kW. Bussar förväntas använda tilläggsaddning i form av t.ex. ändhållplatsaddning mellan kl. 6 – 20 där fördelningen sinsemellan beror på trafikintensitet. Depåladdning sker utspritt över natten och kommer framförallt öka effektuttaget från befintliga depåer, då dessa elektrifieras. Beroende på var tilläggsaddningen placeras, kan de påverka elnätet lokalt på dessa platser.

Vid elektrifiering av bussflottan kommer det att ställas både kapacitets- och effektkrav på lokalnäten för att hantera laddning. Beroende på hur laddningen går till, och till vilken effekt den görs, kommer den belasta elnätet på olika sätt. Högre laddeffekter innebär en hög energiöverföring under en kort tidsperiod, vilket är vanligt vid trafiknära laddning, medan t.ex. depåladdning innebär en låg energiöverföring under en lång period och är vanligast i depå. Hur många fordon som laddas samtidigt kommer också påverka hur elnätet belastas. Begränsningen för elbussar kan framförallt komma att märkas på lokalnätets potentiella kapacitetsbrist. Redan idag finns en kapacitetsbrist sett till utrymme för bussar på vissa depåer, vilket påverkar andelen bussar som kan elektrifieras. En systemsyn är viktig, både för enskilda fordon men även för hur olika fordon sammankopplas för att kunna få en optimerad effekt vid laddning.¹⁹⁶

Vad gäller tunga lastbilar är detta en svårbedömd kategori inte minst för de lastbilar som är ämnade fjärrtransport på längre sträckor och därmed skulle kräva någon form av elvägar. En tung lastbil förväntas med dagens teknik dra cirka 15 kWh/mil men såväl elmotorer som batterier är under snabb utveckling. För Skånes del har exempelvis livsmedelsföretaget Oatly bestämt sig för att de helt ska övergå till en eldriven lastbilsflotta för sina regionala transporter.¹⁹⁷

Järnväg samt luft- och sjöfart

I Trafikverkets basprognos 2018 väntas järnvägstrafiken öka fram till 2040 med en årlig tillväxt på cirka 1,6 procent för regionala, långväga respektive godstransporter. Skåne är en tillväxtregion och antas därför ha en något högre årlig tillväxt än Sverige som helhet, och i prognoser tillhandahållna från Skånetrafiken väntas planerade trafikökningar till 2025 innebära en årlig tillväxt av effektbehov på 3,5 procent, för att därefter fortsätta på cirka 2 procent.

Elflygplan antas etableras först mot slutet av prognosperioden (år 2040) och förväntas endast ta en mindre marknadsandel (5 procent) för kortare flygresor (under 1 timme).

Vad gäller sjöfart kan elektrifiering av trafikslaget delas upp i elanvändning när fartyg ligger i hamn (landström) respektive el som används för framdrift. På lokal nivå kan landström för kryssningsfartyg och laddning av batterier komma att innebära höga effekter. Flera av Sveriges största hamnar är även placerade i Skåne, vilket innebär att en eventuell elektrifiering av hamnar har en stor påverkan på den regionala elanvändningen. I Sverige omsätts nästan två tredjedelar av det sjöburna godset i de tio största hamnarna, varav tre ligger i Skåne: Trelleborg, Malmö och Helsingborg. För passagerartrafik ligger tre av Sveriges tio största hamnar sett till antal passagerare i Skåne: Helsingborg, Trelleborg, och Ystad.

¹⁹⁵ Se t.ex. [projektet](#) Elon Road i Lund

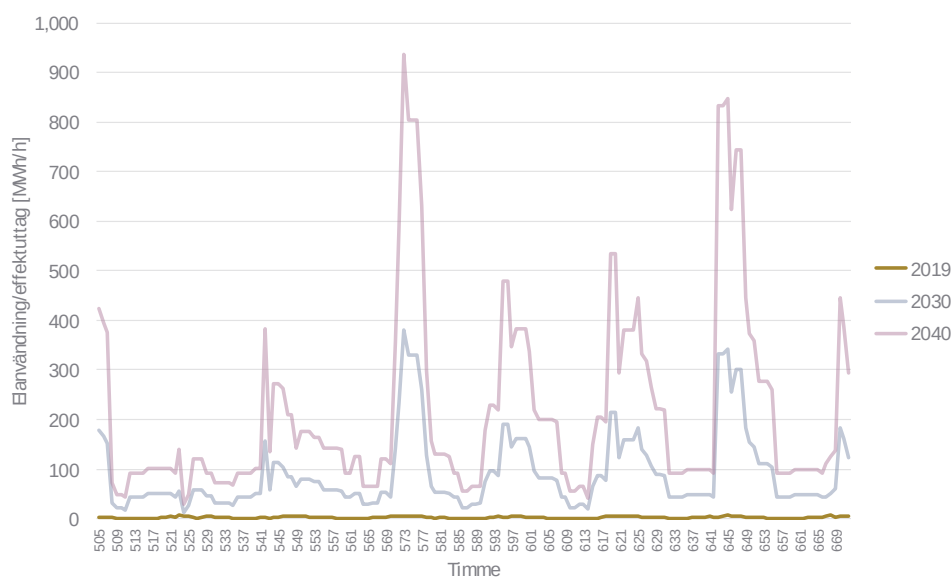
¹⁹⁶ Trafikverket (2019)

¹⁹⁷ [Sydsvenskan](#) 2020-05-14

I framtiden förväntas en kraftig ökning av landström till 2030. Detta baseras på gällande planer i Helsingborg och ett EU-direktiv¹⁹⁸ om krav på landströmsanläggningar för ett antal hamnar till 2025. Dessutom antas fartygen i hög utsträckning vara anpassade för att ansluta till landströmsanläggningarna. Utbyggnaden av landström väntas till stor del drivas av politiska mål för minskad lokal miljöpåverkan i anslutning till hamnarna. Minskad miljöpåverkan lyfts bland annat fram i den Europeiska gröna given¹⁹⁹, där krav om anslutning till landström vid hamnar lyfts fram som en åtgärd. När det gäller elektrifiering för framdrift antas utbyggnaden gå långsammare och överlag är det få större färjelinjer som anses vara aktuella för övergång till eldrift fram till år 2040.

För färjetrafiken mellan Helsingborg och Helsingör finns det sedan 2018 två färjor som använder el för framdrift och snabbbladdas när de är i hamn. Färjorna drivs av rederiet ForSea och elektrifieringen av färjorna innebär en stor investering på 300 miljoner kronor, varav 120 miljoner i stöd från EU. Färjorna har en laddeffekt på upp till 12 MW och en laddning på cirka 5–10 minuter räcker för en överfart på tjugio minuter. Även om effektbehovet varierar kraftigt beroende på om färjorna laddas eller inte så är effektbehovet på timmesnivå relativt jämnt fördelat över dygnet då turerna är korta med cirka två avgångar per timme från Helsingborg.

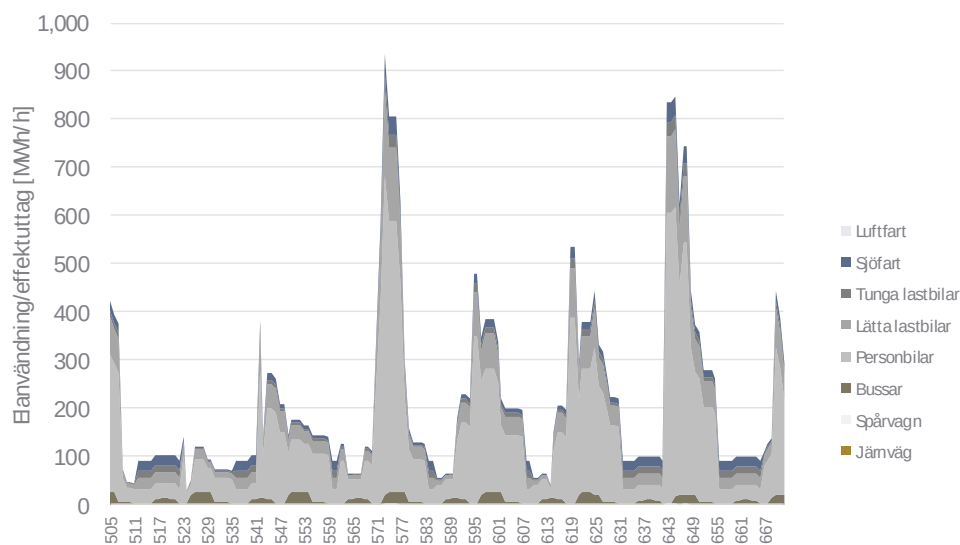
Figur 71 och 72 nedan illustrerar lastprofilen för sektorn i sin helhet under en simulerad vecka och samma vecka uppdelad på underkategorier som med tydlighet visar att en bättre styrning av laddning för icke-kritiska användare (främst personbilar) borde kunna dämpa den tillkommande topplasten betydligt.



Figur 71. Lastprofilen för Transporter i sin helhet under en simulerad vecka 4. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

¹⁹⁸ EU (2014)

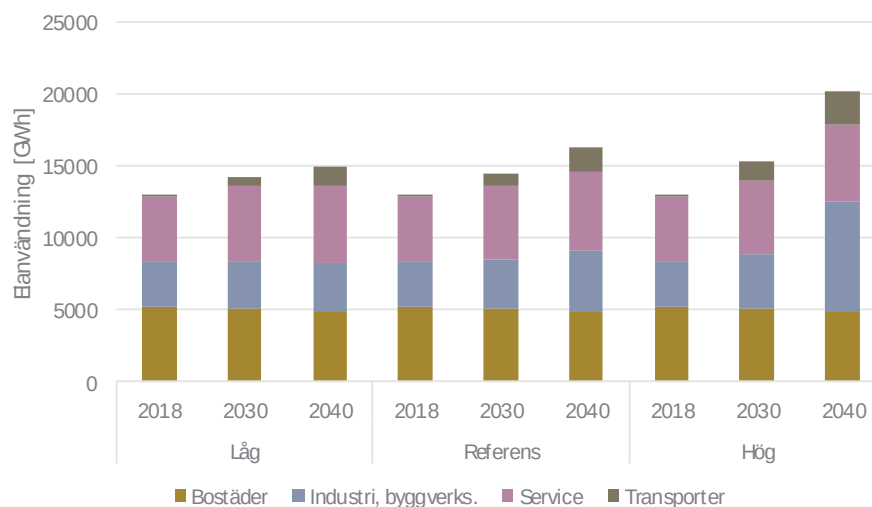
¹⁹⁹ EU om [Prioriteringar](#) för 2019-2024



Figur 72. Lastprofilen för Transporter uppdelat i underkategorier under en simulerad vecka 4. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Om osäkerhet i prognoserna

Att göra prognoser 20 år in i framtiden är behäftat med stor osäkerhet. Inte minst eftersom den tillkommande elanvändningen beror på idag ej utvecklade teknologier, politiska drivkrafter och utveckling av alternativa förnybara bränslen. Detta illustreras genom tre olika scenarier nedan vars syften är att spanna upp ett utfallsrum som visar på möjliga, snarare än prognosticerade, framtider.

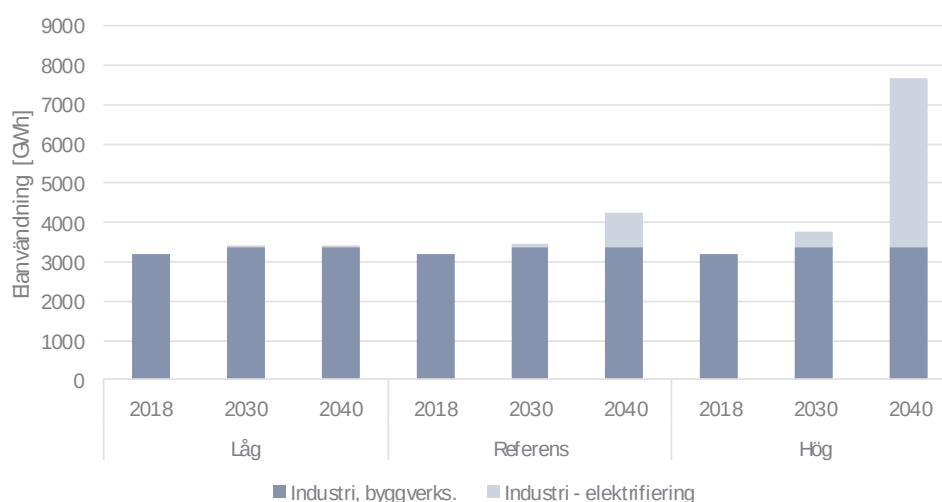


Figur 73. Utvecklingen av framtida elanvändning utifrån tre scenarier. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Omställningen av den svenska industrin till nettonollutsläpp 2045 bygger på teknikutveckling och utveckling av metoder för klimatneutral produktion. I Skåne kommer en stor del av industrins utsläpp av växthusgaser från kemiindustrin. Kemiindustrin är en av kategorierna där elektrifiering av processer och elanvändning för infångning och lagring (CCS) eller användning (CCU) av växthusgaser utgör en del av de möjliga lösningarna då vissa utsläpp inom sektorn är svåra att neutralisera på ett annat sätt²⁰⁰.

²⁰⁰ IVA (2019)

Tillkommande elanvändning från elektrifiering skiljer sig avsevärt mellan olika scenarier vilket illustreras i figur 74, där elanvändningen i det låga respektive det höga scenariot skiljer sig med 4,3 TWh år 2040. Cirka 95 procent av den tillkommande elanvändningen i det höga scenariot sker inom kemiindustrin, och baseras på en kraftig utveckling av vätgasproduktion för återvinning av koldioxid till råvara genom CCU. Detta är dock fortfarande väldigt omogna teknologier, vars konsekvenser för elanvändningen är särskilt svåra att bedöma. Hur industrin väljer att ställa om, och i vilken takt som fordonsflottan elektrifieras, har därför särskilt stor betydelse för framtidens elanvändning.

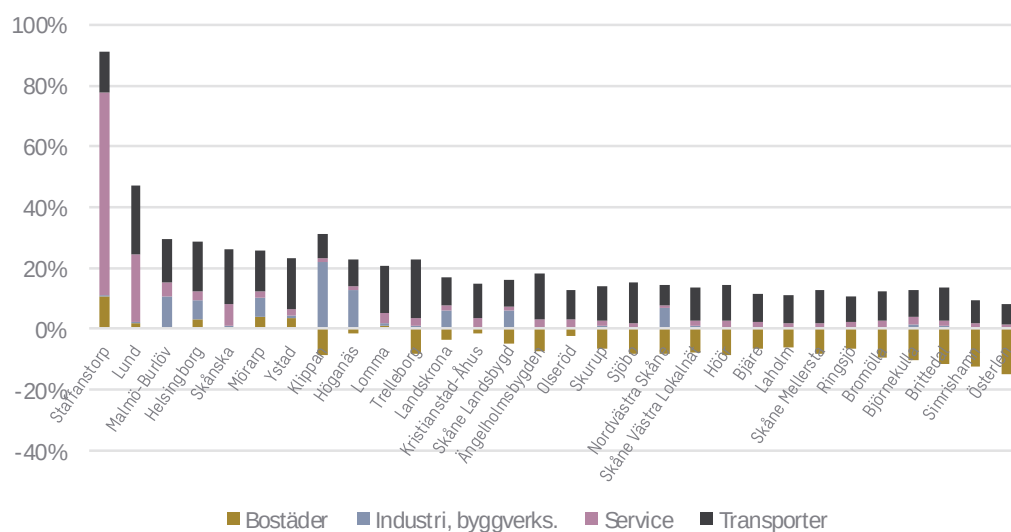


Figur 74. Tillkommande elanvändning inom sektorn Industri där bidraget från elektrifiering skiljer sig avsevärt mellan olika scenarier. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Genom åtgärder för energieffektivisering förväntas den totala slutliga energianvändningen minska med runt 20 procent eller 6 TWh, till år 2030 jämfört med 2005. Det finns skäl att anta att även Skånes totala energianvändning kommer att minska framöver, medan elanvändningen ökar något. Till år 2030 förväntas dock elektrifieringen av fordonsflottan medföra en ökad elanvändning i Skåne där en möjlig utveckling är att uppemot 40 procent av fordonen kan utgöras av elfordon år 2030.

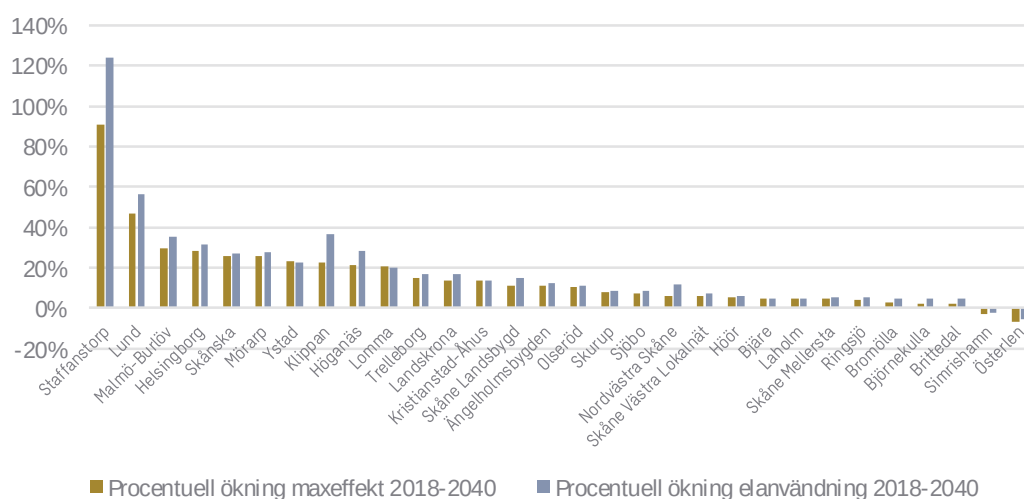
Förutom energieffektivisering påverkas elanvändningen av byten av uppvärmningsteknik i bostadsbeståndet där den största förändringen under de senaste åren har varit värmepumparnas frammarsch. I de fall dessa ersätter äldre värmepumpar eller direktverkande el/elpannor bidrar utvecklingen till en minskad elanvändning. Om det istället sker på bekostnad av fjärrvärmen kan det dock innebära att den sektorn bostäder/hushåll för första gången på lång tid markant ökar sin elanvändning. Samtidigt finns det mottrender till detta i form av exempelvis bättre isolerade fastigheter, effektivare värmepumpar, energieffektiviseringsåtgärder och ett något varmare klimat.

Vad gäller lastprofiler och effektbehov blir det avgörande vilken grad av efterfrågefleksibilitet som uppnås och mängden energilagring i systemet. Vid ökad efterfrågefleksibilitet (flytt av okritisk last) kan topplasten sänkas. Största nyttan för sänkning av topplasten finns inom transporter och framförallt inom laddning av personbilar vilket syns i figur 75 nedan. Med ökad batterikapacitet bör det finnas tillräckligt med möjlighet för flytt av laddtid för de flesta bilägare. På samma sätt kan småskaliga energilager som t.ex. batterilager kopplade till en solcellsinstallation på hustaket avlasta nätet för en del av elbilsladdningen på kvällen och natten.



Figur 75. Respektive sektors bidrag till totala effektbehovet år 2040. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

Det är alltså inte nödvändigtvis så att det är den totala årsanvändningen som spelar störst roll för den framtida elförsörjningstryggheten i Skåne, utan snarare *när* på dygnet och året elen används och hur detta påverkar elnätets dimensionerande maxlast. Detta tydliggörs i figur 76 nedan där Staffanstorps elanvändning ökar med 120 procent medan den procentuella ökningen av maxeffekten inte påverkas lika mycket. Detta är på grund av att vare att lasten från det tillkommande datacentret kommer vara jämnt utspritt över hela året. Motsatsen syns i t.ex. Ystad där den procentuella påverkan på maxeffekten är något högre än den totala elanvändningen. Detta är ett resultat av att färjor ansluter till landström under en kortare tid på dygnet, vilket ökar effektbehovet väldigt mycket under en kortare period och därmed bidrar mer till det maximala effektbehovet. Detta ställer krav på ett välutbyggt lokalnät som klarar av att leda elen som behövs under de maximala effekttopparna.



Figur 76. Ökning av maxeffekt jämfört med elanvändning. En ojämn elanvändning tenderar att påverka effektbehovet mer. Källa: Region Skåne/Sweco (2020c).

8. MÖJLIGA LÖSNINGAR OCH DESS UTMANINGAR

Framtidens elsystem formas mitt framför våra ögon. Kärnkraften fasas ut av ålders- och kostnadsskäl medan målet om 100 procent förnybar elproduktion och prisfall på ny teknik driver in en ökad andel el från variabla och väderberoende kraftkällor. Efterfrågan på el ökar inom flera sektorer och såväl produktion- som förbrukningsmönstret blir allt svårare att förutse. Ytterst handlar det om att elsystemet över året ska kunna leverera den elenergimängd som efterfrågas (systemet ska vara i energibalans) men också att kunna leverera den elenergi som efterfrågas varje sekund (effektbalans), oavsett var på nätet en förbrukare är ansluten. Mycket tyder på att framtiden erbjuder tillräckligt med energi, men utmaningen ligger i att matcha efterfrågan med tillgången på effekt.

Länsstyrelsens uppdrag handlar primärt om att beskriva rådande situation och inte att bidra med åtgärdsförslag. Samtidigt finns det en pedagogisk poäng att översiktligt beskriva några av de vanligaste åtgärderna som ofta lyfts fram som lösningar på denna effektutmaning, eller snarare flera olika effektutmaningar. På ett övergripande plan kan dessa sammanfattas som ett behov av att: förstärka överföringskapaciteten och på så sätt tillgängliggöra den konkurrenskraftiga reglerförmågan i norra Sveriges vattenkraft för resten av landet; förbättra flexibiliteten genom bland annat energilagring så att användningen kan reagera och anpassas efter rådande utbud, såväl inom dygn som över säsong; öka den reglerbara elproduktionen för att på så sätt komplettera de variabla och väderberoende kraftkällorna. Syftet med dessa lösningar är att styra mot en mer balanserad effektutlösning, ett utjämnat effektuttag och ett effektivt kapacitetsutnyttjande av elnäten. Dessa lösningar kommer emellertid med ett antal nya, inneboende, utmaningar som måste hanteras. Åtgärderna, och eventuella hinder för att realisera dessa, beskrivs i avsnitten nedan.

8.1. Förstärkt elnät och överföringskapacitet

Den till synes logiska slutsatsen av ett undermåligt elnät är att helt enkelt öka överföringskapacitet genom förstärkning av elledningar eller nybyggnationer. Givet de långa ledtiderna, de stora kostnaderna och anspråk på potentiell jordbruks- och bostadsmark är det emellertid inte självklart att denna strategi alltid är att föredra. Dessutom konstaterar Riksrevisionen i sin granskning²⁰¹ av hur styrningen av Svenska kraftnät fungerar att systemet snarare riskerar att drabbas av en samhällsekonomiskt oförsvarbar överdimensionering av såväl elproduktion som överföringskapacitet (inom landet och mellan grannländerna) och att andra alternativ, t.ex. energilagring, inte övervägs i tillräcklig omfattning. En fortsatt utbyggnad bör därför prövas utifrån vilka effekter den får på samhällsekonomin i stort vilket knyter an till behovet av samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar, vilket beskrivs i avsnittet nedan.

Samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar som vägledning för investeringsbeslut

Investeringsbesluten för storskalig infrastruktur bör vara samhällsekonomiskt motiverade och visa effekterna av föreslagna åtgärder inte kan nås på andra, för samhället billigare eller på annat vis fördelaktigt, sätt.²⁰² En fråga som blivit alltmer omdiskuterad inom elsystemet på senare tid handlar om vilka effekter (kostnader och nyttor) som inkluderas eller exkluderas samt hur effekterna kvantifieras och värderas. Det finns i dagens regelverk inga explicita krav på att en stamledning ska

²⁰¹ Riksrevisionen (2016)

²⁰² Jämför med den [fyrstegsprincipen](#) som tillämpas inom infrastruktur för transportsektorn

vara samhällsekonomiskt lönsam eller att en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning ska ingå i ansökan om nätkoncession. Ellagen innehåller en bestämmelse om att anläggningen ska vara lämplig ur allmän synpunkt.²⁰³ Detta tillämpas i praktiken som att det måste finnas ett uttryckligt behov av ledningen. Det saknas däremot närmare bestämmelser i lag eller förordning om hur denna prövning ska gå till och vilka aspekter som ska vägas in i bedömningen.

Riksrevisionens granskning²⁰⁴ av styrningen av Svenska kraftnät betonar också att dagens avsaknad av kraftsystemanalyser, där investeringar i elnätet jämförs med alternativa åtgärder, saknas i Sverige vilket gör det svårt att bedöma om energilager, produktionskapacitet eller åtgärder på efterfrågesidan kan vara mer kostnadseffektiva sätt att nå samma mål. En samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning kan ge svar på om en investering är lönsam för samhället genom att identifiera, kvantifiera och värdera de effekter (kostnader och nyttor) som förväntas uppstå till följd av den föreslagna investeringen. Mot bakgrund av detta fick Ei i juni 2017 ett regeringsuppdrag²⁰⁵ i syfte att fastställa riktlinjer för samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar vid byggande av överföringskapacitet för el vilket slutredovisades året därpå. I utredningen²⁰⁶ föreslås ett antal ändringsförslag i nuvarande lagstiftning så att tydliga riktlinjer fastställs kring vilka effekter som ska kvantifieras och hur de ska värderas utifrån tolv kriterier.²⁰⁷ En risk är annars att det främst är elmarknadens nyttor och kostnader som värderas medan viktiga aspekter för övriga samhället inte beaktas, däribland priserna för slutkunderna.

Många av remissvaren till utredningen instämde i behovet av att investeringsbeslut skulle grunda sig i någon form av samhällsekonomisk motivering men samtidigt var invändningarna många mot de ändringsförslag som presenterades. Till exempel menade SvK²⁰⁸ att befintlig reglering ger tillräckliga incitament för samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar, att de bedömningar som görs idag har hög relevans och är av tillräcklig kvalitet för att utgöra beslutsunderlag samt att det saknas exempel på att olönsamma projekt har genomförts tidigare. Den beslutsprocess²⁰⁹ som SvK har formaliserat och utvecklat innebär att de projekt där koncession söks antingen har funnits samhällsekonomiskt lönsamma eller är nödvändiga av tvingande skäl, som t.ex. anslutningsplikt, drift eller personsäkerhet.

SvK ställer sig också kritisk till att samhällsekonomi är det överordnade kriteriet snarare än en av många olika delar som ingår i en bedömning, vilket kräver att alla nyttovärden måste kvantifieras och prissättas för att kunna bedömas. Som exempel använder SvK lönsamhetsbedömning vid 400 kV växelström, som transmissionsnätet huvudsakligen utgörs av, vars kostnader och nyttor är så stora att eventuella miljö- och markintrångseffekter endast i sällsynta fall får en utslagsgivande betydelse vid en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning. Däremot leder kvalitativa bedömningar av sådana effekter till att olika projekt anses omotiverade. Vidare betonas att vissa av förslagen, inte minst kravet på att jämföra ett investeringsbeslut med alternativa lösningar som t.ex. efterfrågefleksibilitet och lokalisering av användare, blir särskilt problematisk då frågorna inte ligger inom Svenska kraftnäts

²⁰³ Se Regeringen (1997) s. 123

²⁰⁴ Riksrevisionen (2016)

²⁰⁵ Regeringen (2017b)

²⁰⁶ Ei (2018b)

²⁰⁷ Elmarknadsnytta, marknadsmakt, systemtillräcklighet, elkvalitet, driftsäkerhet, balanssäkerhet, kostnadseffektiv politisk måluppfyllelse, nätförluster, bygg-, underhålls- och reinvesteringarkostnader, lokala intrångseffekter, lokala miljöeffekter, utsläpp.

²⁰⁸ SvK (2018)

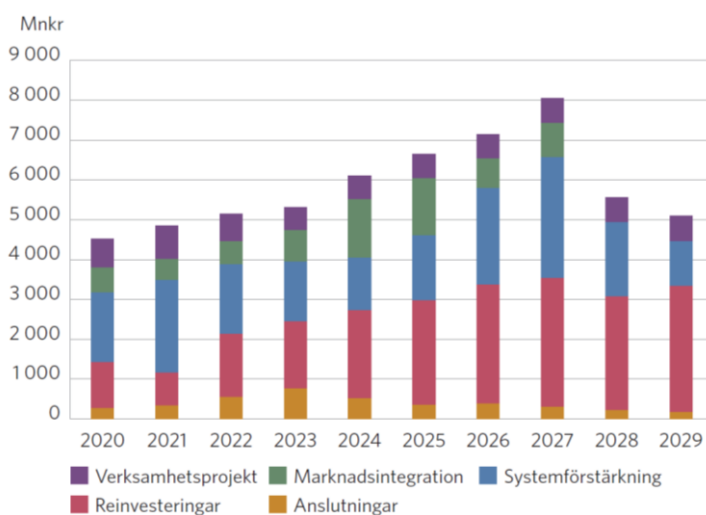
²⁰⁹ I slutet av 2017 godkände Svenska kraftnäts styrelse en ny beslutsordning för investeringsprocessen, SvK (2017)

ansvarsområde eller är tillåtna på grund av åtskillnad mellan monopol och konkurrensutsatt verksamhet.²¹⁰

Därutöver betonas risken för att författningsförslagen kan komma att resultera i förseningar i utbyggnaden av transmissionsnätet och nyanslutningar samt att nödvändiga reinvesteringar fördröjs. Reglerna kan också komma att fördröja Energimarknadsinspektionens koncessionsprövningar för transmissionsnätet. I remissvaret konstateras att Sverige har ett av Europas äldsta transmissionsnät med ett omfattande reinvesterings- och nyinvesteringsbehov framför sig vilket gör att ytterligare förlängda ledtider är olyckligt och kan i förlängningen leda till leveranssäkerhetsproblem. Denna slutsats delas dock inte av Riksrevisionen som istället lyfter fram att samhällsekonomiska analyser snarare kan påskynda koncessionsprocessen eftersom de intressenter som exempelvis är kritiska till byggandet av luftledningar på ett tidigare stadium kan ta del av analyser för olika alternativa sträckningar, teknikval och nytta av samt kostnaden för markkabel kontra luftledning.²¹¹

Planerade investeringar i transmissionsnätet

I november 2017 presenterade Svenska kraftnät den första samlade Systemutvecklingsplanen (för åren 2018 – 2027) vilken kommit att följas upp genom en uppdaterad plan för åren 2020 – 2029.²¹² Syftet med planen är att, utifrån ett längre perspektiv, identifiera och möta de utmaningar som omställningen av energisystemet medför och komplettera de nätutvecklingsplaner för transmissionsnätstärkningar som affärsverket tidigare tagit fram. Under den tioårsperiod som systemutvecklingsplanen täcker investeras totalt närmare 60 miljarder fördelat på reinvesteringar i ett föråldrat transmissionsnät på cirka 20 miljarder samtidigt som nyinvesteringar och utbyggnader genomförs för cirka 30 miljarder. Till detta kommer även cirka 6 miljarder för olika interna stödsystem, främst inom IT. Dessa investeringar baseras på ett antal drivkrafter (se figur 77 nedan) och uppgår till mellan 4 och 8 miljarder årligen under perioden.



Figur 77. Planerade investeringar för Svenska kraftnät, per drivkraft, under åren 2020-2029. Källa: SvK (2019b).

²¹⁰ Dessa argument läggs fram i bilaga 2 till remissvar på SOU (2019:30)

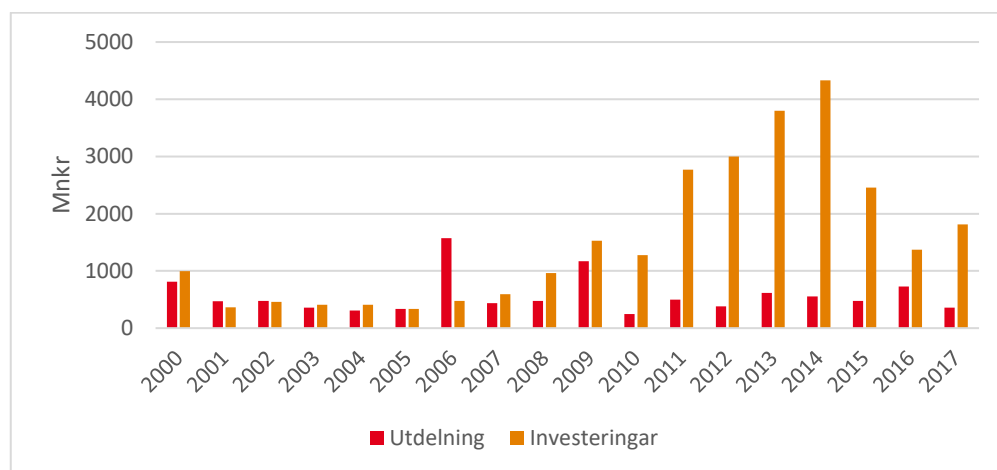
²¹¹ Riksrevisionen (2016)

²¹² SvK (2019b)

I absoluta tal är 60 miljarder en rejäl summa, men inte nödvändigtvis om det ses relativt till annan investering i infrastruktur. Utan ytterligare jämförelser kan det konstateras att exempelvis transportinfrastrukturen givits en ekonomisk ram för åren 2018 – 2029 på totalt 622,5 miljarder fördelat på *vidmakthållande* av statlig järnväg (125 miljarder) och statliga vägar (164 miljarder) samt *utveckling* av transportsystemet (333,5 miljarder).²¹³ Till detta tillkommer dessutom 90 miljarder kronor genom exempelvis trängselskatt, banavgifter och medfinansieringar.²¹⁴

Svenska kraftnäts ekonomiska ramar fastställs utifrån tre olika beslut. Riksdagen fattar beslut om investerings- och låneram på förslag från regeringen. Regeringen beslutar om ekonomiska mål, utdelningar och skuldsättningsgrad. Energimarknadsinspektionen beslutar om intäktsramar enligt intäktsregleringen. Vad gäller avkastningskravet överträffas detta med god marginal och under perioden 2009–2015 genererades en avkastning på knappt en miljard (14 procent) mer än kravet. Under samma period har SvK lämnat över 65 procent av årets resultat i utdelning till statskassan, vilket har gjort det svårt att finansiera investeringar med egna medel.²¹⁵

Detta är något som redovisats även i tidigare granskningar från Riksrevisionen där utdelningen till staten historiskt sett har tangerat – och ibland även överträffat – genomförda investeringar under 2000-talet, i enlighet med figur 78 nedan.



Figur 78. Utdelningar och investeringar för Svenska kraftnät åren 2000-2017. Källa: RiR (2013), egen bearbetning.

Riksrevisionen betonar vidare att detta bidrar till en ökad skuldsättning som på sikt riskerar att leda till en osund finansiell situation och som sammantaget innebär att elnätskunderna får betala högre avgifter för transmissionsnätet än nödvändigt. Eftersom SvK även framgent bedömer sitt investeringsbehov som omfattande, där kostnaderna för drift och transmissionsnätsutbyggnad ökar med cirka 100 procent under de kommande åren, konstaterar Riksrevisionen²¹⁶ att det är av stor vikt att finansieringen ses över och att utdelningsmålet justeras ned. Risker är annars att en hundra procentig kostnadsökning för investeringar leder till motsvarande höjningar av transmissionsnätavgiften, vilket i förlängningen fördelas på kundkollektivet.

²¹³ Regeringen (2018b)

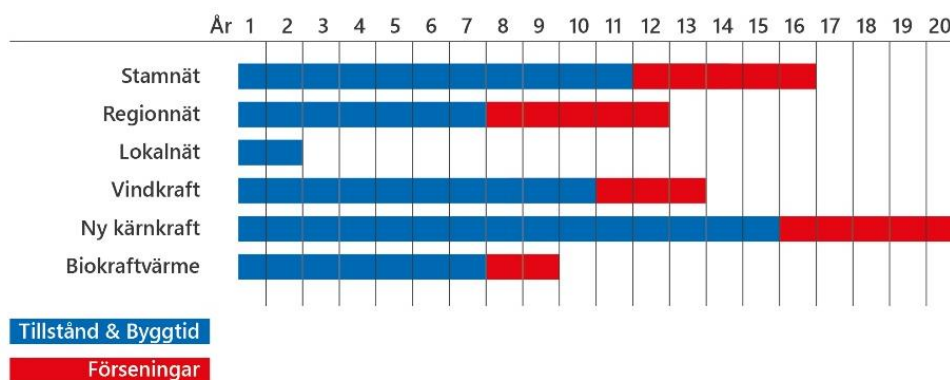
²¹⁴ Regeringens [pressmeddelande](#) om Plan för infrastrukturen

²¹⁵ Riksrevisionen (2016)

²¹⁶ Riksrevisionen (2016)

Riksrevisionen konstaterar även att de relativt blygsamma investeringar som genomfördes under 2000-talets början inte heller kan sägas stå i paritet med önskemålen som uttrycktes i budgetpropositionen²¹⁷ 1999 i vilken det betonas att en upprustning av transmissionsnätet var tvunget att genomföras på grund av dess höga åldern. Vidare skulle avvecklingen av Barsebäcksverket kräva stärkta överföringsförbindelser för el till södra Sverige. Enligt propositionen borde detta göras skyndsamt eftersom transmissionsnätets överföringsförmåga var avgörande för att södra Sverige skulle ha samma försörjningsgrad som när Barsebäck fanns. Ambitionen var att detta skulle vara åtgärdat år 2005 men Riksrevisionen kommer 2013 fram till slutsatsen ”att överföringskapaciteten till södra Sverige fortfarande inte är tillräcklig eftersom försörjningsbehovet har ökat”. Detta beror till stor del på exporten av el som ökat på grund av marknadsintegrationen. Riksrevisionen konstaterar att Svenska kraftnäts återhållsamma investeringstakt ”inte ledde till de investeringar i stamnätet som riksdagen i och med de beslutade investeringsplanerna haft anledning att förvänta sig, samtidigt som det delades ut betydande medel till staten.”²¹⁸

Denna trend av relativt låg investeringstakt hängde sedan kvar under de efterföljande åren trots att det under decennier konstaterats att en fortsatt snabb utbyggnadstakt av vindkraft ställer höga krav på ett transmissionsnät som går i takt. En del av svaret på varför transmissionsnätet inte riktigt hunnit med kan ses i de stora skillnaderna i realiseringsstider, det vill säga tiden från ett identifierat behov och en projektid via tillstånd och prövning till konstruktion och slutlig driftsättning. För en ny ledning, som inte kan använda befintlig ledningsgata, tar denna process – som illustreras i figur 79 nedan – i bästa fall mellan 10–12 år.²¹⁹ Beroende på en vindkraftsanläggnings storlek, vilket avgör graden av tillståndsplikt och därmed även prövningsprocessens omfattning, är motsvarande realiseringsstid normalt sett 3–10 år (utan överklaganden).²²⁰



Figur 79. Ledtider för olika investeringar från beslut till drift. Källa: Sweco (2019).

En annan aspekt, som enligt Svensk Vindenergi sägs vara av betydelse för den relativt låga investeringstakten i transmissionsnätet, är att utbyggnadstakten av vindkraft, och den geografiska placeringen av denna, missbedömts och underskattats vilket återspeglas i den stora variationen bland olika prognoser²²¹ (se tabell 3 för ett urval).

²¹⁷ Regeringen (1998)

²¹⁸ Riksrevisionen (2013) s. 51

²¹⁹ Se SvK (2019b) s. 18. I samma rapport beskrivs också hur nätkoncessionsutredningens (SOU 2019:30) förslag skulle kunna innebära att denna tidshorisont förkortas med 2 till 4 år.

²²⁰ Se bl.a. Energimyndighetens översikt kring [vindlov](#)

²²¹ Svensk vindenergi (2020)

RAPPORT	FÖRVÄNTAD PRODUKTION I TWH (ÅR)
ENERGIMYNDIGHETENS LÅNGSIKTSPROGNOS (2010)	11 (2020)
SVK PERSPEKTIVPLAN (2012)	17 (2025)
ENERGIMYNDIGHETENS LÅNGSIKTSPROGNOS (2014)	16 (2020)
SVENSK VINDENERGI (2015)	90 (2040)
SVK NÄTUTVECKLINGSPLAN (2016)	23 (2020) 28 (2025)
SVK SYSTEMUTVECKLINGSPLAN (2017)	67 (2040)
SVK KORTSIKTIG MARKNADSANALYS (2018)	32 (2023)
SVK SYSTEMUTVECKLINGSPLAN UPPDATERAD (2019)	27 (2020) 39 (2030) 82 (2040 ref)

Tabell 3. Prognosticerad framtida vindkraftsproduktion år 2020-2030-2040. Källa: Egen bearbetning.

Detta är ett problem som även identifierats av Svenska kraftnät och som affärsverket är ödmjuka inför i sina resonemang kring osäkerheter i framtidsscenarier.²²² Ett antal snabba förändringar i energilandskapet har gjort utbyggnaden av variabel, förnybar, elproduktion svårprognosticerad. Det gäller till exempel höjda ambitioner i elcertifikatsystemet (både 2012 och ytterligare 2016), de kommersiella besluten av Vattenfall och E.ON att stänga ner kärnkraftsreaktorer i Ringhals samt Oskarshamn, klimat- och energipolitiska målsättningar om nettonollutsläpp och 100 procent förnybar elproduktion och EU:s Ren Energipaket med en rad mål med bäring på svensk energipolitik.

Samtidigt är prognoser och scenarier ett av de bästa planeringsverktyg som finns tillhanda då det vore varken företagsekonomiskt eller samhällsekonomiskt försvarbart att bygga elnät på spekulation och gissa sig till var nya anslutningsbehov uppstår. Prisskillnader mellan elprisområden eller krav på integration av förnybar produktion utgör i sig ingen grund för investering i transmissionsnätet, men ger en strategisk inriktning för vilka projekt som behöver prioriteras. I den nu gällande Systemutvecklingsplanen konstateras att en av de största utmaningarna för elsystemet är en ökad inmatning av variabel elproduktion, främst i form av vindkraft, i kombination med en avveckling av den planerbara produktionen.

Redan 2008, i en SvK-rapport²²³ om konsekvenserna för transmissionsnätet och behovet av reglerkraft vid storskalig utbyggnad av vindkraft, slås det fast att en vindkraftsutbyggnad på 30 TWh, där en stor andel placeras i de norra delarna – på 'fel' sida flaskhalsen – skulle komma att kräva en utbyggnad av transmissionskapaciteten genom snitt 2 på mellan cirka 1 500 MW och 2 600 MW. Som en konsekvens av detta är ett av de planerade och prioriterade projekten NordSyd som binder samman norra Sveriges stora produktionsöverskott med landets södra delar där det råder ett stort underskott av produktion. Genom denna del av nätet ligger det som kallas Snitt 2 och utgör gränsen mellan elområde SE2 och SE3 (och indirekt påverkar situationen i SE4).

Nätet är geografiskt väldigt långsträckt och består i dag av ett antal ledningar av varierande ålder, där den äldsta är världens första 400 kV-ledning från 1952. De äldsta ledningarna är snart för gamla för att kunna drivas vidare och det finns samtidigt ett tydligt behov av att öka överföringskapaciteten genom området. Genom investeringar på mer än 50 miljarder kronor kommer den totala överföringskapaciteten genom snitt 2 att öka från dagens 7300 MW (se tabell 4) till över 10000 MW

²²² SvK (2015b) s. 43: "Vindkraften har byggts ut snabbare än vad som antogs i Perspektivplan 2025. Dessutom förläggs en större del av de planerade vindkraftsparkerna till SE1 och SE2, jämfört med existerande parker som huvudsakligen finns i SE3 och SE4."

²²³ SvK (2008)

år 2040. Om arbetet inte fördröjs innebär detta ett första steg mot ökad kapacitet när den maximala kapaciteten ökar med 800 megawatt till 8100 megawatt år 2024. Samtidigt är detta i princip den första större kapacitetsökningen som sker från SE2 till SE3 och vidare söderut trots att det under en tioårsperiod fallit bort stora produktionsanläggningar i form av Ringhals 1 och 2 samt Oskarshamn 1 och 2.²²⁴

SNITT	BEFINTLIG KAPACITET (MW)
SE1↔SE2	3300
SE2↔SE3	7300
SE3→SE4	6200
SE4→SE3	2800

Tabell 4. Maximal handelskapacitet (MW) mellan Sveriges elområden. Källa: SvK (2020b).

I Snitt 4 (SE3 – SE4) förstärks nätet bland annat genom driftsättning av Sydvästlänken (se kapitel 6.1) samt förstärkningar mellan Ekhyddan strax norr om Oskarshamn och Hemsjö norr om Karlshamn vilket bidrar med ytterligare överföringskapacitet i sydlig och nordlig riktning. Ledningen Ekhyddan – Nybro – Hemsjö förbättrar också förmågan för det kvarvarande block 3 i Oskarshamns kärnkraftverk (O3) att tåla störningar i det omgivande nätet. Detta är särskilt viktigt efter stängningen av de två äldsta blocken 1 och 2 i samma anläggning, eftersom O3 därmed fått en ännu viktigare roll för den regionala spänningsstabiliteten. Ledningen är dessutom av central betydelse för möjligheten att kunna ansluta runt 4 000–5 000 MW havsbaserad vindkraft utanför Smålands kust.

Effektivare nyttjande av befintligt elnät

En utbyggnad av elnät bör alltid föregås av en analys kring mer kostnadseffektiva alternativ.²²⁵ Det konventionella sättet att lösa temporära flaskhalsar som uppstår på olika nätnivåer har varit att begränsa nyanslutning av förbrukningsanläggningar eller upprätta avtal om bortkopplingsbar nyanslutning eller effekthöjning. Begränsad nyanslutning av förbrukningsanläggningar tillämpas redan i flera storstäder och bortkopplingsbar nyanslutning eller effekthöjning tillämpas redan i viss utsträckning vid anslutning av produktionsanläggningar. En alternativ hantering av flaskhalsar eller spänningsreglering är att en systemansvarig köper lokal flexibilitet genom att ingå bilaterala avtal eller genom att organisera en lokal eller regional effektmärnad som flexibel produktion och flexibla förbrukare kan delta i.²²⁶

Att nyttja befintligt elnät är ett sådant alternativ som för att kostsamma och långsamma processer kan undvikas. Ett exempel som nu initierats av SvK är en **överföring på elnät närmare verkliga gränser** och med minskade marginaler genom så kallade dynamisk ledningskapacitet (eng. dynamic line rating).²²⁷ Detta möjliggör en ökad tilldelning av kapacitet för variabel elproduktion i befintligt nät genom att temperaturen på linan mäts kontinuerligt. Datorer beräknar maximalt tillåten ström hela tiden och om ledningen blir för varm så minskas vindkraftsproduktionen automatiskt. Med hjälp av väderobservationer ges också större möjligheter till mer ström i befintliga ledningar då

²²⁴ Se exempelvis SvK (2011)

²²⁵ Jämför med exempelvis Trafikverkets "Fyrstegsprincip"

²²⁶ SOU (2019:30)

²²⁷ SvK om [dynamisk ledningskapacitet](#)

meteorologiska modeller förutsäger kylningen av kraftledningarnas linor vilket medför att högre överföring kan tillåtas. Slutligen tillåts marginalerna för en begränsad ledning vara mer flexibla och baserade på en probabilistisk riskmetod snarare än den statiska och ofta konservativa metoden som inte kontinuerligt anpassas efter rådande driftsituation.

Andra sätt att nyttja befintligt elnät mer effektivt handlar om att attrahera etablering av elintensiva kunder till ställen där nätkapacitetsutmaningen är mindre, genom olika typer av **prissignaler och lokaliseringsprinciper**. Med anledning av detta har Ei lämnat in ett ändringsförslag²²⁸ i ellagen som skulle möjliggöra lokaliseringssignaler genom **nätтарiffer** i de områden där det behövs för att främja ett effektivt nätutnyttjande. För att åstadkomma ett effektivare nyttjande av elnätet måste prissignaler från överliggande nät få påverkan på tarifferna i underliggande elnätsnivåer, så att korrekta prissignaler kan nå ända fram till slutkunderna.

Genom att låta nätkundernas tariffer variera och spegla kostnaden för att använda elnätet vid olika tidpunkter och i olika delar av nätet kan nätföretagen dra nytta av kundernas flexibilitet och betalningsvilja och därigenom kan näten nyttjas effektivare. Det innebär att för analysen om det behövs ny överföringskapacitet bör det också utredas om det finns alternativ till att bygga nya ledningar. Om exempelvis en del av nätet är överbelastat under endast ett färre antal timmar per år är det sannolikt ett samhällsekonomiskt mer fördelaktigt sätt att skicka prissignaler till kunderna för att ge dem incitament att flytta sin förbrukning från de kritiska tidsperioderna.

Ellagen som den idag är utformad utgör ock ett hinder för prissignaler att nå fram till slutkunderna och begränsar därmed möjligheten att främja ett effektivt användande av elnätet. Detta riskerar i sin tur leda till högre kostnader på sikt för kunderna då nätet istället riskerar att byggas ut mer än vad som är nödvändigt.

Ytterligare en åtgärd för att skicka prissignaler är genom den så kallade **anslutningsavgiften** som ett elnätsföretag tar ut vid nyanslutning av kund (inmatning eller uttag av effekt). Många elnätsföretag, framförallt de med många anslutningar av likartad karaktär och med liknande tekniska lösningar, har i de flesta fall valt att tillämpa en schablon. Detta för att åstadkomma enkelhet för kunderna och för att utjämna skillnader i anslutningsavgifterna. Andra företag utgår ifrån den individuella anslutningens kundspecifika kostnad, som inte sällan omfattar exempelvis grävarbeten med mera. I takt med att nätkapacitetsutmaningen ökat har en diskussion uppstått kring hur ”djup” eller långtgående anslutningskostnaden får vara för att å ena sidan fortfarande vara skälig och å andra sidan fortfarande omfattas av anslutningsplikt.

En viktig frågeställning är också huruvida nätbolag kan erbjuda eller ställa krav på flexibilitet vid anslutning när kapacitetsbrist råder, så kallade flexibla eller **villkorade avtal**. Genom att leveransskyldigheten omfattar avtalad, snarare än abonnerad effekt, kan ’luftbokningar’ undvikas och kapacitet frigöras. Villkorade avtalsformer för såväl överföring som anslutning där elnätsföretagen exempelvis kan styra ned kunder, eller bevilja olika uttagsrätt beroende på årstid kan därför frigöra outnyttjad kapacitet hos befintliga – och nya – kunder.

På **lokal- och regionnät**snivå är det idag ett strategiskt vägval huruvida ett elnätsbolag väljer att hålla en relativt låg abonnemangsgräns mot överliggande nät och arbeta med att jämna ut sin

²²⁸ Ei [nyhet](#) om Lokaliseringsprinciper i tariffer

efterfrågan genom flexibilitet i sina nät – kraftvärmeverk, egna reservkraftverk eller avtal om effektreducering med vissa kunder – eller om de väljer en högre marginal i sina abonnemang och på så sätt även minska risken för dyra straffavgifter vid övertrassering. Sedan ett par år tillbaka är det även möjligt att använda sig av en **nätkapacitetsreserv** vilken utgörs av inköpta kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät.

Rent krasst handlar det kanske snarare om en brist på abonnemang än om faktisk tillgänglig effekt vilket skulle kunna lösas genom ett större genomslag för **effekttariffer**.²²⁹ Dessa kan liknas vid en form av trängselskatt för el vilket kan ses som ett mer rättvist sätt att debitera kunder på eftersom de ger en bättre koppling mellan kundens beteende (när de använder energin) och kostnader i elnätet (när effekttopparna kommer).²³⁰ Det är samtidigt viktigt att betona att korrekta prissignaler inte nödvändigtvis handlar om att skapa högre kostnader för användare i delar av nätet där kapacitetsutmaningar finns. Själva syftet med en lokaliseringssignal i tariffen är att kunden ska anpassa sin elanvändning efter prissignalerna dvs flytta sin last från höglastperioder, och på så sätt slippa att drabbas av högre kostnader.

De legala förutsättningarna för att införa geografiskt uppdelade tariffer inom ett koncessionsområde har alltså utretts av Ei och resulterat i ett ändringsförslag. Men redan med dagens lagstiftning är det möjligt med **dynamiska tariffer** som på ett bättre sätt speglar nätets belastning och stimulerar efterfrågefleksibilitet. De tekniska förutsättningarna för effekttariffer finns redan idag och alltför elnätsbolag installerar nu elmätare med möjlighet till 15 minuters-avläsning vilket skulle vara ett viktigt steg mot en mer reaktiv (flexibel) användning. Samtidigt utgörs en majoritet av elnätsbolagens utgifter av fasta kostnader vilket, åtminstone i teorin, bör motivera bolagen att också vilja ha en stor andel fast taxa mot sina kunder. Detta leder i sin tur till att incitamenten för kunderna att effektivisera eller jämna ut sina effekttuttar uteblir, vilket är aspekter som diskuteras i avsnittet nedan.

8.2. Effektivisering och flexibilitet

Energieffektivisering har länge varit prioriterat, och fortsätter att ligga högt på agendan, eftersom den uppfattas kunna bidra till ett flertal samhällsmål: minskad lokal miljöpåverkan, minskade utsläpp av växthusgaser, förbättrad försörjningstrygghet genom att minska beroendet av energiimport, minskade energikostnader för hushåll och företag samt ökad sysselsättning och ekonomisk verksamhet i hela ekonomin. En fråga som nu aktualiserats genom upplevda nätkapacitetsbegränsningar är till vilken grad energieffektiviseringsåtgärder kan matcha behovet som uppstår på grund av en fortsatt befolkningsökning, ökad uppvärmd bebyggelseyta och en elektrifiering av fossiltunga industrier samt hur energieffektivisering också leder till en *effekt*-effektivisering i termer av minskat effektbehov.²³¹

Här tar olika tekniker ut varandra och summan av all utveckling blir mycket svårbedömd. Till exempel har hushållens uppvärmning under lång tid övergått till att i huvudsak ske via eldrivna värmepumpar på bekostnad av fjärrvärmen. Sådana värmepumpar har blivit allt effektivare, men av samma anledning har de också blivit alltmer populära och ansedda som en kostnadseffektiv uppvärmningsmetod vilket gör att trenden med en modest ökning av elanvändning inom sektorn

²²⁹ Ett alternativ som förts fram är därför att elleverantörerna ges ett större ansvar för att minska effektbelastningen, genom exempelvis eleffektiviseringar genom någon form av kvotplikt. Se SOU (2018:15)

²³⁰ Se Bergman & Diczfalusy (2020) för ytterligare resonemang kring hantering av brist på kapacitet i elnäten

²³¹ Profu (2019) samt Svenskt näringsliv (2020b)

bostäder/hushåll nu kan komma att brytas i takt med att allt fler väljer just värmepumpar. I en svensk kontext är effektförfrågan en viktig komponent, där effektiviseringsåtgärder förvisso kan bidra till både minskad energianvändning generellt och lägre effekttoppar. Men utvecklingen pekar på ett behov av fortsatt automation och att kunna krävställa möjligheterna till styrning av elanvändande nyinstallationer.

Genom varaktiga eleffektiviseringar kan ett antal systemnyttor uppnås som indirekt bidrar till en förbättrad effektsituation.²³² Det handlar till exempel om *årsreglering* då de resursbegränsade tillgångarna i vattenkraftens magasin samt biomassa kan sparas och användas i ansträngda tider; *minskad topplast per timme* eftersom effektefterförfrågan kan bli lägre vid vissa perioder; *minskad topplast per dygn* som på så sätt minskar effektutmaningens amplitud över flerdynsvisa perioder; *lägre kostnader för utbyggnad av nät- och produktionsanläggningar* när såväl elabonnemang som slitage minskar; *minskad klimatpåverkan* genom att elsystemet snabbare kan möjliggöra en ökad elektrifiering av industri och transporter när annan elefterförfrågan effektiviseras och genom att koldioxidfri el kan exporteras i högre utsträckning.

En åtgärd som dock är mer tydligt kopplat till effektutmaningarna handlar om att jämna ut effekttopparna utifrån en kortare tidshorisont än vad elenergieffektiviseringar kan bidra med. Intresset av flexibilitet inom såväl produktion som efterförfrågan har ökat i stor utsträckning under de senaste åren. Energieffektiviseringens fokus på att *mängden* energi som används ska minska genom olika åtgärder har på så sätt kompletterats med ett arbete som ska hantera *när* vi använder el och med vilket effektbehov.

Detta görs utifrån en mängd olika perspektiv däribland en effektiv utformning av flexmarknader²³³, bedömningar av flexibilitetsbehov²³⁴ och -potential²³⁵, hur vi får ett ökat, och aktivare, kunddeltagande²³⁶, möjligheterna med smarta elnät och AI²³⁷, flexibilitetsmöjligheter inom småskalig²³⁸ och gaseldad²³⁹ elproduktion, samt teknikutvecklingen inom energilager²⁴⁰. Gemensamt för alla dessa analyser är att flexibilitet, och därmed ett jämnare effektuttag, anses vara en kostnadseffektiv väg framåt i en tid av nätkapacitetsbegränsningar och ökad variabel elproduktion.

²³² Se SOU (2018:76) s.325ff

²³³ Ei (2016)

²³⁴ NEPP (2018)

²³⁵ IVA (2015)

²³⁶ SOU (2014:84)

²³⁷ Swedish smartgrid (2014)

²³⁸ SOU (2018:15)

²³⁹ NEPP (2019c)

²⁴⁰ Sweco (2020)

Generellt kan flexibilitet delas upp i tre olika delar – produktionsflexibilitet, efterfrågeflexibilitet och energilager vilket beskrivs mer utförligt i avsnitten nedan.

Flexibel produktion	Efterfrågeflexibilitet	Energilager
• Kraftvärme • Effekthöjning i vattenkraft • Gasturbiner • Flexibel kärnkraft	• Efterfrågeflexibilitet hos hushåll och industri • Smart laddning • Styrning och automation	• Batterier • Power-to-gas (vätgaslager) • Pumpkraft • Vehicle to grind

Produktionsflexibilitet

Att ha en flexibel produktion kan innebära att elproduktionen är anpassningsbar till efterfrågan och att den kan hantera öknings i efterfrågan på ett snabbt och tillförlitligt sätt. Det kan till exempel vara att ett kraftverk kan startas upp snabbt och finnas tillgängligt vid många tillfällen. De flesta flexibla produktionsresurser fungerar som en lösning med lång tidshorisont och kan ofta erbjuda ökad produktion över en längre tid till skillnad från efterfrågeflexibilitet, som oftast verkar på dygns- eller timnivå.

Exempel på elproduktionsanläggningar²⁴¹ som kan erbjuda flexibilitet, dock med väldigt varierande kostnader, är *vattenkraften* (som med nya parallella turbiner i existerande vattenkraftverk kan öka tillgänglig effekt – dock ej ökad energi – utan att behöva bygga ut orörda älvräckor), *gasturbiner* (som med låg investeringskostnad kan gå från att drivas med naturgas till biobränslen eller vätgas), *biobränsle driven kraftvärme* (som antingen kan ges mer eleffekt genom en så kallad kondenssvans eller genom att de producerar mer fjärrvärme som på sikt minskar elbehovet för uppvärmning) samt *import* (vilket i sig inte kan räknas som en produktion men som ofta är ett kostnadseffektivt alternativ under förutsättning att det finns tillgänglig effekt och överföringskapacitet under den givna timmen).

Kraftvärme och gasturbiner är exempel på kraftverk som ofta behövs under hårt belastade timmar, och kommer därför erbjuda att producera kraft under dessa tider. Kraftvärmen ges idag inte ekonomisk ersättning i den grad som motsvarar den planerbarhet och tillförlitlighet den erbjuder, vilket gör att lönsamheten hos vissa kraftvärmeverk inte är tillräcklig och tvingas stänga ned.

Reglerbar vattenkraft kan stå för den nationella flexibiliteten på transmissionsnätets nivå över både korta och långa tidsintervall, medan kraftvärme kan bidra med mer lokal produktion och flexibilitet över långa tidsintervall. Det är viktigt att ha båda två, eftersom transmissionsnätet kräver stora balanseringsmängder som kan erbjudas av vattenkraften, medan kraftvärmen kan bidra till flexibilitet på lokalt nivå vid flaskhalsar i både transmissions- och distributionsnäten. Produktionsflexibilitet kan även innebära nedreglering av produktion för att möta förbrukningsbortfall, vilket främst styrs av en nedreglering i vattenkraften.

²⁴¹ Söder, L. i [Vindkraftsnyheter](#) 2020-03-16

Efterfrågeflexibilitet

Efterfrågeflexibilitet handlar om att slutkonsumenten av el ska vara flexibel i sin användning på olika sätt. Det kan handla om att förflytta laster till andra tidpunkter, men det kan också innebära att användaren avstår helt från att använda elen (se figur 80 nedan). Den definition av efterfrågeflexibilitet som oftast används i Sverige idag – en frivillig ändring av *efterfrågad elektricitet* under kortare eller längre perioder till följd av någon typ av incitament – skiljer sig från andra definitioner som ofta utgår från en kunds elförbrukning istället för efterfrågan från nätet.²⁴² Genom denna definition uppmärksammas att en elkunds elförbrukning inte behöver vara densamma som den efterfrågade elektriciteten från elnätet om kunden har lagringsmöjligheter eller egen produktion. Den här typen av flexibilitet måste oftast motiveras ekonomiskt, eftersom det sällan är positivt för en slutanvändare att behöva flytta eller stå över sin planerade elanvändning.



Figur 80. Olika former av efterfrågeflexibilitet. Källa: Ei (2016) .

Det finns ett antal projekt som startats upp de senaste åren där olika typer av flexibilitetsmarknader har testats. Detta har skett inom ramen för EU-projektet Coordinet och de marknader som testas i Sverige hittills befinner sig i Skåne, Uppland, Gotland och Västernorrland/Jämtland. Potentialen för marknaderna varierar en del men Ei bedömer att den tekniska potentialen i dagens elsystem kan vara upp till 8000 MW under vinterhalvåret och ca 4000 MW under sommarhalvåret i 1–3 timmar per dag.²⁴³ Detta kan sättas i relation till det maximala effektbehovet under vintern 2017/2018 som uppgick till 27600 MW. Detta ställer dock krav på viljan hos såväl hushåll som industri att bidra med sin flexibilitet och därmed incitamenten för dem. Affärsmodeller för dessa typer av tjänster är under utveckling och testas i olika projekt. Hittills har det, med rådande låga elpriser och avsaknad av effektparametrar, saknats en tydlig ekonomisk styrsignal för att det ska få riktigt genomslag. Med högre elpriser och större inslag av tim- och effektparametrar kan detta öka.

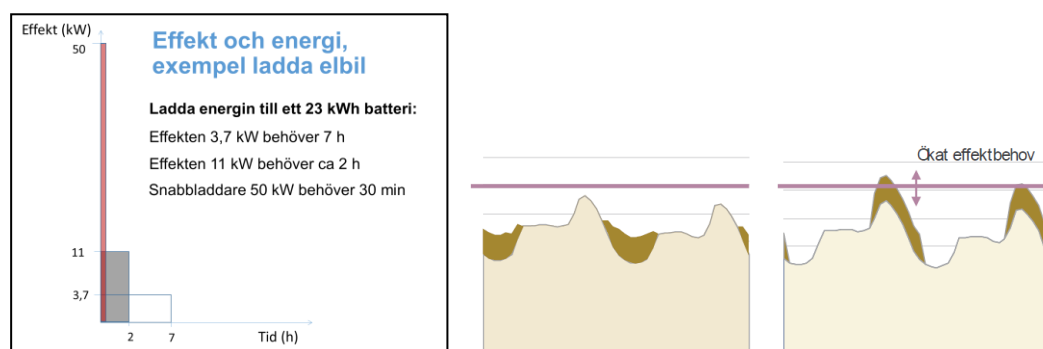
Bland tänkbara industrier inom efterfrågeflexibilitet kan exempelvis nämnas *pappersmassaindustrin* (som redan idag utgör en del av den nationella effektreserven), olika typer av *vätgasproduktionsanläggningar* (som av kostnadsskäl med stor sannolikhet ändå inte kommer att köras under perioder med höga elpriser), *pumpkraftverk* (som i likhet med vätgasanläggningar tjänar på att pumpa vid låga elpriser och frigöra kraft vid höga priser). Även inom hushållssektorn finns potential i form av exempelvis *elpannor* och *värmepumpar* (som genom automatisk sänkning av inomhustemperaturen med ett par grader kan bidra med ett par tusen MW vid ansträngda situationer

²⁴² Ei (2016) s.17

²⁴³ Ei (2016)

utan att komforten behöver påverkas) samt *styrning av laddning av elbilar* (så att dessa dels laddas när elpriset är som lägst, dels ges möjlighet att mata tillbaka till elnätet vid höga elpriser).

Just elektrifiering av transporter är en av de frågor som kan få stor positiv – och följaktligen negativ – inverkan på effektbehovet beroende på hur och när laddningen sker, vilket kan illustreras genom figurerna nedan (81).



Figur 81. (T.h.) Samma mängd energi (23 KWh) genererar olika topplaster beroende på hur laddningen sker. (T.v.) Potentialen för elfordon att jämna ut befintliga effekttoppar beroende på när laddning sker. Källa: Energimyndigheten (2020b)

En viktig utgångspunkt för implementering av efterfrågefleksibilitet är att åtgärder ska vara marknadsmässiga och därmed lönsamma för de inblandade parterna. Prisvolatiliteten är den starkaste drivkraften för efterfrågefleksibilitet. För att elpriset ska kunna användas som styrsignal för anpassning av efterfrågan, krävs en prisvolatilitet som gör det lönsamt att flytta last från höglasterperioder till låglasterperioder. I Sverige krävs mycket stora mängder variabel elproduktion för att volatiliteten i elpriset ska bli stor. Skälet är vattenkraftens prisutjämnande funktion. Slut användaren betalar dessutom oftast en avgift baserad på ett snittvärde av spotpriset, och kommer därmed inte få några incitament till att förskjuta sin elanvändning.

Efterfrågefleksibilitet har samtidigt en utjämnande effekt på elpriset. Efterfrågefleksibilitet kommer att leda till en utjämning av elpriset genom att kapa toppar, men även genom att höja priserna under låglasterperioder. En ökad efterfrågefleksibilitet kommer därmed att minska prisvolatiliteten. På så sätt kan en satsning på efterfrågefleksibilitet – paradoxalt nog – att samtidigt motverka incitamenten för en ytterligare ökning av efterfrågefleksibiliteten. Det kan alltså finnas en jämvikt som begränsar hur mycket efterfrågefleksibilitet som är lönsam.

I vissa fall kan en så kallad aggregator reglera många hushåll eller verksamheter för att kunna nå upp till högre volymer och därmed delta i flexibilitetsmarknader, vilket kan skapa elnätsnytta och ekonomiska incitament för hushåll, verksamheter och aggregatorer. För större industrier förekommer ofta så kallade effekttariffer där elen kostar mer att använda under hårt belastade timmar och det kan även finnas vintertillägg som kan få dem att flytta mer produktion till sommarhalvåret då elnätet är mindre belastat. Det finns också andra sätt att utöva användarfleksibilitet till exempel genom hushållsstyrning och så kallad smart laddning, vilket innebär att lasten förflyttas automatiskt till de tider då belastningen är lägre.

Prissignaler är ett bra sätt att styra efterfrågan åt det håll som underlättar för elnätet och effekttariffer har börjat bli allt vanligare hos elnätsbolagen. Det finns dock andra metoder som skapar incitament för att styra användarnas förbrukningsmönster såsom flexibilitetsmarknader. På

flexibilitetsmarknader kan företag och andra verksamheter köpa och sälja effekt inom och utöver deras eget abonnemang. Detta möjliggör för elnätsägare att nyttja de abonnemang de har i sitt elnät på ett mer effektivt sätt och genom detta nyttja de elnät de har mer effektivt och minska risken för effektbrist. Samtidigt slår Ei fast att tröskeln för att kunna delta på en sådan marknad är för hög och att ett riktat investeringsstöd kan behövas för att ge en sådan marknad lite skjuts.²⁴⁴

Energilager

Energilager kan ses som ett samlingsnamn för en rad tekniker vars primära syfte är att bidra med flexibilitet på såväl användarsidan som inom produktionen. Energilagring är i sig inte något nytt. Till exempel har värmelagring funnits länge i form av inlagring av värme i bostadshusens material (värmetröghet) eller inlagring av värme i vattentankar.

Vad gäller elsystemets energilagring har detta traditionellt hanterats genom antingen rotationsenergi (rörelseenergi) i svänghjul som – genom tröghet – fortsätter producera el under ett par sekunder, eller i form av vattenkraftens uppdämda energi i vattenmagasin. En liknande teknik står att finna i pumpvattenkraftverk vilket innebär att vatten pumpas upp i högt belägna reservoarer med hjälp av överskottsel, för att sedan lagras i form av potentiell energi som slutligen genererar ny el genom att ledas ned för höjden in i en generator. Detta är en lagringsmetod med lång uthållighet, långt lagringstid och högt effektuttag men som också kännetecknas av höga investeringskostnader och att de kräver mycket stora ytor vilket gör att de inte lämpar sig väl för urbana områden.

Energilagrens relevans ökar mer och mer i samband med de icke-planerbara kraftslagets utveckling för att nå en högre självförsörjningsgrad och leveranssäkerhet. Genom att lagra energi i form av värme, gas eller i batterier kan den förnybara el som produceras i överskott under perioder med låg efterfrågan sparas och användas då efterfrågan är högre och produktionen lägre, vilket kan gynna den som lagrar ekonomiskt och bidra med bättre stabilitet till elnäten. I dagsläget är det dock inte tillåtet för elnätsägare att använda energilager för att agera på flexibilitetsmarknaden vilket har sin förklaring i den juridiska – eller snarare bristen på – definition i lagstiftningen.

I ellagen 1997:857, 3 kap. §1a slås det fast att ”en juridisk person som bedriver nätverksamhet får inte bedriva produktion av eller handel med el” vilket har bäring på hur frågan kring centraliserade energilager bör hanteras. Dessutom finns det idag ingen tydlig definition av hur energilager ska förstås eftersom det som regleras i ellagen handlar om elektrisk anläggning vilket i ellagen avser ”en anläggning med däri ingående särskilda föremål för produktion, överföring eller användning av el” (författarens kursiv).²⁴⁵ Energimarknadsinspektionen har gjort tolkningen att lagring utav energi i syfte att skjuta upp försäljning av el eller för att tidigarelägga köp av el i förhållande till konsumtionen, är att jämställa med handel eller produktion av el vilket innebär att nätföretag endast får äga eller driva energilager som ”del av sin nät drift”.²⁴⁶ Samtidigt kan en förändrad roll för regionnätföretagen som DSO (Distribution System Operator) på sikt komma att innebära att viss rådgivning av produktionskapacitet kan komma att behövas, vilket lagmässigt omöjliggörs idag.

I Sverige finns det några få batterilösningar som är direkt kopplade till elnätet medan de flesta batterier annars är installerade i bostäder och företag bakom mätaren för att kontrollera den egna

²⁴⁴ Ei (2016)

²⁴⁵ Detta uppmärksammas i SOU (2018:76) s. 292 i vilken det konstateras att ”avsaknaden av reglering av energilager i ellagen ger upphov till (godtyckliga) följdtolkningar.”

²⁴⁶ Ei (2017)

elanvändningen. De batterilösningar som är kopplade till elnätet finns främst för att erbjuda stabilitetstjänster som frekvens- och spänningsreglering och som snabba lösningar för att undvika kapacitetsbrist i väntan på elnätsförstärkningar och används inte för säsongslagring över längre tid. Batterilager har väldigt olika karaktär och pris beroende av vilken typ de är av, men kan ha en effektivitet mellan 50 och 92 procent.²⁴⁷ Batterier är än så länge inte ekonomiskt lönsamma i större version, eftersom de ofta har en hög investeringskostnad. Nyligen beslutade Regeringen om ett myndighetssamarbete mellan Energimyndigheten, Naturvårdsverket och SGU i syfte att stödja utvecklingen av svensk batteriproduktion med låga utsläpp av växthusgaser.

Samtidigt har priserna på litium-jon-batterier – som är den huvudsakliga batterilagringstekniken idag – fallit 3,5 gånger på global nivå mellan 2009 till 2016 och batterier till elbilar står nu för mer än hälften av batterimarknaden globalt.²⁴⁸ I framtiden kan det därför även bli lönsamt att använda batterilösningar kunna agera virtuella kraftverk²⁴⁹ som kan handla med el på flexibilitetsmarknaden, vilket kan leda till högre ersättning än att handla på spotmarknaden. Batterilager kan också bli alltmer vanligt i samband med att laddinfrastruktur anpassas för så kallad Vehicle-to-gridteknik²⁵⁰ och elbilsägandet ökar. Detta skulle innebära ett redan befintligt energilager som inte kräver någon investeringskostnad (förutom bilen i sig) för att jämna ut elnätets belastning.²⁵¹

Batterier lämpar sig också bra för villor, verksamheter och flerbostadshus i kombination med egen elproduktion, eftersom det tillåter ägaren att spara den egenproducerade elen som ibland finns i överskott till ett senare tillfälle då ingen el genereras. Detta kan hålla nere elkostnaderna, och skulle dessutom avlasta elnätet under tungt belastade timmar. Skulle effekttariffer införas för privatkunder, kommer batterier vara till stor hjälp för att hålla nere kostnaderna. Batterier skulle dessutom kunna användas på flexibilitetsmarknaden för privatkunder, aggregatorer, elhandlare eller producenter, vilket skulle kunna göra investeringen mer värd för ägaren.

Förutom batterier finns även lagringsmöjligheter som power-to-x, vilket innebär att energin lagras i olika medier, de vanligaste är komprimerad luft, gas eller värme. Där mediet kan lagras under en längre period och sen injiceras, antingen med hjälp av generation genom tryckförändringar, bränsleceller eller förbränning av gasen, i vilka processerna har en effektivitet mellan 50 och 75 procent.²⁵² Det finns flera olika projekt som pågår inom detta område och ett av de större i Sverige är HYBRIT, som är ett samarbete inom stålindustrin för att göra stålproduktionen koldioxidneutral. I HYBRIT överförs energin i el till vätgas genom elektrolys som sedan förbränns i produktionsprocessen, vilket skulle kräva enorma mängder elektricitet och förväntas öka Sveriges elanvändning betydligt, vilket gör det nödvändigt att lagra gasen och jämna ut lasten på elnätet. Tekniken skulle också kunna användas av elnätsägare för att stabilisera elnäten eller andra aktörer som vill flytta elproduktion och lagra el för att bättre passa efterfrågan.

²⁴⁷ Power Circle (2020)

²⁴⁸ IEA (2017)

²⁴⁹ Virtuella kraftverk är ett samlingsnamn för olika tekniska flexibilitetslösningar som syftar till att bidra med balansering i elnätet. För Skånes del finns ett pågående [samarbete](#) mellan Siemens och Skandia Fastigheter på Våla köpcentrum utanför Helsingborg. Det virtuella kraftverket, som på sikt förväntas inkludera ventilationsaggregat, kylmaskiner, reservkraftsgenerator, batterier, laddningsstolpar, belysning och värmepumpar planeras att vara i kommersiell drift under 2021 och då kunna bidra på marknaden för frekvensreglering av el.

²⁵⁰ Även kallat V2G vilket innebär att elbilar laddas från elnätet, men också kan ge energi tillbaka vilket bidrar till att balansera belastningen i nätet, det vill säga ta ström då det är billigt att återföra mot ersättning då priset är högt.

²⁵¹ Regeringen [pressmeddelande](#) om Myndighetssamarbete för hållbara batterier

²⁵² RISE (2020)

8.3. Lokal och regional (reglerbar) elproduktion

Tidigare kapitel har visat på det stora elunderskott som präglar inte bara Skåne utan hela elprisområde 4 i sin helhet. En avgörande skillnad gentemot övriga delar av landet handlar om mängden installerad effekt, men också vilken kraftkälla som utgör denna effekt på grund av de olika källornas så kallade tillgänglighetsfaktor. Jämfört med andra delar av landet utgörs en majoritet av installerad effekt i SE4 av kraftvärme, gasturbiner och industriellt mottryck följt av en växande andel vindkraft medan kärnkraften är obefintlig och vattenkraften är tämligen försumbar och utgör endast några få procent.²⁵³

Eftersom vindkraften tillhör ett av de kraftslag som är väderberoende bedöms dess tillgänglighet som förhållandevis låg under en fiktiv toppplastimme jämfört med exempelvis kraftvärmens eller kärnkraften. Samtidigt är den rådande trenden just nu att den, för kraftsystemets stabilitet, viktiga kraftvärmeproduktionen fortsätter att avvecklas som ett resultat av låga elpriser och dålig lönsamhet. Utmaningen för kraftvärmens är alltså dels att hitta en konkurrenskraftig affärsmodell trots ett lågt elpris och minskad efterfrågan på fjärrvärme, dels att ställa om till 100 procent förnybara energikällor vilket kan innebära ett ökat beroende av biogas. SE4:s regionala elproduktion består till stor del av vindkraft medan lokal kraftvärme har backat till förmån för **Fel! Hittar inte referensskälla.** billigare el som importerats från andra elområden eller länder, något som försämrar områdets självförsörjningsförmåga och ökar importberoendet ytterligare. Detta gör att SE4, som i avsaknad av annan storskalig reglerkraft såsom vattenkraft eller kärnkraft, blir känsligt för begränsningar och störningar i transmissionsnätet.²⁵⁴

Därutöver genomförs nu ett stort arbete med den nyligen beslutade nationella planen²⁵⁵ för moderna miljövillkor för vattenkraften. De flesta vattenkraftverken i Sverige har tillstånd enligt Äldre Vattenlagen från 1918 och saknar ofta miljökrav vilket innebär att dessa, under de kommande 20 åren, ska omprövas, miljöanpassas och i de fall det saknas även få miljötillstånd enligt Miljöbalken och uppfylla såväl EU:s ramdirektiv för vatten och det nationella målet för Levande sjöar och vattendrag. Hur detta kan komma att påverka tillgången på vattenkraftens reglerförmåga är ett analysarbete som ännu är i sin linda.

Fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraft

Skåne var ett av de län där etablering av vindkraft skedde förhållandevis tidigt. Det har lett till att vindkraftsflottan i länet nu är relativt ålderstigen och behöver bytas ut. Detta innebär såväl möjligheter som utmaningar och är i stor grad beroende av vilken teknik som kommer att ersätta de gamla vindkraftverken. Ett sätt att se på framtiden är att Sveriges vindkraftsflotta år 2040 har ersatts med den teknik som ligger i framkant idag, medan ett annat sätt att räkna är att förutsätta en fortsatt snabb teknikutveckling där framtida vindkraftverk har större turbiner, rotorblad och högre torn så att nybyggnation och ersättning av befintlig flotta innebär en kraftig ökning i installerad effekt och producerad energi trots samma antal. Svensk vindenergi gör till exempel bedömningen att en årlig vindkraftsproduktion på nationell nivå kan uppnå 90 TWh med en installerad effekt på 25 000 MW

²⁵³ SCB (2018)

²⁵⁴ I ett nyligen beviljat projekt, finansierat av Energimyndigheten, kommer Länsstyrelsen Skåne tillsammans med flera andra aktörer att utreda betydelsen av den förnybara elproduktionens potential att avlasta elnätet. STEM dnr. 2020-008654

²⁵⁵ Regeringen (2020a)

baserat på *färre* antal vindkraft än dagens cirka 4 600 tack vare en ny och mer effektiv vindkraftsflotta.²⁵⁶

Oavsett huruvida framtidens flotta utgörs av dagens bästa teknik eller präglats av ett kraftigt tekniksprång är det rimligt att tro att 2040 års flotta leder till ett högre antal fullasttimmar för vindkraftsproduktionen än idag och att därmed tillgänglighetsfaktorn (reglerförmågan) ökar. En utveckling skulle också kunna vara att Svenska kraftnät börjar att krävställa någon form av motprestation i form av en viss grad av reglerförmåga i avtalen som styr delegeringen av balansansvaret eller vid nyanslutning av kraftproduktion genom exempelvis syntetisk svängmassa.

Under de kommande 30 åren kommer Sveriges ackumulerade nedläggning av elproduktion uppgå till mer än 100 TWh vilket till stor del beror på kärnkraftens avveckling.²⁵⁷ För att möta framtidens elbehov krävs därför 80 – 120 TWh ny kraft till 2045, lite beroende på elanvändningens utveckling och hur elexporten utvecklas, och en merpart av denna nya kraft bedöms²⁵⁸ med stor sannolikhet komma från vindkraft givet det nationella målet om 100 procent förnybar elproduktion. För att nå dit krävs en mångdubbel ökning i utbyggnadstakt samtidigt som detta kan komma att ha kraftig negativ inverkan på respektive vindkraftsverk intjäningsförmåga, en försämrad lönsamhet och på sikt en svårighet att attrahera kapital för fortsatt utbyggnad.

En, för Skånes vidkommande, mer central fråga är emellertid *var* den tillkommande vindkraftsproduktionen kommer att ske och huruvida den avhjälpes den regionala effektbristen genom att placeras på "rätt" sida flaskhalsen och inte som idag då närmare 90 procent av all nyinstallerad vindkraft hamnar i SE 1 och SE2. På nationell nivå konstaterade Svenska kraftnät redan 2008²⁵⁹ att vindkraft riskerar att energimässigt konkurrera ut produktion med reglerförmåga och att en storskalig utbyggnad av vindkraft skulle medföra ett behov av både lokala förstärkningar och systemförstärkningar i överföringsnätet. Denna insikt har sedan dess blivit allt mer central och upprepats vid flera tillfällen, inte minst i samband med att den nationella vindkraftsstrategin sjösattes då SvK betonade att strategin, för att kunna fylla sitt syfte, behöver beakta elkraftsystemets aspekter, såsom driftsäkerhet och elberedskap.²⁶⁰

Bakgrunden till detta är att 100 TWh vindkraft motsvarar upp emot 30 000–35 000 MW i installerad kapacitet och en sådan mängd produktion kommer inte vara möjligt att ta in i befintlig nätstruktur, utan kräver omfattande nätförstärkningar. Ett sätt att realisera strategin skulle därför kunna vara att ett antal områden med ledig transmissionsnätscapacitet pekas ut som sedan får vägas in i analysen över lämpliga geografiska lokaliseringar av vindkraftsetableringar. Samtidigt är det osäkert huruvida den ögonblicksbild över ledig kapacitet stämmer överens med verkligheten när tillstånden för vindkraftverken är på plats efter 3 till 10 år.

Ytterligare försvårande omständigheter handlar alltså om tillståndsprocesser, ledtider och ekonomisk livslängd vilka skiljer sig markant åt mellan exempelvis vissa vindkraftverk och en elledning. Transmissionsnät och distributionsnät har långa ledtider, inte sällan 10 år från behov till driftsättning vilket innebär att nätutbyggnaden inte utförs i samma takt som vindkraften byggs ut.

²⁵⁶ Svensk vindenergi (2019a)

²⁵⁷ STEM (2019a)

²⁵⁸ STEM (2018e)

²⁵⁹ SvK (2008)

²⁶⁰ SvK (2019f)

Produktionsanläggningarnas tekniska livslängd och deras tillståndslängd är å andra sidan ofta en tredjedel av elnätets. Som exempel kan nämnas att en tillkommande vindkraftpark levererar el i ca 25 år medan det distributions- och transmissionsnät som byggs för att ta emot effekten anläggs för att leverera i ca 90 år. Förnybara produktionsanläggningar har därmed även en kortare livslängd än elnätsanläggningar, vilket skapar osäkerhet vid investeringar i överföringskapacitet.²⁶¹

Om Sverige i sin helhet ska få 100 TWh ny vindkraft till år 2040 innebär detta en fortsatt utbyggnadstakt på 4–5 TWh årligen vilket motsvarar omkring 1300 MW beviljade vindkraftsprojekt per år. För närvarande har SvK ansökningar om anslutning av vindkraft för perioden fram till 2029 på i storleksordningen 46 000 MW. Motsvarande värde för ökat effektuttag ligger för närvarande på i storleksordningen 8 000 MW.²⁶² Till detta kommer alla de ansökningar som finns hos landets regionnätägare om anslutning av vindkraft och solkraft till lägre spänningsnivåer. Det kan dock vara värt att notera att det sannolikt inte kommer att vara lönsamt för vindkraftsföretagen att genomföra alla dessa anslutningar på marknadsmässiga grunder. Den omfattande vindkraftsutbyggnaden innebär en betydande utmaning för Svenska kraftnät när nätets utbyggnadsbehov planeras. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade vindkraftsinvesteringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir.

För Skånes del är potentialen för havsbaserad vindkraft mycket stor och ett annat sätt att hitta lämpliga platser för utbyggnad presenterades i förslaget till havsplaner vilket utgår från en form av auktionsbaserat system där staten pekar ut områden för vindkraft som sedan säljs till högstbjudande. Detta system skulle redan på förhand hantera ett antal intressekonflikter som uppstår i Östersjön när havsbaserad vindkraft ska byggas ut och används redan i flera länder såsom Danmark, Tyskland och Storbritannien. Även här blir det avgörande att möjligheten till inmatning i elnätet ombesörjs för att potentialen ska vara realiserbar. Under åren 2017 till 2019 har havsbaserad vindkraft gått från att vara en nästintill obetydlig del av Svenska kraftnäts portfölj av ansökningsärenden, till att utgöra mer än hälften av den ansökta volymen, för närvarande 27 800 MW. Det stora intresset för detta kraftslag kan bland annat härledas till sjunkande produktionskostnader och den politiska utfästelsen om slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft i 2016 års Energiöverenskommelse.²⁶³ Moderna havsbaserade vindkraftsanläggningar är ofta mycket stora och därför krävs en direktanslutning till transmissionsnätet. Samtidigt pågår en diskussion kring lämpligheten (och den juridiska möjligheten) att införa ett tekniskspecifikt stöd för havsbaserad vindkraft vid sidan av det etablerade teknikneutrala system.²⁶⁴

Den största potentialen för havsbaserad vindkraft finns i södra Sverige och det är också i detta område som Svenska kraftnät mottagit de flesta förfrågningar om anslutning av detta produktionsslag. För att kunna tillgodose ännu högre volymer havsbaserad vindkraft i södra Sverige än de 8 000 MW som ligger under utredning bedömer Svenska kraftnät att ytterligare interna nätförstärkningar kan komma att behövas. Det kan alltså behövas effektivare tillståndsprocesser och bättre regler för anslutning av havsbaserade vindkraftparker. Samtidigt byggs inte elnät på spekulation vilket innebär att lokalisering av ny vindkraft sker där den gör störst systemnytta med lägst samhällsekonomiska kostnader (södra

²⁶¹ SOU (2019:30)

²⁶² SvK (2020d) s.25

²⁶³ STEM (2018d)

²⁶⁴ Konkurrensverket (2018b)

Sverige) samtidigt som det krävs en avvägning mellan gynnsamma vindförhållanden å ena sidan och möjligheten att göra nödvändiga nätförstärkningar och ledningsutbyggnad å andra sidan.

Detta gäller även för de lägre spänningsnivåerna där det kan uppstå problem i samband med att nya vindkraftverk med stor effekt (eller laddstoplar med stora effektuttag) ska uppföras på landsbygden eftersom nätet inte har byggts för detta i början. Detta gäller primärt de elnätsbolag som verkar i kommuner där det inte finns någon fjärrvärme eftersom belastningen blir extra hög under vinterhalvåret vilket ställer krav på en välutvecklad nätinфраstruktur och ett tillräckligt effektabonnemang till överliggande nät.²⁶⁵

Ett sätt att redan idag skapa incitament för att lokalisera elproduktion närmare slutkunderna är via den så kallade nätnyttoersättningen. Enligt ellagen har en innehavare av en produktionsanläggning rätt till ersättning vid inmatning av el av den nätkoncessionshavare som har ledningsnätet. Nätnyttoersättningen ska motsvara värdet av den minskning av energiförluster som inmatningen av el medför och värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter som inmatningen av el bidrar till. Därmed skapar nätnyttoersättningen ett ekonomiskt incitament att bygga och ansluta produktionsanläggningar på en, för kundkollektivet, fördelaktig plats. Noterbart är dock att det inte på motsvarande sätt finns ett krav på långsiktigt engagemang från elproducenter vilket annars skulle kunna ses som en bit på vägen mot ett produktionsansvar där nyttan av lokal produktion synliggörs.²⁶⁶

Den första delen av nätnyttoersättningen, ersättning utifrån minskade nätförluster, bidrar till energieffektivisering. Den andra delen av ersättningen, utifrån reducerade avgifter mot överliggande nät, ger incitament till en effektivisering. Denna effektivisering ger samhällsekonomiska vinster såsom minskade energiförluster för hela kraftsystemet och incitament till minskat energiuttag från överliggande nät. Ersättningen ger också incitament som kan minska behovet av effektuttag från överliggande nät, vilket kan leda till ett minskat behov av investeringar i överliggande nät.

Lokala energisystem och småskalig produktion

Alternativet till en fortsatt storskalig elproduktion i till exempel större vindkraftsparker till havs eller på fjällen är att bygga upp ett decentraliserat system bestående av mindre och lokala energisystem. Tanken är inte ny och inom EU-samarbetet kan ett liknande upplägg spåras bakåt åtminstone till år 2001 då EU-kommissionen sjösatte The European Union Strategy for Sustainable Development²⁶⁷. I dagens EU-ramverk benämns dessa lokala energisystem som 'energiamhällen'²⁶⁸ där medborgares och företags deltagande och innovationskraft ses som en stor drivkraft och förutsättning för såväl socialt som ekologiskt hållbara samhällen.²⁶⁹

För Skånes del har E.ON genomfört ett demonstrationsprojekt för ett förnybart och lokalt energisystem i Simris, beläget utanför Simrishamn på Österlen i Skåne.²⁷⁰ Projektet invigdes i oktober 2017 och har till stor del finansierats av ett större EU-projekt, InterFlex, som syftar till att använda flexibilitet för att optimera elsystem i lokal skala. Grundtanken med systemet är att öka möjligheterna för en högre andel förnybar el, med utgångspunkt i lokala förutsättningar. Syftet med

²⁶⁵ Egna intervjuer med elnätsbolag under våren 2020

²⁶⁶ Ei arbetar med en [översyn](#) av nätnyttoersättningen, bland annat avseende schablonersättningen, så att den bättre ska avspejla produktionsanläggningarnas faktiska bidrag.

²⁶⁷ EU (2001)

²⁶⁸ Local energy communities är en del av EU:s Ren Energi-paket, se Ei (2020e)

²⁶⁹ Se Caramizaru & Uihlein (2020) för en översikt kring ämnet.

²⁷⁰ Se E.ON om [projektet](#) i Simris

demonstrationsprojektet är att testa förutsättningarna för att skapa smarta elnät där lokala områden kan bli självförsörjande med förnybar el och där konsumenten får större kontroll över och delaktighet i hur elen produceras. Eftersom både sol och vind är intermittenta produktionskällor kommer reglerbar elproduktion behöva finnas som reserv. En reservkraftsgenerator ska sköta denna uppgift vid de tillfällen som energisystemet körs i ö-drift. När det lokala energisystemet inte körs i ö-drift kommer i stället det lokala elnätet (10 kV-nätet) i kombination med ett mindre energilager i form av ett batteri stå för den elförsörjning som inte produceras lokalt. Förhoppningen är också att de mindre aktörernas motivation att använda elen effektivt och att erbjuda flexibilitet som kan bidra till att balansera systemet ökar.

På liknande sätt undersöks nu vilka olika incitament, och tekniska möjligheter, som finns för att helt koppla bort sig från det allmänna elnätet och gå 'offgrid'.²⁷¹ Antalet svenska hushåll som installerar solceller på taket ökar stadigt. Med sjunkande batterikostnader och stark efterfrågan på elbilar kommer det bli allt vanligare att hushåll kompletterar sitt lokala energisystem med ett batteri, för att både öka egenanvändning av solex och hantera effekttoppar. Att kunder höjer sin självförsörjandegrad är en fortsatt ökande trend och drivkrafterna bakom detta kan vara såväl ekonomiska som mer normativa och rent teoretiskt skulle det kunna vara ekonomiskt rationellt för ett vanligt svenskt hushåll att gå offgrid redan år 2040.²⁷² Detta bygger givetvis på ett antal mer och mindre osäkra variabler inte minst kring kostnaderna för solceller, batterier och vätgaslagring men också på hur regleringen kring elmarknaden kommer att utvecklas.

I samband med att intresset för småskalig, flexibel och användardriven elproduktion ökar kommer också regelverk att behöva förändras som på ett bättre sätt tar hänsyn till olika förutsättningar. I en statlig utredning om hinder för "mindre aktörer i energilandskapet"²⁷³ lyfts ett antal utmaningar om kopplat till dagens reglering, men också finansiella och beteendemässiga hinder. Bland annat konstaterar utredningen att möjligheten för kunder att gå ihop och optimera sitt uttag från överliggande elnät för att minska effekttuttaget idag motverkas eftersom koncessionslagen gör att varje kund måste ha sin egen anslutningspunkt. Systemet kan alltså tekniskt optimera uttag ur överliggande nät och minska effekttoppar, men den enskilde kunden tjänar ingenting på det idag eftersom de betalar baserat på sin egen huvudsäkring.

De nya roller och funktioner som kommer med ett lokalt energisamhälle diskuteras också i utredningen där bland annat dagens svaga definition av aggregatorrollen och villkoren för denna avseende exempelvis balansansvaret skapar höga trösklar för mindre aktörers deltagande på olika marknader för flexibilitet. Dagens strikta roller på elmarknaden utgör även ett mer generellt hinder för deltagande eftersom det är otydligt hur relationen kan se ut mellan exempelvis en lokal konsument och lokal producent, konsumenter som producerar (prosumenter) och lagrar samt rollen som lokal eller regional balans- och systemansvarig. Vad gäller elnätsregleringen konstateras, som även poängteras i denna rapport, att det idag saknas generella incitament för elnätsföretagen att investera i smarta lösningar där exempelvis flexibilitet hos kunder kan möjliggöra hantering av flaskhalsar som alternativ till konventionella nätinvesteringar, givet dagens utformning av intäktsregleringen.

²⁷¹ Se t.ex. Power Circle [pressmeddelande](#) för en översikt samt Skellefteå Krafts [projekt](#) Zero Sun

²⁷² Björkman & Lundqvist (2020)

²⁷³ SOU (2018:15)

Regelverkets krav på att alla nätkunder i ett område ska behandlas lika innebär dessutom att det finns begränsade möjligheter att testa olika lösningar för efterfrågeflexibilitet inklusive olika tariffutformning i elnäten.²⁷⁴

Ytterligare en statlig utredning, med ett mer renodlat fokus på regelverket för nätkoncessioner, presenterades året efter och kom att kallas Nätkoncessionsutredningen.²⁷⁵ Det övergripande syftet med utredningen var att ge förslag på hur regelverket behöver förändras för att tillåta, möjliggöra och uppmuntra en ökad produktion av väderberoende el och en ökad småskalig elproduktion på ett kostnadseffektivt sätt.

²⁷⁴ Detta utreds nu av Ei i deras översyn av nättariffer, se Ei (2020b); (2020c)

²⁷⁵ SOU (2019:30)

9. SAMMANFATTANDE ANALYS AV SKÅNES ELFÖRSÖRJNING

Den akuta ”elbristen” som skapade oro under 2018–2019 kan betraktas som hanterad. Uteslutande genom det åtgärds paket som sjösattes av Svenska kraftnät.²⁷⁶ Allt tyder i nuläget på att de planerade åtgärderna kommer att slutföras i tid vilket innebär att de efterfrågade abonnemangshöjningarna kan tillgodoses. Den uppgörelse som kom till stånd mellan E.ON (Värme respektive Distribution) och Regeringen i syfte att tillgängliggöra Heleneholmsverkets 95 MW som nätkapacitetsreserv förefaller inte ha bidragit nämnvärt till regionens förbättrade elförsörjning på längre sikt, men innebär en ökad försörjningstrygghet genom sin lokala kapacitet. Frågan om kostnaden för denna reserv, som närmast bör ses som en försäkring, är emellertid föremål för debatt. Detta belyser vikten av att begränsningar i nätkapacitet hanteras transparent och icke-diskriminerande men också teknikneutralt och på sådant sätt att kapacitetsersättning inte ges för *tillgänglighet*, oavsett om det behövs eller inte, utan för *aktiverad volym* (i enlighet med energy-only). Frågan om huruvida det skånska näringslivets utveckling och tillväxt har påverkats av situationen är emellertid mycket svårbedömt och kräver en mer renodlad samhällsekonomisk analys än vad som presenteras i föreliggande rapport.²⁷⁷

Ett ofrånkomligt fokus i denna rapport har varit elnätets betydelse för en trygg elförsörjning. Skåne tillhör elprisområde 4 som präglas av ett stort inhemskt elunderskott och därmed ett starkt beroende till fungerande överföring från norr och grannländerna. En energiomställning är avgörande för att nå klimatmålen och elektrifiering är ett av svaren på hur samhället kan minska sitt beroende av fossila bränslen. Det är i ljuset av detta som elnäten blir en viktig möjliggörare – av arbetstillfällen, ekonomisk tillväxt, näringslivets utveckling, sol- och vindkraftens potential och städers expansion. Genom ett fungerande elnät kan förnybar elproduktion som är knuten till en specifik geografisk plats utvecklas och tillgängliggöras; vindkraft kan placeras där de bästa förhållanden finns utifrån produktions- och miljösynpunkt; effektbalansen kan upprätthållas och reserver kan delas över större ytor; variabel elproduktion kan nyttiggöras över större områden och därmed undvika att elproduktion spills vid överskott.²⁷⁸

För att nå dit behövs en tydligare samordning mellan en rad olika aktörer där begrepp som perspektivförståelse, samhällsnytta och helhetssyn behöver vara ledord. Tillståndsfrågor är inte sällan uppe för diskussion, där långa ledtider hämmar den utveckling som mer snabbväxande aktörer ser framför sig. Samtidigt präglas elproduktion och -distribution av stora markanspåk och markintrång vilket kräver en transparent, rättssäker och deltagande process vilket tar tid. Avvägningar mellan konkurrenskraftiga elpriser, förnybar elproduktion och ett leveranssäkert system är en annan fråga som ofta synliggör intressekonflikter. Med stora satsningar i Skåne på utökad tågtrafik, laddinfrastruktur för elbilar, spårväg och eldrivna bussar i kollektivtrafiken, framväxten av nya stadsdelar i de större städerna, elektrifierad färjetrafik och etablering av nya industrier, kommer det framöver finnas ett ökat behov av el. Varifrån denna el kommer, hur och när den transporteras till användaren och till vilket pris är några av de många frågor som framtiden får utvisa.

Nedan redogörs för några övergripande slutsatser kopplat till det arbete som utförts inom uppdraget.

²⁷⁶ SvK [pressmeddelande](#) om Tidig kapacitetsökning i södra Sverige

²⁷⁷ Se exempelvis Pöry (2018) för ett försök att på nationell nivå beskriva hur nätkapacitetsbrist påverkat tillväxten

²⁷⁸ IVA (2016c)

9.1. Trygg elförsörjning – ett rörligt mål i en föränderlig omvärld

Beroende på vad som läggs in i begreppet kan förutsättningarna för en trygg elförsörjning i Skåne län för tillfället betraktas som förhållandevis goda. Men är det något som de senaste åren har visat så är det att Skånes elförsörjningssituation kan gå från att vara bedrägligt förutsägbar och stabil till något helt annat på mycket kort tid och att trygg elförsörjning därför snarare bör betraktas som en process, ett ständigt pågående arbete, snarare än ett statiskt tillstånd. Produktionsanläggningar läggs ned, omfattande ledningsförstärkningar försenas och tidigareläggs, regelverk kringgås och undantas, förbrukningen blir allt mer frikopplad från den ekonomiska utvecklingen, till synes rationella uppvärmningsmetoder för hushåll överges för mer lönsam teknik och så vidare.

Genom indelningen i elprisområdena under 2011 var förhoppningen att prissignaler – höga elpriser – skulle resultera i ökad regional produktion i området för att fylla det vakuum som uppstod när Barsebäcksverket togs ur drift. Så har emellertid inte varit fallet, åtminstone inte i form av reglerbar elproduktion som bidrar med nödvändig stabilitet till kraftsystemet. Snarare fortsätter trenden med minskad kraftvärmeproduktion på grund av låga marginalkostnader för förnybara kraftslag och brist på konkurrenskraft vad gäller såväl el som värme i kraftvärmeproduktionen.

Samtidigt har utbyggnaden av vindkraft fortsatt i snabb takt och potentialen hos ny vindkraft – inte minst den havsbaserade – kan ses som en positiv utveckling i denna underskottsregion. Befintlig vindkraftsflotta börjar bli ålderstigen och kommer att behöva ersättas under de kommande årtiondena, troligtvis med större och mer effektiva turbiner. Detta kommer dock att föranleda nya tillståndprocesser vilket särskilt till havs har visat sig vara komplicerade och tidskrävande processer där befintliga havsplaner inte ger tillräcklig vägledning för hur olika riksintressen ska värderas i förhållande till varandra. Skåne utgörs av en lång kustremsa med flera platser med gynnsamma vindförhållanden, men intressenterna i dessa områden är många vilket kan komma att kräva politiska prioriteringar.

Det finns tydliga synergier mellan el och annan energianvändning, inte minst fjärrvärmesystem som på ett effektivt sätt minskar elbehovet för framförallt hushållens uppvärmning.²⁷⁹ En nu rådande trend i flera skånska kommuner är att fjärrvärme får stå tillbaka när allt fler fastighetsbolag ser kortsiktigt på investeringar och därmed landar i slutsatsen att installera värmepumpar istället för att dra fjärrvärme.²⁸⁰ Detta kan förvisso komma att förändras något nu när Boverket gjort förändringar i sina energihushållningsregler vilka trädde i kraft 1 september 2020.²⁸¹ Därutöver har Boverket, tillsammans med Energimyndigheten, fått ett regeringsuppdrag²⁸² som kortfattat syftar till att föreslå förändringar i regelverket så att fjärrvärmesystem inte missgynnas på samma sätt som tidigare när enbart köpt energi, ej energi från exempelvis värmepumpar, tas med i beräkningsmodellen. På så sätt kan nya byggregler tillåta teknikneutrala val av uppvärmningssystem som inte är fossilbränslebaserade och beaktar på ett bättre sätt effektutmaningen med tillgången på el även under årets kallaste vinterdagar. Vidare byggs nya hus och flerbostadshus idag som mer så kallade passivhus med mindre behov av uppvärmningsenergi. I vissa kommuner när flerbostadshus byggs i de centrala delarna är värmeunderlaget ofta inte tillräckligt för att motivera en fjärrvärmeanslutning utan andra

²⁷⁹ Profu (2019)

²⁸⁰ Intervju med kommunalt elnätbolag våren 2020

²⁸¹ Boverket (2020)

²⁸² Regeringen (2020c). Uppdraget ska slutredovisas senast 19 november 2021.

uppvärmningsformer blir mer lönsamma. Detta begränsar värmeunderlaget ytterligare och därmed underlaget för en samtida elproduktion i kraftvärmen.

Det som nu sker, att fjärrvärmen nu tvingas konkurrera med annan teknik på en värmemarknad, helt i linje med den svenska modellen. Trots att fjärrvärmenätet bedrivs som ett monopol sker ingen reglering av priserna utan fjärrvärmen förväntas konkurrera med alternativa värmeslag, vilket är vad som händer nu. Detta är också något som internationella energioorganet, IEA, lyfter upp i sin analys av Sveriges energipolitik²⁸³ i vilken de konstaterar fjärrvärmebolagen, i och med avregleringen 1996 är fria att sätta vilka priser de önskar medan kunderna i sin tur är fria att byta till alternativa värmeslag. Samtidigt konstateras att de låga elpriserna är en utmaning för Sveriges elsystem som skulle tjäna på mer, inte mindre, planerbar elproduktion såsom kraftvärmeanläggningar. Här uppstår alltså en paradox där det å ena sidan anses vara alldeles för höga elpriser i området vilket sägs drabba skånska företags konkurrenskraft (relativt andra elprisområden) samtidigt som el- och kraftvärmeproducenterna gör bedömningen att elpriset är för lågt för att se en kommersiell lönsamhet i storskaliga produktion såsom i Öresundsverket.²⁸⁴

I vissa fall är det föråldrade elpannor som byts ut mot värmepumpar vilket är bra för att det minskar energiåtgången på årsbasis men under kalla vinterdagar har dessa ofta ett lika högt effektbehov som elpannor. Detta gör att övergången till en prismodell baserad på effekt (kr/kW) istället för överföringskostnader av el (kr/kWh) blir än mer aktuellt. Fjärrvärme ses som ett effektivt sätt att uppnå energipolitiska mål genom möjligheten att använda förnybara och återvunna energiresurser. Dessutom skulle en främjad fjärrvärmeanvändning, med ett ökat värmeunderlag, också kunna leda till ökad lönsamhet för befintlig kraftvärmeproduktion.²⁸⁵ Analyser pekar också på att mer fjärrvärme istället för elvärme kan minska elbehovet för uppvärmning under årets kallaste dagar och ansträngda situationer i TWh-klassen och med flera tusen MW.²⁸⁶

Det är inte heller självklart att den biogas som används i vissa kraftvärmeanläggningar måste ta omvägen och först bli till el som skickas till en laddstolpe innan den kan bidra till transportsektorn. Ett antal kommuner längs västra delen av Skåne har ett välutbyggt gasnätverk som skulle kunna avlasta elnätet genom att låta stor del av transportererna använda sig av förnybar biogas. Detta skulle innebära en jämnare lastprofil och minskat effektbehov varför inte bara elektrifiering bör ses som en lösning på en omställning till ett förnybart samhälle.²⁸⁷ Samtidigt beror detta i hög grad på utvecklingen av vehicle-to-grid där elfordon snarare kan ha en utjämnande effekt och biogasen snarare gör större nytta i olika former av gasturbiner för ökad produktionsflexibilitet.

²⁸³ IEA (2019) s.71

²⁸⁴ Uniper [nyhet](#) om Elsystemet i södra Sverige

²⁸⁵ Intervju kommunalt elnätbolag våren 2020

²⁸⁶ Se Söder m.fl. (2020)

²⁸⁷ Intervju kommunalt elnätbolag våren 2020

9.2. Avvägningar mellan förnybar, konkurrenskraftig och leveranssäker el

Målet om 100 procent förnybar elproduktion 2040 bedöms kräva en kraftig utbyggnad i ny produktion och stora reinvesteringar för att inte förlora befintlig förnybar elproduktion. Ett ensidigt fokus på att ersätta icke-förnybar elproduktion med förnybar elproduktion riskerar dock att medföra att målet nås till höga kostnader. Det är nödvändigt att se på energisystemet i sin helhet för att förstå dels vilka konsekvenser (eller utmaningar) målet kan ge upphov till, dels hur målet kan nås på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt. Incitamenten för i synnerhet energieffektivisering och flytt av last är i dag mycket svaga för de flesta aktörer och kan behöva stärkas för att undvika stora systemkostnader på sikt. Energipolitiken kommer därför att behövs anpassas till de stora samhällsförändringar som nu sker för att säkerställa att energisystemet i framtiden ska kunna förena ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft, och försörjningstrygghet.

Vad gäller *ekologisk hållbarhet* har politiska drivkrafter lett till en kraftig ökning av förnybar el i det svenska kraftsystemet. Detta skapar även positiva synergieffekter med andra delar av energisystemet, inte minst en elektrifiering av transportsektorn som idag är starkt beroende av fossila bränslen, på samma sätt som hushållens uppvärmning var i början av 1970-talet innan oljekrisen slog till och direktverkande el blev ett alternativ. Idag exporterar Sverige el som i princip är helt koldioxidfri till länder som genom denna import bland annat kan dra ner på sina koleldade kraftverk. Målsättningen är emellertid inte koldioxidfri elproduktion utan förnybar. Och det är denna resa som nu påbörjats, och påskyndats, i takt med att kärnkraften når sin tekniska livslängd eller anses kommersiellt olönsam. Hur denna kärnkraft ska ersättas är en av kärnfrågorna för framtidens energipolitik.

Konkurrenskraften hos svenska elpriser har länge varit en högst central fråga för näringslivet, inte minst i de branscher som utmärker sig genom sin elintensiva industri. Dit hör exempelvis stålindustrin företag inom pappers- och massaindustrin, gruv-, järn- och stålindustrin och kemikalieindustrin. För att inte förlora konkurrenskraft i förhållande till andra länder, kan industriella verksamheter som använder el, eller fossila bränslen, i sin tillverkningsprocess erhålla skattelättnader.²⁸⁸ För el innebär detta en elskatt på 0,5 öre/KWh vilket kan jämföras med 2019 års elskatt på 35 öre/KWh för normal kunder. Denna typ av verksamheter debiteras inte heller någon kostnad för elcertifikat på sin faktura från elleverantören.

I en statlig utredning 2015²⁸⁹ gjordes en översyn av det dåvarande systemet för energiskatt på el i vilken det konstaterades att även datacenter borde omfattas av den lägre skattesatsen. Argumenten för detta var bland annat att Sveriges unika fördelar såsom ett svalt klimat, bra fiberinfrastruktur, låga elpriser, stabilt elnät och stabilt politiskt klimat överskuggades av energiskatten på el som kunde ”äventyra investeringar i Sverige”, inte minst när grannlandet Finland kunde erbjuda i princip samma saker fast med ett lägre totalpris på el.²⁹⁰ Utredningen resulterade i att datacenter, i och med budgetpropositionen för 2017²⁹¹ numera omfattas av den lägre energiskattenivån om 0,5 öre/KWh,

²⁸⁸ Skatteverket [vägledning](#) om Förbrukning av el inom industriell verksamhet

²⁸⁹ SOU (2015:87)

²⁹⁰ SOU (2015:87) s. 316

²⁹¹ Regeringen (2017a)

och därmed blir en del av en långvarig svensk skattepolitik för elintensiva och internationellt konkurrensutsatta branscher.

Politiska målsättningar, i kombination med ny teknik, har redan lett till en allt större andel förnybara energikällor vars produktion varierar över dygn och säsong. Detta påverkar möjligheten att förutse och planera elproduktionen. Samtidigt sker en ökad elektrifiering där en allt större andel av slutanvändningen av energi utgörs av el när exempelvis godstrafik läggs om till spårbundna transporter, förbränningsmotorer ersätts med elmotorer och intresset för el i industriella processer ökar. Därutöver pågår en snabb digitalisering av samhällskritiska funktioner vilket innebär ökade krav på tillförlitlighet i elsystemet.

I den sydsvenska debatten hörs ofta att elen i elprisområde 4 är alldeles för högt och att exempelvis storförbrukande skånska företag förlorar konkurrenskraft relativt företag i andra elprisområden. Det stämmer att elpriset under vissa timmar är högre i SE4 än i andra delar av landet. Det tydligaste exemplet för 2020 så här långt uppstod 25 juni klockan 12–13 då spotpriset på Nord pool uppgick till 2103 öre/KWh för SE4 samtidigt som priset i SE1 och SE2 låg stabilt runt 130 öre/KWh, vilket illustreras i figur 82 nedan.²⁹²



Figur 82. Plötslig prisökning på spotpriset (Nord Pool) inom SE4, juni 2020. Källa: Nord Pool.

Detta rekordhöga pris berodde ironiskt nog på att ovanligt låga elpriser dominerat den nordiska och europeiska elmarknaden under en längre period. Detta berodde på flera omständigheter: låga oljepriser, välfyllda vattenmagasin och en ökad mängd vindkraft. Marknadens bedömning var därför att det även fortsättningsvis skulle vara låga elpriser (stort utbud) vilket gjorde att elproduktionen minskade påtagligt i södra och mellersta Sverige, inte minst eftersom flera kärnkraftverk förlängde sina planerade driftstopp för revision. Som en följd av detta tvingades SvK, av driftsäkerhetsskäl, att minska överföringskapaciteten från norr vilket ytterligare försämrade ett redan ansträngt läge.

Sett över längre tid, månader och år, är elpriserna dock förhållandevis lika mellan de olika områdena och under 2019 sammanföll elpriset i samtliga elområden under nästan 80 procent av tiden²⁹³. Detta trots ett utmanande förhållande mellan egen regional elproduktion i SE4 och behovet av tillförsel norrifrån och import från utlandet. För Skånes del är detta förhållande 3 TWh regional produktion mot 10 TWh tillförd, alltså ett sjuttio-procentigt beroende av el utifrån på årsbasis. Detta ställer stora

²⁹² Data från [Nord Pool](#)

²⁹³ Energiföretagen [nyhet](#) om svensk elexport 2019

krav på kraftsystemets stabilitet och innebär en mängd merkostnader genom exempelvis upprätthållandet av kapacitetsreserver och andra systemtjänster.

Samtidigt kan det hävdas att problemet med flaskhalsar är en konsekvens av att sammankopplade länder i närområdet köper svensk – relativt billig – el som leder till att överföringskapaciteten vid gränssnitten blir otillräcklig. Av Sveriges elproduktion om cirka 160 TWh/år uppgick nettoexporten (import minus export) till 25 TWh under 2019 och 17 TWh året innan dess. En majoritet av detta kan anses ha passerat gränssnittet SE3/SE4 och indirekt inneburit ett ökat elpris för SE4-kunderna när grannlänernas ofta högre elpriser ska jämkas.

En ökad mängd variabel elproduktion, som utgör en majoritet av all ny produktion i Skåne, kommer att leda till ökad prisvolatilitet. När vindförhållandena är gynnsamma och solen skiner för fullt kan det uppstå ett, för svensk del ovanligt, scenario då elpriset närmar sig noll, eller rentav blir negativt, när ett stort överskott av el måste balanseras genom en mer eller mindre påtvingad förbrukning. En sådan situation uppstod för första gången i Sverige på natten den 10 februari då spotpriset på el var som lägst -0,2 öre/KWh i hela landet.

I takt med att alltmer variabel elproduktion installeras kommer detta också bli en utmaning för kommande kraftanläggningars intjäningsförmåga – ibland omnämnt som ”priskannibalism”²⁹⁴ – vilket kan komma att sätta en övre gräns för vad som är lönsamt i framtiden. Det gäller inte minst solceller som redan idag är beroende av stödsystem för att nå lönsamhet, men också vindkraften vars utbyggnad till stor del drivits av ett elcertifikatsystem som nu fasas ut. En förväntad påverkan är att elpriserna sjunker när solcellproduktionen är stor. Stora mängder solceller kan på så sätt reducera intäkterna för sig själva genom att marknadspriserna blir låga när solcellerna levererar som mest, vilket därmed innebär att solcellernas intjäningsförmåga förväntas sjunka med ökande mängder solceller. Generellt kan sägas att ju mer reglerbar kraft som finns tillgänglig, till exempel kraftvärme eller kärnkraft, desto mindre dramatiska blir prisseffekterna, jämfört med exempelvis en kraftig utbyggnad av vindkraft. Dessutom finns det stora samvariationer med grannlänernas energipolitik då en ökad andel variabel produktion i vårt närområde tenderar att minska möjligheterna till export under överskottstimmarna vilket gör att elhandelns ”variabilitetsdämpande förmåga” kommer att minska kraftigt.²⁹⁵

Målen om ett hållbart och konkurrenskraftigt elsystem måste även ställas i ljuset av energipolitikens tredje ben – *försörjningstrygghet*. Eller mer exakt en kostnadseffektiv leveranssäkerhet som tar hänsyn till såväl driftsäkerhet och marginaler som tillräcklig kapacitetstilldelning till marknaden. En ökad andel förnybar, och decentraliserad, kraftproduktion leder till en högre leveranssäkerhet. Samtidigt är det kritiskt att den regionala förmågan att själv kunna balansera utbud och efterfrågan finns på plats. En ökad integrering med omvärlden kan innebära en lösning på detta men bör inte ses som en garanti.²⁹⁶

En analys behöver därför göras för hur målkonflikter mellan energipolitikens grundpelare ska bedömas och avgöras. Ett leveranssäkert system är inte nödvändigtvis förenligt med billiga elpriser eller småskalig förnybar (variabel) elproduktion och SvK bedömer i sin prognos²⁹⁷ att dagens utveckling, om den fortsätter okontrollerat till år 2040, kommer innebära ett antal utmaningar för

²⁹⁴ Jones & Rothenberg (2019)

²⁹⁵ Profu (2017)

²⁹⁶ Svenskt näringsliv (2020a)

²⁹⁷ SvK (2019a)

det svenska elsystemet. Detta till följd av en kraftig minskning i rotationsenergi, ökade väderberoende effektvariationer, försämrad spänningsstabilitet genom ett minskat energiflöde i transmissionsnätet och en allvarlig regional effektbrist i södra Sverige. Eftersom det idag saknas ett nationellt leveranssäkerhetsmål, det vill säga en för samhället acceptabel risk för ofrivillig bortkoppling av el, är det svårt att avgöra huruvida dagens insatser är tillräckliga eller i rentav i överkant på ett sätt som påverkar prisbilden onödigt mycket.

9.3. Nya förhållningssätt hos slutanvändaren

En minskad andel reglerbar kraftproduktion behöver kompenseras med en ökad flexibel användning. Det historiskt stora intresset för energieffektivisering är viktigt vidhålla eftersom detta ger ett flertal systemnyttor för elförsörjningen men en alltmer omdiskuterad fråga handlar om hur incitament kan skapas för ökad efterfrågeflexibilitet. Det är nämligen inte elanvändningen i sig som är den kritiska faktorn i nätkapacitetsbristen utan *när* elen används och *var* det sker geografiskt. Trots detta exkluderas oftast flexibilitetsfrågan i olika former av energikartläggningar och framtidsscenarier på grund av de stora osäkerheterna kombinerat med dess stora utfall. Ett exempel på analyser där användarflexibilitet utelämnas är i Svenska kraftnäts årliga rapportering över kraftbalansen på den svenska elmarknaden.²⁹⁸ Även om det konstateras att sådan flexibilitet på sikt skulle kunna minska effekt-toppen under toppplastimmen och därmed förbättra effektbalansen ser dock SvK en risk för att implementeringen av användarflexibilitet (och planerbar elproduktion) blir liten, eftersom lönsamheten för dessa fortsatt bedöms vara låg givet ett fortsatt lågt elpris.

Det kanske tydligaste exemplet på hur ny elanvändning kan komma att påverka effektbehovet på olika sätt finns i utvecklingen av laddinfrastruktur för en elektrifierad fordonsflotta. Ett rimligt antagande är att nyförsäljningen av elbilar primärt kommer att ske i storstadsregionerna där resorna är förhållandevis korta och tillgången på laddinfrastruktur är god. Samtidigt är det i dessa regioner som effektutmaningen är som störst eftersom storskalig elproduktion tenderar att förläggas utanför tätbebyggelse. Detta ställer krav på att laddningen sker smart, och kan styras, så att snabbladdning med höga effektuttag kan undvikas under redan hårt belastade timmar och företrädesvis förläggas nattetid.

Kopplat till detta finns också ett växande behov av energilager, men det är fortfarande oklart var i systemet de gör bäst nytta – i produktionsledet, i överföringen eller hos slutanvändaren. För bostäder har det än så länge inte varit lönsamt, ens i kombination med solceller och investeringsstöd men på sikt kan parkerade laddbara bilers batterier utgöra en betydande resurs i framtiden för kortare regleringar i elanvändning, så kallad vehicle-to-grid (V2G). På längre sikt kan dock varaktiga eleffektiviseringsåtgärder potentiellt ge större systemnytta än efterfrågeflexibilitet, eftersom både mindre och större aktörers effektefterfrågan inte enkelt kan hanteras under längre tidsperioder.²⁹⁹

I dagsläget är alltså inte elpriset en tillräcklig styrsignal för anpassning av efterfrågan som gör det lönsamt att flytta elanvändning från höglastperioder till låglastperioder, något som dock skulle kunna förändras genom effekttariffer. Därutöver kan det behövas investeringsstöd eller krav på ny reglerteknik för laddinfrastruktur, värmepumpar, datacenter, kyl/frysanläggningar med mera för att minska tröskeln in på flexibilitetsmarknader. Utifrån ett kommunalt perspektiv kan det vara angeläget

²⁹⁸ Se t.ex. SvK (2020b)

²⁹⁹ SOU (2018:15)

att nyttja så kallade aggregatorer eller andra typer av marknadsaktörer som slår samman potentiell flexibilitet som var för sig skulle vara för liten för att kunna erbjudas som förbrukningsbud på elmarknaden.

Projekt pågår i Skåne för att etablera en form av virtuella kraftanläggningar (eng. virtual power plants) där en större verksamhet – för Skånes del Väla köpcentrum utanför Helsingborg – där separata energiresurser sammankopplas och erbjuder frekvensreglering. Det kan till exempel röra sig om ventilationsaggregat, kylmaskiner, reservkraftsgeneratorer, batterier, laddningsstolpar, belysning och värmepumpar. I Välas fall har Siemens tilldelats rollen som aggregator samtidigt som egna investeringar på 65 miljoner ska göra köpcentrumet självförsörjande på el, primärt genom solceller, till år 2023. I intervjuer med kommunala näringslivetablerare framkommer också bilden av att kommuner, i takt med att de blir varse om effektutmaningen, börjar tänka mer strategiskt kring nyetableringar i området. Genom att ta kontrollen över vilka verksamheter som etablerar sig i kommunen kan avvägningar göras mellan exempelvis en större elintensiv verksamhet eller tio mindre och att elförsörjning inte kan tas för givet på samma sätt som förr.³⁰⁰

På överföringssidan kan konstateras att intäktsramen såsom den är utformad idag gynnar nätinvesteringar snarare än nyttjande av befintliga resurser, vilket gör att incitamenten för elnätsföretag att handla på flexibilitetsmarknaden är fortsatt låga. Detta pekar på ett behov av förändringar i elmarknadsregleringen så att flexibilitet uppmuntras via exempelvis elnätsföretagens intäktsramar så att en samhällsekonomisk avvägning sker mellan ersättning för flexibel elanvändning och elnätsföretagens investeringar i förstärkta elnät.³⁰¹

9.4. Tillförlitliga prognoser genom fördjupad regional samverkan

En fråga som återkommer i arbetet med trygg elförsörjning handlar om framförhållning och bättre planering.³⁰² I en rapport till Energimarknadsinspektionen kring nätinvesteringars betydelse för att avhjälpa kapacitetsbrist i elnätet är det slående nog inte investeringar som lyfts fram som en avgörande faktor – utan regional samverkan.³⁰³ I takt med att elsystemet har vänts upp och ner, med småskalig och decentraliserad elproduktion som efterfrågas utifrån mer oförutsägbara användarmönster, krävs också en analys som utgår från ett bottom-up-perspektiv. Transmissionsnätet är beroende av regionnätets prognoser, som baseras på lokalnätens beställningar som ytterst utgår från kommunernas tillväxtprognoser och näringslivsfrågningar. Beslutsunderlaget blir alltså inte bättre än vad som rapporteras in och utifrån den framförhållning som detta sker. Här behövs en utvecklad perspektivförståelse mellan exempelvis elnätsföretagen och kommunala planerare. Det gäller inte minst olika tidsperspektiv som ofta skiljer sig åt och en etablering förväntas kunna dra igång redan efter ett par månader medan elnätet tar år att få på plats om det krävs ledningsförstärkningar. Det gäller även behovet av en förståelse för att anslutningsfrågningar hanteras icke-diskriminerande utan möjlighet att prioritera samhällsviktiga projekt.

Elnät byggs inte på spekulation, det vill säga överutbyggnad för eventuell framtida användning, varken av Svenska kraftnät, regionnätbolagen eller lokalnätbolagen. Det gör att utbyggnaden av elnäten

³⁰⁰ Intervju med kommunal näringslivschef våren 2020

³⁰¹ Detta är ett utvecklingsarbete som bedrivs hos Ei, Se t.ex. Ei (2018a)

³⁰² Detta var fokus för en regional workshop som ordnades av Länsstyrelsen Skåne inom ramen för detta regeringsuppdrag. Se Bilaga 1 för en sammanfattning.

³⁰³ Sweco (2020)

måste gå hand i hand med elbehovet hos hushåll och företag samt utbyggnaden av elproduktionen. Ett elnät med överkapacitet, som inte nyttjas optimalt och fullt ut, är inte försvarbart ur vare sig ett samhällsekonomiskt eller företagsekonomiskt perspektiv. Det har under flera år varit en mycket snabb tillväxttakt i alla Sveriges större städer som har accelererat de senaste åren. Ett historiskt högt och snabbt byggande i kombination med en ny industrialisering byggd på el, med kunder som har förväntningar på snabbare anslutning till elnätet än tidigare, är en stor utmaning att hantera inom ramen för de begränsningar som föreligger i dagens elnät

Ett verktyg som idag kan betraktas som relativt outnyttjat är de **kommunala energiplaner** som enligt lag³⁰⁴ ska tas fram av varje kommun och verka för en säker och tillräcklig energitillförsel. Kommunerna ska bland annat ha en aktuell plan för tillförsel, distribution och användning av energi men det är oklart till vilken grad den plan sedan används som prognos- och beslutsunderlag i det fortsatta arbetet. Lagstiftningen kring kommunala energiplaner är föråldrad och Energimyndigheten, alternativt länsstyrelserna, kan komma att behöva vara en mer aktiv stödpartner i framtagandet och av dessa planer. Dagens energiplaner saknar vanligtvis en rumslig dimension och adresserar sällan effektfrågan – eller dess synergier med fjärrvärmeutbyggnad – samtidigt som kommunen vanligtvis inte råder över utvecklingen av energisystemen.

Därutöver har Länsstyrelsen Skåne, genom exempelvis inkomna remisser, noterat att de kommunala energiplanerna ofta kombineras med kommunala klimatstrategier eller miljömål och strategier, vilket i sig kan vara klokt för att få ett större systemperspektiv. Samtidigt innebär detta energiplanerna, i sin nuvarande form, ofta har ett starkt fokus på utsläppsminskande åtgärder snarare än försörjnings-, effekt- och beredskapsaspekter. Även om detta givetvis inte innebär en motsägelse i sig finns det en potential att höja kompetensen kring mer traditionell energiplanering i kommunerna. Ett ökat fokus på en återupptagen totalförsvarsplanering kan dock komma att ge ökat utrymme för frågor kring leveranssäkerhet, robusthet och beredskapsplanering.

I samband med intervjuer som genomförts inom ramen för denna rapport framkommer att energiplanen, genom att bli mer av en plan för tillförsel och distribution av energi, kan bli mer relevant som underlag för översiktsplanerna. Arbetet med översiktsplanering är förvisso redan förknippat med en mängd skall-krav och måsten men en tydlig kommunikation till medborgare och näringsliv kring utvecklingen av kommunalteknisk försörjning, såsom vatten och avlopp men också elförsörjning och värme, skulle skapa ett bättre investeringsklimat och minska osäkerheterna för näringslivet vid projektering.³⁰⁵

På liknande sätt skulle regioner, inom ramen för sitt arbete med såväl **regionplanen** samt den **regionala fysiska planeringen**, kunna ta explicit hänsyn till just el- och energiförsörjning.³⁰⁶ Detta skulle ligga i linje med, men kräva ett förtydligande i, plan- och bygglagen (2010:900) i vilken det fastställs att regionen exempelvis ska ”utreda regionala frågor av betydelse för länets fysiska miljö” samt ”verka för insatser som kan bidra till att minska länets klimatpåverkan och dess effekter”.³⁰⁷

³⁰⁴ lag (1977:439) om kommunal energiplanering

³⁰⁵ Intervju med kommunal näringslivsutvecklare våren 2020

³⁰⁶ I dagsläget ska regional fysisk planering ske i Stockholms län och i Skåne län

³⁰⁷ Plan och bygglag (2010:900) kap 7. § 1, punkt 1 och 7

En möjlig väg för att adressera elförsörjningens roll i samhällsbygget är via de så kallade **nätutvecklingsplaner** som föreslås i elmarknadsdirektivet³⁰⁸ inom EU. Ansvaret för dessa planer kommer att ligga hos den systemansvarige för distributionssystemet (elnätsföretag på regional och lokal nivå) och ska uppdateras vartannat år i syfte att planerade investeringar under de kommande 5–10 åren.³⁰⁹ På detta sätt ska det bli tydligt vilken ny distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny last, inklusive laddningsstationer för elfordon. Det är fortfarande för tidigt att säga något om hur dessa planer kommer att implementeras i Sverige men det är uppenbart att dessa kommer att öka relevansen av de kommunala energi- och översiktsplanerna men också av den regionala samordningen kring elförsörjningen.

Inom elproduktionssidan är det framförallt tillståndprocesserna för nya vindkraftverk som ofta dyker upp som en diskussionspunkt. Till år 2040 kommer en majoritet av dagens vindkraftverk att ha nått sin ekonomiska livslängd och antingen ersatts med ny eller monterats ned. Förändringar i lagstiftningen 2009 gör att det krävs så kallad kommunal tillstyrkan, för vindkraftsetableringar som tillståndsprövas enligt miljöbalken. Tanken med förändringen av regelverket var att detta skulle förenkla och förkorta handläggningstiden för vindkraft. I praktiken har den kommit att fungera som en form av veto för kommuner. Detta eftersom lagen ger utrymme för kommunerna att tillämpa regelverket utan att behöva motivera sitt beslut och beslutet går inte heller att överklaga.³¹⁰

Energimyndigheten, Naturvårdsverket och Sveriges Kommuner och Regioner har tagit fram en vägledning³¹¹ om hur kommuner bör agera vid prövningen av vindkraft. I vägledningen slås det fast att kommunen ska bedöma om den aktuella vindkraftsetableringen kan anses utgöra en lämplig mark- eller vattenanvändning sett ur ett långsiktigt hållbarhetsperspektiv och att kommunens beslut ska vara tydligt och bör motiveras. Kommunen ska inte heller ställa villkor i beslut om tillstyrkan. Vägledningen pekar på den kommunala översiktsplanen som ett viktigt instrument för planeringen av vindkraft. Därutöver föreslår Naturvårdsverket och Energimyndigheten i en rapport³¹² till regeringen att bestämmelsen om kommunal tillstyrkan vid vindkraftsetableringar – det kommunala vetot – tas bort i syfte att göra beslutsprocessen mer förutsägbar och rättssäker.

Ett mer tillförlitligt och långsiktigt prognosarbete, där kommuner, regioner, näringsliv och elnätsföretag samverkar, kommer att ge en bättre helhetsbild av länets framtida effektbehov och på så sätt vara till hjälp för lokala och regionala nätutvecklingsplaner. Detta ställer dock krav på en ökad kompetens hos kommunala planerare, exploatörer och näringslivsutvecklare kring elsystemet så att det bedömda framtida effektbehovet blir rimligt och motsvarar de tillkomna verksamheterna. På motsvarande sätt krävs en ökad kompetens hos elnätsplanerare och kraftproducenter kring kommunala processer. Här kan länsstyrelsen komma att spela en viktig roll som samordnare och facilitator för en fördjupad dialog.³¹³ Grunden för regional samordning, till exempel stöd till kommunerna för uppdaterade och mer utvecklade energiplaner kan sägas finnas redan idag genom regionens utvecklingsansvar och länsstyrelsernas uppdrag inom energi och klimat.

³⁰⁸ EU (2019a)

³⁰⁹ Ei [projektsida](#) om Flexibilitet och effektivt utnyttjande av elnäten

³¹⁰ Svensk vindenergi i [Dagens samhälle](#)

³¹¹ STEM (2015)

³¹² Naturvårdsverket (2017)

³¹³ Detta är också en av leverablerna i det nu beviljade projektet *Regionala dialoger om den förnybara elproduktionens potential att avlasta elnätet* som Länsstyrelsen i Skåne, Uppsala och Västra Götaland kommer att genomföra tillsammans med Power circle och Sustainable Innovations under åren 2020–2022. Projektet utförs inom ramen för Energimyndighetens program "[Lokala och regionala insatser för förnybar elproduktion](#)"

REFERENSER

- Bergman, L., & Diczfalusy, B. (2020), *Spänning på hög nivå – en ESO-rapport om elnätets roll för säkra elleveranser*, Rapport till Expertgruppen för studier i offentlig ekonomi, 2020:4
https://eso.expertgrupp.se/wp-content/uploads/2019/06/ESO-2020_4-Sp%C3%A4nning-p%C3%A5-h%C3%B6g-niv%C3%A5.pdf
- Björkman, J. & Lundqvist, S. (2020), *Exploring off-grid electricity production in Sweden: Benefits vs costs*, KTH, Stockholm universitet
<http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1460913/FULLTEXT01.pdf>
- Boverket (2020), *Ändringar i Energiushållningsreglerna i BRR*, Boverkets författningssamling BFS 2020:4
<https://rinfo.boverket.se/BBR/PDF/BFS2020-4-BBR-29.pdf>
- Caramizaru, E. & Uihlein, A. (2020), *Energy communities: an overview of energy and social innovation*, EUR 30083 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020
http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC119433/energy_communities_report_final.pdf
- Copenhagen Economics (2016), *Electricity Market Design for a Reliable Swedish Power System*
<https://www.copenhageneconomics.com/dyn/resources/Publication/publicationPDF/0/370/1476950205/copenhagen-economics-2016-market-design-for-a-reliable-swedish-electricity-system.pdf>
- Cornwall Insight (2018), *Wholesale Power Price Cannibalisation*,
<https://www.cornwall-insight.com/insight-papers/wholesale-power-price-cannibalisation>
- Ei (2006), *Prisbildning och konkurrens på elmarknaden*, ER 2006:13
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202005_2006/Prisbildning_och_konkurrens_p%C3%A5_elmarknaden_ER_2006_13.pdf
- Ei (2007), *Prisområden på elmarknaden (POMPE) – Gemensam rapport från Energimarknadsinspektionen*, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv, EMIR 2007:02
https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/emir2007_02w.pdf
- Ei (2015), *Funktionskrav på framtidens elmätare*, Ei R2015:09
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202015/Ei_R2015_09.pdf
- Ei (2016), *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet*, Ei R2016:15
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202016/Ei_R2016_15.pdf
- Ei (2017), *Ren energi för alla i Europa - Ei:s ståndpunkter på delar av Europeiska kommissionens lagförslag*, Version 1
https://www.ei.se/Documents/Internationella/Ren_energi_for_alla/Ei-standpunkter-ren-energi.pdf
- Ei (2018a), *Uppdaterade incitament i regleringen av elnätets företags intäktsramar*, Ei PM2018: 01
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202018/Ei_PM2018_01.pdf
- Ei (2018b), *Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i stamnätet för el*, Ei R2018:06
https://energimarknadsinspektionen.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter_procent2018/Ei_R2018_06.pdf
- Ei (2019a), *Fastställande av intäktsram enligt ellagen avseende REL00615*, Ei dnr. 2019-100558
https://www.ei.se/Documents/Forhandsreglering_el/2020-2023/Beslut_om_intaktsramar_och_darpa_foljande_dokument/REL00615/REL00615_overklagande_okt_2019_intaktsram_2020-2023.pdf
- Ei (2019b), *Beräknad intäktsram för tillsynsperioden 2020–2023 (bilaga 1)*, Ei dnr. 2019-100558-0043
https://www.ei.se/Documents/Forhandsreglering_el/2020-2023/Beslut_om_intaktsramar_och_darpa_foljande_dokument/REL00615/REL00615_Bilaga_1.pdf
- Ei (2019c), *Energimarknadsinspektionens författningssamling*, EIFS 2019:1
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/foreskrifter/El/EIFS_2019_1.pdf
- Ei (2019d), *Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2018 – Statistik och analys av elavbrott*, Ei R2019:05
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202019/Ei_R2019_05.pdf
- Ei (2020a), *Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätverksamhet*, Ei 2020:01
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202020/Ei_PM2020_01.pdf

- Ei (2020b), *Lokaliseringssignaler i elnätstariffer - Förslag till lagändring*, Ei 2020:03
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202020/Ei_PM2020_03.pdf
- Ei (2020c), *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande*, Ei 2020:06
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter procent202020/Ei_PM2020_06.pdf
- Ei (2020d), *Remissvar Promemorian särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet* Ei dnr. 2020-100654,
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/remissvar/2020/2020_100654.pdf
- Ei (2020e), *Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter*, Ei R2020:02
https://www.energimarknadsinspektionen.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter procent202020/Ei_R2020_02.pdf
- Eklund, K. (red.) (2020), *Omstartskommissionen – Idéer för ett starkare Sverige*, Stockholms Handelskammare
<https://www.chamber.se/cldocpart/7284.pdf>
- ENTSO-E (2019), *Alternative configurations of the Bidding Zone Review Region "Nordics" which are to be considered in the Bidding Zone Review Process*, Version 1
<https://www.svk.se/contentassets/61962c490ece4c44952e0b321685fafa/nordic-bzrr-alternative-configuration-to-be-reviewed-2019-08-26.pdf>
- EU (2001), *A Sustainable Europe for a Better World: A European Union Strategy for Sustainable Development*, COM/2001/0264
<https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2001:0264:FIN:EN:PDF>
- EU (2014) *Europaparlamentets och rådets direktiv om utbyggnad av infrastrukturen för alternativa bränslen*, EU/2014/94/EU
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=SV>
- EU (2017), *Kommissionens förordning om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem*, EU COM/2017/1485
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=SV>
- EU (2019a), *Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27*, EU 2019/944
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=SV>
- EU (2019b), *Europaparlamentets och rådets förordning om den inre marknaden för el*, EU 2019/943
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=SV>
- EU (2020) *Renewables beat fossil fuels – A half-yearly analysis of Europe's electricity transition*, Ember Climate,
<https://ember-climate.org/project/renewables-beat-fossil-fuels/>
- Hagman, B. (2016), *Marknadsdesign för framtidens elsystem – Rapport till Energikommissionen*, Hagman Energy Ab
<http://www.energikommissionen.se/app/uploads/2016/12/marknadsdesignsrapport-slutlig.pdf>
- IEA (2017), *Global EV Outlook 2017*, International Energy Agency, Technical report
<https://webstore.iea.org/download/direct/291>
- IEA (2019), *Energy policies of IEA countries – Sweden 2019 review*, International Energy Agency
https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Sweden_2019_Review.pdf
- IEA (2020), *Global Energy Review 2020 – The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions*, International Energy Agency, Flagship report
<https://webstore.iea.org/download/direct/2995>
- IUC Syd (2020), *Flexibel elanvändning – Kan vi styra industrins elanvändning för ett smartare energiutnyttjande?*, samarbetsprojekt mellan samarbete mellan Region Skåne, IUC Syd och Sustainable Business Hub
<http://www.iucsyd.se/media/2996/rapport-flexibel-elanvaendning.pdf>
- IVA (2015), *Scenarier för den framtida elanvändningen – En specialstudie*, Kungliga vetenskapsakademien (IVA), Vägval el
<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/201512-iva-vagvael-elanvandning-f.pdf>
- IVA (2016a), *Fem vägval för Sverige – Syntesrapport*, Kungliga vetenskapsakademien (IVA), Vägval el
<https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvael-slutrapport-j.pdf>
- IVA (2016b), *Framtidens elanvändning – En delrapport*, Kungliga vetenskapsakademien (IVA), Vägval el
<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagvael-framtidens-elanvandning-delrapport.pdf>

- IVA (2016c), *Sveriges framtida elnät – En delrapport*, Kungliga vetenskapsakademien (IVA), Vägval el
<https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-energi/vagvalel-sveriges-framtida-elnat.pdf>
- IVA (2016d), *Sveriges framtida elproduktion – En delrapport*, Kungliga vetenskapsakademien (IVA), Vägval el
<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagvalel-sveriges-framtida-elproduktion.pdf>
- IVA (2016e), *Svängmassa i elsystemet – En underlagsstudie*, Kungliga vetenskapsakademien (IVA), Vägval el
<https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvalel-svängmassa-c.pdf>
- IVA (2017), *Leveranssäkerhet inom elförsörjningen – En delrapport*, Kungliga vetenskapsakademien (IVA), Vägval el
<https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vagval-el/vagval-el---leveranssakerhet-inom-elforsorjningen-id-109763.pdf>
- IVA (2019), *Så klarar det svenska energisystemet klimatmålen – En delrapport*, Kungliga vetenskapsakademien (IVA), Vägval för klimatet
<https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vagval-klimat/201909-iva-vagval-for-klimatet-delrapport4-i.pdf>
- Jones, M. & Rothenberg, F. (2019), *The renewable cannibalisation problem: Why full merchant risk will become increasingly challenging*, ICIS
<https://sdgresources.relx.com/sites/default/files/renewable-cannibalisation-white-paper.pdf>
- Jonsson, D., Johansson, B., Månsson, A., Sonnsjö, H. (2014), *Energi, säkerhet och konflikt i ett framtidsperspektiv*, FOI-R-3813-SE <https://www.foi.se/rest-api/report/FOI-R--3813--SE>
- Konkurrensverket (2018), *Konkurrensen i Sverige 2018 – Elmarknaden*, Rapport 2018:1
http://www.konkurrensverket.se/globalassets/publikationer/rapporter/rapport_2018-1.pdf
- Konkurrensverket (2018b), *Yttrande kring Statens energimyndighets rapport ER 2018:6 Slopande av anslutningskostnaden för havsbaserad vindkraft*, Dnr 161/2018 <http://www.konkurrensverket.se/globalassets/konkurrens/yttranden/18-0161.pdf>
- Larsson, M. & Evander, A. (2018), *Stabilisera de lokala elnäten*, Kommunförbundet Skåne
<https://kfsk.se/energikontoretskane/wp-content/uploads/sites/5/2019/02/Rapport-Stabilisera-de-lokala-elnaten-effekthantering.pdf>
- Länsstyrelsen Skåne (2018a), *Ett klimatneutralt och fossilbränslefritt Skåne – Klimat- och energistrategi för Skåne*, R2018:17, Klimatsamverkan Skåne
<https://www.lansstyrelsen.se/download/18.2e0f9f621636c84402734c0d/1582108728580/Klimat-%20och%20energi-strategi%20f%C3%B6r%20Sk%C3%A5ne.pdf>
- Länsstyrelsen Skåne (2018b), *Grön energi genom geotermi – Slutrapport*, Klimatsynk, Projekt 20201396
<https://klimatsynk.se/projektportfoljer/hallbart-byggande/gron-energi-fran-geotermi.html>
- Länsstyrelsen Skåne (2019a), *Regional plan för infrastruktur för elfordon och förnybara drivmedel*
<https://www.lansstyrelsen.se/download/18.4a4eb7416faedec125ec98/1580137596104/Regional%20plan%20f%C3%B6r%20infrastruktur%20f%C3%B6r%20laddfordon%20och%20f%C3%B6rnybara%20drivmedel%20ver%201-0.pdf>
- Länsstyrelsen Skåne (2019b), *Yttrande över granskning av havsplaner för Sverige*, dnr. 408-9290-19
- Malmö stad (2018a), *Malmöeffekten – Förstudie*, Miljöförvaltningen
<https://malmo.se/Sa-arbetar-vi-med.../Malmo-stads-miljoarbete/Oversikt-avslutade-projekt/Malmoeffekten.html>
- Malmö stad (2018b), *Möjligheter och hinder för mer urban solenergi i Malmö stads energisystem – Förstudie*, Urban Magma
<https://urbanmagma.se/wordpress/wp-content/uploads/2018/06/F%C3%B6rstudie-solel-2018-05-17.pdf>
- Malmö stad (2018c), *Potentialstudie beträffande solelproduktion i servicenämndens fastighetsbestånd*, Serviceförvaltningen,
<https://motenmedborgarportal.malmo.se/welcome-sv/namnder-styrelser/servicenamnden/mote-2019-08-27/agenda/potentialstudie-betraffande-solelproduktion-i-servicenamndens-fastighetsbestand-pdf?downloadMode=download>
- Miljömålsrådet (2020), *Miljömålsrådets gemensamma åtgärdslista – Årsrapport 2020*, Naturvårdsverket
<http://www.sverigesmiljomal.se/contentassets/f2f66c6ba53f745398381eb7346a215a6/miljomalsradets-atgardslista-2020.pdf>
- Naturskyddsföreningen (2019), *Fossilfritt, förnybart, flexibelt - Framtidens hållbara energisystem*
https://www.naturskyddsforeningen.se/sites/default/files/dokument-media/fossilfrittfornybartflexibelt_slutkorrad_rgb.pdf
- Naturvårdsverket (2017), *Kommunal tillstyrkan av vindkraft – Redovisning av regeringsuppdrag i regleringsbrevet för 2016*
<http://www.naturvardsverket.se/upload/miljoarbete-i-samhallet/miljoarbete-i-sverige/regeringsuppdrag/2017/ru-tillstyrkan-skrivelse-170619-slut.pdf>

- Naturvårdsverket (2019a), *Minskad skattenedsättning av fossilt bränsle för persontransporter med inrikes sjöfart och för kraftvärmeproduktion*, WSP Sverige
<https://www.naturvardsverket.se/Documents/publikationer6400/978-91-620-6875-2.pdf?pid=24127>
- Naturvårdsverket (2019b), *Strategi för hållbar vindkraft – Del I Bakgrund, nuläge och utmaningar*, Preliminär
<https://www.naturvardsverket.se/upload/miljoarbete-i-samhallet/miljoarbete-i-sverige/energi/vindkraft/Nulage-hallbar-vindkraftutbyggnad-20191021.pdf>
- NEPP (2016), *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*, North European Power Perspectives
<http://www.nepp.se/etapp1/pdf/reglering.pdf>
- NEPP (2018), *Flexibilitet – i en ny tid. Hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?* Slutrapport, North European Power Perspectives
<http://www.nepp.se/pdf/flexibilitet.pdf>
- NEPP (2019a), *Energisystemet i en ny tid – resultat och slutsatser i halvtid*, Sammanfattning av halvtidsrapport, North European Power Perspectives
http://www.nepp.se/pdf/SF_Halvtidsrapport_mars_2019.pdf
- NEPP (2019b), *Färdplan fossilfri el – analysunderlag. En analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning*, North European Power Perspectives
http://www.nepp.se/pdf/energiforetagens_fardplan_fossilfri_el_analysunderlag.pdf
- NEPP (2019c), *Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion – en rapport till Energiforsk*, North European Power Perspectives
<http://www.nepp.se/pdf/Gasflex.pdf>
- Nils Holgersson-gruppen (2020), *Rapport 2020 – Elnät, Dataset*
<http://nilsholgersson.nu/wp-content/uploads/2020/06/Elnat2020web200604.xlsx>
- Power Circle (2020), *Batterier i elnätet – Kortrapport*
<https://powercircle.org/batterilager.pdf>
- Profu (2017), *Utbyggnad av sol i Sverige – möjligheter, utmaningar och systemeffekter*, Solel-projektet
<http://www.profu.se/pdf/solel7.pdf>
- Profu (2019), *Energieffektivisering med effekt – Kunskapsöversikt och analys av hur effektbehovet påverkas av energieffektiviseringsåtgärder i byggnader, Värmemarknad Sverige*
<http://www.profu.se/pdf/Energieffektivisering.pdf>
- Pöry (2018), *Trångt i elnäten – ett hinder för omställning och tillväxt? Extended executive summary*
https://www.energiforetagen.se/globalassets/almedalen-2018/2018-06-29-executive-summary_extended-draft-v4.pdf?v=ja_ZGQbGze0AXXMjMlE19EjDyE
- Regeringen (1992), *Om en elmarknad med konkurrens*, Prop. 1991/1992:133
<https://data.riksdagen.se/fil/A65D932B-887E-4BFF-AD49-2BBA4AEB02AD>
- Regeringen (1997), *Ny ellag*, Prop. 1996/97:136
https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/proposition/ny-ellag_GK03136/html
- Regeringen (1998), *Budgetpropositionen för 1999*, Prop. 1998/99:1
<https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/proposition/1998/10/prop.-1998991/>
- Regeringen (2015), *Försvarspolitisk inriktning – Sveriges försvar 2016–2020*, Prop. 2014/15:109
<https://www.regeringen.se/49c857/contentassets/266e64ec3a254a6087ebe9e413806819/proposition-201415109-forsvarspolitisk-inriktning--sveriges-forsvar-2016-2020>
- Regeringen (2016), *Energiöverenskommelsen*, ÖK 2016:1, Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna
<https://www.regeringen.se/49cc5b/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610.pdf>
- Regeringen (2017a), *Budgetpropositionen för 2017*, Prop 2016/17:1
<https://www.regeringen.se/contentassets/e926a751d9eb4c978c4d892c659ebc8e/forslag-till-statens-budget-for-2017-finansplan-och-skattefragor-kapitel-1-12-bilagor-1-21>
- Regeringen (2017b), *Uppdrag att fastställa riktlinjer för samhällsekonomiska analyser vid byggande av överföringskapacitet för el*, Energimarknadsinspektionen, M2017/01665/Ee
<https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2017/08/uppdrag-att-faststalla-riktlinjer-for-samhallsekonomiska-analyser-vid-byggande-av-overforingskapacitet-for-el/>

- Regeringen (2017c), *Motståndskraft – Inriktningen av totalförsvaret och utformningen av det civila försvaret 2021–2025*, Ds 2017:66
<https://www.regeringen.se/4b02db/globalassets/regeringen/dokument/forsvarsdepartementet/forsvarsberedningen/ds-2017-66-motstandskraft-inriktningen-av-totalforsvaret-och-utformningen-av-det-civila-forsvaret-2021-20252.pdf>
- Regeringen (2018a), *Energipolitikens inriktning*, Prop. 2017/18:228
<https://www.regeringen.se/497262/contentassets/5fe7ecdee2b440eb81348fc722324c91/energipolitikens-inriktning-prop.-201718228>
- Regeringen (2018b), *Fastställande av nationell trafikslagsövergripande plan för transportinfrastrukturen för perioden 2018–2029*, N2018/03462/TIF
<https://www.regeringen.se/49c2fc/contentassets/7d1e85a49c884699a789144c7b16c928/faststallelse-av-nationell-trafikslagsovergripande-plan-for-transportinfrastrukturen-for-perioden-2018---2029.pdf>
- Regeringen (2019a), *Ny övergångsbestämmelse till ellagen när det gäller intäktsram för nätverksamhet*, Regeringens Promemoria
<https://www.regeringen.se/4ada9e/contentassets/1a5e4b5b251f40d6901f545d352c6655/pm-01128.pdf>
- Regeringen (2019b), *Regleringsbrev för budgetåret 2020 avseende Försvarsmakten*, Fö2018/00594/MFI
<https://www.esv.se/statsliggaren/regleringsbrev/Pdf/?Rbld=20274&Version=HelaBrevet>
- Regeringen (2019c), *Uppdrag att analysera förutsättningarna för en trygg elförsörjning*, Länsstyrelsen, I2019/01614/E
<https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2019/10/fyra-lansstyrelser-uppdras-analysera-elforsorjningen/>
- Regeringen (2019d), *Uppdrag att analysera kapacitetsbristen i elnäten*, Energimarknadsinspektionen, I2019/02766/E
https://www.ei.se/Documents/Regeringsuppdrag/2019/2019_102775.pdf
- Regeringen (2020a), *Nationell plan för moderna miljövillkor*, M2019/01769/Nm
<https://www.havochvatten.se/download/18.1bd43926172bdc4d64881cc0/1593414466212/regeringsbeslut-nationell-plan-moderna-miljovillkor.pdf>
- Regeringen (2020b), *Skattereduktion för installation av grön teknik*, Fi2020/002314/S1
<https://www.regeringen.se/49a8c0/contentassets/4e135b034fd742468314e072253cdba5/skattereduktion-for-installation-av-gron-teknik.pdf>
- Regeringen (2020c), *Uppdrag att utreda kompletterande krav i byggreglerna för byggnaders energiprestanda*, Boverket, I2020/01671/E
<https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2020/06/uppdrag-att-utreda-kompletterande-krav-i-byggreglerna-for-byggnaders-energi-prestanda/>
- Regeringen (2020d), *Uppdrag om översyn av regelverket för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar*, Energimarknadsinspektionen, I2020/02095/E
<https://www.regeringen.se/4a3026/contentassets/a7fa522d2d1e4d1d94f5eca15189ad6a/uppdrag-om-oversyn-av-regelverket-for-natavgifter-for-mindre-produktionsanlaggningar>
- Regeringen (2020e), *Särskilt investeringsutrymme för elnätverksamhet*, Lagrådsremiss 20 augusti 2020,
<https://www.regeringen.se/4a4b56/contentassets/7040715403394488ac3be52af796ed55/lrr-sarskilt-investeringsutrymme-for-elnatsverksamhet>
- Region Skåne (2015), *Skånes färdplan för biogas – Strategisk del*, Reviderad februari 2015
<https://utveckling.skane.se/publikationer/strategier-och-planer/skanes-fardplan-for-biogas/>
- Region Skåne (2020a) *Det öppna Skåne 2030 – Skånes utvecklingsstrategi*
https://utveckling.skane.se/Hem_gammal/SysSiteAssets/organisation_politik/regional-utveckling/regional_utvecklingsstrategi_oppna_skane_2030.pdf
- Region Skåne/Sweco (2020a), *Scenarier för Skånes effektbehov – Del 1. Samhällsmål*, arbetsmaterial från Sweco
- Region Skåne/Sweco (2020b), *Scenarier för Skånes effektbehov – Del 2. Dagens effektuttag och elnät*, arbetsmaterial från Sweco
- Region Skåne/Sweco (2020c), *Scenarier för Skånes effektbehov – Del 3. Scenario för elanvändning och effektbehov för Skåne fram till 2030 och 2040*, arbetsmaterial från Sweco
- Region Stockholm (2019a), *Krafftörsörjning inom östra Mellansverige – Underlagsrapport*, TRN 2019-0170, Rapport från Sweco
http://rufs.se/globalassets/h.-publikationer/2020/20200211_krafftorsorjning-oms_underlagsrapport.pdf
- Region Stockholm (2019b), *Krafftörsörjning inom östra Mellansverige – Rapport*, TRN 2019-0170, Rapport från Sweco
http://rufs.se/globalassets/h.-publikationer/2020/20200211_krafftorsorjning-oms_rapport.pdf

- Riksrevisionen (2013), Staten på elmarknaden – insatser för en fungerande elöverföring, RiR 2013:3
https://www.riksrevisionen.se/download/18_78ae827d1605526e94b30050/1518435477365/RiR_2013_3_Anpassad_Elmarknaden.pdf
- Riksrevisionen (2016), *Förutsättningar för en säker kraftöverföring – Styrningen av Svenska kraftnät i genomförandet av energiömläggningen*, RiR 2016:28
https://www.riksrevisionen.se/download/18_78ae827d1605526e94b2da91/1518435498416/RiR_2016_28_SAKER_KRAFT_ANPASSAD.pdf
- RISE (2020), *Opportunities and barriers for implementation of Power-to-X (P2X) technologies in the West Sweden Chemicals and Materials Cluster's process industries*, RISE Report
https://www.johannebergsciencepark.com/sites/default/files/M%C3%B6jligheter%20och%20hinder%20P2X_final.pdf
- SCB (2016), *Att ge platsen ett värde*, Presentation
http://www.gisvast.se/wp-content/uploads/2016/04/02_Stefan_Svanstr%C3%B6m_Att_ge_platsen_ett_v%C3%A4rde_StefanSvanstr%C3%B6m_20160412.pdf
- SCB (2018), *El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2017 – Slutliga uppgifter*, EN 11 SM 1801
https://www.scb.se/contentassets/132bf4c8144049919a3973bdf689ce8/en0105_2017a01_sm_en11sm1801.pdf
- Skånes vindkraftsakademi (2020), *Havsbaserad vindkraft och Försvarsmakten*
<http://media.skanesvindkraftsakademi.se/Havsbaserad-vindkraft-och-F%C3%B6rsvarsmakten.pdf>
- Sol i Syd (2018), *Solenergipotentialen för Skånes bebyggelse enligt två framtidsscenarioer*, Lingfors, D., Widén, J. Uppsala Universitet
<https://solisysd.se/wp-content/uploads/sites/24/2018/06/Solenergipotentialen-Skane-med-bilagor.pdf>
- Solar Region Skåne (2018), *Statistik – Solceller i Skåne*
<https://solarregion.se/om-solenergi/solenergi-i-skane/>
- SOU (1995:51), *Elförsörjning i ofred : delbetänkande*
<https://lagen.nu/sou/1995:51?attachment=index.pdf&repo=soukb&dir=downloaded>
- SOU (2014:37), *De svenska energimarknaderna – en samhällsekonomisk analys*
<https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2014/06/sou-201437/>
- SOU (2014:84), *Planera för effekt! - Slutbetänkande från Samordningsrådet för smarta elnät*, Fyra delar
<https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2014/12/sou-201484/>
- SOU (2015:87), *Energiskatt på el – En översyn av det nuvarande systemet*,
<https://www.regeringen.se/4a8707/contentassets/da34165c8c574078921b4bcb31355ff8/energiskatt-pa-el--en-oversyn-av-det-nuvarande-systemet-sou-201587>
- SOU (2018:15), *Mindre aktörer i energilandskapet – genomgång av nuläge*
<https://www.regeringen.se/493036/contentassets/e28a6df38620442d91a39015c27fc276/mindre-aktorer-i-energilandskapet--genomgang-av-nulaget-sou-201815>
- SOU (2018:76), *Mindre aktörer i energilandskapet – förslag med effekt*
<https://www.regeringen.se/4a8d98/contentassets/9973fd9b9ec04964ae2a111bedb35c1b/mindre-aktorer-i-energilandskapet--forslag-med-effekt-sou-201876>
- SOU (2019:30), *Moderna tillståndprocesser för elnät*, Betänkande av Nätkoncessionsutredningen, Statens offentliga utredningar
https://www.regeringen.se/4ada75/contentassets/44f30a8f474440adae314f86d4311f74/sou-2019_30_webb.pdf
- STEM (2014), *Vad avgör ett vattenkraftverks betydelse för elsystemet – Underlag till nationell strategi för åtgärder inom vattenkraften*, ER2014:12
<https://www.energimyndigheten.se/globalassets/nyheter/2014/vad-avgor-ett-vattenkraftverks-betydelse-for-elsystemet.pdf>
- STEM (2015), *Vägledning om kommunal tillsyn vid tillståndsprövning av vindkraftverk*, ER 2015:05
<https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/framjande-av-vindkraft/vagledning-om-kommunal-tillsyn-2015-02-02.pdf>
- STEM (2016), *Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet – Delredovisning 2 och förslag på kvoter för 18 TWh till 2030*, ER 2016:19
<https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/elcertifikat/er-2016-19-kontrollstation-2017-for-elcertifikatsystemet-del-2-och-forslag-pa-kvoter-for-18-twh-till-2030---justerad-figur-13-och-14.pdf>
- STEM (2018a), *Energimyndighetens Vindkraftsstrategi*, Presentation
<http://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/framjande-av-vindkraft/vindkraftsstrategi-uppdaterad-2018.pdf>

- STEM (2018b), *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019 – Redovisning av regeringsuppdraget*, ER 2018:25
http://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/elcertifikat/er-2018_25webb.pdf
- STEM (2018c), *Nätanslutna solcellsanläggningar 2017 – statistik nätanslutna solceller per län*, ER 2018:22
<https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?resourceId=104646>
- STEM (2018d), *Rapport slopade anslutningsavgifter för havsbaserad vindkraft*, ER 2018:06
<https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?resourceId=104641>
- STEM (2018e), *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem – Delrapport 1: Framtidens elsystem och Sveriges förutsättningar*, ER 2018:16
<https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=5741>
- STEM (2019a), *100 procent förnybar el – Delrapport 2: Scenarier, vägval och utmaningar*, ER 2019:06
<https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=133470>
- STEM (2019b), *Energiläget i siffror (Energiindikatorer)*, Dataset
<http://www.energimyndigheten.se/globalassets/statistik/energilaget/energilaget-i-siffror-2019.xlsx>
- STEM (2020a), *Kortsiktsprognos sommaren 2020*, ER 2020:21
<https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=176611>
- STEM (2020b) *En studie av elanvändningens utveckling per län till år 2030*, PM Sweco "Var hamnar den nya elanvändningen?"
<https://www.energimyndigheten.se/contentassets/ad60a337c1a74547b0a9438c50dccc4c/en-studie-av-elanvandningens-utveckling-per-lan-till-ar-2030.pdf>
- STEM (2020c), *PM Hållbar elektrifiering – Förstudie, identifierat fortsatt arbete*, Arbetsmaterial till pågående arbete inom Miljömålsrådet
- STEM (2020d), *Fakta om elcertifikat*, ET 2020:3
<http://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=160397>
- STEM (2020e), *Stöd för installation av solceller*
http://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/solenergi/manadsrapporter/2020/solel-manadsstatistik_juni20.pdf
- SVAF (2020), *Ledaren*, Svensk Vattenkraftförening, no.2
<https://www.e-magin.se/paper/1m709fs8/paper/1#/paper/1m709fs8/1>
- Sweco (2017), *100 % Förnybart – Rapport till Skellefteå Kraft*
https://www.sweco.se/siteassets/vart-erbjudande/verksamhetsomrade/energi/100_procent_fornybart_2040.pdf
- Sweco (2019), *Flexibilitet för ökad kapacitet och effektiv nätdrift - En rapport till Forum för smarta elnät*,
http://www.swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/flex_for_okad_kapacitet191220.pdf
- Sweco (2020), *Kartläggning av hur planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbrist i elnätet – En rapport till Energimarknadsinspektionen*
<https://www.ei.se/Documents/Projekt/Kapacitetsuppdraget/200615%20-%20Kartl%3%aaggning%20av%20hur%20planerade%20n%3%a4tinvesteringar%20avhj%3%a4lper%20kapacitetsbrist%20v%201.0.pdf>
- Swedish smartgrid (2014), *Forum för smarta elnät 2016-2019 – Slutrapport*
http://www.swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/forumsmartaelnat2016-2019_200124.pdf
- Svensk energi (2011) *Elåret 2010*, Stockholm: Svensk energi
<https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/statistik/el/elaret/svenska-pdf/elaret-2010.pdf>
- Svensk vindenergi (2017), *Flaskhalsar i stamnätet*, Rapport från Sweco
<https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2018/04/Flaskhalsar-i-stamn%C3%A4tet-20171204.pdf.pdf>
- Svensk vindenergi (2019a), *100 procent förnybart 2040 – Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft, Färdplan 2040*
https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2019/10/Svensk_Vindenergi_F%C3%84RDPLAN_2040_rev-1.pdf
- Svensk vindenergi (2019b), *Svensk Vindenergis och Svensk Vindkraftsförenings synpunkter på Energimyndighetens rapport om kontrollstation 2019 för elcertifikatsystemet (ER 2018:25)*
<https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2019/04/Svensk-Vindenergi-och-Svensk-Vindkraftf%C3%B6renings-synpunkter-p%C3%A5-Energimyndighetens-rapport-om-kontrollstation-2019.pdf>
- Svensk vindenergi (2020), *Statistics and forecast Q2 2020*
<https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/07/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-2020-07-03.pdf>

- Svenskt näringsliv (2019a) *Högre elanvändning år 2045 – Samhällsutvecklingen och klimatomställningen kräver mer el*, Kraftsamling elförsörjning
https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/hogre-elanvandning-2045pdf_746597.html/BINARY/H%C3%B6gre%20elanv%C3%A4ndning%202045.pdf
- Svenskt näringsliv (2019b), *Elnätsutmaningen*, Rapport från Sweco
https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/elnaetsutmaningenpdf_749899.html/BINARY/Eln%C3%A4tsutmaningen.pdf
- Svenskt näringsliv (2019c), *Klimatneutral konkurrenskraft*, Rapport från Sweco
https://www.svensktnaringsliv.se/Bilder_och_dokument/klimatneutral-konkurrenskraft-kvantifiering-av-atgarder-i-klimatf_729540.html/BINARY/Klimatneutral%20konkurrenskraft%20-%20kvantifiering%20av%20%C3%A5tg%C3%A4rderna%20i%20klimatf%C3%A4rdplaner.pdf
- Svenskt näringsliv (2020a) *Försörjningstrygghet el – 2045*, Rapport från ELS Analysis
https://www.svensktnaringsliv.se/migration_catalog/rapporter_och_opinionsmaterial/Rapporter_och_opinionsmaterial/forsorjningstrygghet-el-2045_778320.html/BINARY/F%C3%B6rs%C3%B6rjningstrygghet%20el%20-%202045.pdf
- Svenskt näringsliv (2020b), *Energieffektivisering och dess påverkan på elanvändningen*, Rapport från WSP
https://www.svensktnaringsliv.se/migration_catalog/rapporter_och_opinionsmaterial/Rapporter_och_opinionsmaterial/energieffektivisering_775873.html/BINARY/Energieffektivisering.pdf
- Svenskt näringsliv (2020c), *Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet – Möjligheter och utmaningar*, Rapport från Sweco
https://www.svensktnaringsliv.se/migration_catalog/rapporter_och_opinionsmaterial/Rapporter_och_opinionsmaterial/losningar-for-okad-flexibilitet-i-elsystemet_776602.html/BINARY/L%C3%B6sningar%20%C3%B6r%20%C3%B6kad%20flexibilitet%20i%20elsystemet.pdf
- SvK (2008), *Storskalig utbyggnad av vindkraft – Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft*, dnr. 617/2008/AN40
https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/080601_bilaga_vindkraftsrapport_2008.pdf
- SvK (2011), *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2010/2011 och 2011/2012*, dnr. 2011/897
https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/110810_effektbalansen_rapport.pdf
- SvK (2015), *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, dnr. 2015/929
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/anpassning-av-elsystemet-fornybar-elproduktion-delrapport.pdf>
- SvK (2015b), *Nätutvecklingsplan 2016 – 2025 . En tioårsplan för det svenska stamnätet*
https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/natutvecklingsplan-2016---2025_remissutgava.pdf
- SvK (2017), *Beslut investeringsprocess*, dnr. 2017/3204. Hämtat ur Energimarknadsinspektionen Ei R2018:06
- SvK (2018), *Remissvar för Ei R2018:06 Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i stamnätet för el*, dnr. 2018/1654
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/remissvar/del-1-svk-remissvar-ei-r2018.06.pdf>
- SvK (2019a), *Långsiktig marknadsanalys (LMA) – Långsiktsscenario för elsystemets utveckling fram till år 2040*, dnr. 2018/2260
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf>
- SvK (2019b), *Systemutvecklingsplan 2020-2029 – en statusuppdatering om läget i kraftsystemet*
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/systemutvecklingsplan2020-2029.pdf>
- SvK (2019c), *Gasturbinens roll och koppling till elnätet i framtiden*, Presentation vid Energiforsk Gasturbinseminarium
<https://energiforsk.se/konferenser/genomforda/gasturbinseminarium-2019/>
- SvK (2019d), *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – Rapport 2019*, dnr. 2019/432
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/kraftbalansrapport2019.pdf>
- SvK (2019e), *Motiveringsrapport för aktivering av avhjälpande åtgärd*, dnr. SvK 2019/344
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/motiveringsrapport-for-aktivering-av-avhjalpande-atgard.pdf>
- SvK (2019f), *Yttrande angående föreslagen nationell strategi för hållbar vindkraftutbyggnad och Svenska kraftnäts roll i strategiarbetet*, dnr. 2019/225
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/remissvar/yttrande-angaende-foreslagen-nationell-strategi-for-hallbar-vindkraftutbyggnad-och-svenska-kraftnats-roll.pdf>
- SvK (2019g), *Åtgärdsplan för att medge snabb ökning av fasta uttagsabonnemang Skåne*, dnr. SvK 2019/2600

- SvK (2020a), *Avtal om Balansansvar för el*, Avtal 4620
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/avtal-4620-huvuddel.pdf>
- SvK (2020b), *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – Rapport 2020*, dnr. 2020/334
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2020.pdf>
- SvK (2020c), *Remissvar kring Elcertifikat – stoppregel och kontrollstation 2019*, dnr. 2020/799
<https://www.regeringen.se/4995f2/contentassets/cab2a4627dcc4fa2885249d3155fad37/affarsverket-svenska-kraftnat.pdf>
- SvK (2020d), *Verksamhetsplan med investerings- och finansieringsplan 2021-2023*, dnr. 2020/40
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/verksamhetsplan-investerings--finansieringsplan-2021-2023.pdf>
- Söder, L. (2014), *På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige – En studie om behov av reglerkraft och överföringskapacitet*, KTH Royal Institute of Technology
<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:727697/FULLTEXT01.pdf>
- Söder, L., Käberger, T., Göransson, L., Johnsson, F., Carlson, O., Laestadius, S., Nilsson J, L. (2020), *Är kärnkraften nödvändig för en fossilfri, svensk, elproduktion?*, KTH Royal Institute of Technology
<https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1422919/FULLTEXT01.pdf>
- Trafikverket (2019), *Elbussar i Sveriges kollektivtrafik*, TRV 2018/18530
<https://www.trafikverket.se/contentassets/2cf6ea91cd4601bc36afa31b549c5d/rapport--elbussar-i-sveriges-kollektivtrafik.pdf>

BILAGA 1. REGIONAL WORKSHOP 12 FEBRUARI 2020

REGIONAL WORKSHOP OM SKÅNES ELFÖRSÖRJNING

En sammanfattning av diskussionerna 12/2 2020

Bakgrund

Som en del i Länsstyrelsen Skånes regeringsuppdrag att analysera förutsättningarna för en trygg elförsörjning samlades över 60 personer på Malmö Live för att diskutera hur vi kan skapa långsiktiga och tillförlitliga effektprognoser. Bland deltagarna fanns bland annat kommunala samhällsbyggare, näringslivsutvecklare samt energi- och miljöstrateger, företrädare från elnätsbolag, näringsliv, konsultbyråer samt universitet.

Efter en kort presentation av arbetet med ”Det robusta Helsingborg”, där Klara Kylhammar från Öresundskraft redogjorde för nuläge och framtid för helsingborgarnas elförsörjning, påbörjades diskussioner om hur vi bättre kan förstå varandras ansvar och roller i frågan samt vilka planeringsverktyg vi har idag och vilka som behöver komma på plats framöver.

En trygg elförsörjning är avgörande inte bara för fortsatt tillväxt och näringslivsutveckling utan också för omställningen av hela vårt samhälle i kampen mot klimatförändringar. När vi fasar ut fossila bränslen och frågar oss vad som ska ersätta våra nuvarande drivmedel blir svaret inte sällan elektrifiering. Vi måste därför få elförsörjning att bli en integrerad del av vår samhällsplanering.

Den regionala workshopen är ett viktigt steg i att förstå den skånska problembilden och är en del av en tvåstegsraket där nästa steg blir en nationell workshop i Stockholm 3 mars.

Workshoppens två övergripande fokusfrågor:

- 1. Hur når vi tillförlitliga och långsiktiga effektprognoser**
- 2. Vilka är de största utmaningarna kopplat till skånsk elförsörjning idag och vilka kommer vi se framöver?**

Bordsvisa diskussioner på två teman med tillhörande diskussionsfrågor:

1. Kunskapsspridning om roller och ansvar samt samordningsbehov

- a. Hur ökar vi kunskapen hos de som behöver den?
- b. Kommunens roll i planeringsprocessen?
- c. Elnätbolagens roll i planeringsprocessen?
- d. Näringslivets/storförbrukares roll i planeringsprocessen?
- e. Var finns största samordningsbehoven? Inom kommun (miljö/plan/näringslivsutveckling), mellan kommuner, mellan kommun och elnätbolag, mellan privata och offentliga aktörer

2. Planeringsverktyg för effektprognoser och tidsperspektiv

- a. Vilken är Din roll i planeringsprocessen för trygg elförsörjning
- b. Hur kan DU bidra med input till en effektprognos?
- c. Vilka planeringsverktyg har vi idag?
- d. Vad bör kommunala energiplaner innehålla för att bli värdefulla som planeringsverktyg?
- e. Vad behöver du för analysunderlag för att leverera detta? Vilken data behövs i en effektprognos?
- f. Vad är du beroende av från andra?
- g. Kan vi skapa "heatmaps" för kapacitetsbrist, som planeringsverktyg för nyetableringar
- h. Vem är mottagare/skapare av en effektprognos och med vilken tidshorisont (5 år är uppe för diskussion, bra/dåligt?)

Workshop del 1

Ansvar och roller/samordningsbehov

Något som framkom tydligt i diskussionerna var frågan kring *rådighet*. Vissa kommuner har inblick, och möjlighet att påverka, genom kommunalägda elnätsbolag. Det blir en viktig förutsättning för att förstå helheten och hur saker hänger ihop. Det finns behov av koordinering av större förbrukare och vilket momentant effektbehov de har – här kan lokalnätet vara spindeln i nätet. Kopplat till detta är det även en central del att ha rätt *kompetens* i kommunerna, som beställare av effekt och som en bro mellan näringslivets utveckling och teknisk infrastruktur. Frågan är vilken typ av kompetens som behövs.

Kommunen har rådighet över överblickande samhällsplanering, men kunskapen om infrastrukturen ligger hos nätbolaget. Skulle det underlätta samordning och planering om mer kompetens kring nät även fanns hos kommunen? Detta i och med att elnätet kommer vara en mer integrerad del av framtidens samhälle. Lokalnäten är redan idag med i planmöten med kommunen, men regionnätsägaren är det inte. Lokalnät-Regionnät träffas en gång per år. En del lokala elnätsbolag bidrar med 10-årsplaner till regionnätet.

En viktig förändring är att ägande av elproduktion och distribution förändrats radikalt de senaste decennierna utan att samhällsaktörer riktigt insett betydelsen av detta. Pris, snarare än trygghet och robust försörjning, har varit i fokus. Reglerkraft och regional produktion har försvunnit samtidigt som nya system växer fram i form av *off grid*-lösningar och mikronät.

Samordning mellan olika aktörer är avgörande, och elnätsbolag behöver redan i ett tidigt skede få ta del av ambitioner och utbyggnadsplaner. Från såväl kommuner som företag. Det kan vara *långa ledtider* från kundens förfrågan till att inkoppling kan ske. Lokalnätsägare efterfrågar regelbundna möten med kommunerna för att få en förståelse för vilken typ av tillväxt man ser/har för avsikt att skapa. Det måste också finnas en förståelse och acceptans hos kunden att det är långa ledtider, inget som kommer försvinna utan är snarare ett resultat av såväl demokratiska som förvaltningsmässiga processer.

Desto viktigare därför att se sin roll som samhällsplanerare i processen. Workshoppen visade på viss frustration hos kommunala företrädare som undrade vad det är som elnätsbolag efterfrågar i form av planeringsunderlag. Viktigt att inte ge nyetableringar "falska förhoppningar" och att man inte lovar för mycket. En del etableringar är inte rimliga att genomföra på somliga ställen men ändå sprids det missinformation och lokala intressen/politiker "lovar för mycket".

När näringslivet med kort varsel ber om mer effekt – det är då det blir problem. Långsiktiga planer finns, men när det sker snabba förändringar som inte finns med i planen, då blir det problem. Regionnät och lokalnät kan inte bygga ett elnät för framtida eventuella effektbehov – det är varken företagsekonomiskt eller samhällsekonomiskt lönsamt.

Ett annat begrepp som dök upp var *transparens* i samtliga led. Inte sällan sker utbyggnad hos företag i en kommun som faller utanför kommunens radar och går via direktkontakt till lokalnätsägaren (t.ex. Sturups flygplats, Sandvik etc.).

Vi måste få en bättre förståelse för megatrender i omvärlden och hur dessa kommer att ge lokala effekter för oss i Sverige och i Skåne. Det är på så sätt inte effektprognoser som vara eller icke-varande som är problemet, utan snarare att det saknas forum/mötesplatser för att föra en dialog för att kunna göra mer tillförlitliga processer. Så att man bättre förstår hur megatrender och nationella trender avspeglar sig på lokal nivå.

Vilken kunskap är det vi sprider? Det upplevs att det ofta fokuseras på nätbolagets erfarenhet, men det skulle vara önskvärt att kommunicera kundernas erfarenheter och önskemål.

Planeringsverktyg/effektprognoser

Olika aktörer har olika stor möjlighet att påverka/bidra till effektfrågan. Näringslivets roll är framförallt att förstå vikten av att vara tidigt ute. En viktig del i detta kan vara att skapa mötesplatser och former där olika intressenter träffas regelbundet, och gärna områdesvis utan hänsyn till kommungränser. Det handlar snarare om vilken sida transformatorstationen ett företag befinner sig.

En skillnad står att finna mellan de kommuner som själva äger sin eldistribution/ produktion och de som är beroende av en privat aktör. Öresundskraft/Helsingborgs stad är ett bra exempel på när kommunen får tillförlitliga siffror på elanvändning och effekttoppar. För de kommuner som inte äger denna data skapas ett beroende till affärshemligheter som försvårar prognosarbetet.

Hur/när måste vi samarbeta man bättre? Snart kan vi komma att tvingas samarbeta bättre i och med EU-direktiv kring "Local Energy Communitys". Här är det viktigt med en lokal neutral samordnande aktör (kommunen). Vikten att samarbeta är också tydlig när det kommer till leveranssäkerheten, så att hållbar variabel energi blir ett robust leveranssystem. Idag upplevs det även inom risk-och sårbarhetsanalyser att de som kan mest och kan motivera sin verksamhets betydelse beaktas i högre grad. Därför behövs kunskapen spridas genom hela den offentliga sektorn, då kan vi samarbeta bättre och göra kloka bedömningar.

Vi måste skapa incitament till förändring. Just nu är alla ganska nöjda av att bevara status quo, vi har billiga elpriser, och förhållandevis trygg försörjning. Men desto viktigare att förstå att vi står inför ett systemskifte och att planeringsverktygen vi haft tidigare är för trubbiga. Företag vill riskminimera och är beroende av ett fungerande elnät, samtidigt som kostnaden är en central drivkraft. Vissa företag överväger att koppla upp sig mot regionnätet istället för lokala elnätet, i vilket syfte?

Översiktsplanerna skulle kunna vara en mötesplats för dialog kring frågan. Samtidigt är dessa redan idag väldigt utdragna processer och innehåller en massa *skall-krav*. Kommunala energiplaner är reglerat enligt lag men är inte sprungna ur en faktisk behovsanalys av kommunerna och därför blir frågan *varför kommuner ska engagera sig mer i [kommunala energiplaner 2.0](#)*.

För att stärka samarbetet mellan kommun och näringsliv kan det vara intressant att utforska klimat- och energirådgivarnas roll. De är finansierade av Energimyndigheten har en aktiv och uppsökande roll idag, inte minst gentemot små och medelstora företag samt bostadsrättsföreningar. Framförallt gällande de kommun-interna processerna där mycket av arbetet idag snarare är utåtriktat och rådgivande. Klimat och energiplanen skulle även kunna användas mer, kan behövas kompletterande lagstiftning för att få mer genomslagskraft.

Det finns olika sätt att använda prognoser och det finns ett behov av att skilja på *prognoser* och *scenario*. Prognoser kan vara ett visuellt verktyg som är enkelt att kommunicera men kan också "trissa upp" situationer. Viktigt att inte se sig blind på framtidsbilder. Förutsättningarna för prognos och scenarioarbete har ändrats och är idag svårare. Det beror på att vi haft en stabilare situation i ett tillförselorienterat system men går nu mot ett efterfrågeorienterat energisystem där förändringarna i elefterfrågan är stor och snabb samt nya aktörer och roller dyker upp och producerar som prosumenter.

Tidshorisonten är viktig att ta i beaktande. Lösningar finns redan nu men det är viktigt att jobba framåt. SvK har lyckats tidigarelägga sina projekt i Skåne från 2028 till 2024, så tidsperspektivet 2030 känns mest aktuellt. Perspektiven 2040 och 2045 blir komplexa och det är svårt att se utvecklingen så långt fram.

Ett tema som dök upp under diskussionerna var *digital infrastruktur*. För att kunna skapa tillförlitliga prognoser som kan användas exempelvis klimat-och energiplaner behövs en digital kommunicerande infrastruktur för både elsystemet och resten av energisystemet. Senast 2024 ska bättre mätare med 15-min mätning vara på plats hos alla användare. Det ger helt nya förutsättningar för flexibilitet.

Vi måste gå mer mot en tim- och effektmarknad för el för alla kunder, annars saknas styrsignaler och lönsamhet och grund för de nya affärsmodellerna. Detta kommer innebära nya roller, dels förändrade befintliga roller för energibolag och elnätsföretag men också roller för nya aktörer som kommer in på elmarknaden såsom fastighetsägare som prosumenter och andra "agenter".

Från både nät- och forskningssidan behövs kompetens som kan utveckla så att hela energisystem "pratar med alla energibärare". I dagsläget är det väldigt olika beroende på kommun och energibärare vilken upplösning och tillgänglighet du har på mätvärden. För att kunna göra tillförlitliga analyser behövs denna teknik utvecklas och kunna kompletteras vid ändringar. I och med att man upplever i branschen att det inte fattas långsiktiga beslut, är det även svårt i dagsläget att motivera dessa tekniksatsningar när de innefattar stora kundgrupper.

Mycket av kompetensen ligger hos nätbolagen när det gäller att samla bilden av samhällets effektbehov, då upplösningen av el-användande endast ligger på energinivå per år på SCB. Om effektbehov fanns på SCB kunde mottagaren vara både myndigheter och vem som helst. Statistik över de regionala och lokala energibalanserna ger inte en komplett bild då det måste rensas för företagssekretess.

Tankekraft måste läggas in i hur man ska porträttera det momentana uttaget så att fler kan använda det i sina resonemang. Sedan måste man stämma av med nätkunderna på vilken upplösning och på vilken nivå man får presentera dess data.

Workshop del 2

Diskutera utifrån termer av "Sluta göra", "Fortsätt göra" samt "Börja göra"

SLUTA:

- dra gränser längs med kommungränserna
- med ö-tänk och suboptimala beslut
- anta att det finns oändligt med ström och effekt
- tro att det är "någon annans problem"
- se det som en rättighet att få hur mycket som helst
- skylla på varandra
- peka finger (få ökad förståelse över varandras utmaningar)
- delegera elproduktionsbeslut (el är ett riksintresse som ska fattas nationellt)
- med "småduttbeslut". Tänk mer helhet istället.
- med felaktig informationsspridning
- blåsa upp och bygga på krisbilden/alarmism
- göra antaganden
- tänka i stuprör
- säga "ja" när saker är omöjligt
- lova saker som inte kan levereras
- "elektrifiera allt"
- agera utan konsekvenstänk
- med processer som tar flera år

FORTSÄTT:

- samtala med en mångfald av aktörer med olika intressen
- samverka över gränser, mellan kommunala förvaltningar, mellan organisationer och nätägare
- samverka med Danmark
- samverka med Tyskland
- belysa regionala skillnader inom Sverige
- utveckla alternativa energikällor för att undvika lock-in
- hjälpas åt mellan kommuner
- bygga samverkansplattformar över kommunerna (VA Syd är ett exempel i annan sektor)
- prata affärsmodeller för att flytta last och olika flexibilitetslösningar
- ha kommunalt ägande av energibolag/ha rådighet
- ha dialog mellan kommun, energibolag och näringsliv
- lära av varandra
- utbilda i systemtänk
- ha ett högt säkerhetstänk, robust och trygg elförsörjning
- energieffektivisera och effekteffektivisera
- våga göra pilotprojekt och testprojekt (t.ex. Malmöeffekten, Switch, Coordinet)
- fokusera på lösningar

- med energiomställningen
- värna om samhällsägande
- bygga ut reglerbar energiproduktion i Skåne
- fokusera på energilagring, och då inte bara batterier
- utnyttja vätgasen på olika sätt. Producera och lagra vätgas med överskottsel från vind och sol och lagra, alternativt går det att putta in upp till 20% vätgas i naturgassystemet.
- bidra till remissen för regionplanen

BÖRJA:

- planera över kommungränsen
- skapa incitament för klok användning av el, få konsumenter att ändra beteenden
- tänka utifrån ett systemperspektiv vid framtagande av ny policy t.ex. fjärrvärme/kraftvärme
- sätta upp ett regelbundet skånskt energiforum/skånsk elkommitté
- skapa en tankesmedja för kvalificerade "exploratory future scenarios creations"
- etablera en nattaxa (eventuellt tim- och effektuttagstariff)
- inkludera användare i planeringen
- samhällsplanera på ett nytt sätt
- ta fram vad som får publiceras utan kontrakt med kund och inte
- koppla ihop nätbolagen till produktion/produktionsansvar
- samverka delregionalt
- skapa kreativa avtalslösningar för att riskeliminera hos företagen
- ta in mer kompetens i tidigt skede av planeringsprocessen (via t.ex. konsulter)
- kompetenshöja i kommunerna
- se över ansökningsprocesserna och effektivisera dessa
- följa upp energiplanerna inom kommunerna
- se olika besked som en helhet
- ge näringslivet besked tidigare
- vara kreativa och öppna för nya lösningar
- diversifiera bland lösningarna och inte satsa allt på ett kort
- identifiera lämpliga styrmedel (kommun/stat).
- ställ krav på, och skapa incitament för, energieffektivisering och solceller
- ställ krav i markanvisningar på så lågt momentant effektbehov som möjligt

BILAGA 2. GENOMFÖRDA INTERVJUER 2020

Inom ramen för Länsstyrelsen och Region Skånes arbete med analys av nätkapacitetsbristen har det genomförts ett antal intervjuer av såväl Länsstyrelsen som Energikontoret Skåne/Sweco.

Länsstyrelsen Skånes intervjuer (mars-april 2020)

Respondenterna har haft olika roller inom kommun, elnätsföretag, industri och övrigt näringsliv såsom energiansvariga, elnätschefer, affärsutvecklare, samhällsplanerare, energi- och klimatstrateger och näringslivsansvariga. Intervjuerna har fokuserat på att skapa en bild av hur de olika aktörerna ser på elförsörjningen i Skåne och hur den kommer att se ut framöver.

Kommuner:

Bjuv (näringslivsutveckling)
Helsingborg (näringslivsutveckling + samhällsplanering)
Kristianstad (miljöstrateg + samhällsplanering)
Landskrona (näringslivsutveckling + samhällsplanering)
Lund (miljöstrateg)
Perstorp (näringsliv + stadsbyggnad+ tekniska förvaltningen)
Trelleborg (näringslivsutveckling + samhällsplanering + klimat- och hållbarhetssamordnare)
Ystad (näringslivsutveckling + samhällsplanering)

Energibolag:

Landskrona energi
C4 Energi
Trelleborg elnät (energiavdelningen)
Krafringen
Staffanstorps energi
Höganäs energi

Näringsliv:

Klippans bruk
Tetra Pak

Energikontorets intervjuer med lokala elnätsbolag (vår/höst 2020)

Bakgrund

Energikontoret Skåne tillsammans med Region Skåne genomfört en enkätstudie samt uppföljande intervjuer med elnätsföretagen i Skåne under perioden april till augusti 2020. Detta har gjorts i med stöd från Sweco inom ramen för deras uppdrag om effekt och nätkapacitet till Region Skåne.

Sommaren och hösten 2018 genomförde Energikontoret Skåne förstudien *Stabilisera de lokala elnäten* om effekthantering i vilken det ingick att intervjua samtliga elnätsföretag i Skåne. Sedan förstudien genomfördes har situationen förändrats, vilket synliggjordes genom att E.ON kallade till krismöte i december 2018 angående kapacitetsbristen som uppstått och processen därefter. En del av svaren i intervjuerna från 2018 är därmed ej längre relevanta då en kapacitetsbrist uppstått i Skåne.

Energikontoret Skåne har under våren 2019 samarbetat med E.ON i att lansera ett öppet dialogmöte den 14 maj 2019 där den effekt- och kapacitetssituationen som uppstått i Skåne beskrevs. Under hösten 2019 påbörjades ett arbete i samarbete med Region Skåne, Länsstyrelsen Skåne och Malmö Stad i dessa frågor vilket ledde till att enkäter och intervjuer förbereddes och genomfördes under perioden april till augusti 2020.

Enkäter

Baserat på tidigare intervjufrågor och svar från elnätsföretagen 2018 har Energikontoret Skåne tagit fram ett nytt uppdaterat batteri av frågeställningar till elnätsföretagen i dessa frågor. Förankringsarbetet har gjorts med både Länsstyrelsen Skåne, Region Skåne, men även Energiföretagen Sverige samt Sweco. Enkäterna har samlats in från lokalnätsföretagen i Skåne och har legat till grund för de uppföljande intervjuerna som genomfördes efter enkäterna. 19 av 20 elnätsföretag har svarat på enkäten. Svaren på enkäterna är arbetsmaterial och en del är företagssekretess varför analys och slutsatser är av en mer generell karaktär och enskilda företags svar i detalj är inte publikt.

Intervjuer

Intervjufrågorna förbereddes av Energikontoret Skåne komplement till enkätfrågorna. Av tidsskäl har intervjuer genomförts med tio lokalnätsföretag samt E.ON Regionnät. Dessa är prioriterade utifrån de områden där kapacitetsfrågorna är mest aktuella; Sege-Arrie stamnätsstationerna samt i området Söderåsen-Barsebäck. Precis så i arbetet med enkäterna har intervjuerna planerats i samarbete med Länsstyrelsen Skåne, Region Skåne, Energiföretagen Sverige samt den av Region Skåne upphandlade Sweco (som i de flesta fall även vid intervjutillfällena).



TRYGG ELFÖRSÖRJNING I SKÅNE LÄN
UNDERLAGSRAPPORT TILL REGERINGSUPPDRAG
SEPTEMBER 2020



Länsstyrelsen
Skåne

www.lansstyrelsen.se/skane