



**ROYAL INSTITUTE
OF TECHNOLOGY**



CHALMERS



**LUNDS
UNIVERSITET**

Är kärnkraften nödvändig för en fossilfri, svensk, elproduktion?

av

Lennart Söder: Professor, KTH, lsod@kth.se

Tomas Kåberger: Affilierad professor, Chalmers, Tomas.Kaberge@chalmers.se

Lisa Göransson: Forskare, Chalmers, Lisa.Goransson@chalmers.se

Filip Johnsson, Professor, Chalmers, Filip.Johnsson@chalmers.se

Ola Carlson: Biträdande professor, Chalmers, Ola.Carlson@chalmers.se

Staffan Laestadius: Professor emeritus, KTH, staffan.laestadius@indek.kth.se

Lars J Nilsson: Professor, LTH, lars_j.nilsson@miljo.lth.se

20 maj 2020

Innehållsförteckning

1.	Inledning och slutsatser.....	3
1.1.	Slutsatser	4
2.	Dagens förutsättningar.....	6
3.	Aktuell utveckling av elproduktion.....	7
3.1.	Potential för förnybar energi i Sverige	8
	Vindkraft.....	8
	Solkraft	9
4.	Utveckling av kostnader för elproduktion.....	9
4.1.	Om totalkostnad för hela elsystemet.....	13
5.	Ökad konsumtion med lägre kostnader	14
6.	Lokala konsekvenser av kapacitetsbrist i elnäten	16
7.	Vad gör man när det inte blåser.....	17
8.	Sammanställning av frågor rörande om det är nödvändigt med kärnkraft i framtiden.	20
	Tillräckligt med energi	20
8.1.	Kärnkraft behövs för att klara elektrifieringen av transporterna och industrin	20
8.2.	Kärnkraft behövs för att klara klimatmålen	21
	Tillräckligt med effekt	22
8.3.	Kärnkraften behövs för att vi ska få el alla timmar - och klara leveranssäkerheten.....	22
8.4.	Kärnkraft behövs för att vi inte ska vara importberoende.....	23
	Lokal kapacitetsbrist	25
8.5.	Kärnkraft behövs eftersom det finns kapacitetsbrist i t ex Malmö och Stockholm	25
	Stödtjänster	26
8.6.	Kärnkraft behövs för stödtjänster till elsystemet.....	26
8.7.	Kärnkraften behövs för att få tillräckligt med svängmassa (rotationsenergi).....	28
	Ekonomi	28
8.8.	Kärnkraft behövs av ekonomiska skäl	28
	Bilagor	31
A.	Systembalansering	31
A1.	Variationshantering.....	32
A2.	Stödtjänster	34
A3.	Systembalansering.....	35
A4.	Kommentarer till påståenden om mycket höga balanserings-kostnader	37

B.	Svängmassa	39
B1.	Användning av marknadsbaserad bortkoppling i Texas.....	41
B2.	Möjligheter att utnyttja bortkoppling i Sverige och Norden.....	42
C.	Risk för elbrist.....	43
C1.	Svenska Kraftnät: Effekttillgänglighet enligt statisk metod	44
C2.	Svenska Kraftnät: Effekttillgänglighet enligt dynamisk metod	45
C3.	Uppskattningar om risk för effektbrist i Sverige i framtiden.....	45
	Litteraturförteckning	47

1. Inledning och slutsatser

Efter flera år av stöd har sol- och vind-el blivit ekonomiskt konkurrenskraftiga och börjat konkurrera ut stora termiska anläggningar för elproduktion. Det stängs nu kol- och kärnkraftverk i flera länder i världen och förespråkare för dessa teknologier hävdar, på olika sätt, att marknaden styr fel och att dessa kraftverk ”behövs” av olika skäl.

I denna rapport har vi undersökt om det finns någon grund för ett sådant ”behov” av kärnkraftverk i Sverige som motiverar att det sker nyinvesteringar trots att konkurrensen på marknaden håller på att slå ut dem.

Centralt i detta är klimatfrågan. I Sverige kommer de stora klimatutsläppen från transporter och industri. Båda dessa sektorer kan kraftigt reducera klimatutsläppen genom att gå över till fossilfri el. Baserat på en energioverenskommelse mellan fem partier år 2016 [1] har riksdagen antagit följande målformulering [2] *”Målet år 2040 är 100% förnybar elproduktion. Detta är ett mål, inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut.”* Moderaterna och Kristdemokraterna lämnade överenskommelsen december 2019.

Ett elsystems uppgift är att från elproducenter, via ett elnät, se till så att konsumenterna får den elektricitet som de efterfrågar. Detta system ska:

- Ge en trygg elförsörjning
- Ge elektricitet till så låga totala kostnader som möjligt
- Ge en hög leveranssäkerhet
- Vara helt fossilfritt i framtiden.

Det har ifrågasatts om *”100% förnybar elproduktion”* kan uppfylla dessa krav på ett elsystem. Två exempel är debattartiklar med rubrikerna *”Kärnkraften behövs för ett driftsäkert elsystem”* [3] respektive *”Kärnkraft behövs i det svenska energisystemet”* [4]. Frågan är då vad som menas med *”behövs”* i dessa och liknande formuleringar, och på vilken grund man har kommit fram till detta.

Syftet med denna rapport är inte att fastslå om man bör ha ett framtida elsystem med eller utan kärnkraft, utan att analysera grunderna, dvs kunskapsläget, för påståendet att det är nödvändigt att ha kärnkraft. Alla diskussioner om framtiden är osäkra, så vi gör heller inte anspråk på att förutse hur framtiden kommer se ut.

Upplägget är att gå igenom olika frågeställningar, och koppla dessa till frågan om huruvida kärnkraften är nödvändig för framtiden, så som framförts med exempelvis följande argument:

- a) Kärnkraft behövs av ekonomiska skäl
- b) Kärnkraft behövs för att vi inte ska vara importberoende
- c) Kärnkraft behövs eftersom det finns kapacitetsbrist i t ex Malmö och Stockholm
- d) Kärnkraft behövs för att klara elektrifieringen av transporterna och industrin
- e) Kärnkraft behövs för att klara klimatmålet
- f) Kärnkraft behövs för att vi ska få el alla timmar, dvs klara leveranssäkerheten
- g) Kärnkraften behövs för att klara frekvensstabiliteten
- h) Kärnkraft behövs för stödtjänster till elsystemet

I avsnitt 2-7 finns en genomgång av dagsläget. I avsnitt 8 finns en mer detaljerad genomgång av listan a)-h) ovan. Mer tekniska detaljer om systembalansering och effektbalansberäkningar finns i Bilaga A-C.

1.1. Slutsatser

Kärnkraftens roll i den framtida svenska elförsörjningen har fått stor uppmärksamhet. Flera partiföreträdare har hävdad att "kärnkraft behövs i det svenska energisystemet" [4] bland annat för att klara klimatomställningen [5], för konkurrenskraften [6] och för att trygga elförsörjningen [7]. Som forskare inom energiområdet vill vi bidra till en faktabaserad debatt.

Först är det viktigt att skilja på befintlig och ny kärnkraft. Enligt Energiöverenskommelsen [1] kan den befintliga kärnkraften finnas kvar till början av 2040-talet, eller ännu längre om det bedöms vara lönsamt och säkert att livstidsförlänga reaktorerna. Men stämmer det, som en del aktörer hävdar, att det är nödvändigt att bygga ny kärnkraft för att få ett stabilt och fossilfritt svenskt elsystem?

Behövs kärnkraften för att elektrifiera industrin och transporterna? Även om elanvändningen väntas öka kraftigt till 2040 och all kärnkraft försvinner, finns det mer än tillräcklig potential att bygga ut de förnybara kraftslagen. Naturvårdsverket och Energimyndigheten arbetar nu med en strategi för 100 TWh vindkraft till 2040 [8] och vindkraftens produktion kan bli ännu större. Tillsammans med en stor potential för solenergi och bioenergi samt dagens vattenkraft finns en stor möjlighet att producera den efterfrågade elen, och även att kunna fortsätta exportera el till grannländerna.

Behövs kärnkraften för att klara klimatmålen? En ökad elproduktion är ett mycket effektivt sätt för Sverige att minska klimatpåverkan, både genom att elektrifiera transporterna och industrin i Sverige och genom att exportera el till Europa. Den kvarvarande kärnkraften kan bidra med klimatnytta så länge den kan drivas vidare med lönsamhet och på ett säkert sätt. Men för att klara klimatmålen

behöver elproduktionen byggas ut, och den tekniken är inte förenad med de långa ledtider som kärnkraften kännetecknas av.

Behövs kärnkraften för leveranssäkerheten så att vi alltid kan få el? Detta har analyserats i Svenska Kraftnätets "Långsiktig marknadsanalys 2018" [9] där de studerat ett scenario utan kärnkraft, men där istället vindkraft, solkraft, biokraft och dagens vattenkraft står för elproduktionen och elanvändningen antas vara cirka 30 procent högre än i dag. Resultatet är att det finns risk för att elen inte räcker till alla under i genomsnitt 42 minuter per år, och att den saknade elen motsvarar årsförbrukningen i 25 villor. Vår bedömning är att detta kan undvikas till låg kostnad, bland annat genom flexibilitet i elbilar, biokraft, elvärme, batterier eller vätgaslager.

Behövs kärnkraften för att ansluta nya elförbrukare i storstadsområdena? Det senaste året har det uppmärksammat att det ibland inte går att ansluta större elförbrukare till elnätet i storstadsområdena. Ofta missuppfattas detta som att det skulle bero på att det inte finns tillräckligt med elproduktion. Så är det inte, Sverige hade ett rekordstort elöverskott under 2019 och Energimyndighetens prognos [10] är att detta överskott kommer bli än större 2022. Men däremot har utbyggnaden av elnäten inte hängt med när elförbrukningen ökat i vissa regioner. Detta behöver åtgärdas snabbt, framför allt genom att bygga ut och stärka elnäten, främja lokala ellager och införa incitament för konsumenter att använda el när den är billig. Mer eller mindre kärnkraftsproduktion har dock ingen betydelse för detta, såvida inte nya kärnkraftverk placeras inne i storstäderna. Detta är knappast ett rimligt alternativ.

Behövs kärnkraften för att ge stödtjänster till elsystemet? I ett elsystem måste det varje sekund vara balans mellan produktion och konsumtion, även vid snabba eller oväntade störningar. Detta hanteras genom stödtjänster som Svenska Kraftnät handlar upp på olika marknader. Det är främst vattenkraften som levererar dessa tjänster och kärnkraften bidrar inte till dessa. Vidare finns det en stark teknisk utveckling av olika typer av tjänster som kan bidra till balanseringen, som nya typer av energilager och smart styrning av olika processer och elbils batterier.

Behövs kärnkraften för att få tillräckligt med rotationsenergi? När ett stort kraftverk oförutsett snabbstoppas eller en stor elledning slutar fungera krävs att annan energi omedelbart och automatiskt tillförs elnätet för att undvika avbrott. Det kan ske genom att det finns lagrad rörelseenergi i tunga, roterande turbiner och generatorer (svängmassa). I ett framtida elsystem kan detta klaras med andra typer av snabba reserver (batterier, efterfrågefleksibilitet, och syntetisk svängmassa i vindkraft). Svenska Kraftnät och deras nordiska kollegor tar nu fram en marknadsbaserad lösning för detta [11], med målet att upphandla sådana reserver redan detta år.

Den slutsats vi drar är att kärnkraften inte är nödvändig för att vi ska kunna få ett stabilt, säkert och fossilfritt elsystem i Sverige i framtiden. Ett elsystem med stor mängd sol- och vindkraft ser dock annorlunda ut än ett med stor mängd kärnkraft. Frågan är då om detta system blir dyrare. Ingen vet vad olika kraftslag kommer att kosta år 2045, men under senare år har det skett en kraftig minskning av kostnaderna för sol- och vindkraft. Samtidigt har kärnkraftens kostnader istället ökat kraftigt. Den är nu betydligt dyrare än ny vindkraft.

Med stora mängder sol- och vindkraft kommer det att behövas andra investeringar i elsystemet, inklusive i elnät och smart styrning. Vår bedömning är att totalkostnaden för dessa extra investeringar under de närmaste decennierna kommer vara betydligt lägre än den merkostnad som kärnkraftsalternativet innebär.

Det finns en risk att föreställningen om att ny kärnkraft behövs i framtiden kan bromsa utbyggnaden av förnybar el och ny teknik för lagring och flexibilitet. Det finns förvisso utmaningar med att få ett förnybart elsystem på plats men Sverige har mycket goda förutsättningar med bra vindlägen, rikligt med biomassa och flexibel vattenkraft samt en industri som visar alla tecken på att vilja gå före i klimatarbetet och ställa om till förnybart.

Givet det allvarliga i klimathotet är det naturligtvis viktigt att vi inte stänger dörrarna för någon teknik som har potentialen att bidra till klimatomställningen. Men även om det pågår forskning om ny och potentiellt mer kostnadseffektiv kärnkraft pekar dock allt på att en sådan ligger ganska långt fram i tiden – knappast innan år 2045 när Sverige har ett mål om netto nollutsläpp. Det kan finnas regioner i världen där förutsättningarna för förnybar energi är sämre och där kärnkraften kan komma att spela en roll, men Sverige har utmärkta geografiska förutsättningar att bli ett fossilfritt välfärdsland utan att behöva bygga ny kärnkraft.

2. Dagens förutsättningar

I den Energiöverenskommelse som träffades 2016 finns två centrala formuleringar: *”Målet år 2040 är 100% förnybar elproduktion. Detta är ett mål, inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut.”* samt *”Något statligt stöd för kärnkraft, i form av direkta eller indirekta subventioner, kan inte påräknas.”* Detta innebär, att det inte finns något förbud mot ny kärnkraft eller mot livstidsförlängning av befintlig kärnkraft, men den ska inte subventioneras. Moderaterna och Kristdemokraterna lämnade denna överenskommelse i December 2019 [12]. Dagens elmarknad innebär marknadsstyrda investeringar i produktion där värdet av en investering styrs av kundernas betalningsvilja samt kravet på elleverantörerna att uppfylla sitt balansansvar. Detta har ett tydligt effektslag på så sätt att när effektbehovet stort i förhållande till tillgången på billig elproduktion så är elpriset högt, och vid lågt behov i förhållande till tillgången (t ex sommarnätter) är elpriset lågt.

Som hjälp för företagen att handla med el så att man kan uppfylla kravet på balansansvar finns marknadsplatser för fysisk och finansiell handel. Men lagstiftningens och systemoperatörernas regelverk måste uppfyllas även om spotmarknaden eller reglermarknaden inte skulle fungera.

EUs regler gäller även el och medlemsstater får inte hindra att el handlas över gränserna mellan medlemsländer. Ska vi ha möjlighet att exportera kan vi inte förbjuda import.

Vi har i Norden Nordpool som den dominerande marknadsplatsen för el och den nordiska marknaden är samordnad med stora delar av Europa. På Nordpool handlas med el såväl dagen-före (efter bästa prognos) som inom varje dag (vid ändrad prognos). Den produkt som handlas är medeleffekt under varje timme (MWh/h). I Sverige finns även en *effektreserv* som är lagreglerad. Enligt denna gäller att den systemansvariga myndigheten *”har ansvaret för att en effektreserv om högst 2 000 megawatt finns tillgänglig”* [13]. Som närmare specifikation finns en förordning enligt vilken *”Effektreserven ska uppgå till högst 1 000 megawatt under tiden till och med den 15 mars 2017. Därefter får den uppgå till mer än 750 megawatt endast om det finns särskilda skäl.”* och *”Den*

andel av effektreserven som skapas genom avtal om minskad elförbrukning ska vara minst 25 procent. Andelen får vara mindre i den utsträckning det saknas förutsättningar för sådana avtal med hänsyn till de anbud som har lämnats eller om det annars finns särskilda skäl.” [14].

För elhandlande bolag, inklusive de som säljer el till slutkonsumenter, är balansansvaret viktigt. Vill man använda nätet måste man garantera att man levererar in lika mycket el som de egna kunderna tar ut. Misslyckas man med detta, dvs om elhandlaren inte köper in exakt lika mycket per timme som elhandlarens kunder förbrukar, måste denne elhandlare betala vad det kostar för systemoperatören att korrigera för den obalans som man orsakat. Om systemoperatören inte kan köpa el för att kompensera utan måste koppla bort kunder får man betala ett bortkopplingspris på 5000 euro per MWh [15]. Detta motsvarar (1 Euro = 10.57 SEK, 14 januari 2020) 52.87 kr/kWh. Detta ger de balansansvariga (dvs elhandlaren) en tydlig ekonomisk drivkraft att hålla kapacitet för att kunna leverera effekt även vid extrema situationer.

Det finns dessutom ett elcertifikatsystem som infördes för att driva på utvecklingen av förnybar el. Elcertifikatsystemet har tidigare gett en betydande premie till vissa producenter av förnybar el, men i dag är värdet av certifikaten endast något enstaka öre per kWh.

I Energiöverenskommelsen finns formuleringen *”Elcertifikatsystemet ska förlängas och utökas med 18 TWh nya elcertifikat till 2030”*. Sett till tagna investeringsbeslut var systemet inklusive de nya 18 TWh fulltecknat redan i slutet av 2018 (se [16] sidan 5). Energimyndigheten har förslagit en *”stoppregel”* för att avsluta systemet som ändå innebär att alla anläggningar fram till 31 december 2030 godkänns för elcertifikat. I sin rapport ([17] sid 31) konstaterar myndigheten att priserna på elcertifikat kan väntas gå mot noll. Frågan om stoppregel är inte avgjord än, men nya investeringar görs på marknadsmässiga grunder, utan förväntan om ersättning från elcertifikatsystemet.

En kort sammanfattning är:

- Det finns en målsättning om 100% förnybar el i Sverige
- Det finns inget förbud mot vare sig livstidsförlängning av kärnkraft eller byggande av nya kärnkraftverk
- Kraftverk byggs om de är lönsamma för de som investerar
- Elleverantörerna söker det billigaste sättet att alltid kunna leverera den el kunderna efterfrågar.
- Elcertifikatsystemet har på grund av överutbud spelat ut sin roll och utbyggnaden av vindkraft är nu marknadsdriven.

3. Aktuell utveckling av elproduktion

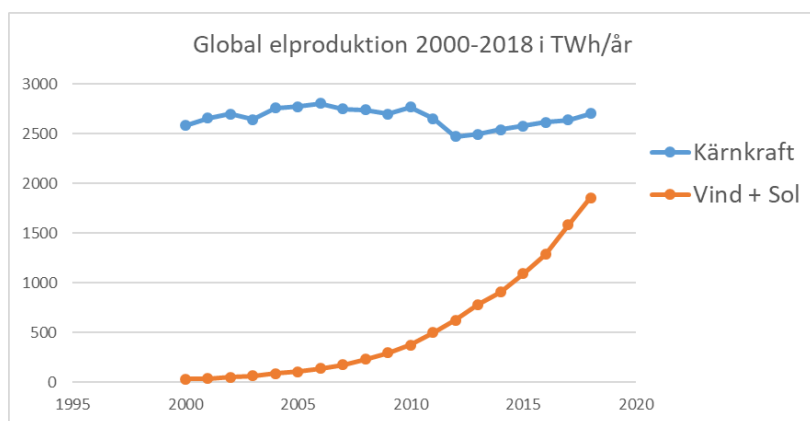
Ägarna till de svenska kärnkraftverken tog beslut 2015 om att stänga de fyra äldsta reaktorerna då de inte bedömdes ekonomiskt konkurrenskraftiga i det framtida elsystemet. Besluten togs under april och oktober 2015, då det fortfarande fanns en kärnkraftsskatt. Kärnkraftsskatten togs dock bort i Energiöverenskommelsen i juni 2016 (8-14 månader efter besluten), men detta medförde inte att ägarna ändrade besluten.

Vattenfall skriver i ett pressmeddelande 28 november 2019 [18]: *”Beslutet att stänga Ringhals 1 och 2 fem år tidigare än planerat fattades 2015 på rent affärsmässiga grunder. Kärnkraften belastades av*

en särskild effektskatt och elpriserna var låga. Nu är elpriserna högre men betydligt mer förnybar elproduktion har kommit i systemet så det finns ingen plats för reaktorerna på marknaden. Det finns inga finansiella eller praktiska förutsättningar att driva dessa reaktorer vidare efter 2020.

Sedan 2016 har det beslutats eller aviserats vindkraftsinvesteringar på nära 90 miljarder kronor i ny kapacitet vilket medför att Sverige kommer minst dubbla vindkraften till omkring 45 TWh år 2023, motsvarande 30% av den svenska elkonsumtionen [19].

Globalt är trenden en kraftig ökning av vind- och solexel, se Figur 1. Som jämförelse kan nämnas att kärnkraften har lägre produktionsnivå 2018 än 2006 medan vind- och solexel ökat med en faktor 34 under samma tid. Det har skett en kraftig utveckling av tekniken för vind- och solexel under denna period och kostnaden har sjunkit.



Figur 1 Global elproduktion från kärnkraft respektive Vind+Sol under perioden 2000-2018 [20]

3.1. Potential för förnybar energi i Sverige

Vindkraft

Vindkraften expanderar för närvarande kraftigt. 2019 var ett rekordår [21]: "Vindkraften ökade med nästan 20 procent till rekordhöga 19,5 TWh. Den högsta elproduktionen hittills per vecka (1,01 TWh) uppnåddes under januari månad, 2020. Det blåste mycket i början av året och under årets allra sista månader". För framtiden finns potentialer såväl på land som till havs. Kungl. Ingenjörssakademien skriver, [22] sidan 18: "Sverige är ett glesbefolkat land med långa kuststräckor. Den tekniska potentialen för landbaserad vindkraft är därför mycket stor, närmare 160 TWh". En närmare genomgång finns, t ex, i en rapport från Energimyndigheten [23], avsnitt 2.5. Där nämns nivåer om "teknisk potential" om totalt 556 TWh/år samt 121 TWh/år som "Potential för vindkraft i Sverige baserat på de projekt som finns i någon fas av tillståndprocessen".

Sverige har dessutom mycket stor potential för havsbaserad vindkraft, med en lång kust med relativt begränsat djup utanför kusten. Sweco har gjort en bedömning av potentialen: "Den analyserade tekniska potentialen för havsbaserad vindkraft i svenska farvatten är cirka 3000 TWh. Detta förutsätter att alla lämpliga ytor skulle användas och ett huvudteknikutvecklingsscenario för år 2025. Om man avgränsar potentialen för havsbaserad vindkraftsproduktion till en ekonomisk potential

under 80 EUR/MWh (inkl. elanslutning), är det beroende på WACC och scenario - fortfarande minst 300 TWh som skulle kunna byggas ut relativt kostnadseffektivt.” [24], sidan 6.

Energimyndigheten gjorde 2017 bedömningen att den realiserbara potentialen, med hänsyn till motstående intressen, kan ligga mellan 50 och 100 TWh [25].

I ett förslag till regeringen skriver Havs- och Vattenmyndigheten *”De områden som anges för energiutvinning i havsplanerna möjliggör för sammanlagt ungefär 23 TWh till 31 TWh i årlig elproduktion beroende på hur stor andel av områdena som kommer att kunna användas med hänsyn till naturvård, försvar, kulturmiljö och andra intressen. Även vindförhållanden, installerad teknik och utformning av vindkraftsparkerna påverkar”* [26].

Energimyndigheten och Naturvårdsverket arbetar för närvarande (2019) med en strategi för en hållbar vindkraftsutbyggnad som omfattar 100 TWh vindkraft [8]. Denna mängd kan jämföras med andra länder. Myndigheterna skriver i sin nulägesbeskrivning till kommande vindkraftsstrategi ([8] sid 35): *”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 (2017). Det betyder 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. Vid en utbyggnad till 100 TWh skulle turbintätheten öka till cirka 55-65 kW per km², den skulle alltså fortfarande ligga långt under Tyskland och Danmarks täthet.”*

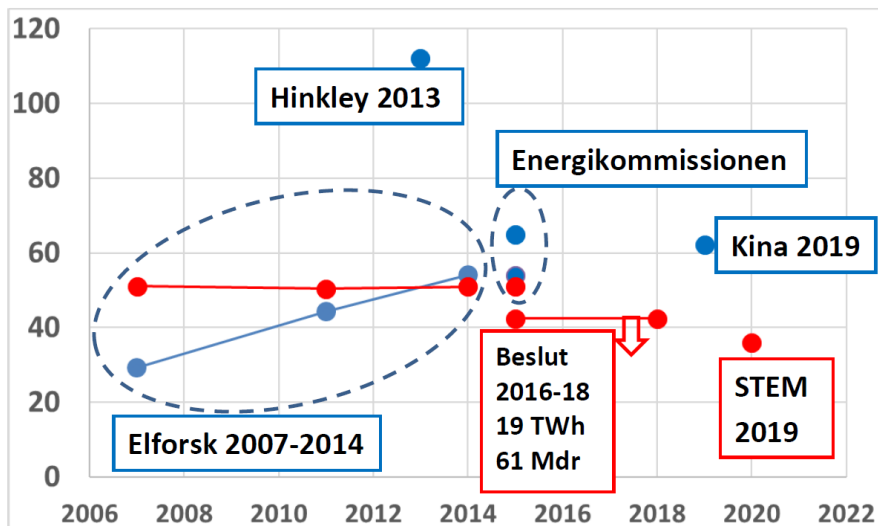
Solkraft

Solkraften producerar för närvarande på en relativt låg nivå. 2018 var total svensk elproduktion från solen ca 0.4 TWh [27]. Solceller har dock gått ner kraftigt i pris på senare år och internationellt sker en stadig utveckling. I många länder är detta en mycket viktigt framtida resurs. I [28] refereras till en rapport där man undersökt potentialen om man täcker en viss del av svenska byggnader med solceller, se sidan 45: *”Slutsatsen av potentialstudien är att cirka hälften av den samlade takytan i Sverige, 330 kvadratkilometer, får minst 70 procents solinstrålning. När det gäller fasader är andelen betydligt mindre, mindre än en tiondel. Med en systemverkningsgrad på 15 procent skulle solceller på Sveriges tak- och fasadytor därmed ge 60 terawattimmar per år.”*

Energimyndigheten har i ett scenario räknat med 25 TWh sol/år och skriver under rubriken *”Takytor utgör ingen begränsning”* [29] : *”Om utbyggnaden till 25 TWh uteslutande sker med takbaserade solceller innebär det att en total takyta om cirka 200 kvadratkilometer kommer täckas med solceller. Detta utgör runt 15 procent av den totala takytan i landet och innebär att runt hälften av alla byggnader kommer ha solceller på sina tak”*. Energimyndigheten skriver vidare [29]: *”Om istället all framtida utbyggnad sker på mark i form av solcellsparkar innebär det att en yta motsvarande ungefär 2.5 procent av Öland (0.04 procent av Sveriges yta) behövs. Det bedöms inte vara något problem att hitta denna mark i Sverige. Det finns stora arealer med lågt alternativvärde som skulle kunna användas”*

4. Utveckling av kostnader för elproduktion

Det har skett en drastisk utveckling under de 10 senaste åren av kostnader för elproduktion. En sammanställning visas i Figur 2.



Figur 2 Kostnadsutveckling för kärnkraft (blå punkter) och vindkraft (röda punkter).

Bakgrunden till de olika uppskattningarna i Figur 2 är:

- **Elforsk** var kraftindustrins tidigare forskningsorganisation. Dess verksamhet ingår numer istället i organisationen Energiforsk. Elforsk gjorde 2007 [30], 2011 [31] och 2014 [32] uppskattningar om vad flera olika energikällor kostade. De uppskattningar som visas i figuren avser kostnader vid realräntan 6%.
- **Energikommissionen** begärde in en rapport om kostnader för ny elproduktion [33]. De kostnader som visas i figuren avser uppskattade kostnader vid realräntan 6%. För kärnkraft avser den lägre nivån (51 öre/kWh) en generell uppskattning, medan den högre uppskattningen (63 öre/kWh) avser "Kärnkraft - pågående projekt i EU".
- **Beslut 2016-2018** avser kostnaden för ny vindkraft 2017-2021 [34]. Dessa beslut avser olika investerares beslut att bygga vindkraft under denna tidsperiod. I denna tabell [34] finns kostnader och installerad effekt. Den genomsnittliga investeringskostnaden är 10679 kr/kW. I rapporten [33] finns detaljerat beräkningsunderlag för hur man beräknar kostnaden per kWh för vindkraft (utnyttjningstid 2900h/år [33]), men där är antagen investeringskostnad 12000 kr/kW. Om man räknar likadant som i [33], men istället antar 10679 kr/kW och den av investerarna uppskattade genomsnittliga utnyttjningstiden om $[19.1 \text{ TWh}] / [5828 \text{ MW}] \rightarrow 3277 \text{ h}$ [35], erhålls kostnaden 42.5 öre/kWh. I Figur 2 visas en pil neråt. Den beror på att det finns information om att även driftkostnaden håller på att gå ner jämfört med uppskattningen i [33], men det finns ingen exakt uppgift som vi kan hänvisa till.
- **Svensk Vindenergi** publicerade 190930 en ny uppskattning av "Investeringsbeslutade och aviserade vindkraftsprojekt 2017 – 2021" [36]. I denna sammanställning är den totala mängden vindkraft 7602 MW vilka ger en förväntad års produktion om 25.09 TWh till en total kostnad om 82600 Mkr. Detta medför en genomsnittlig utnyttjningstid om 3300h och en genomsnittlig kostnad om 10866 kr/kW. Detta innebär att kostnaden, jämfört med tidigare, har ökat med +1.8% (10866/10679) men samtidigt har elproduktionen per kW ökat med +0.7% (3300/3277).
- **Kina 2019** avser information från Reuters [37]. I denna artikel står det: "BEIJING, April 1 (Reuters) - China has set guaranteed minimum on-grid electricity tariffs for third-generation nuclear power

stations, the state planner said on Monday, providing reference prices for other projects set to come on stream using the new technology.” De nivåer som sedan nämns är 0.4151-0.53 yuan/kWh. Med kursen 1 CNY = 1.35 SEK (2019-12-04) och en kostnad om 46 yuan/kWh erhålls kostnaden 62 öre/kWh.

- **STEM 2019** avser en uppskattning från Energimyndigheten [38]. På sidan 3 i denna rapport står det *”Enligt Energimyndighetens översiktliga bedömning antas produktionskostnaderna för vindkraftsprojekt som tas i drift 2020 vara omkring 0,36 kr/kWh, vilket motsvarar en ytterligare kostnadssänkning med 16 procent mellan 2016 och 2020”*
- **Hinkley 2013:** 2013 meddelade regeringen i Storbritannien att man kommit överens med en aktör om att bygga ett nytt kärnkraftverk, Hinkley [39]: *”The UK Government and EDF Group have reached commercial agreement on the key terms of a proposed investment contract for the Hinkley Point C nuclear power station in Somerset.”*. Överenskommelsen innebär, bland annat: *”The key terms on which commercial agreement has been reached are: A “Strike Price” of £89.50/MWh fully indexed to the Consumer Price Index. This price benefits from an upfront reduction of £3/MWh built in on the assumption that EdF will be able to share the first of a kind costs of the EPR reactors across the Hinkley Point C and Sizewell C sites. If EdF does not take a final investment decision on Sizewell C, the Strike Price for Hinkley will be £92.50/MWh. The development of Sizewell C will be subject to relevant consent and regulatory and other approval procedures at the appropriate time. A contract difference payment duration of 35 years”*. Dvs överenskommelsen innebär att ägarna under 35 år får en garanterad inkomst om £89.50-£92.50/MWh vilken ökar med konsumentprisindex. I dagsläget (191211) innebär detta (1 pund = 12,43 kr) att kostnaden för denna kärnkraft är ca $90 \cdot 12,43 = 1119$ kr/MWh, dvs 112 öre/kWh.

Bloomberg New Energy Finance publicerar regelbundet uppskattningar om vad ny elproduktion kostar. Deras uppskattningar bygger på kontakter med företag i olika länder och avser uppskattade kostnader för aktuella projekt. Detta är anledningen till att det inte finns uppskattning för alla kraftslag i alla länder. I Tabell 1 - Tabell 2 nedan visas exempel på uppskattningar för LCOE – Levelized Costs of energy i USD/MWh respektive öre/kWh.

USD/MWh	USA	Frankrike	UK	Finland	Sverige	UAE
Vindkraft – land	26-59	50-68	41-57		31-42	
Vindkraft – hav			64-80			
Solkraft	40-61	38-68	65-96			35-57
Kärnkraft	195-344	316-324	169-255	192-262		84-129

Tabell 1 Uppskattning av kostnader för olika typer av elproduktion i olika länder. Från Bloomberg New Energy Finance. Data från januari 2020. Kostnaden är angiven i USD/MWh. UAE=United Arab Emirates = Förenade Arabemiraten

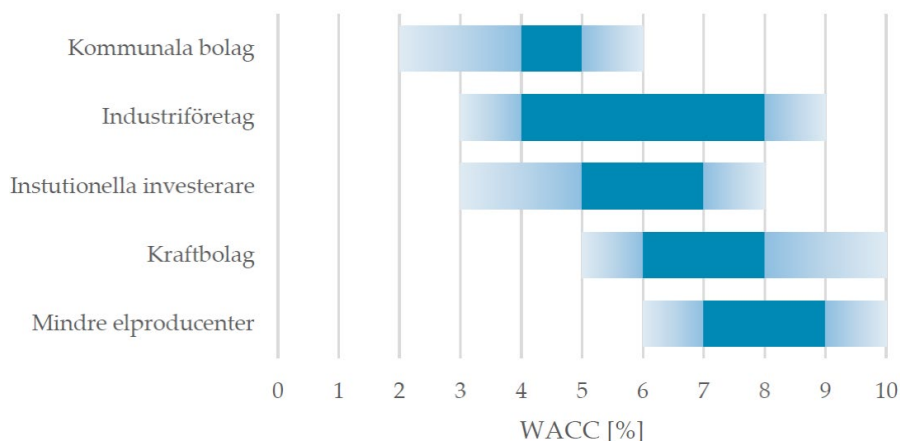
öre/kWh	USA	Frankrike	UK	Finland	Sverige	UAE
Vindkraft – land	24-56	47-64	39-54		29-40	
Vindkraft – hav			60-75			
Solkraft	38-57	36-64	61-90			33-54
Kärnkraft	184-324	298-305	159-240	180-246		79-122

*Tabell 2 Uppskattning av kostnader för olika typer av elproduktion i olika länder. Från Bloomberg New Energy Finance. Data från januari 2020. Kostnaden är angiven i **öre/kWh**. En USD är ca 9.42 SEK (januari 2020). Omräknat från Tabell 1.*

I en artikel i F-plus, [40], hävdas att "Andra leverantörer från Korea, USA och Japan kan förmodligen erbjuda lägre priser" jämfört med reaktorer från Frankrike. Exempel från USA finns i tabellerna och ett annat exempel är kärnkraftverk från Korea där det statliga kärnkraftsbolaget KEPCO har byggt fyra kärnkraftsreaktorer i Förenade Arabemiraten, UAE. Även dessa kostnader finns med i tabellerna. När man jämför kostnader i olika länder måste man dock beakta att kostnadsläget också är olika i olika länder.

En principiell fråga när det gäller kostnader per MWh är kostnader för kapital. Kostnaden för elproduktion med sol och vind är i huvudsak kostnad för investerat kapital. Även kärnreaktorer har en högre andel investeringskostnad än kol- och gaskraftverk.

Kostnaden för kapital är därför viktig när man jämför olika sätt att producera el. De som faktiskt investerar har i praktiken olika avkastningskrav på sina investeringar. De kostnader som redovisas i Tabell 1- Tabell 2 bygger på faktiska investeringar, dvs dessa inkluderar den kapitalkostnad, antagen avskrivningstid etc, som gäller för de aktuella investeringarna. Dessa kan i verkligheten vara olika för olika kraftslag beroende på hur investerarna ser på risken med en viss investering. I de studier som redovisas i Figur 2, t ex från Elforsk [32] eller Energikommissionen [33], används istället en antagen nivå på avkastning/kalkylränta, som är samma för olika kraftslag. Figur 3 visar olika typer av investerarens avkastningskrav men samma investerare har olika räntor beroende på hur hög risken antas vara. En närmare beskrivning om detta finns t ex i en rapport från Energimarknadsinspektionen [41], och en sammanfattande tabell från denna visas i Figur 3. Om investerarna antar att investeringen har en hög risk så krävs en högre ränta.



Figur 3 Avkastningskrav för olika investerare. De helfärgade områdena representerar de bedömda avkastningskraven för olika typer av investerare och de skuggade områdena representerar intervall. Figur 25, sidan 80 i [41] (WACC är från engelska: "Weighted Average Cost of Capital")

Det som står ovan i Tabell 1-Tabell 2 avser kostnaden för ny kärnkraft. En osäkerhet för framtiden, och planeringen, är hur länge dagens kärnkraftverk kommer vara i drift och hur tillgängliga de kommer vara. Under 2015 togs beslut i Sverige om att lägga ner kärnkraftsreaktorerna Oskarshamn 1-2 och Ringhals 1-2. Vid tidpunkten för besluten fanns det en specifik kärnkraftsskatt i Sverige, men den togs bort i Energiöverenskommelsen i juni 2016. Efter detta kunde besluten om nerläggning ha ändrats, men så skedde inte. Det kan också nämnas att Eon planerade för en livslängdsförlängning och effekthöjning av reaktorn Oskarshamn 2 för 8 miljarder kronor [42], men trots dessa beslut fattade man (i juni 2015) beslut om att lägga ner denna reaktor. Eon/OKG:s plan var tidigare att driva reaktorerna länge till. I Svensk Kärnbränslehanterings rapport från 2013 [43] framgår, sidan 6, att "Reaktorerna i Forsmark och Oskarshamn planeras att drivas i 60 år". I en radiointervju från februari 2013 framkommer: "Det finns inga ålderskäl som skulle hindra oss från att köra O1 i 20 år till, säger Mauritz Gärdinge på OKG". Dvs 2013 var bedömningen "20 år till" men 2 år senare togs beslut om stängning. Oskarshamn 1 startade 1972, dvs beslut om stängning togs efter 43 år (inte 60). Oskarshamn 2 startade 1974, dvs beslut om stängning togs efter 41 år (inte 60). Dessa exempel visar tydligt att det är en stor skillnad mellan planer och vad som verkligen genomförs.

Angående tillgängligheten så hade Ringhals 2 (som stängdes 191230) en lastfaktor om 65 procent för sin livstid till och med 2018 och 51 procent de senaste 10 åren (2009-2018). Dessa exempel kanske inte är typiska, men de indikerar att det inte är trivialt att förlänga livslängden på kärnkraftsreaktorer och sedan förutsätta en mycket hög tillgänglighet. De tre äldsta reaktorerna i världen startade 1969 och är alltså 50 år: Tarapur 1 och 2 i Indien och Nine Mile Point-1 i USA. De har haft en lastfaktor över sin livstid fram till och med 2018 på 62,7% 63,6% respektive 74,2%. Det finns planer i USA på att förlänga livslängden på existerande kärnkraftverk till 80 år. USA:s kärnkraftinspektion gav i december 2019 två reaktorer (Turkey Point 3-4) principitillstånd att drivas så länge [44], men de är ännu inte ens 50 år. Att det är möjligt och ekonomiskt att driva reaktorer så länge och med en hög tillgänglighet återstår att visa.

4.1. Om totalkostnad för hela elsystemet.

När man jämför två olika framtida scenarier så ska man inte enbart jämföra kostnaden för själva elproduktionen. Oavsett vilken teknologi som används så måste man inkludera kostnaden för hela

systemet. De kostnader som redovisas i Figur 2 och Tabell 1-Tabell 2 avser själva kraftverkskostnaden (för vindkraft ingår även kostnaden för det interna nätet samt anslutningskostnad till det redan existerande elnätet). När man jämför två olika framtida elsystem så tillkommer ytterligare kostnader. Om vi exempelvis har två olika framtida system, System-A och System-B som netto ger samma mängd energi (TWh/år), men har olika struktur, t ex olika typer av förbrukningsprofiler (t ex olika mängd elbilar), olika produktionskaraktistik (vind-sol-kärnkraft), olika förläggning i landet, olika struktur på omvärlden (t ex fossilfritt Europa eller inte, olika CO₂-kostnader) så måste man beakta kostnaderna för följande, när man jämför totalkostnaden för System-A och System-B:

- a) **Elnätskostnad:** Dessa kan vara olika i de olika scenarierna. I t ex [45] jämförs olika framtida svenska elsystem och där har man även beaktat att man behöver olika mängd elnät i de olika uppsättningarna. En central fråga är då hur man uppskattar dessa kostnader och vad som antas. I [9] har man studerat ett specifikt scenario för framtiden, men där antar man att det elnät som byggs ut för just detta system är samhällsekonomiskt, dvs optimalt ur kostnadssynvinkel för just detta scenario.
- b) **Omvärlden:** Antag att man, t ex, studerar Sverige och alternativen (A och B) är olika mängd vindkraft och olika mängd kärnkraft (som t ex i [45]). Eftersom Sverige har elhandel med omvärlden så kommer omvärlden (dvs grannländerna) att påverkas olika beroende på vilket system som väljs i Sverige. Om Sverige, t ex, har väldigt billig el (pga mycket vindkraft) så ökar möjligheten att grannländer köper denna el, och därmed får lägre elkostnader - och - omvänt vid låg vindkraftsproduktion i Sverige. Frågan är då om man enbart ska studera Sverige, eller om man vill studera totala kostnader i hela Nordeuropa.
- c) **Flexibilitet och systemoptimering:** Antag att vi i Sverige kommer ha mycket vindkraft i framtiden i ett av scenarierna. I detta scenario kommer det troligen att vara mer volatila elpriser än i ett scenario med lite vindkraft. Mer variabla elpriser gör det rationellt att ha mer flexibilitet (styrd elvärme, elbilsladdning etc) i systemet jämfört med om man inte har dessa prisvariationer. Detta innebär att övriga systemet (dvs inte bara produktionen) kommer att se olika ut beroende på vilket scenario man studerar (A eller B). Denna flexibilitet kommer ha kostnader, men kommer troligen enbart användas om nyttan överstiger kostnaden.
- d) **Systembalansering:** Förutom själva produktionen så måste konsumtionen i varje ögonblick mötas av produktion, antingen inom det studerade området, eller utanför via import. Dessa kostnader blir olika om man har olika typer av kraftkällor, men också olika beroende på mängden elnät och flexibilitet. Det finns även andra systemfrågor, förutom den kontinuerliga balanseringen, t ex spänningshållning/reaktiv effekt och black-start möjlighet. Dessa frågor behandlas mer i detalj i avsnitt A-B.

5. Ökad konsumtion med lägre kostnader

2017 var konsumtionen i Sverige ca 140 TWh. Det finns olika bedömningar om den framtida elanvändningen där t ex Svenska Kraftnät i sin "Långsiktiga Marknadsanalys" räknat med 179 TWh år 2040 i ett scenario. Denna ökning drivs av klimatfrågan, men beror också på att med sjunkande kostnader för förnybar el kan denna el konkurrera ut fossila bränslen i transportsektorn och industrin.

Elbilar: Batteridrivna bilar är en stor möjlighet i framtiden att minska användning av fossila bränslen i transportsektorn. Bil Sweden uppskattar, t ex, att *"Andelen laddbara bilar av nybilsregistreringarna väntas enligt den nya prognosen uppgå till 24 procent under 2020 och 30 procent under 2021"* [46]. Power Circle gör bedömningen i [47] att det blir *"2,5 miljoner laddbara fordon till 2030"* vilket därmed är ca hälften av dagens 5 miljoner personbilar i Sverige. I [9] skriver Svenska Kraftnät för sina studerade scenarier: *"I referensscenariot antas andelen elbilar öka från 25 procent år 2030 till 60 procent år 2040. Andelen elbilar i högsceariot är cirka 70 procent. I lågsceariot antas cirka 25 procent av landets fordonssflotta att utgöras av elbilar"*. I beräkningarna utgår Svenska Kraftnät från att dessa elbilar drar 4 TWh/år (referensscenariet-2030), 9 TWh/år (referensscenariet-2040) respektive 11 TWh/år (høgsceariot 2040).

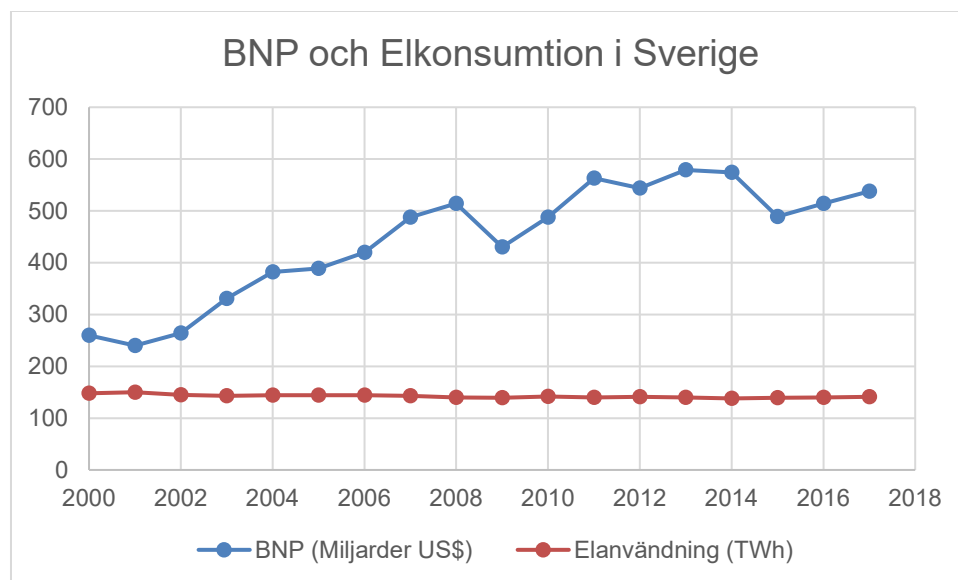
Hybrit-projektet: Dagens teknik för stålframställning innebär *"att SSAB är Sveriges enskilt största utsläppare av koldioxid. Mot bakgrund av detta har SSAB, LKAB och Vattenfall inlett ett industriellt utvecklingsprojekt för att försöka hitta lösningar med en vätgasbaserad järnproduktion."* [48]. Enligt planen skall man använda fossilfri el för att producera vätgas som lagras i bergrum varpå vätgasen kan ersätta kol i reduktion av järnmalm. *"Om initiativet lyckas",* skriver man, *"innebär det en unik möjlighet för Sverige att ställa om till ett mer hållbart samhälle och ett stort bidrag till att Sverige kan nå uppsatta klimatmål för 2045"* samt *"Om HYBRIT blir framgångsrikt innebär det att Sverige kan sänka sina koldioxidutsläpp med 10 %"*. För övergång till fossilfri produktion på SSAB:s anläggningar i Luleå och Oxelösund kommer att behövas ca 15 TWh el per år.

Det finns även annan ny industri som kan förbruka mer el. Exempel på detta är datacenter. Om el har lägre kostnad än bränslen kan det även vara rationellt att använda el i elpannor eller värmepumpar i fjärrvärmesystem. Det finns alltså en koppling mellan vad elproduktionen kostar och hur stor elanvändningen kan väntas bli. Det finns olika bedömningar om nivån på svensk elkonsumtion i framtiden. Tabell 3 visar olika uppskattningar.

Konsumtions- grupp	Svenska Kraftnät, högscenari 2040 [9]	Naturskydds- föreningen [49]	Sweco, Svenskt Näringsliv [50]	Profu, Sweco, Energiföretagen [45]
Distributions- förluster	13	12,5	13 (ej angivet, samma som [9])	13 (ej angivet, samma som [9])
Elbilar	11	Transporter totalt: 17,2	Ökning till 2045: 17- 17,5	Alla transporter: 14,7
Ny industri	25	Industri totalt: 56	20: Ny industri till 2045: 20	Industri totalt: 75
Industri	49		Elanvändning 2016: totalt 129	
Hushåll/service/ transp.	81	Exkl transp. 68		Exkl. transporter: 81,3
Totalt	166+13=179	141.2+12.5=153,7	166 + 13 = 179	170,9 + 13= 183,9

Tabell 3 Elkonsumtion i framtiden från olika källor, angivet i TWh

Man kan dock konstatera att under de senaste 20 åren har elkonsumtionen varit i det närmaste konstant medan samhället har utvecklats och BNP har stigit. En förklaring är att vi använder elenergin mer effektivt och nya komponenter har kommit som ger mindre elanvändning för samma funktion till exempel glödlampor har bytts ut mot energisnålare belysning och direktverkande eluppvärmning mot värmepumpar. Dessutom är ny utrustning effektivare än gammal, t ex frysar och värmepumpar. Se Figur 4 för BNP och elkonsumtion. Även befolkningen har ökat [51]: "Sedan 2000-talets början har vi blivit nästan 1,4 miljoner fler invånare i Sverige, en ökning med cirka 15 procent".



Figur 4 BNP och Elkonsumtion i Sverige, 2000-2018.

Det kan nämnas att elproduktion och elkonsumtion i Sverige nästan aldrig är i balans eftersom det sker utbyte med omvärlden. Om elpriserna i Sverige är lägre än omvärldens kommer Sverige att vara en exportör. Rätten att exportera och importera följer av EU principer om fri rörlighet.

6. Lokala konsekvenser av kapacitetsbrist i elnäten

På senare år har det hänt att elnätbolag nekat nya konsumenter att ansluta sig därför att man inte haft kapacitet att transportera el till dem. Detta har skett i Stockholm, Uppsala och Malmö. Detta beror på en kombination av ökad konsumtion inom dessa områden, fördröjd utbyggnad av elnät till dessa områden samt nedläggning av fossil elproduktion inom dessa områden.

Problemen finns väl beskrivna i en rapport från Sweco till Svenskt Näringsliv [52]. På sidan 5 står det: "Kapacitetsbrist i elnätet förväxlas ofta med effektbrist från elproduktionen, vilket dock är två vitt skilda begrepp. Kapacitetsbrist uppstår då elnätets fysikaliska egenskaper begränsar nätets överföringsförmåga. Elnätets konstruktion begränsar vilken effekt som kan levereras och hur mycket el som nätet kan transportera. Kapacitetsbrist uppstår då den efterfrågade eller producerade effekten överstiger den effekt som elnätet klarar av att transportera. Man kan likna det vid att det blir "trångt" i elnätet. I rapporten omnämns efterföljande kapacitetsbrist i elnätet som kapacitetsbrist."

Författarna skriver vidare i rapporten [52]: "Effektbrist uppstår istället när den producerade effekten som levereras till nätet i en viss timme inte räcker till för att möta elanvändningsbehovet."

År 2017 larmade Svenska kraftnät om storstadsregioner som ansökt om ökat effektuttag, men där kapaciteten varit begränsad i stamnätet. Sedan dess har även ett flertal andra storstadsregioner larmat om kapacitetsbrist som bland annat stoppat företagsetableringar och utökade effektuttag till region- och lokalnät. Regionerna där det råder kapacitetsbrist eller risk för kapacitetsbrist är sydvästra Skåne, Stockholm, Mälardalen, Uppsala och på sikt även Göteborg. Det råder även kapacitetsbrist vad gäller inmatning till elnätet i bland annat övriga delar av Skåne, Västernorrland och Jämtland. Det finns flera faktorer som ligger bakom den rådande situationen med kapacitetsbrist i Sveriges storstäder. Sweco gör analysen att de faktorer som vanligen menas vara huvudorsaker går att kategorisera i två grupper:

- ökad elanvändning till följd av elektrifiering och tillväxt samt nya användningsmönster
- bristande prognoser, planering och samordning mellan aktörer har lett till att utvecklingen av elnätet inte gått i takt med utvecklingen av elanvändningen.”

Lösningarna sammanfattas på sidan 6 [52] enligt: ”Det finns tre huvudsakliga typer av åtgärder för att lösa eller förhindra kapacitetsbrist:

1. Tekniska åtgärder
2. Marknadsmässiga åtgärder
3. Förebyggande åtgärder

Den traditionella lösningen för att undvika kapacitetsbrist är att bygga ut elnäten. Men det finns också andra tekniska lösningar som på kort och lång sikt kan lösa kapacitetsbrist. Som alternativ eller komplement till tekniska åtgärder kan marknadsåtgärder, så som flexibilitets- och kapacitetsmarknader för att stimulera efterfrågefleksibilitet, också vara lösningar på kort och lång sikt. För att undvika att kapacitetsproblem uppstår behöver arbetet med prognoser och planering förbättras, så att utvecklingen av elnätet kan ske mer långsiktigt utifrån utvecklingen av samhället och elanvändningen. Här finns flera åtgärder att vidta för att öka samordningen mellan aktörerna, exempelvis ägarna till elnätets olika nivåer samt kommuner och regioner, för att skapa robustare prognoser över nätets utveckling och kapacitetsbehov.”

Ett exempel på ”marknadsmässiga åtgärder” där man vill utnyttja de tekniska möjligheterna med marknadslösningar är Vattenfalls initiativ i Uppsala [53]: ”I Uppsala har kommunen, Upplands Energi och Vattenfall Eldistribution samlat ihop aktörer som kan bidra med olika sorters flexibilitet från större värmepumpar, aggregering av värmepumpar och elbilsladdning från energiaktörer, fastighetsägare och industrikunder. Uppsala kommun tar rollen som aggregator för insamling av flexibilitet från egna anläggningar och bolag.”

7. Vad gör man när det inte blåser.

Denna fråga blir viktig i ett framtida elsystem med stor andel vindkraft. El överförs med nästan ljushastigheten i ett elnät så frågan är dock snarare: ”Vad är risken för att man inte kan täcka elförbrukningen i ett område med elproduktion eller import från andra områden, när produktionen från vindkraft i detta område är låg”.

Principiellt är det samma frågeställning som om ledningar havererar, kraftverk inte fungerar och att detta sker när man har som högst elkonsument. Man måste därmed studera många olika situationer och olika kombinationer av haverier/vind/förbrukning för att uppskatta om ett system är tillräckligt dimensionerat, se t ex [54]. Ett exempel på en ovanlig situation var vid den maximala konsumtionen under 2009, vilken inträffade 21 december kl 16-17: 24470 MW. Vid detta tillfälle fanns enbart 5329 MW kärnkraft tillgängligt av den totalt installerad kapaciteten 9 342 MW, dvs 57%. De 4 tidigare dygnen hade kärnkraftens i genomsnitt producerat 4390 MW, dvs 47% av installerad mängd. Ett annat exempel var vid högsta förbrukningen 2012, 3 februari, 09-10: 25366 MW. Vid detta tillfälle fanns enbart 5174 MW kärnkraft tillgängligt av en installerad mängd om 9363 MW, dvs 55%. Normalt räknar Svenska Kraftnät med att 90% av kärnkraften finns tillgänglig, [9] sid 41, men så såg det inte ut vid dessa tillfällen. Andra år var tillgängligheten vid maximal förbrukning ofta högre än 90%, men detta illustrerar att man alltid måste beakta sannolikheter eftersom man inte vet exakt vilka kraftverk som är tillgängliga under en viss timme med hög förbrukning i framtiden.

Ett annat exempel är att Svenska Kraftnät i sin "statiska metod" räknar med att vindkraften kan ge 9% av den installerade effekten, [9] sid 41. Den nivån har man kommit fram till genom att studera historiska vinterperioder och det var den nivån, som under dessa perioder, överskreds under 90% av tiden. Vindkraftverk har ofta mycket hög tillgänglighet (de fungerar under 99% av tiden), men nivån 9% kommer från att vindtillgången varierar.

Det finns därmed alltid, oavsett typ av elsystem, en sannolikhet att hög förbrukning sammanfaller med låg tillgänglighet av kraftverk och/eller haverier av överföringsförbindelser. Man måste därför ha marginaler. Självklart måste elförsörjningen fungera även vid låg vind och kallt väder. I ett fossilfritt svenskt kraftsystem finns det vattenkraft, kraftvärme och handelsförbindelser till utlandet och sedan den mängd vind- och solkraft som produceras. Dessa ska då täcka den förbrukning som efterfrågas. Extra marginaler kan bestå av t ex:

1. Gasturbiner. Kraftverk med låg investeringskostnad som kan drivas med biobränslen. Kan även drivas med vätgas som producerats och lagrats för industriell användning: [55] sid 99, [56]. 5000 MW kostar ca 1 öre/kWh (utslaget på all konsumtion); se beräkning i avsnitt 8.4.
2. Flexibel elvärmeanvändning. Genom automatisk sänkning inomhustemperaturen med ett par grader kan effektbehovet minska med ett par tusen MW vid ansträngda situationer utan att komforten behövs påverkas.
3. Styrning av laddning av elbilar. Elbilarna behöver inte laddas när elen är som dyrast, dvs vid enstaka timmar med hög förbrukning. Ekonomisk styrning av elbilar görs redan i dag, bland annat i Oslo [57]. En möjlighet är även att elbilar kan mata tillbaka till elnätet, så kallat Vehicle-2-Grid, V2G. Ej så vanligt ännu, men tekniken diskuteras och har börjat testas [58]. Exempelvis är alla Nissan Leaf elbilar redan klara för V2G-tekniken [59]. I Sverige har vi för närvarande 5 miljoner personbilar [49]. Om vi antar att 1 miljon av dessa kan mata in 3-fas-el vid 230 V så blir det en total kapacitet om 11000 MW!
4. Batterier hos konsumenter eller i elsystemet. I till exempel Finland använder Fortum ett batteri för att klara ett lokalnäts eltransport vid stormar och andra problem [60], men batterier där eller hos konsumenter kan också hantera både nationell balans och kapacitetsbrist i lokala nät. I

Tyskland finns för närvarande över 160000 batterier i hemmen varav 60000 installerades under 2019 [61], och det finns inget som hindrar att man har denna teknologi även i Sverige.

5. Mer biobränsle driven kraftvärme. Eller enbart mer effekt i kraftvärmens (så kallad kondenssvans) som gör att mer el kan produceras då det verkligen behövs. Vid övergång till mer fjärrvärme och kraftvärme minskar också behovet av elvärme. Sweco har för energibranchen gjort en utredning [62] där det framgår 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" och "Vid en större konvertering från elvärme till fjärrvärme minskar elbehovet för uppvärmning med 14 TWh per år". I en presentation från konsultbolaget Profu [63] framgår att effekten från kraftvärme kan öka från 3 GW (2017) till 4 GW (2030).
6. Mer effekt i vattenkraften. Med nya parallella turbiner i existerande vattenkraftverk kan effekten öka, även om det inte ger mer energi, och man behöver inte heller bygga ut orörda älvsträckor.
7. Användning av pumpkraftverk. I Sverige fanns tidigare ett större i Juktan, och i dagsläget finns några mindre pumpkraftverk [64] så principen är möjlig. Tekniken är relativt vanlig i andra länder.
8. Flexibel elanvändning för vätgasframställning. I Hybrit-projektet ska vätgas som producerats från el användas i ståltillverkning. Med hjälp av vätgaslager kan elanvändningen minska vid hög förbrukning utan att störa stålproduktionen [48]. Vad som diskuteras är att ha vätgaslager för några dagars behov.
9. Import. Ofta det billigaste alternativet, och potentialen är stor. Ju större elnät vi har i Europa, desto större är sannolikheten att det finns tillgänglig effekt att importera. Utmaningen med förslagen 1-8 ovan är att de måste ha lägre kostnad än import på en konkurrensutsatt marknad som den svenska.

Det finns alltså många sätt att balansera elnätet. Vilken, eller vilka, av de möjliga lösningarna som kommer användas i olika situationer beror på vad som visar sig billigast och de som har balansansvar har goda skäl att se till att de kan hantera också extrema situationer. Elleverantörerna har att välja mellan att investera i flexibel konsumtion / ny produktion eller acceptera att en obalans i deras inköp kan kosta 52.87 kr/kWh, se avsnitt 2.

I avsnitt 10 finns mer detaljer om en studie från Svenska Kraftnät [9]. I den rapporten studeras ett framtida kraftsystem (kallat "År 2040, högscenari - 2040 Hög") utan kärnkraft, mycket högre förbrukning och där energin till stor del kommer från vattenkraft och vindkraft. Resultatet är att det behövs mer kapacitet, jämfört med vad som studerats i detta scenario, under 0.7 timmar/år. En fråga är då hur det kan gå så bra trots att all kärnkraft har stängts av?

Den flexibilitet som antagits är att 30% av elbilarna laddas vid lågt elpris, det finns även annan flexibilitet i Norden, t ex i industri och elvärme. I rapporten studerade man 31 väder-år och fick på det sättet in ett erfarenhetsgrundat samband mellan kallt väder och vindkraft. Fler elledningar inom landet och till grannländer ökar också flexibiliteten. I studien har man dock inte beaktat möjligheterna med gasturbiner som drivs med biobränslen eller vätgas, flexibelt Hybrit-projekt, elinmatning från elbilar, och andra möjligheter som nämns i de 9 punkterna ovan.

8. Sammanställning av frågor rörande om det är nödvändigt med kärnkraft i framtiden.

I detta avsnitt går vi igenom de olika frågeställningarna som finns och vi har grupperat dem enligt Tillräckligt med energi, Tillräckligt med effekt, Lokal kapacitetsbrist, Stödtjänster och Ekonomi

Tillräckligt med energi

8.1. Kärnkraft behövs för att klara elektrifieringen av transporterna och industrin

Problemställning: Denna fråga avser möjligheten att kunna möta det ökade elbehovet som den förväntade elektrifieringen av industrin och transportsektorn medför.

Problemställningens omfattning: Frågan är hur stor elförbrukningen kan bli i Sverige i framtiden och om det är möjligt att klara motsvarande elproduktion.

Det finns olika uppskattningar om framtida elförbrukning. De exempel som visas i Tabell 1 har alla en konsumtionsnivå på ca 180 TWh, dvs ca 40 TWh mer än idag. Potentialen för förnybar el och möjligheter att klara av att ersätta fossila bränslen utan kärnkraft har beskrivits i olika studier vilka visas i Tabell 6.

	Svenska Kraftnät [23]	Naturskyddsföreningen [25]	NEPP – Förnybart centraliserat 2045 [27] – Figur 9
Vattenkraft	68	68	68
Vindkraft	106	90	90
Solkraft	7	15	12
Biokraft	14	3	21
Totalt	195	176	191

Tabell 4 Framtida elproduktion i scenarier för ett kraftsystem med enbart förnyelsebar elproduktion

Som framgår av tabellen finns störst potential för vindkraft. Som tidigare nämnts har Svenska Kraftnät i sin långsiktiga marknadsanalys [9] ett scenario med 106 TWh vindkraft.

Till detta kommer vattenkraft som producerar 65-70 TWh/år, kraftvärme som i dag producerar cirka 15 TWh/år och en mindre mängd solel, samt god potential att öka produktionen från både kraftvärme och sol.

Behov av åtgärder: Om Sverige ska få över 100 TWh vindkraft till 2040 så måste utbyggnadstakten vara fortsatt hög. I dagsläget (2019-2020) byggs ca 4-5 TWh vindkraft/år i Sverige, dvs runt 45 TWh på 10 år. Detta beskrivs även av Energimyndigheten (i en rapport med scenario med 90 TWh vindkraft) [29] sid 30: *Antalet vindkraftsprojekt i prövnings-processen har minskat under de senaste åren, både vad gäller antal ärenden som avgjorts och ärenden som påbörjat prövningsprocessen. Vidare har andelen tillståndsansökningar som fått avslag legat i genomsnitt på 33 procent. Samtidigt, för att nå 90 TWh vindkraft till 2040-talet kommer det att krävas att ca 4 TWh ny vindkraft byggs i genomsnitt varje år, vilket motsvarar att omkring 1300 MW vindkraftsprojekt måste beviljas tillstånd*

per år.” Det kan alltså behövas effektivare tillståndprocesser och bättre regler för anslutning av havsbaserade vindkraftparker.

Behövs kärnkraft för att klara elektrifieringen av transporterna och industrin? Även om elanvändningen väntas öka kraftigt till 2040 och all kärnkraft försvinner, finns det mer än tillräcklig potential att bygga ut de förnybara kraftslagen. Naturvårdsverket och Energimyndigheten arbetar nu med en strategi för 100 TWh vindkraft till 2040 [8] och vindkraftens produktion kan bli ännu större. Tillsammans med en stor potential för solenergi och bioenergi samt dagens vattenkraft finns en stor möjlighet att producera den efterfrågade elen, och även att kunna fortsätta exportera el till grannländerna.

8.2. Kärnkraft behövs för att klara klimatmålen

Problemställning: Denna fråga avser möjligheten att klara av att klara klimatmålen utan kärnkraft och kan avse både det svenska klimatmålet om noll nettoutsläpp 2045 och Parisavtalets mål.

Problemställningens omfattning: 2017 antog Sverige ett klimatpolitiskt ramverk som bland annat innebär att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser år 2045 [65]. Parisavtalets mål är att begränsa den globala temperaturökningen till väl under 2 grader, helst 1,5 grader.

Behov av åtgärder: För att Sverige ska klara klimatmålet att inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser år 2045 så behöver användningen av fossila bränslen ersättas med något annat, där el har stor potential. För att därutöver bidra till det globala klimatmålet bör Sverige fortsätta vara nettoexportör av el så länge det finns omfattande fossil elproduktion i det europeiska elsystemet. För att klara båda dessa uppgifter måste elförsörjningen byggas ut.

Behövs kärnkraft för att klara klimatmålet? Svaret är nej. Det är möjligt att ha en kraftigt utökad elkonsumtion och ändå klara denna utan kärnkraft, se Tabell 3 och Tabell 6 samt att det för en given investering kan byggas ut mer elproduktion från vindkraft än från kärnkraft, se Tabell 2.

Det har föreslagits att vi i Sverige måste behålla kärnkraften, eller investera i ny kärnkraft, för att på så sätt kunna exportera mer el och därmed minska koldioxidutsläppen på kontinenten. Men frågan är hur man använder en viss mängd pengar på bästa sätt för att minska dessa utsläpp. Under perioden 2015-2019 fattades beslut, i Sverige, om att stänga 4 kärnkraftsreaktorer men samtidigt investera 90 miljarder kronor i ny vindkraft. Besluten att stänga reaktorer fattades när det fanns en kärnkraftsskatt, men ändrades inte när skatten togs bort några månader senare. Investeringarna i vindkraft skedde inledningsvis med förväntan om viss ersättning från elcertifikatsystemet, men på helt marknadsmässiga grunder, dvs utan extra bidrag från elcertifikatsystemet, i slutet av perioden. Om man ser till dessa beslut så är det klart att det är billigare att bygga ny vindkraft än att livstidsförlänga dessa kärnkraftverk. Dvs man får en större möjlighet, med en viss mängd pengar, att minska koldioxidutsläppen genom att bygga ny vindkraft jämfört med att förlänga livslängden på dessa kärnkraftverk.

Angående det internationella perspektivet så finns det en missuppfattning om att IPCC förordar kärnkraft för att klara klimatfrågan. *”Det har blivit en utbredd uppfattning i Sverige att FN:s klimatpanel IPCC skulle förespråka eller ta ställning för kärnkraft. Så är inte fallet, skriver professorerna Christian Azar, Ottmar Edenhofer och Sabine Fuss som alla deltagit i IPCC:s arbete”* [66]. De skriver vidare att: *”IPCC:s uppdrag är inte att föreskriva för världens länder vad de ska göra.*

Uppdraget är att göra bedömningar (assessments) av den vetenskapliga litteraturen kring klimatförändringarna samt olika åtgärder för att minska utsläppen (till exempel kostnader och tekniska potentialer). I panelens uppdrag ligger att den ska vara "policy relevant", men den ska inte förorda några specifika lösningar. Den ska vara "policy relevant", men inte "policy prescriptive", som det heter på IPCC-jargong. Måhända har påståendena grund i ett missförstånd. Det IPCC har gjort är att referera olika (energi-)scenarier som publicerats i den vetenskapliga litteraturen och som är förenliga med att nå ambitiösa klimatmål. I en del av dessa finns många gånger fler kärnkraft på global nivå än i dag, i andra scenarier mindre än i dag. Men dessa scenarier utgör illustrationer av möjliga framtider framtagna med vetenskapliga metoder såsom kostnadsoptimering eller matematiska simuleringsmodeller. Det är en helt annan sak än en föreskrift eller rekommendation över hur det bör bli."

I en rapport från IPCC [67] sidan 39/131, framgår det att: "Nuclear power increases its share in most 1.5°C pathways with no or limited overshoot by 2050, but in some pathways both the absolute capacity and share of power from nuclear generators decrease (Table 2.15). There are large differences in nuclear power between models and across pathways (Kim et al., 2014; Rogelj et al., 2018). One of the reasons for this variation is that the future deployment of nuclear can be constrained by societal preferences assumed in narratives underlying the pathways (O'Neill et al., 2017; van Vuuren et al., 2017b). Some 1.5°C pathways with no or limited overshoot no longer see a role for nuclear fission by the end of the century, while others project about 95 EJ yr⁻¹ of nuclear power in 2100 (Figure 2.15)"

En ökad elproduktion är ett mycket effektivt sätt för Sverige att minska klimatpåverkan, både genom att elektrifiera transporterna och industrin i Sverige och genom att exportera el till Europa. Den kvarvarande kärnkraften kan bidra med klimatnytta så länge den kan drivas vidare med lönsamhet och på ett säkert sätt. Men för att klara klimatmålen behöver elproduktionen byggas ut, och den tekniken är inte förenad med de långa ledtider som kärnkraften kännetecknas av. Dvs kärnkraft är en möjlighet men inte en nödvändighet.

Tillräckligt med effekt

8.3. Kärnkraften behövs för att vi ska få el alla timmar - och klara leveranssäkerheten

Problemställning: Denna fråga avser risken att ofrivilligt behöva koppla bort kunder pga att det inte finns tillräckligt med el att tillgå.

Problemställningens omfattning: Frågan är hur omfattande denna risk är i en framtid i Sverige utan kärnkraft. Svenska Kraftnät har gjort ett scenario ([9]: 2040-hög) där denna fråga studerats. I detta scenario har man utgått från en kraftig ökning av elanvändningen (från 140 till 179 TWh), byggt ut kraftnätet enligt vad som är samhällsekonomiskt lönsamt, antagit flexibilitet i hushåll och elbilar, avvecklat kärnkraften och minskat kraftvärmen samt byggt ut vindkraft till 106 TWh/år och solkraft till 7 TWh/år. Resultatet från rapporten är att man i detta scenario måste koppla bort kunder under 0.7 timmar/år, och 99.9998% av all efterfrågan täcks. Detaljer visas i avsnitt C3.

Behov av åtgärder: Vare sig Svenska Kraftnät eller någon annan vet hur framtiden kommer se ut gällande produktion eller konsumtion, i Sverige eller i grannländer. Vad som är centralt är att elnätet byggs ut för att klara överföringen från kraftverken till konsumenterna. Att koppla bort kunder 0.7 timmar per år (ofrivillig bortkoppling) är inte vad vi är vana med i Sverige. Vi har för närvarande inget mål för detta. Svenska Kraftnät skriver i [68] ”*I många länder används ett nationellt leveranssäkerhetsmål, uttryckt i maximalt accepterat antal timmar med effektbrist per år. Storleksordningen kan vara 3 till 8 timmar per år. För Sverige finns i dag inget fastställt leveranssäkerhetsmål*”. Angående nivåer som används i andra länder skriver Svenska Kraftnät vidare: ”*Exempelvis är målet max 3h/år för både Frankrike och Storbritannien, samt 8h/år för Irland*” [69]. Ytterligare lösningar, om man önskar en högre leveranssäkerhet jämfört med Svenska Kraftnäts rapport, inkluderar flexibelt Hybrit-projekt, mer flexibilitet vid elbils-laddning, biobränsle-drivna gasturbiner, batterier, mer flexibilitet i elvärmen, extra effekt i vattenkraftverk etc.

Behövs kärnkraften för att vi ska få el alla timmar och klara leveranssäkerheten? Detta har analyserats i Svenska Kraftnäts ”Långsiktig marknadsanalys 2018” [9] där de studerat ett scenario utan kärnkraft, men där istället vindkraft, solkraft, biokraft och dagens vattenkraft står för elproduktionen och elanvändningen antas vara cirka 30 procent högre än i dag. Resultatet är att det finns risk för att elen inte räcker till alla under i genomsnitt 42 minuter per år, och att den saknade elen motsvarar årsförbrukningen i 25 villor. Vår bedömning är att detta kan undvikas till låg kostnad, bland annat genom flexibilitet i elbilar, biokraft, elvärme, batterier eller vätgaslager.

8.4. Kärnkraft behövs för att vi inte ska vara importberoende

Problemställning: Frågan är om ett kraftsystem i framtiden måste ha kärnkraft för att Sverige inte ska bli importberoende.

Problemställningens omfattning: Poängen med EUs frihandel är att saker ska produceras där de är billigast inom Unionen. Sverige har en omfattande elhandel med grannländer. Sverige är förbundet med Finland, Norge, Danmark, Polen, Litauen och Tyskland. På dessa ledningar går elen i båda riktningarna av ekonomiska skäl även om Sverige de senaste åren varit nettoexportör till de flesta, ofta är undantaget Norge. Det finns också en osäkerhet kring om det kommer att finnas el att importera vid bristsituationer i framtiden eftersom andelen variabel elproduktion också ökar i våra grannländer.

Frågan är då om Sverige blir importberoende om vi inte har någon kärnkraft. Det är här centralt mer specifikt definiera vad som avses med ”importberoende” (se längre ner). En begränsning av importen skulle komma i konflikt med EUs regler och skulle dessutom ha svårt att få grannländer att acceptera att vi exporterar till dem, om vi inte skulle importera från samma länder när de har billigare el att erbjuda. Totalt sätt skulle detta leda till dyrare elförsörjning.

Vi kan börja med att studera en historisk period, 2013-2017, och se hur vi då handlade med Polen. Detaljdata finns i Tabell 5. För handel med Polen har timdata från Nordpool [70] summerats.

År	Total produktion [TWh]	Kärnkraft [TWh]	Konsum- tion [TWh]	Export [TWh]	Netto export till Polen [TWh]	Export till Polen [TWh]	Import från Polen [TWh]	Antal timmar med import [h]
2013	149	63,6	139	9,7	0,26	1,03	0,77	3885
2014	150	62,2	135	14,6	3,01	3,12	0,11	640
2015	159	54,3	137	21,5	3,51	3,52	0,02	160
2016	152	60,5	140	12,3	2,61	2,78	0,18	875
2017	160	63,0	142	18,5	3,01	3,16	0,15	757
Medel		60,7		15,3	2,47	2,72	0,25	1263

Tabell 5 Data för svensk elproduktion, elkonsumtion och elhandel med Polen, 2013-2017, [70] [71]

Tabell 5 visar att trots en nettoexport under perioden 2013-2017 (såväl totalt som till Polen specifikt) och hög kärnkraftsproduktion så importerade Sverige i genomsnitt el från Polen under 1263 timmar per år. Den totala importen under dessa 5 år var 1.23 TWh från Polen. Men eftersom Sverige exporterade mer än importen, så var nettopåverkan på det polska elsystemet en trolig minskning av kolanvändningen. Man kan inte veta exakt, utan att studera övrig polsk elhandel med andra grannländer.

Behov av åtgärder: Dessa beror på hur man definierar frågan om "import-beroende".

- A. Aldrig importera, inte ens om elen från andra länder är billigare. **Åtgärd:** Då måste vi i praktiken förbjuda import på en fri marknad. Vi måste klippa ledningar till Finland, Danmark och Norge, eftersom det är kortsiktig balans som styr import/export. Ett bortfall av en större produktionsanläggning i Sverige leder till momentan kompensation från andra kraftverk i såväl Finland, Norge som Danmark, och det kan ju hända att Finland just då importerar från Estland och Danmark från Nederländerna eller Tyskland. Gå ur EU och isolera elsystemet, eller gör massiva subventioner av sol- och vindkraft med låga rörliga kostnader som gör att Sverige alltid exporterar även när elpriset i Danmark och Tyskland är noll eller negativt. Detta är självfallet möjligt, men knappast realistiskt.
- B. Importera el när den är billigare i andra länder, men upprätthålla reservkapacitet inom landet som alltid ska kunna ersätta den importerade elen och/eller användas då det inte finns någon kapacitet hos grannländerna. **Åtgärd:** Om man alltid vill ha möjlighet att producera el i Sverige även vid noll import kan man bygga stora mängder gasturbiner som kan drivas med biobränsle. Hur stora mängder som behövs beror på om man, t ex, menar att man inte heller får importera från Danmark eller Norge? Men självklart är det möjligt att varje land i Europa ser till att ha tillräckligt med kapacitet och på det sättet blir oberoende av import. Men det är knappast rationellt, och hela syftet med elhandel mellan länder är just att få ner kostnaden. Men det är förstås tekniskt möjligt att investera i dessa gasturbiner.

Antag att man, t ex, bygger 5000 MW gasturbiner i ett framtida elsystem med 179 TWh elförbrukning. Dvs hälften så mycket som den ursprungliga kärnkrafts-kapaciteten i Sverige.

Gasturbiner har en kapitalkostnad om 4600 kr/kW [33] och en avskrivningstid om 25 år. Själva kapitalkostnaden per år, vid 6% ränta, blir då 360 kr/kW, år. Med 5000 MW blir årskostnaden $5000 \cdot 1000 \cdot 360 = 1.8$ miljarder kr/år. Till detta kommer kostnad för användning, men så länge import är möjligt får man anta att detta utnyttjas om den är kostnadseffektiv. Dvs dessa gasturbiner har man enbart som extra säkerhet. Om man slår ut detta på konsumtionen erhålls $[1.8 \text{ miljarder kr}]/[179 \text{ TWh}] = 1 \text{ öre/kWh}$. Men dessa kommer knappast användas eftersom import blir billigare.

Det kan nämnas att även Europa har planer på att bli fossilfritt i framtiden så ur klimatsynvinkeln är import inget problem om detta uppfylls. I en rapport från 2019, [72] sidan 3, framgår t ex "*Hard coal generation fell by 9% in 2018, and is now 40% lower than in 2012. In 2018, Germany and Spain announced that coal phase-out plans were imminent. That would now put three quarters of Europe's 2018 hard coal generation under national coal phase-outs.*", dvs man kan förvänta sig en kraftig minskning av kol-producerad el.

Behövs kärnkraft för att Sverige inte ska vara importberoende? Svaret är nej. Vilka åtgärder som behövs beror på definitionen av "import-beroende". Även i ett svenskt elsystem med stor mängd kärnkraft importeras det ibland från med grannländer som ibland, eller i några fall alltid, har fossil elproduktion. Om man inte accepterar import kan man heller inte räkna med möjlighet att exportera. Därmed förloras möjlighet att låta svensk fossilfri el ersätta fossil el i andra länder. Angående frågan om det finns tillräckligt med el (produktion + import) för svensk konsumtion, så behandlas den frågan i avsnitt 11.6.

Lokal kapacitetsbrist

8.5. Kärnkraft behövs eftersom det finns kapacitetsbrist i t ex Malmö och Stockholm

Problemställning: Denna fråga avser risken att vi behöver koppla bort kunder i vissa områden i Sverige (eller att nya kunder inte kan anslutas) pga att det inte finns tillräckligt med elnät för att föra in elkraft till dessa områden.

Problemställningens omfattning: I dagsläget (december 2019) finns det diskussioner om förhöjd risk för att man ska behöva koppla bort kunder i vissa områden i Sverige. I dessa områden har konsumtionen ökat mer av vad man haft prognoser för och i vissa fall har man även planerat att lägga ner konsumtion i dessa områden. I princip kan man se det som att man har en ring runt ett område. Genom den ringen kan enbart en viss mängd el överföras och om konsumtionen innanför ringen är högre än vad som kan överföras + vad som produceras inom ringen så måste kunder inom ringen kopplas bort. Dvs dessa problem har inte alls med kärnkraften att göra.

Behov av åtgärder: I dessa områden måste man, så fort som möjligt, få till ett starkare elnät så att mer elkraft kan föras in. Detta är på gång. Det finns olika tekniska metoder för detta som t ex högtemperaturledare eller "dynamic rating" vilket innebär att man tillåter mer ström att gå på ledningarna eftersom situationer med mer förbrukning normalt inträffar vid väldigt kall väderlek då ledningar också kyls bättre. Alternativa metoder är att man inför olika typer av flexibilitet så att olika kunder samordnar sin konsumtion och inte alla har maximal konsumtion samtidigt. Ytterligare

alternativ är att man inom ringen tillför mer produktion, t ex biobränslebaserad kraftvärme eller gasturbiner. Detta är på gång,

Behövs kärnkraft eftersom det finns kapacitetsbrist i t ex Malmö och Stockholm? Det senaste året har det uppmärksamats att det ibland inte går att ansluta större elförbrukare till elnätet i storstadsområdena. Ofta missuppfattas detta som att det skulle bero på att det inte finns tillräckligt med elproduktion. Så är det inte, Sverige hade ett rekordstort elöverskott under 2019 och Energimyndighetens prognos [10] är att detta överskott kommer bli än större 2022. Men däremot har utbyggnaden av elnäten inte hängit med när elförbrukningen ökat i vissa regioner. Detta behöver åtgärdas snabbt, framför allt genom att bygga ut och stärka elnäten, främja lokala ellager och införa incitament för konsumenter att använda el när den är billig. Mer eller mindre kärnkraftsproduktion har dock ingen betydelse för detta, såvida inte nya kärnkraftverk placeras inne i storstäderna. Detta är knappast ett rimligt alternativ.

Stödtjänster

8.6. Kärnkraft behövs för stödtjänster till elsystemet

Problemställning: Denna fråga avser möjligheten att hålla en kontinuerlig balans mellan produktion och konsumtion i ett kraftsystem.

Problemställningens omfattning: I ett kraftsystem (inklusive import och export) är det alltid balans mellan produktion och konsumtion. Utmaningen är att se till att denna fungerar så att alla som önskar konsumera el också kan göra detta i varje givet ögonblick. Balansen upprätthålls genom en kombination av olika marknader där konsumenter och producenter huvudsakligen har avtal (dvs det som mäts) gällande elkonsumtion och elproduktion per timme. Men elbalansen måste upprätthållas från sekund till sekund så att frekvensen i elnätet alltid hålls till 50 Hz. För denna typ av balansering är det Svenska Kraftnät, i form av systemansvarig myndighet, som har specifika marknader där man köper och säljer elkraft på en betydligt kortare tidshorisont. I dagsläget finns marknader för tjänster som stabiliserar och återställer frekvensen (FCR-N, FCR-D, aFRR och mFRR, se bilaga A2, där Svenska Kraftnät är köpare av olika tjänster och där producenter och konsumenter är de som erbjuder dessa tjänster. Det finns även, från 2020, en FRR-marknad, för att hantera lägre svängmassa i systemet, se bilaga B, samt en effektreserv där Svenska Kraftnät betalar för vissa resurser för att de ska finnas tillgängliga under vinterhalvåret.

Det finns även behov av andra specifika stödtjänster, t ex reaktiv effekt för att hålla spänningen samt tekniker för att kunna starta upp ett kraftsystem efter total-haveri (black-start). Vid black-start används inte kärnkraft, men för reaktiv effekt har kärnkraften i dagsläget en viktig roll. Det finns dock tekniska lösningar att hantera ett system utan kärnkraft, så kallad reaktiv effektkompensering. I denna rapport går vi inte på djupet i den frågan, men i [45] sidan 9 skriver man: *"Kostnaden för spänningsstabilitet har kvantifierats genom en investering i reaktiva resurser motsvarande det som behövs för att bibehålla en tillgänglig förmåga till produktion av reaktiv effekt. Dessa investeringskostnader är i storleksordningen hundratals miljoner, vilket är lite i jämförelse med kostnaden för balansreglering"*. Det kan tilläggas att man även kan erhålla reaktiv effektstyrning från

vind- och solkraftverk och detta kan bli aktuellt när det kan sänka totalkostnaden för spänningshållning.

Behov av åtgärder: Det finns flera utmaningar vad gäller hanteringen av elsystem med stor mängd väderberoende kraft såsom sol- och vindkraft. Den övergripande generella utmaningen är att upprätthålla den kontinuerliga balansen på ett ekonomiskt och tillförlitligt sätt [73]. Inom denna ram finns det två viktiga specialfall som ofta diskuteras. Huvudutmaningen U1 och de två viktiga specialfallen U2-U3 är:

U1. Hantering av den kontinuerliga balanshållningen. Utmaningen med den kontinuerliga balanshållningen är att styrbar produktion och konsumtion måste kunna upprätthålla balansen i alla tidsskalor. Med större mängder sol- och vindkraft blir det större osäkerheter eftersom sol- och vindkraftsprognoser har sämre noggrannhet än motsvarande elförbrukningsprognoser. En viktig fråga för ekonomisk drift är också vilken verkningsgrad som erhålls hos kraftverken om de måste hållas beredda för ändringar i produktionsnivån. Den kontinuerliga balanshållningen gäller såväl teknisk kapacitet att öka annan produktion när sol/ vindkraften minskar, som att minska annan produktion på ett ekonomiskt effektivt sätt när sol/vindkraften ökar.

U2. Låg sol- och vindkraftsproduktion och hög elförbrukning. Dessa situationer är dimensionerande för hur mycket kapacitet som behöver installeras. Problematiken kallas ofta allmänt för "effektfrågan" och hanteras i avsnitt 7, 10 och 11.6. Utmaningen idag är att det kan bli mycket hög elförbrukning. Samtidigt kan det vara hög elförbrukning i våra grannländer vilket minskar möjligheten till import. Med mycket sol- och vindkraft kommer samma situation att fortsätta att existera, men inte bara konsumtionsnivån, utan även den varierande vindkraften kommer ha betydelse. Om man studerar historiska situationer i Sverige med hög elförbrukning så finns det såväl situationer med hög produktion i vindkraften som situationer med lite vindkraft. Vid dimensioneringen av elsystemet måste därmed den möjligt låga vindkraftsproduktionen i såväl Sverige som i grannländerna vid hög elförbrukning beaktas.

U3. Hög sol- och vindkraftsproduktion och låg elförbrukning. Dessa situationer kan hanteras på många olika sätt men har en mycket väsentlig betydelse för hur systemet bör dimensioneras. Om man tillför stora mängder sol- och vindkraft till ett område utan att ändra på någonting annat så kan konsekvensen bli, t ex mycket låga elpriser, att vatten måste spillas förbi turbinerna eller att all producerad sol- och vindkraft inte kan användas. Blir dessa situationer vanliga kommer det bli ekonomiskt att investera i ökad elanvändning, i t ex elpannor i fjärrvärmen eller elpannor i mindre biobränsle-värme-anläggningar. Det gäller därmed att man uppskattar hur vanlig denna typ av situationer kan förväntas bli och anpassar sina planer efter detta.

De åtgärder som behövs för att klara balanseringen är därmed olika beroende på vilken situation som gäller. Som beskrivits i avsnitt 7 så finns det stora möjligheter att göra detta och det finns en stark teknologisk utveckling inom styrning av vindkraft, elbilar, vätgaslager, batterier, vilka alla kan delta och utföra den efterfrågade balanseringen. Vilken metod som blir mest effektiv går inte att säga idag, då det finns flera konkurrerande tekniker.

Behövs kärnkraften för att leverera stödtjänster till elsystemet? I ett elsystem måste det varje sekund vara balans mellan produktion och konsumtion, även vid snabba eller oväntade störningar. Detta hanteras genom stödtjänster som Svenska Kraftnät handlar upp på olika marknader. Det är främst

vattenkraften som levererar dessa tjänster och kärnkraften bidrar inte till dessa. Vidare finns det en stark teknisk utveckling av olika typer av tjänster som kan bidra till balanseringen, som nya typer av energilagring och smart styrning av olika processer och elbils batterier..

8.7. Kärnkraften behövs för att få tillräckligt med svängmassa (rotationsenergi)

Problemställning: Denna fråga avser möjligheten att hålla en kontinuerlig balans mellan produktion och konsumtion i ett kraftsystem, speciellt efter en större momentan ändring av produktion eller konsumtion.

Problemställningens omfattning: Vid ett stort bortfall av produktion i det Nordiska kraftsystemet, t ex ett kärnkraftverk på 1400 MW (eller att man plötsligt tappar en import om 1400 MW) så täcks motsvarande konsumtion av svängmassan momentant efter att detta fel inträffat. Denna svängmassa finns i alla generatorer (av synkron typ) som är direkt-kopplade till elsystemet, och till viss mindre del även motorer. Kärnkraftverk har en relativt stor svängmassa per MW och frågan är därför hur systemet skulle fungera vid mindre mängd kärnkraft och ett plötsligt bortfall av en större mängd import. Om det inte finns tillräckligt med svängmassa får man ett kraftigt frekvensfall vid denna typ av händelse.

Behov av åtgärder: Det finns i princip 3 olika sätt att klara denna typ av händelser med mindre mängd kärnkraft: 1) Man minskar det dimensionerande felet, dvs inget bortfall tillåts vara stort (t ex 1400 MW); 2) Man tillför mer svängmassa i form av roterande maskiner kopplade till systemet; 3) Man inför en snabbare styrning, så kallad Fast Frequency Reserve – FFR, så att man balanserar ut problemet inom enstaka sekunder istället för inom 2-5 sekunder. FFR kan bestå av, t ex, batterier, snabb reglering i vindkraftverk (kallas ibland ”syntetisk svängmassa”), eller snabb bortkoppling av konsumtion (t ex bil-laddning, värme-förbrukning). Svenska Kraftnät och de Nordiska systemoperatörerna håller under 2020 på att införa ett FFR-system i Norden [39].

Behövs kärnkraften för att få tillräckligt med svängmassa? När ett stort kraftverk oförutsett snabbstoppas eller en stor elledning slutar fungera krävs att annan energi omedelbart och automatiskt tillförs elnätet för att undvika avbrott. Det kan ske genom att det finns lagrad rörelseenergi i tunga, roterande turbiner och generatorer (svängmassa). I ett framtida elsystem kan detta klaras med andra typer av snabba reserver (batterier, efterfrågefleksibilitet, och syntetisk svängmassa i vindkraft). Svenska Kraftnät och deras nordiska kollegor tar nu fram en marknadsbaserad lösning för detta [11], med målet att upphandla sådana reserver redan detta år..

Ekonomi

8.8. Kärnkraft behövs av ekonomiska skäl

Problemställning: Frågan är om ett kraftsystem i framtiden nödvändigtvis måste ha kärnkraft för att det ska bli möjligt att få rimliga kostnader för elförsörjningen.

Problemställningens omfattning: 2017 producerade den svenska kärnkraften 63.0 TWh av en total produktion om 160.2 TWh, dvs 39% av Sveriges elproduktion kom från kärnkraft. Efter stängningen av Ringhals 1 den 31 december 2020 återstår sex reaktorer, där den senaste togs i drift 1986. Det är oklart om samtliga dessa kommer kunna drivas vidare med hög tillgänglighet under den planerade

livslängden om 60 år, och om dessutom skulle kunna drivas ännu längre, se avsnitt 4. Så småningom kommer dock även de sista reaktorerna att behöva pensioneras. Frågan är då om det är ekonomiskt rimligt att bygga nya kärnkraftverk jämfört med andra sätt att erhålla fossilfri elproduktion samt upprätthålla leveranssäkerhet. Man måste även beakta att elförbrukningen i Sverige kan förväntas öka när elektrifiering är en rationell metod att minska klimatpåverkan från transport- och industrisektorn.

Behövs kärnkraft av ekonomiska skäl? Den slutsats vi drar från detta, är att kärnkraften inte är nödvändig för att vi ska kunna få ett stabilt, säkert och fossilfritt elsystem i Sverige i framtiden. Ett elsystem med stor mängd sol- och vindkraft ser dock annorlunda ut än ett med stor mängd kärnkraft. Frågan är då om detta system blir dyrare. Ingen vet vad olika kraftslag kommer att kosta år 2045, men under senare år har det skett en kraftig minskning av kostnaderna för sol- och vindkraft, se Figur 2. Samtidigt har kärnkraftens kostnader istället ökat kraftigt. Den är nu betydligt dyrare än ny vindkraft.

Med stora mängder sol- och vindkraft kommer det att behövas andra investeringar i elsystemet, inklusive i elnät och smart styrning. Vår bedömning är att totalkostnaden för dessa extra investeringar är betydligt lägre än den merkostnad som kärnkraftsalternativet innebär. De kostnader man nu ser för, t ex, vindkraft och ny kärnkraft visar på betydligt lägre kostnader för vindkraft. Om man, t ex, ser på Bloombergs uppskattningar av pågående projekt i Tabell 2, så kostar ny kärnkraft ingenstans i världen mindre än vindkraft i Sverige. I Europa är svensk vindkraft minst 1 kr/kWh billigare än den kärnkraft som verkligen byggs.

Detta innebär, t ex, att om man har att välja mellan 50 TWh/år kärnkraft och 50 TWh/år vindkraft, så sparar man 50 miljarder kr/år på själva kraftverken om man bygger vindkraft istället för kärnkraft. Det är korrekt att det är hela systemet som måste beaktas och vindkraft har en annan systempåverkan än kärnkraft. I ett exempel ovan, 8.4B, visades på att om man t ex bygger 5000 MW gasturbiner (som extra backup) är kostnaden ca 1.8 miljarder kr/år. Angående svängmassa så görs i [45] en kostnadsuppskattning för "Kostnad för avhjälpande av brist på svängmassa", Figur 31, sidan 63. Den kostnaden blir ca 0.37 miljarder kr/år. Angående kostnad för elnät så uppskattas den i [45], se figur högst upp sidan 8. Om man jämför elnätskostnad med enbart förnybart (36-38 miljarder kr/år) med att man behåller kärnkraften (34 miljarder kr/år), så är merkostnaden vid 100% förnybart 2-4 miljarder kr/år. Tillkommer en möjlig kostnad för balansering inom timmen. I dagsläget (2017-2018) är totalkostnaden för detta 6 miljarder kr/år [45], vilket dock inkluderar "transfereringar" där kostnader för obalanser transfereras från de med överskott till de med underskott via Svenska Kraftnät. Svenska Kraftnäts kostnader för FCR-N, FCR-D och aFRR förväntas öka till ca 2 miljarder per år [74], främst på grund av ändrad struktur vilket ökar behovet av aFRR ökar, samt att ny HVDC till Storbritannien medför att man även måste ha en FCR-D som kan kompensera för 1400 MW avbruten export. Konkurrensen på dessa tjänster kommer öka i framtiden, se avsnitt 8.3. Om man lägger ihop ovanstående "integrations-kostnader" så blir de 1.8 (gasturbiner) + 0.37 (svängmassa) + 4 (högre nivå på elnät) = 6.2 miljarder kr/år. Man ska då betänka att merkostnaden för ny kärnkraft är 50 miljarder kr/år. Det är helt orimligt att ytterligare "integrationskostnader" skulle komma upp i 44 miljarder kr/år. Även om vi skulle halvera prisdifferensen mellan vindkraft och kärnkraft till 50 öre/kWh så återstår 19 miljarder kr/år för "ytterligare integrationskostnader", vilket även det är en orimligt hög siffra (se bilaga A3).

Angående livstidsförlängning av de återstående sex svenska kärnkraftsreaktorerna så är det inte möjligt att idag avgöra om de kommer vara i drift och visa en hög tillgänglighet i den planerade drifttiden 60 år, än mindre att säga något om ekonomin i att förlänga drifttiden till 80 år.

Bilagor

A. Systembalansering

Den huvudsakliga elhandeln idag (2020) avser att man köper el per timme och säljer medeleffekt under hela timmar. Den elhandel som sker på Nordpool är per timme och i de flesta elmätarna mäts just förbrukningen per timme. Den balansering som sker mellan konsumtion och produktion inom timmen, på sekundnivå, kallas "Stödtjänster".

El transporteras genom elnätet med nära ljushastigheten och det finns ingen lagring av betydelse i själva elnätet. Detta innebär att exakt när man tänder en lampa så måste denna el komma från något/några kraftverk. Det är därmed fysiskt omöjligt att "konsumera el", t ex använda en lampa, utan att det exakt samtidigt tillförs samma mängd produktion på något sätt. Det är därmed fysiskt omöjligt att "låna" energi. På samma sätt är det fysiskt omöjligt att producera el utan att denna exakt samtidigt konsumeras. Detta innebär därmed att i samtliga elsystem så gäller alltid att

$$\text{total elproduktion} = \text{total elkonsumtion (inklusive förluster i ledningar)}$$

Detta är inte en "önskan" utan något som alltid gäller. Ur denna fysiska synvinkel är därmed "elbrist" eller "elöverskott" en fysisk omöjlighet. Att systemet fungerar även vid ändring i produktion och konsumtion beror på att det finns komponenter i systemet som styrs kontinuerligt. Det kan vara batterier där lagrad energi automatiskt matas ut så fort spänning eller frekvens avviker från normen. Traditionellt sätt har elsystemen stabiliserats av rörelseenergin i generatorer och turbiner. Denna energi, som i sin mekaniska form kallas "svängmassa", är liten i förhållande till hela systemets effekt, men viktig för att hålla en stabil spänning och frekvens i växelströmsnäten.

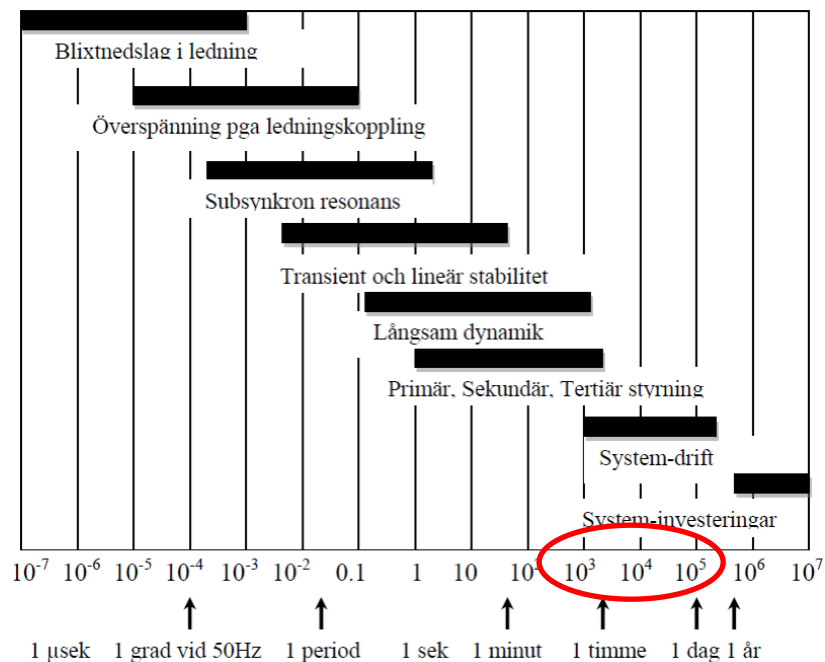
Om frekvens eller spänning avviker för mycket från den norm som systemet är byggt för, på grund av att det inte finns tillräckligt med stabiliserande energi för att kompensera då kraftledning kopplas bort eller en reaktor snabbstoppar leder detta till att andra delar i systemet inte kan fungera utan automatiskt kopplas bort. Det händer ibland att sådana systemkollaps sprids över stora regioner.

I de flesta kraftverk finns, som nämns ovan, en svängmassa, dvs rotorn i generatorn som tillsammans med själva turbinen roterar. Detta innebär en upplagrad energi, dock väldigt liten i praktiken. Om man tittar på ett sådant kraftverk så gäller:

$$\text{turbineffekt} + \text{ändrad effekt i svängmassan} = \text{elproduktion}$$

Detta innebär i praktiken att om elproduktionen plötsligt ökar och turbineffekten (t ex mängden vatten genom ett vattenkraftverk) inte ökar exakt samtidigt, så kommer denna extra effekt istället från svängmassan som därmed bromsas och rotationshastigheten minskar. Frekvensen i en generator är proportionell mot varvtalet dess rotor roterar med, alltså minskad rotationshastighet leder till minskad frekvens.

Utmaningarna i ett kraftsystem kan klassificeras enligt Figur 5. Som framgår av figuren finns det fenomen som blixtnedslag i elledningar (vilka leder till överspänningar som ofta ger ett överslag till stolpar, vilket i sin tur leder till en kortslutning vilket i sin tur leder till att ledningen kopplas bort, vilket antingen leder till elavbrott, eller att strömmen flyttas till en parallell-gående ledning) som sker på mikrosekundskala upp till investeringar som kan ta fler år. Samtliga fenomen i Figur 5 måste kunna hanteras för att elförsörjningen ska fungera tillfredsställande.



Figur 5 Tids- och frekvensintervall för olika fenomen i ett kraftsystem [75]. Med "Reglerkraft" avses intervallet timme till dygn.

A1. Variationshantering

Konsumtionen hos enskilda konsumenter och totalt för större områden varierar kontinuerligt. Det finns variation på sekundnivå, mellan timmar, över veckan, över året och mellan olika år. Även sol- och vindproduktionen varierar på olika tidsskalor.

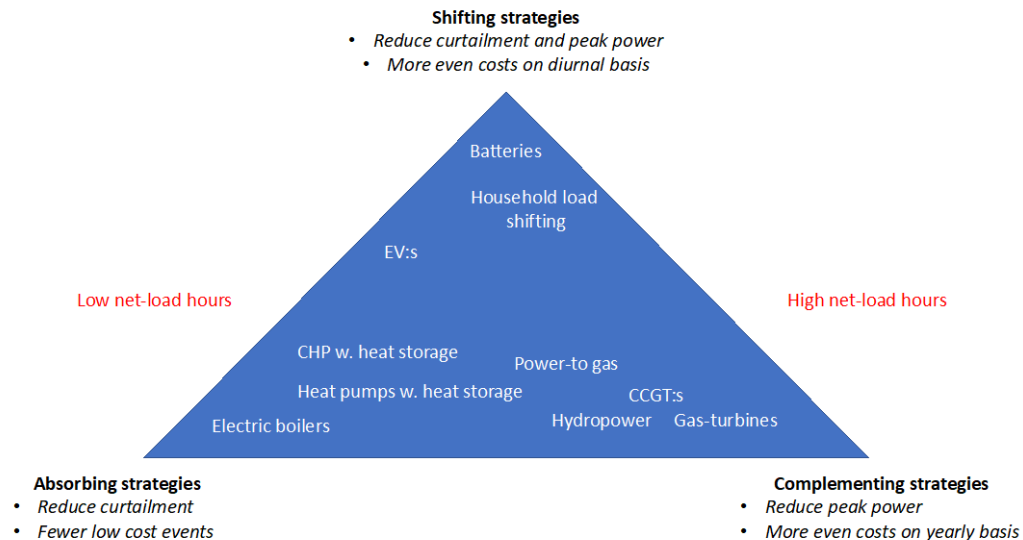
Precis som skillnaderna är stora mellan variationer i elefterfrågan, variationer i solelsproduktion och variationer i vindelsproduktion så är skillnaderna stora mellan olika variationshanteringsstrategier. I [76], [77] visas hur vätgaslagring, lastflyttning i hushåll och elpannor påverkar elpriset och därmed värdet på den producerade vindkraften. Värdet, eller lönsamheten, av åtgärderna beror i sin tur av sammanhanget. För att möjliggöra en bedömning av nyttan av olika sätt att balansera elsystemet kan man göra en kategorisering enligt Figur 6. Ramverket spänner över tre olika kategorier; *förflyttande strategier* som jämnar ut variationer främst inom dygnet, *kompletterade strategier* som hanterar perioder med hög nettolast och *absorberande strategier* som hanterar variationer med låg eller negativ nettolast. Vilken kategori en viss strategi tillhör avgörs av dess kostnadsstruktur, om det finns andra värden av investeringen och om strategin innebär produktion eller konsumtion av el.

Två exempel på förflyttande strategier är lastflyttning i hushåll, där befintliga byggnaders förmåga att lagra värme utnyttjas, och elbilar, där batteristorlek styrs av transportbehovet. Om förmågan att lagra energi är begränsad för att energilagrets storlek är begränsad (t.ex. byggnaders förmåga att lagra värme) eller om kostnaden att lagra energi är hög (t.ex. batterier) så nyttjas strategin för att flytta last eller produktion inom kortare tidsintervall med lokal utjämning av elpriset som följd. Ofta har förflyttande strategier förmågan att erbjuda effekt till relativt låg kostnad.

Absorberade strategier baseras på tekniker med låg investeringskostnad som konsumerar el (t.ex. elpannor) eller tekniker med hög investeringskostnad som producerar el (t.ex. kraftvärmeverk) tillsammans med energilager. Dessa tekniker börjar konsumera el, alternativt slutar att producera el, vid låga elpriser och ökar därmed värdet av el under timmar med hög sol- eller vindelproduktion.

Kompletterande strategier baseras omvänt på tekniker med låg investeringskostnad som producerar el (t.ex. gasturbiner) eller tekniker hög investeringskostnad som konsumerar el (t.ex. elektrolys)

tillsammans med energilager. Dessa tekniker börjar producera, alternativt slutar konsumera el vid höga elpriser. Som Figur 6 illustrerar finns det inga skarpa gränser mellan de olika kategorierna. En del strategier är placerade närmare kanterna och tillhör mer utpräglat en viss kategori medan andra ligger mellan två kategorier och kan agera på det ena eller andra sättet beroende på kostnader och värden i det system de befinner sig.



Figur 6 Funktionsbaserad kategorisering av variationshanteringstekniker. Vidareutvecklad från [76] [77]

De tre olika kategorierna av balanseringsåtgärder, dvs sätt att hantera variationer, påverkar också konkurrensen mellan olika sätt att producera el.

Förflyttande strategier, representerade av batterier och förskjutning av hushållsförbrukning, sänker effektivt behovet av toppplastproduktion (dvs produktion som kräver högt elpris för att köras) och gynnar investeringar i solelproduktion i system med goda sollägen, eftersom man kan balansera variationen i solel. Denna strategi är speciellt lämpad för just hög elförbrukning vilken sker vissa timmar i rad, och denna konsumtion kan flyttas till andra timmar i närheten. Den är också lämplig vid hög andel solenergi då mycket hög produktion vissa timmar istället kan flyttas till timmar i närheten med lägre produktion. För att hantera dessa variationer av behövs effekt snarare än stor energilagringsskapacitet eftersom man enbart flyttar konsumtion/produktion ett par timmar. I system med dåliga sollägen reducerar alla kategorier av variationshantering investeringar i solelproduktion eftersom tillfällena med höga elpriser, då solen ofta producerar, reduceras.

Kompletterande strategier (representerade av vätgaslager och i vissa fall biogas till låg kostnad i Figur 6) kan bidra med extra effekt vid situationer med, t ex, låg vindkraft och hög förbrukning. Med större bidrag från denna strategi ökar den kostnadsoptimala andelen vindkraft i samtliga system.

Absorberande strategier (elpannor och i vissa fall vätgaslager i Figur 6) stimulerar vindinvesteringar i system med goda vindlägen eftersom situation med mycket vind samtidigt som det är låg förbrukning blir vanligare. Både absorberande och kompletterande strategier erbjuder möjlighet att flytta stora mängder energi över längre tid, vilket passar väl överens med de uthålliga vindvariationerna. Billig biogas agerar som komplement i system med sämre vindlägen och stimulerar därmed vindinvesteringar, men agerar som konkurrent till vindkraft i system med goda vindlägen.

Slutligen är det värt att uppmärksamma att variationshantering reducerar investeringarna i produktion som behöver gå en stor del av året för att vara ekonomiskt till förmån för variabel produktion, se [76] [77] för detaljer. Resultaten visar genomgående att variationshanteringsstrategier i olika kategorier kompletterar varandra snarare än konkurrerar.

A2. Stödtjänster

Stödtjänster är olika sätt att hålla balans mellan total produktion och konsumtion inom varje timme, och för att detta ska fungera måste även de andra fenomenen kunna hanteras. Ett exempel är att om man har en viss elförbrukning under en timme (energi/timme, MWh/h) så ändras normalt förbrukningen kontinuerligt inom timmen, och även dessa förändringar måste kunna hanteras.

I praktiken hanteras den kontinuerliga balansen genom att Svenska Kraftnät handlar upp olika tjänster från producenter och konsumenter. I Tabell 4 visas en översikt över dessa olika tjänster.

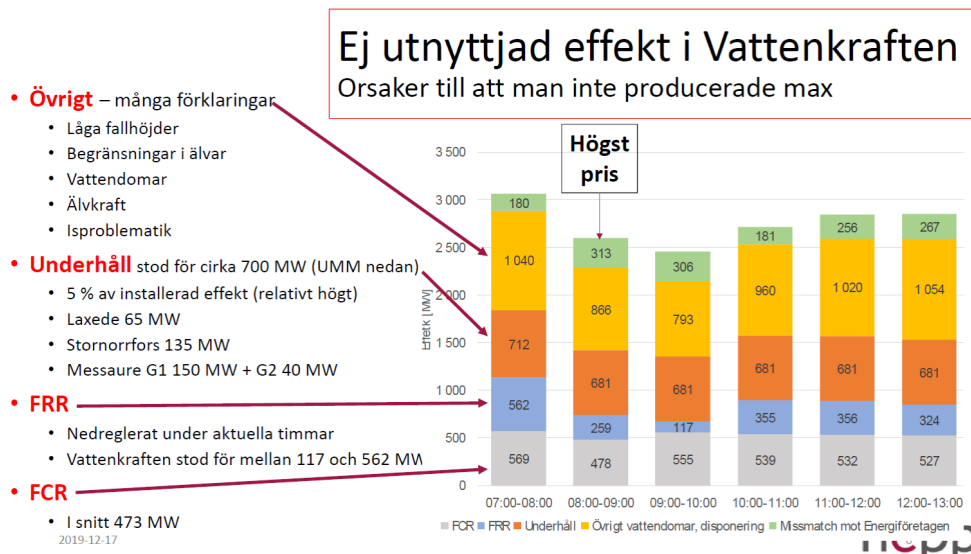
Reserv	Syfte	Aktivering
FCR-N	Automatisk reserv som stabiliserar frekvensen vid små förändringar i förbrukning eller produktion	Automatiskt när frekvensen ändras inom 49,90 – 50,10 Hz
FCR-D	Automatisk reserv som stabiliserar frekvensen vid driftstörningar	Automatiskt när frekvensen understiger 49,90 Hz
aFRR	Automatisk reserv som återställer frekvensen till 50 Hz	Automatiskt genom en kontrollsignal när frekvensen avviker från 50,00 Hz
mFRR	Manuell reserv som avlastar de automatiska reserverna och återställer frekvensen till 50 Hz	Manuellt efter begäran från Svenska kraftnät när frekvensen avviker från 50,00 Hz

Tabell 6 Översiktstabell för dagens (2019) olika reserver [78]. FCR har tidigare kallats primärreglering, aFRR för sekundärreglering och mFRR för tertiärreglering. Beteckningarna betyder: FCR-N = Frequency Containment Reserve – Normal, FCR-D = Frequency Containment Reserve – Disturbance, aFRR = automatic Frequency Restoration Reserve, mFRR = manual Frequency Restoration Reserve.

För närvarande har Nordpools spotmarknad en tim-indelning så att de som köper och säljer el gör detta per timme, medan ”stödtjänster” avser det som sker inom varje timme. I en nära framtid kommer den nordiska elhandeln gå över till 15-minuters-marknad vilket innebär att många aktörer kommer köpa och sälja el per kvart istället [34]. Detta innebär i praktiken att ”systemkostnaderna” för systemoperatören (Svenska Kraftnät) kommer att gå ner eftersom de enbart ska hålla balansen inom varje kvart istället för inom timmen. Från [79] sid 21 framgår det att: *”...Samtidigt sker kontinuerligt en utveckling av dagens marknadsmodell. De nordiska systemoperatörerna har påbörjat implementeringen av ett nytt balanseringskoncept som bland annat innehåller kapacitetsbetalningar för reserv- och reglerkraft, ändrad prissättning av obalanser och kortare avräkningsperiod. Genom möjligheter att handla med 15-minutersprodukter förbättras möjligheterna att hantera stora volymer icke planerbar produktion. Ökad digitalisering kommer att öka möjligheterna för handel närmare realtid och mindre budstorlekar, vilket underlättar för ökad flexibilitet i såväl produktion som användning av el. I en utvecklad marknadsmodell bör alla stödtjänster få marknadsmässig ersättning. Handel med lokal flexibilitet bör också möjliggöras på marknadsmässiga villkor”*

A3. Systembalansering

I dagsläget (2019) är det huvudsakligen produktionskällor som levererar de olika stödtjänsterna, dvs FCR-N, FCR-D, aFRR, mFRR. Ett exempel på hur vattenkraften används visas i Figur 7.



Figur 7 Exempel på hur vattenkraften bidrog med effekt och reserver den 1 mars 2018. [80]

Kärnkraft bidrar, i dagsläget, med svängmassa och styrning av reaktiv effekt, men inte primärreglering-sekundärreglering-tertiärreglering (FCR, aFRR, mFRR). Det är i princip möjligt att göra detta, men det kräver att man inte kör kärnkraften på maximal nivå [35], dvs att man nedreglerar kärnkraften för att hålla marginaler. Samtidigt är det i dagsläget kärnreaktorerna ofta de enheter som orsakar att dessa stödtjänster behövs eftersom det är när reaktorer snabbstoppar som systemet de utsätts för störst oförutsebara obalanserna.

En fråga som diskuteras för ett framtida system är vilka kostnaderna kommer bli för balansering av vindkraft. När man uppskattar dessa kostnader använder man normalt datorprogram, t ex Apollo (från Sweco), EMPS (Sintef) eller Bid (från Pöyry), som uppskattar totala kostnaden i ett framtida system. Men dessa program har en uppdelning per timme, och de variationer som sker inom timmen kommer därför inte med. Dvs de kostnader som i dagsläget hanteras via den systemansvarige, dvs Svenska Kraftnät och dess motsvarighet i andra länder. Det som är relevant för dessa systemkostnader är framför allt kostnaderna för FCR, aFRR och mFRR i en situation med hög andel vind/sol-kraft. En balanseringsutmaning inom timmen är även frågan om frekvensstabilisering (inklusive svängmassa), men detta behandlas i avsnitt 9. Några kommentarer om hur balansreglering fungerar:

Det kan, inom timmen, finnas behov av **uppreglring**, dvs ökad produktion. Detta orsakas av, t ex, mindre vindkraft än väntat, haveri i kraftverk, oväntad minskning av import, elförbrukning som ökar mer än väntat. Skillnaden på de olika reglertjänsterna (FCR, aFRR och mFRR) är hur snabbt man får in ny produktion. I en situation med mycket hög andel sol/vind kommer vattenkraften i Norden köras på en mycket låg nivå. Detta innebär att vattenkraften finns tillgänglig för en snabb ökning av produktionen vid behov. I en situation med lite sol/vind så måste det finnas andra resurser som täcker skillnaden mellan ändring av produktion och elförbrukning. Det är framför allt vid hög elförbrukning och låg sol/vind som detta är en utmaning. För lösningar se avsnitt 7.

Det kan, inom timmen, finnas behov av **nedreglering**, dvs minskad produktion. Skillnaden på de olika reglertjänsterna (FCR, aFRR och mFRR) är även här hur snabbt man ska minska produktionen (eller öka konsumtionen). I en situation med mycket hög andel sol/vind kommer elpriserna att vara mycket låga. Om ingen annan produktion kan minska så kan vindkraftens produktion minskas. Men med låga elpriser är ofta ökad konsumtion ett bättre alternativ eftersom den möjliga elproduktion man avstår ifrån om man stänger sol- eller vind-elverk går förlorad. Producenter av värme eller is med el kan den lagras och användas när värme eller kyla efterfrågas.

I ett fossilfritt framtida elsystem med högre elkonsumtion kommer systemet vara annorlunda. Det kan förväntas finnas mycket mer automatisk styrning av olika utrustningar för att utnyttja billig el, mycket mer vindkraft och elbilar etc. Det ökar reglermöjligheterna i framtiden. Här är några exempel:

- a) Vindkraften väntas bli mycket mer övervakad och ha styrmöjligheter då detta är nödvändigt. Sådana system finns, t ex, redan i Spanien med olika regionala driftcentraler för vindkraft och man håller koll på minut/sekund-produktion. Även Texas har sådana system. Vindkraft kan också bidra med reglertjänster, t ex frekvensreglering. Detta är känt sedan länge och har testats för Horns Rev, en havsbaserad vindpark i västra Danmark. I Sverige har intresset hittills varit lågt eftersom behovet har saknats. I ett system med mycket vindkraft blir det mer ekonomiskt lönsamt att inkludera styrmöjlighet för att vindkraften ska kunna sälja olika stödtjänster (dvs mer konkurrens på dessa tjänster).
- b) I en fossilfri framtid i Sverige kommer det finnas signifikant mer elbilar än idag, se t ex Tabell 3. Antag en miljon elbilar (av totalt 5 miljoner bilar) anslutna till elnätet, och att de är anslutna 3-fasigt med 16A $\rightarrow 3 \cdot 230 \cdot 16 = 11 \text{ kW}$. Detta innebär en total laddnings-kapacitet om 11 GW. I dagsläget är maximala konsumtionen ca 27 GW, dvs 11 GW är en mycket hög nivå. Om man har en lämplig omriktare till elnätet så kan man därmed också mata ut 11 GW från bilarna till nätet, så kallad: V2G = Vehicle To Grid. En stor potential till att hantera reglertjänster. Detta har, bland annat, studerats under 2018 för en aktiv elbils-aggregator/elsäljare [57]. Ska vi i Sverige ha, t ex, 80% elbilar, så krävs någon form av styrning. Om man INTE har någon styrning kan påverkan på lokala elnät och systemet bli mycket stor, om t ex alla elbilar vill laddas en kall vinterdag när många kommer hem mellan 17-18. Eftersom denna styrning kommer bli ekonomiskt viktig (troligen via aggregatorer/elsäljare/nätägare), så blir det i praktiken också en möjlighet till att delta i olika regler-tjänster. Dvs det blir mer konkurrens på dessa tjänster.
- c) Elvärmen kan också förväntas bli mer styrbar med alla de kommunikations-lösningar som kommer in med 4G och 5G. Redan idag säljs olika produkter (t ex Tibber, Power2U, Ngenic) där man håller en temperatur, men styr själva elanvändningen efter elpris. Dessa företag håller även på och studerar möjligheten att sälja reglertjänster till systemet. Dvs mer konkurrens på dessa tjänster.
- d) Med större mängd vindkraft och ibland mycket låga elpriser, kommer det troligen att vara rationellt att använda mer elpannor i fjärrvärmesystem. Dessa har en stor möjlighet att delta i olika reglertjänster då de är mycket snabba på att regleras, samt att det finns en "termisk tröghet" i ett fjärrvärmesystem så systemet är tåligt för snabba ändringar i konsumtion i elpannor. Dvs mer konkurrens på dessa tjänster.

- e) Inom industrin, t ex pappersbruk, finns elpannor för olika processer. Detta är en mycket snabbstyrd elkonsument som också kan användas för olika reglertjänster, se t ex [81].

En genomgång av möjligheter för nya tekniker att bidra med stödtjänster finns i [82], där bland annat även följande nämns:

- Balansering och drift av elsystemet kan underlättas genom styrning av effektbehovet hos slutkonsumenter. Potentialen att styra värme, kyla och ventilation, utan att påverka komforten, har uppskattats till 25 procent av topp-effektbehovet.
- Batterier är en väldigt snabb resurs som svarar betydligt snabbare än vad vattenkraften gör idag. Om 10 kWh- respektive 3 kWh-batterier skulle installeras i villor respektive lägenheter skulle de på nationell nivå kunna leverera över 30 GW under sex timmar.

Med mycket billig förnybar el som används för att med elektrolys producera vätgas till industrier kommer dessa elektrolysörer också att kunna arrangeras så att de kan bidra med dessa tjänster i olika tidsskalor. Vätgas kan även lagras och användas i vätgasdrivna gasturbiner eller kraftverk som drivs med bränsleceller. För närvarande är dessa tekniker huvudsakligen på forsknings/demonstrations-nivå men kan säkert bli kommersiella i framtiden.

A4. Kommentarer till påståenden om mycket höga balanserings-kostnader

En fråga är om kostnaderna för dessa stödtjänster, dvs balansering inom timmen, kommer att bli höga? Det finns en rapport, [45], där detta hävdas: Rapporten är till stora delar intressant och relevant, där uppskattas, t ex, drift- och investeringskostnader i olika typer av framtida system för såväl elnät som elproduktion. Men den del som uppskattar "systemkostnaden" vid mycket hög andel vind- och solkraft är helt enkelt inte rimlig.

Uppskattningen av dessa kostnader har, enligt uppgift (framgår tyvärr inte i rapporten) gått till på följande sätt:

- 1) För varje timme i ett visst scenario beräknas andelen icke synkron produktion, SNSP. Synkron produktion är elproduktion från vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme och gasturbiner. Icke synkron produktion är elproduktion från vind- och solkraft.
- 2) Man kopplar sedan systemkostnaden per timme till just denna andel.
- 3) En normal systemkostnad (dvs det vi har nu) kallas här för x vilket avser "system-kostnaden per timme". Enligt [45] figuren 14 sidan 40 är dagens systemkostnad ca 6 miljarder per år. Detta innebär att $x = [6 \text{ miljarder}]/[8760 \text{ timmar/år}] = 0,68 \text{ MSEK/timme}$.
- 4) Vid hög SNSP beräknas sedan systemkostnaden per timme enligt en exponentiellt stegrande modell för olika intervall (med inspiration hämtade från Irlands "brist-faktorer"), exempelvis på detta sätt:
 - a. $\text{SNSP} < 55 \% \rightarrow x$, dvs samma som nu
 - b. $\text{SNSP} = 55-70 \% \rightarrow 4x$
 - c. $\text{SNSP} = 70-85 \% \rightarrow 16x$
 - d. $\text{SNSP} > 85 \% \rightarrow 32x$
- 5) Sedan summeras alla dessa kostnader ihop för varje enskild timme. Och på det sättet får man systemkostnaden per år även för ett framtida system.

Invändningen mot denna metod är flera:

- Metoden utgår, bland annat, från dagens kostnad för Svenska Kraftnät (6 miljarder/år). En del av denna kostnad, oklart hur stor, är dock enbart en transfererings-kostnad för obalanser mellan de som har positiva respektive negativa obalanser. Detta är ingen "system-kostnad" utan en transferering.
- Metoden beaktar enbart "andelen icke-synkron produktion", dvs frågan om svängmassa. Just kostnaden för att beakta bristen på svängmassa behandlas i rapporten som en separat kostnad, dvs den är redan med.
- Man beaktar inte all ny teknik och den reglerbarhet som finns i elbilar, vindkraft etc. Dvs man har inte beaktat den teknik som beskrivs ovan i avsnitt 8.1.
- Man använder, utan motivering, en ökande kostnad som är exponentiell (x , $4x$, $16x$, $32x$). Varför just dessa siffror?
- Man beaktar inte det nya system som systemansvariga i Norden har introducerat, [83] och [84], just för att hantera situationer med låg svängmassa.
- Utgångspunkten är att systemtjänster för närvarande kostar 6 miljarder kronor per år. Denna uppskattning kommer från Svenska Kraftnäts årsrapport för 2018 [85], där det framgår att, sidan 55, att "Kostnader för balansreglering" var 4573 MSEK (2017) respektive 7614 MSEK (2018), och då togs ett medelvärde på dessa nivåer vilket gav ca 6 miljarder. Men: Dessa nivåer i SvK:s årsrapport inkluderar "transfereringar" genom att alla ekonomiska obalanser (när man köper/säljer mer/mindre än faktiskt utfall) transfereras via SvK. De som, t ex, producerar mindre än vad man sålt betalar till SvK för denna obalans, och SvK för dessa medel vidare till de som faktiskt producerat. Om man istället tittar på SvK:s kostnad för FCR-N, FCR-D, aFRR och mFRR så var totalkostnaden 976 MSEK (2017) respektive 1739 MSEK (2018). Detta ger ett genomsnitt om ca 1400 MSEK, dvs ca 25% av 6 miljarder. Hela beräkningen byggde på en skalning av just 6 miljarder kronor.

Detta är en mycket förenklad modell som använts i brist på tid att genomföra djupare studier i frågan.

När man sedan använder denna metod så blir konsekvensen att kostnaden för stödtjänster ökar från 2040 till 2045 med $25-11=14$ miljarder kr/år (Figur 14, sidan 40) i det fall när den sista kärnkraften ersätts med förnybar elproduktion. På sidan 7 står det: "*Kostnader för stödtjänster innebär få nya investeringar och är i första hand en rörlig kostnad.*" Detta innebär därmed att mellan 2040 och 2045, dvs då systemet går mot 100% förnybart, ökar de rörliga kostnaderna med 14 miljarder kronor/år pga ökade kostnader från stödtjänster vilka beräknats enligt metoden ovan.

14 miljarder kronor/år är samma kostnad (Energimyndighetens uppskattning om 36 öre/kWh [38]) som man får från $[14 \text{ miljarder kr}]/[36 \text{ öre/kWh}] = 38,8 \text{ TWh}$ ny vindkraft/år. Och dessa kostnader har uppstått när man avvecklat 6700 MW ([45]: figur sidan 6) kärnkraft (drygt 50 TWh/år om man antar en utnyttjningstid om 7500 h/år) och minskat exporten ([45]: figur 10, sidan 34) med ca 20 TWh/år. Detta innebär därmed att en nettotillförsel från förnybar elproduktion om drygt 30 TWh/år eftersom produktionen från kärnkraften minskade med 50 TWh/år samtidigt som exporten minskade med 20 TWh/år.

Slutsatsen från denna beräkning är därmed: En nettotillförsel av drygt 30 TWh/år förnybar el skulle ha en "negativ nytta" eftersom nettotillförsel om 30 TWh/år orsakar "systemkostnader" som kostar lika mycket som kostnaden för 38,8 TWh/år vindkraft!

Den metod som använts, vilket nämns ovan, har ingen koppling till verkliga kostnader utan bygger på, utan motivering, en exponentiell utveckling av kostnader som inte på något sätt har beaktat uppskattade kostnader, teknisk utveckling eller ökad konkurrens. Arbete pågår för närvarande med att göra en mer rimlig uppskattning av denna kostnad.

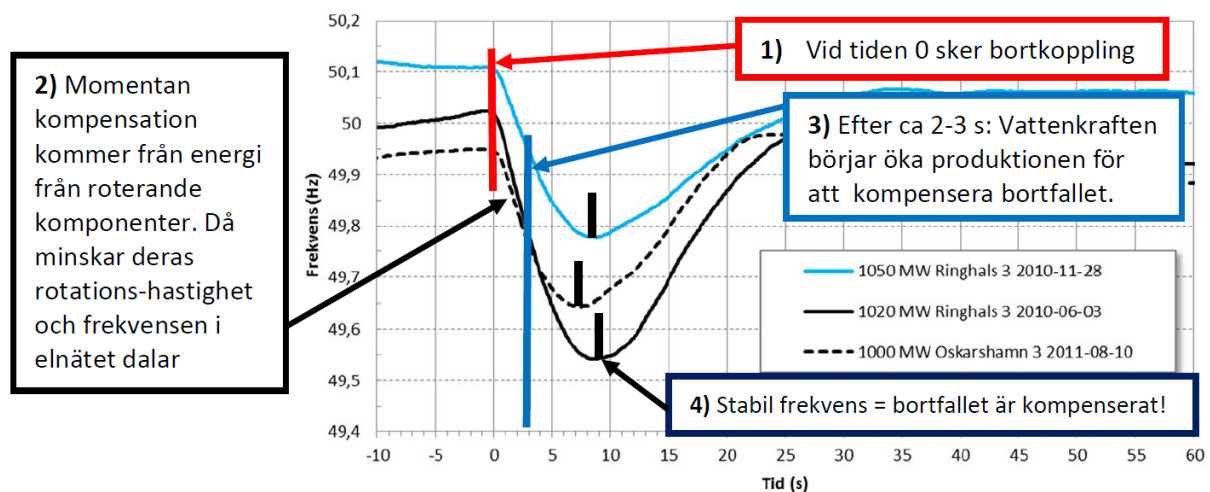
B. Svängmassa

Det finns en diskussion i Sverige om svängmassa (även kallad "masströghet" eller "rotationsenergi") och vad som kommer hända när kärnkraften avvecklas samtidigt som vind- och solkraften ökar. Denna rotationsenergi är central för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem. Funktionen är följande: Om man får en plötslig bortkoppling av, t ex, ett stort kärnkraftverk, vars produktion motsvarar hela Stockholms elförbrukning en kall vinterdag, så måste detta ersättas momentant (millisekunder) med annan produktion. Det finns ingen egentlig upplagrad energi i själva elnätet (ledning, transformatorer), men den energi som finns tillgänglig är rotationsenergi i roterande synkrongeneratorer (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 synkrongeneratorer i Sverige, Norge, Finland och Sjöland. Själva elen kan snabbt transporteras i elnätet, så att de ligger en bit bort har ingen praktisk betydelse, men man måste hålla marginaler på elledningarna bland annat till grannländer så att allt fungerar.

I en framtid med mindre kärnkraft i Sverige, så minskar mängden roterande lagrad energi, dvs svängmassa. Däremot kommer det fortfarande kunna ske plötsliga bortfall av el. Norge bygger nu en ny sjökabel till Storbritannien, och om vi antar att man importerar 1400 MW på denna, och vi får ett plötsligt stopp på denna import, så ger det samma utmaning för Norden som om ett kärnkraftverk plötsligt kopplas bort och snabbstoppas. Vad som är nytt med denna ledning är att vi också kommer kunna få ett plötsligt bortfall av import, dvs en plötslig minskning av konsumtion sett ur Nordiskt Systems perspektiv.

Problemet att hålla frekvensen orsakas alltså av plötsliga bortfall av stora ledningar eller snabbstoppande reaktorer. Kärnkraftverkens tunga generatorer bidrar när de fungerar till att dämpa problemen.

Figur 8 illustrerar vad som händer efter ett bortfall av ett större kraftverk. Figuren visar vad som händer med frekvensen vid 3 historiska bortfall av större kärnkraftverk i Sverige.



Figur 8 Illustration av svängmassans funktion vid ändring av konsumtion eller produktion.

Om man har för lite svängmassa så sjunker frekvensen snabbt, och då finns det risk att man inte hinner kompensera bortfallet innan frekvensen blir för låg (49.0 Hz). Det finns då, i princip, 3 lösningar på detta.

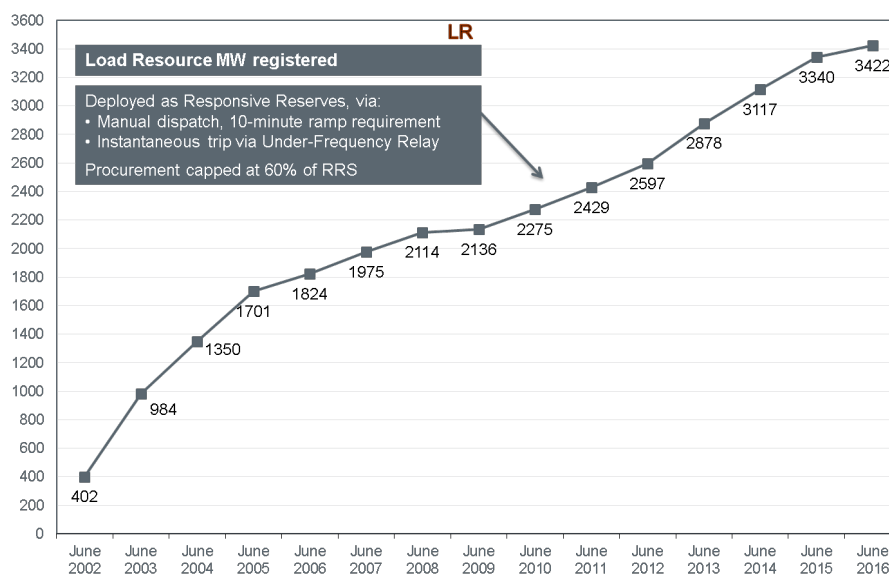
- Man tillåter inte stora bortfall dvs inget kraftverk får producera över en viss nivå och ingen sjökabel får importera över en viss nivå
- Man tillför mer svängmassa
- Man använder batterier eller annan teknik, t ex bortkoppling av förbrukning eller "syntetisk svängmassa", som kan reagera mycket snabbare än vattenkraften, t.ex. full kompensation inom 1-2 sekunder istället för att kompensationen startar efter ca 2-3 sekunder. Detta kallas *snabb frekvensregleringsreserv*. I vindkraftverk finns en svängmassa eftersom det är en stor maskin som roterar. Om man, t ex, har ett vindkraftverk som producerar 2 MW så kan man styra vindkraftverket så att det, t ex, under ett antal sekunder skickar ut 2.1 MW. Denna extra effekt tas därmed från rotationsenergin och vindkraftverket saktar ner. Denna styrning kan aktiveras mycket snabbt, och man kan därmed snabbt få in mer effekt, men enbart för en kortare tid. Detta är en typ av "*snabb frekvensreglering*".

Det är alltså inte självklart att man måste ersätta svängmassa med just ny svängmassa! Vad som egentligen är problemet är om frekvensen sjunker för lågt. Och om man har liten svängmassa så sjunker frekvensen snabbare vid bortfall av produktion. Det beror på att man tar energin från de roterande maskinerna och då sjunker rotationshastigheten och därmed frekvensen i elnätet. Ju mindre total svängmassa, dvs. mindre upplagrad rotationsenergi, desto snabbare sjunker frekvensen. Ett alternativ till att ha mer svängmassa är att någon teknologi istället reagerar mycket snabbt på sjunkande frekvens, så kallad snabb frekvensregleringsreserv dvs metod C ovan. Man kan, t.ex., ha elförbrukning som kopplas bort efter 1-2 sekunder, eller batterier som levererar el efter 1-2 sekunder efter att de identifierat att frekvensen sjunker. Ett sådant stöd behövs bara under några 10-tals sekunder och enheter som bidragit med en snabb frekvensregleringsreserv kan snabbt återgå till den konsumtion/produktion som skedde innan behovet av den extra effekten.

B1. Användning av marknadsbaserad bortkoppling i Texas

Den typ av utmaningar som beskrivits ovan har man i Texas. Texas har ett elsystem som endast är svagt kopplat till övriga USA med högspänd likström. Detta innebär att ett plötsligt bortfall i Texas måste hanteras i Texas. Den faktiska hanteringen sköts av systemoperatören ERCOT. Den maximala förbrukningen i ERCOT är ca 73,5 GW (juli 2018), vilket är samma storleksordning som i Norden. Inom ERCOT kom 18,6% av årselproduktionen från vindkraft under 2018. Det finns 21 751 MW vindkraft (31 jan, 2019) och den maximala andelen vindkraft har hittills varit 56,2 procent (19 jan, 2019). Det formellt dimensionerande felet är en plötslig bortkoppling av 2 750 MW vilket är två kärnkraftsreaktorer vid en anläggning. Detta har i praktiken hänt en gång, 2003, då de två reaktorerna föll bort med 1 minuts mellanrum. Den största reaktorn som därmed kan falla bort är på 1 375 MW.

En lösning som ERCOT valt är att ha kontrakt med industrier som snabbt kopplar bort förbrukning vid vissa större plötsliga händelser. I USA har man normalt frekvensen 60 Hz. Det som industrierna reagerar på är om frekvensen går under 59,7 Hz under 20 växelströms-perioder (60 per sekund i USA), dvs 1/3 sekund. Inom den tiden måste industrierna identifiera att de ska kopplas bort, och sedan måste de koppla bort sin förbrukning inom 10 växelströms-perioder, dvs 1/6 sekund. Detta medför att förbrukningsfrånkoppling sker ca 0,5 sekunder efter det att bortfallet skett. I praktiken innebär detta system att det bara är vid låg svängmassa och större bortfall, större än 1 000 MW, som denna resurs aktiveras. Detta händer ca 2 gånger/år.



Figur 9 Registrerat antal MW förbrukning som deltar som reserver i Texas

Systemet är helt marknadsbaserat. De deltagande industrierna får betalt för sin beredskap och det är en liten risk för bortkoppling. Upplägget är följande:

- ERCOT handlar kontinuerligt upp 2 300-3 200 MW "Responsive Reserve Service" (RRS), dvs resurser som kan kompensera ett stort bortfall. Detta är det vi i Sverige kallar snabb frekvensregleringsreserv. Upp till 60 procent (1 380–1 920 MW) av detta kan vara elförbrukning som kopplas bort. Den övriga kapaciteten är generatorer som ändrar sin produktion när frekvensen sjunker, på samma sätt som vattenkraften i Norden.

- b) De flexibla industrier som är intresserade av att lägga ett bud måste först visa att man uppfyller de krav som ställs gällande mätning, kommunikation och reaktionstid.
- c) Om man är godkänd har man rätt att lägga bud för varje timme kommande dag. Om budet avropas så får man betalt för att vara beredd. Ersättningen var under 2017 i genomsnitt 10 \$/MW för accepterade bud. För perioden 1 januari - 22 augusti 2018 var ersättningen 20 \$/MW.
- d) Under 2018 fanns det totalt över 300 elförbrukare registrerade för att delta med en kapacitet om totalt 4 200 MW, dvs betydligt mer än vad som behövs. Figuren ovan visar hur mängden förbrukare som deltar har ökat.

B2. Möjligheter att utnyttja bortkoppling i Sverige och Norden

Sverige har liknande utmaningar som Texas, och kommer få mer därav i framtiden. Svängmassa är en gemensam utmaning för hela det så kallade synkrona systemet, dvs hela Norden. Under sommaren 2018 tillämpade Svenska kraftnät en metod som innebar att den största producerande enheten minskade sin produktion genom att man under 3 helger i augusti beordrade nedreglering av kärnkraftverket Oskarshamn 3. Anledningen var att om man tillät detta kraftverk att köra på full effekt och om det då plötsligt skulle snabbstoppas, så fanns en risk att frekvensen hade blivit för låg. Sannolikheten att just denna reaktor skulle snabbstoppa under just dessa helger är mycket låg, och behovet uppstår ju bara vid plötsligt bortfall och snabbstopp. Resultatet från denna hantering var därmed att Svenska kraftnät betalade Oskarshamn 3 för att det skulle finnas tillräckligt med reserver för den händelse att Oskarshamn 3 snabbstoppade! Denna metod är knappast långsiktigt optimal ur kostnadssynvinkel då det i framtiden kommer att inträffa allt fler gånger per år då mängden vattenkärn- och kraftvärmeverk (dvs kraftverk med direktkopplade synkronmaskiner) är låg beroende på mer vindkraft och mer solkraft. Det kan dessutom i en sådan framtid finnas ett behov att reglera ner fler enheter då ingen enhet får producera över en viss nivå.

En troligen mer kostnadseffektiv lösning är att ha olika typer av enheter, exempelvis konsumtion som, på samma sätt som i Texas, kan stängas av inom någon sekund vid bortfall av en stor enhet: kärnkraftverk eller import. Sannolikheten att detta skulle behövas är ju låg, dvs det blir mycket sällan som förbrukningen faktiskt behöver minska. Möjlig förbrukning som skulle kunna kopplas bort inkluderar:

- Massaindustri som redan idag ingår i effektreserven, dvs de har en möjlighet att vara flexibla. Effektreserven innebär bortkoppling vid hög total elförbrukning medan beskrivet Texas-system innebär bortkoppling vid låg elförbrukning då otillräcklig svängmassa i kombination med ett möjligt stort bortfall av produktion skulle kunna vara ett problem.
- Vätgasproduktionsanläggningar.
- Pumpkraftverk i något nordiskt land, som kan minska pumpning när denna pågår. I Norge finns, t ex, 1392 MW pumpkraftverk [86].
- Elpannor eller värmepumpar i fjärrvärmen.
- Aluminiumindustri.

- Aggregerad elvärme i villor och aggregerad laddning av elfordon.
- Vindkraftverk (dvs produktion) enligt vad som beskrivits ovan, punkt C sidan 40.

Det kan nämnas att antalet konsumentbud, dvs erbjudande att minska elkonsumtionen i en industri till effektreserven, är 752 MW i Sverige för vintern 2019-2020 [87] så redan i dag finns många på konsumentens sida som är villiga att bidra. Även viss typ av produktion, t ex vindkraft, skulle som nämns ovan, kunna bidra. Den volym snabb frekvensregleringsreserv som behövs beror på svängmassan samt största produktionsenhet i driftskedet.

Svängmassan är bara en faktor som avgör hur snabbt frekvensen faller, det är reserverna som stoppar frekvensen från att fortsätta falla. Således behövs en snabb frekvensregleringsreserv, mer tröghet stoppar inte frekvensfallet. Möjligheterna till mer snabb frekvensreserv ökar eftersom såväl vindkraft (syntetisk svängmassa), elbilar (med batterier) och styrning kommer öka i framtiden. De nordiska systemoperatörerna förbereder införandet av så kallad Fast Frequency Reserve för att hantera situationer med låg mängd rotationsenergi i kraftsystemet [11] [83] [84]. I dagsläget styrs huvudsakligen behovet av svängmassa från situationen med snabbstopp i kärnkraftverk, eftersom detta ger ett momentant underskott av produktion som momentant balanseras av svängmassan. I framtiden kommer det, även om svensk kärnkraft skall minska, ändå finnas behov av momentan balansering och stabiliserande åtgärder, eftersom det kommer finnas likströmsförbindelser mellan Norden och Storbritannien som kommer vara lika stora som dagens kärnkraft, och även dessa kan snabbstoppas och därmed orsaka behov av stor momentan balansering.

C. Risk för elbrist

Ordet "elbrist" används i många sammanhang och kan ges olika betydelser, t ex

- När man blir tvungen att importera, dvs det finns inte tillräckligt med kapacitet inom det område man studerar. Frågan är vilket område man tittar på, EU, Norden, hela Sverige, delar av Sverige, enskilda städer etc. Vissa områden, t ex Stockholm, är helt beroende av import eftersom det inte finns så många kraftverk i Stockholm. Om detta ses som ett problem eller inte är en avvägning mellan risk att man inte kan importera när det behövs, och kostnaden för att ha reserver som nästan aldrig utnyttjas.
- När man måste säga nej till nya kunder på grund av brist i elnätscapacitet. Denna situation har alltid funnits på så sätt att det alltid tar en viss tid från ansökan till anslutning till elnätet. För närvarande (2019) är denna tid ganska lång (år) i vissa delar i Sverige, se närmare [52] och avsnitt 6.
- När någon blir bortkopplad i ett område, utan att ha accepterat detta på förhand. Detta skulle kunna bero på problem i överföringssystemet till detta område, och/eller på att det inte finns tillräckligt med produktion (inklusive import) för att täcka all konsumtion inom detta område. Detta har inte inträffat i modern tid för hela Sverige, eller för något elområde, men det är ofta denna fråga som diskuteras för framtiden gällande elbrist.
- När det inte finns tillräckligt med el till acceptabla priser.

- e) Över ett större område, ofta kallat "systemhaveri" eller "storstörning". Har inträffat några gånger i Sverige: Ett exempel är 2003: *"Omkring klockan 12:36 den 23 september 2003 inträffade ett omfattande strömavbrott som drabbade stora delar av södra Sverige.... I Sverige berördes ett mycket stort geografiskt område med mellan 2,6 och 2,7 miljoner invånare i 96 kommuner med 857 000 abonnenter och nära 90 000 företag/verksamheter"* [88]. Orsakerna till denna typ av problem är ofta komplicerade kedjor av händelser som man inte är beredd på kopplade till hela kraftsystemets dynamik.

Svenska Kraftnät gör kontinuerligt uppskattningar av "effektbalansen" för Sverige inklusive för de olika elområdena. Dessa uppskattningar görs alltid för framtiden. Det är därmed en fråga om prognoser (uppskattningar för framtiden) och inte statistik (beskrivning av existerande data). Historiskt har man bara gjort dessa balanser på ett sätt, men numer gör man det på två olika sätt; med statisk respektive dynamisk metod.

C1. Svenska Kraftnät: Effekttillgänglighet enligt statisk metod

Med en statisk metod avser man en konservativ variant enligt a) ovan, dvs hur beroende man är av import vid speciella tillfällen. Denna metod finns beskriven i [9] sidan 41: *Genom att jämföra förväntat tillgänglig inhemsk produktion med förväntad elanvändning under vintertimmen med högst elförbrukning erhålls en så kallad effektbalans. 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 effektbalansen är negativ behöver återstående effektbehov täckas med import från andra elområden alternativt förbrukningsfrånkoppling. Effektbalansen är därför en indikator på landets marginaler i höglastsituationer."* Vissa detaljer är centrala för det resultat man får fram: I beräkningarna antar man, för varje kraftslag, en given mängd tillgänglig effekt. *"För vattenkraft, kärnkraft och vindkraft är tillgänglighetstalen 82.2 %, 90 % och 9 %"*. I verkligheten varierar tillgången. Nivån 9% för vindkraft är den nivå som, baserad på tidigare års statistik, kan förväntas överskridas under 90% av tiden. Man räknar inte heller med någon import. Det innebär att denna "effektbalans" därmed egentligen svarar på frågan: *"Hur mycket effekt måste importeras från andra områden om 20-årsvintern inträffar samtidigt som vindkraften enbart producerar på en nivå som normalt överskrider under 90% av tiden"*. Detta är en intressant fråga, men man ska då också enbart dra slutsatser rörande att det är just denna fråga som ställs. I praktiken kommer flödet av el styras av var det är billigast att producera elen. Att utesluta import strider mot EUs principer. Inom EU har man kommit överens om bland annat *"We stress that we will not restrict cross-border trade of electricity including in times of high prices reflecting market scarcity and we will follow EU-regulations on cross-border trade also with respect to ensuring secure system operation"* [89] [90].

Detta sätt att beräkna effektbalansen kan bland annat användas till att se om olika åtgärder förbättrar eller försämrar effektbalansen. Det finns flera utmaningar med detta, t ex hur man får in effekten av flexibilitet. I metoden studeras enbart en specifik situation, medan flexibilitet, t ex flexibel elvärme, ju har en koppling mellan olika timmar på så sätt att man kan minska konsumtionen varje specifik timme, men inte väldigt många timmar i rad. Man beaktar inte heller att elkonsumtionen är beroende av elpriset, på så sätt att vid riktigt höga elpriser så minskar elkonsumtionen.

C2. Svenska Kraftnät: Effekttillgänglighet enligt dynamisk metod

Den dynamiska metoden ska svara på frågan enligt c) ovan, dvs hur stor är risken för ofrivillig bortkoppling/otillräcklig effekt. Svenska kraftnät har, sedan något år, börjat göra beräkningar enligt denna metod [9] sidan 43: *"För den dynamiska metoden används elmarknadsmodellen BID3. Genom att simulera många år och för varje timme jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen kan risken för effektbrist utvärderas. De 31 olika väderåren har simulerats åtta gånger med slumpmässiga avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser enligt inmatade avbrottstal för respektive kraftslag och förbindelse. När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist vilket uttrycks i loss of load expectation, LOLE och expected energy not served, EENS. LOLE mäts i antal timmar per år då elanvändningen inte kan tillfredsställas. I regel leder detta till lastfrånkoppling. EENS mäts i antal MWh som inte kan tillfredsställas per år."* Denna metod tar därmed med alla möjliga olika kombinationer av, t ex, haverier på kraftledningar – vind i Sverige – vind i grannländer – hög förbrukning – haverier på kraftverk – flexibel förbrukning etc.

Eftersom man studerar oerhört många olika kombinationer så kan man få fram en **risk för effektbrist**, vilket skiljer sig från den statiska metoden där man får fram en viss bristnivå i MW (antaget vissa tillgänglighetsnivåer). Den dynamiska metoden beaktar all samvariation mm, och ger därmed en mer realistisk bild av hur ett framtida system ser ut. Därmed inte sagt att den beskriver en "sanning". Oavsett metod är ju framtiden alltid osäker. I den dynamiska metoden måste man, exempelvis, anta något om hur tillgängliga ledningar och kraftverk är i framtiden, t ex 97% av tiden eller 92% av tiden. Vilken nivå som är "korrekt" beror ju i sin tur på teknikens funktion i denna framtid. Dessutom bygger beräkningarna på antaganden om vilka kraftverk (samt elförbrukning) som finns i omvärlden, och även dessa nivåer är förstås enbart uppskattningar.

I verkligheten måste beslutsfattare balansera "risk" mot "kostnad att minska risken". Om Sverige, t ex, skulle fatta beslut att "vi ska aldrig, oavsett vad som händer, förlita oss på import till något område i Sverige", då skulle det bli oerhört dyrt, dessutom skulle man få problem med EUs regelverk.

C3. Uppskattningar om risk för effektbrist i Sverige i framtiden

Vad blir konsekvensen av en framtida kombination av kraftigt ökad konsumtion, nedläggning av kärnkraft och ökning av vindkraft + solkraft? Svenska Kraftnät har i sin Långsiktiga Marknadsanalys [9] räknat på detta i Scenario "2040 hög" och lägger då in 106 TWh vindkraft och 7 TWh solkraft. Är detta väldigt mycket vindkraft? Tyskland är ett mindre land än Sverige och betydligt mer tätbefolkat. De hade 2017 104 TWh vindkraft och 38 TWh solkraft.

Svenska kraftnät har i sitt scenario "2040-hög" utgått från att all kärnkraft är avstängd och att annan produktion, t ex kraftvärme, minskar med 1000 MW. Man antar också att man bygger ut de ledningar som är samhällsekonomiskt motiverade, se Figur 10. Man skriver [9], sidan 30: *"I antagen överföringskapacitet ingår de projekt som finns med i europeiska systemoperatörernas tioårsplaner samt i ENTSO-E:s TYNDP. För högscenariot har överföringskapaciteten mellan en del länder på kontinenten ökats enligt Projects of Common Interest, PCI-projekt, som ligger i planeringsfasen. Detta eftersom de preliminära simuleringsresultaten visade på stora prisskillnader och därmed sannolik lönsamhet för dessa projekt. Inom Norden samt mellan Norden och kontinenten utvecklas dock överföringskapaciteten lika för alla scenarier."*



Nya elledningar i Norden

Totalt: 2020-2040: + 16 GW

Year		MW	MW	
2020	NO2↔DE	+1400	1 400	NordLink
	DK1↔NL	+700	700	COBRACable
2021	NO2↔UK	+1400	1 400	North Sea Link
	DK1→DE	+720	2 500	Steg 1 Jylland-Tyskland
	DE→DK1	+1000	2 500	
2022	SE2↔SE3	+500	7 800	Förstärkning Snitt 2
2023	SE2↔SE3	+300	8 100	Förstärkning Snitt 2
	SE3→SE4	+600	7 200	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö
	SE4→SE3	+400	3 600	
	DK1↔DE	+1 000	3 500	Steg 2 Jylland-Tyskland
	DK1↔UK	+1400	1 400	Viking Link
2026	SE4↔DE	+700	1 315	Hansa PowerBridge
	SE1→FI	+800	3 200	3:e AC
	FI→SE1	+900	tot SE-FI	
2029	SE2/SE3↔FI	+400 (netto)	3 600 tot SE-FI	-Avveckling Fenno-Skan1 (-400 MW SE3-FI)
				-Ny HVDC (+800 MW SE2-FI)
2031-2039	NO↔UK	+1400	2 800	NorthConnect eller liknande
2031-2039	SE2↔SE3	+2400	10 500	Förstärkning Snitt 2

Figur 10 Utbyggda ledningar i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys [9]

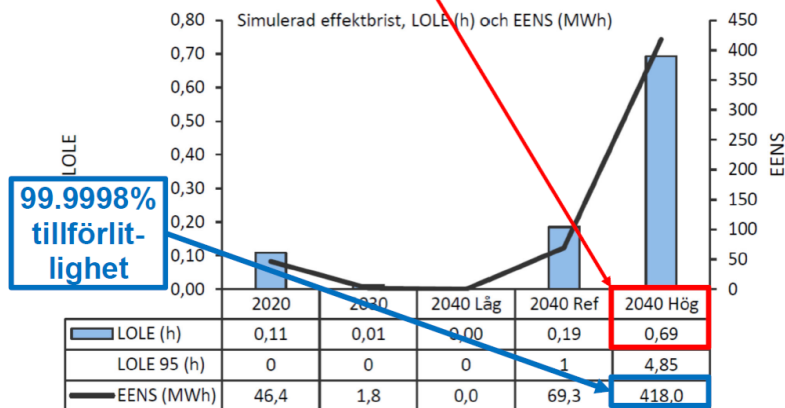
Resultatet, med den dynamiska metoden, för detta blir att systemets leveranssäkerhet (hur stor andel av efterfrågad energi som kan levereras) blir 99.9998%. För många kunder är detta självfallet inte tillräckligt, men när man förstår problemet går det att lösa. Rapporten studerar, bland annat, ett framtida system med Hybrit-projekt, datacenters, elbilar (totalt 179 TWh konsumtion), viss flexibilitet i elbilarna och annan Nordisk flexibilitet, ingen svensk kärnkraft, mindre mängd kraftvärme.

På sidan 44 i Svenska Kraftnäts rapport finns bilden som kopierats i Figur 11. LOLE (Loss of Load Expectation) avser genomsnittligt antal timmar per år då INTE ALLA konsumenter kan få sin el (Svenska Kraftnät har vare sig studerat om dessa nivåer är acceptabla eller vad som behövs göras om nivåerna inte bedöms vara acceptabla, utan bara konsekvenser av vissa antaganden). Denna nivå (0,69 timmar/år) innebär en leveranssäkerhet om $(8760 - 0,69) / 8760 = 99,992\%$. Dvs under 99,992 % av året får alla sin el. Men detta är inte hela sanningen. Under de 0,69h med effektbrist får fortfarande de absolut flesta el! Man kan se detta genom att i samma tabell även titta på EENS (Expected Energy Not Served) vilket är 418 MWh. Detta innebär att man i genomsnitt kopplar bort 418 MWh/år. Den totala energikonsumtionen i detta scenario är 179 TWh (sid 19). Detta innebär att $[418 \text{ MWh}] / [179 \text{ TWh}] = 2,33 \cdot 10^{-6} \Rightarrow 0,000233\%$ av förbrukningen kopplas bort. Detta innebär istället en leveranssäkerhet om 99,9998%. Dvs 99,9998% av all efterfrågad el kan tillgodoses.



Resultat: Risk för elbrist

0,7 timmar/år om vi inte gör mer



Figur 11 Resultat från beräkning av risk för elbrist i ett framtida elsystem. Från [9]

Eftersom detta scenario innehåller konsumtion av el för att producera bränslen (Hybrit-projektet där el används för att producera vätgas) som ska ersätta fossila bränslen är det inte svårt att tänka sig att man vill undvika att producera bränslen då elpriset är hög, och då förlita sig på bränsle som lagrats (dvs vätgaslager) efter att ha producerats då elen var billig. Vår bild är att flexibiliteten av just detta kommer att öka betydligt i ett scenario där det finns stora mängder batterier i fordonssektorn och elbränslen produceras i stor skala, och att riskerna för effektbrist kan försvinna helt genom denna form av priskänslig efterfrågan med lagringsmöjligheter.

Självklart är detta ingen "sanning" om hur framtiden ser ut, eftersom allt som har med framtiden att göra är osäkert.

Litteraturförteckning

- [1] Regeringen, "Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna," 10 06 2016. [Online]. Available: <https://www.regeringen.se/49cc5b/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/en-ergioverenskommelse-20160610.pdf>. [Använd 04 12 2019].
- [2] Riksdagsbeslut, "Näringsutskottets bet 2017/18:NU22 - Energipolitikens inriktning," 19 06 2018. [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/arende/betankande/energipolitikens-inriktning_H501NU22. [Använd 25 03 2020].
- [3] K. Roudén, "Kärnkraften behövs för ett driftsäkert elsystem," 11 04 2016. [Online]. Available: <https://www.nyteknik.se/opinion/karnkraften-behovs-for-ett-driftssakert-elsystem-6539150>. [Använd 21 02 2020].
- [4] U. Kristersson, E. Bush-Thor och N. Sabuni, "Kärnkraft behövs i det svenska energisystemet," Dagens Nyheter, 28 11 2019. [Online]. Available: <https://dela.dn.se/T21TR1FGZkVQY1B0WVN0c3hpYm9ucjJqNTFqcWd1MzVaWTF2YnUvNS9jT>

WovdkRuOUVLNGINRER3UFpsTIZNS1Fhd0w1NWVYL3hDVUpkc2loUE1mZXc9PQ. [Använd 04 12 2019].

- [5] Liberalerna - Facebook, "Kärnkraften behövs för att klara klimatomställningen," 27 02 2020. [Online]. Available: <https://www.facebook.com/liberalernas/posts/10163373820980624>. [Använd 10 03 2020].
- [6] Kristdemokraterna - Facebook, "Kärnkraften behövs, för klimatet, för konkurrenskraften och för konsumenterna.," 28 04 2019. [Online]. Available: <https://www.facebook.com/Kristdemokraterna/posts/10156199228453365/>. [Använd 10 03 2020].
- [7] L. Hjalmered, "Kärnkraft behövs för att trygga Sveriges långsiktiga elproduktion," 04 10 2019. [Online]. Available: <https://www.sydsvenskan.se/2019-10-04/karnkraft-behovs-for-att-trygga-sveriges-langsiktiga-elproduktion>. [Använd 10 03 2020].
- [8] Energimyndigheten & Naturvårdsverket, "Strategi för hållbar vindkraft - Del I Bakgrund, nuläge och utmaningar," 21 10 2019. [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/upload/miljoarbete-i-samhallet/miljoarbete-i-sverige/energi/vindkraft/Nulage-hallbar-vindkraftutbyggnad-20191021.pdf>. [Använd 19 12 2019].
- [9] Svenska Kraftnät, "Långsiktig Marknadsanalys - Långsiktsscenarioer för elsystemets utveckling fram till år 2040," 31 01 2019. [Online]. Available: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf>. [Använd 25 11 2019].
- [10] Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos sommaren 2019 - Energianvändning och energitillförsel år 2018-2022. ER 2019:16," 07 2019. [Online]. Available: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=141839>. [Använd 10 03 2020].
- [11] Svenska Kraftnät, "Implementation av reserven FFR," 24 02 2020. [Online]. Available: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/implementation-av-reserven-ffr/>. [Använd 10 03 2020].
- [12] Dagens Nyheter, "M och KD lämnar energiöverenskommelsen," 10 12 2019. [Online]. Available: <https://www.dn.se/nyheter/sverige/m-och-kd-lamnar-energioverenskommelsen/>. [Använd 07 01 2020].
- [13] Sveriges Riksdag, "Lag (2003:436) om effektreserv," 01 07 2003. [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-2003436-om-effektreserv_sfs-2003-436. [Använd 04 12 2019].
- [14] Sveriges Riksdag, "Förordning (2016:423) om effektreserv," 19 05 2016. [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2016423-om-effektreserv_sfs-2016-423. [Använd 04 12 2019].

- [15] Svenska Kraftnät, "Avtal om Balansansvar," 04 2019. [Online]. Available: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/4-slutliga-avtalsbilagor-3829-1-final.pdf>. [Använd 14 01 2020].
- [16] Energimyndigheten, "Elcertifikat: Kvartalsrapport nr 3 2018," 11 2018. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/elcertifikat/marknadsstatistik/kvartalsrapport-nr-3-2018.pdf>. [Använd 19 12 2019].
- [17] Energimyndigheten, "Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019 - ER 2018:25," 12 2018. [Online]. Available: https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/elcertifikat/er-2018_25webb.pdf. [Använd 19 12 2019].
- [18] Vattenfall, "Pressmeddelande: Klimat och kärnkraft debatteras - igen," 28 11 2019. [Online]. Available: <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter-pressmeddelanden/nyheter/2019/klimat-och-karnkraft-debatteras--igen>. [Använd 19 12 2019].
- [19] Svensk Vindenergi, "Om tre år står vindkraften för 30 procent av den svenska elanvändningen," 04 02 2020. [Online]. Available: <https://svenskvindenergi.org/pressmeddelanden/om-tre-ar-star-vindkraften-for-30-procent-av-den-svenska-elanvandningen>. [Använd 11 02 2020].
- [20] BP, "Statistical Review of World Energy, 2019," BP, 2019. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-all-data.xlsx>. [Använd 11 12 2019].
- [21] Energiföretagen, "Pressmeddelande: Elstatistik för 2019: Största nettoexporten någonsin," 30 12 2019. [Online]. Available: <https://www.energiforetagen.se/pressrum/pressmeddelanden/2019/elstatistik-for-2019-storsta-nettoexporten-nagonsin/>. [Använd 29 01 2020].
- [22] Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA, "Sveriges framtida elproduktion En delrapport - IVA-projektet Vägval el," 2015. [Online]. Available: <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagvalel-sveriges-framtida-elproduktion.pdf>. [Använd 29 01 2020].
- [23] Energimyndigheten, "Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige - ER2014:16," 2014. [Online]. Available: <https://energimyndigheten.sw2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=104522>. [Använd 29 01 2020].
- [24] Sweco, "Havsbaserad vindkraft potential och kostnader," 31 01 2017. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/framjande-av-vindkraft/underlagsrapport-sweco---havsbaserad-vindkraft---potential-och-kostnader.pdf>. [Använd 07 01 2020].

- [25] Energimyndigheten, "Havsbaserad vindkraft - en analys av samhällsekonomi och marknadspotential - ER 2017:03," 2017. [Online]. Available: <http://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=104632>. [Använd 11 02 2020].
- [26] Havs- och Vattenmyndigheten, "Havsplaner för Bottniska viken, Östersjön och Västerhavet - Förslag till regeringen," 16 12 2019. [Online]. Available: <https://www.havochvatten.se/download/18.4705beb516f0bcf57ce1b184/1576572386069/for-slag-till-havsplaner.pdf>. [Använd 29 01 2020].
- [27] Energiföretagen, "Elproduktion: Excel-fil med tabeller," 30 11 2019. [Online]. Available: https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/statistik/energiaret/energiare-t-2018_elprod_tabeller_v2.xlsx. [Använd 29 01 2020].
- [28] L. Magnell, "Solel-programmet 1995-2007, Elforsk Rapport 08:05," 11 2007. [Online]. Available: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19058/solel-programmet-1995-2007-elforskrapport-2008-05.pdf>. [Använd 29 01 2020].
- [29] Energimyndigheten, "100 procent förnybar el. Delrapport 2 - Scenarier, vägval och utmaningar. ER 2019:06," 04 2019. [Online]. Available: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=133470>. [Använd 07 01 2020].
- [30] H. Hansson, S.-E. Larsson, O. Nyström, F. Olsson och B. Ridell, "El från nya anläggningar 2007 - Elforsk rapport 07:50," 12 2007. [Online]. [Använd 04 12 2019].
- [31] O. Nyström, P.-A. Nilsson, C. Ekström, A.-M. Wiberg, B. Ridell och D. Vinberg, "El från nya och framtida anläggningar 2011 - Elforsk rapport 11:26," 05 2011. [Online]. Available: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19918/el-fran-nya-och-framtida-anlaggningar-2011-elforskrapport-2011-26.pdf>. [Använd 04 12 2019].
- [32] I. Nohlgren, S. H. Svärd, M. Jansson och J. Rodin, "El från nya och framtida anläggningar 2014: Elforsk rapport 14:40," 2014. [Online]. Available: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19919/el-fran-nya-och-framtida-anlaggningar-2014-elforskrapport-2014-40.pdf>. [Använd 04 12 2019].
- [33] Energikommissionen, "Promemoria om kostnaderna för nya elproduktionsanläggningar i Sverige," 28 04 2016. [Online]. Available: <http://www.energienkommissionen.se/app/uploads/2016/05/promemoria-om-kostnaderna-fr-nya-elproduktionsanlaggningar-i-sverige.pdf>. [Använd 01 12 2019].
- [34] Svensk Vindenergi, "Ny vindkraft 2017-2021," 08 03 2019. [Online]. Available: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2019/03/Listan-ny-vindkraft-2017-2021.pdf>. [Använd 04 12 2019].
- [35] Svensk Vindenergi, "Investeringsbeslutade och aviserade vindkraftsprojekt 2017 - 2021 - 190930," 30 09 2019. [Online]. Available: <https://svenskvindenergi.org/wp->

content/uploads/2019/09/Investeringsbeslutade-och-aviserade-vindkraftsprojekt-2017-2021-2019-09-30.pdf. [Använd 03 01 2020].

- [36] Svensk Vindenergi, "Investeringsbeslutade och aviserade vindkraftsprojekt 2017 - 2021 (från 190930)," 30 09 2019. [Online]. Available: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2019/09/Investeringsbeslutade-och-aviserade-vindkraftsprojekt-2017-2021-2019-09-30.pdf>. [Använd 20 12 2019].
- [37] Reuters, "UPDATE 1-China sets floor prices for 3rd gen nuclear projects 3rd gen nuclear projects," 01 04 2019. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/china-energy-nuclear/update-1-china-sets-floor-prices-for-3rd-gen-nuclear-projects-idUSL3N21J12S>. [Använd 04 12 2019].
- [38] Energimyndigheten, "Vindkraftsstatistik 2017, Nationell-, länsvis och kommunal statistik, ER 2018:13," Juni 2018. [Online]. Available: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Test.ashx?ResourceId=5749>. [Använd 01 12 2019].
- [39] UK Government, "Initial agreement reached on new nuclear power station at Hinkley," 21 10 2013. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/news/initial-agreement-reached-on-new-nuclear-power-station-at-hinkley>. [Använd 11 12 2019].
- [40] F-plus, "Artikel i f-plus: "Forskare: Kärnkraft sparar 1 000 miljarder "," 93 12 2019. [Online]. Available: <https://www.fplus.se/forskare-karnkraft-sparar-1-000-miljarder/a/Op1X61>. [Använd 07 01 2020].
- [41] Energimarknadsinspektionen, "Ökad andel variabel elproduktion - Effekter på priser och producenters investeringsincitament Ei R2016:14," 12 2016. [Online]. Available: https://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202016/Ei_R2016_14.pdf. [Använd 03 01 2020].
- [42] Ny Teknik, "Eon vill stänga reaktor O2 i förtid," 23 06 2015. [Online]. Available: <https://www.nyteknik.se/energi/eon-vill-stanga-reaktor-o2-i-fortid-6392952>. [Använd 18 02 2020].
- [43] Svensk Kärnbränslehantering AB, "Fud-program 2013: Program för forskning, utveckling och demonstration av metoder för hantering och slutförvaring av kärnavfall," 09 2013. [Online]. Available: http://www.skb.se/upload/publications/pdf/Fud_2013.pdf. [Använd 19 02 2020].
- [44] World Nuclear News, "Turkey Point licensed for 80 years of operation," 06 12 2019. [Online]. Available: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Turkey-Point-licensed-for-80-years-of-operation>. [Använd 19 02 2020].
- [45] J. Bruce, F. Krönert, F. Obel, K. Yuen, E. Wiesner, L. Dyab, K. Greger, E. Lidström, H. Sköldbberg, B. Rydén, T. Unger, J. Gode och J. Nilsson, "Färdplan fossilfri el - analysunderlag - En analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning," Sweco, Profu, IVL, Augusti 2019. [Online].

Available: http://nepp.se/pdf/energiforetagens_fardplan_fossilfri_el_analysunderlag.pdf.
[Använd 25 11 2019].

- [46] Bil Sweden, "Laddbara bilar fortsätter öka på en minskande marknad," 01 03 2019. [Online]. Available:
http://www.bilsweden.se/statistik/nyregistreringar_per_manad_1/nyregistreringar-2019/laddbara-bilar-fortsatter-oka-pa-en-minskande-marknad. [Använd 11 12 2019].
- [47] Power Circle, "Elbilsläget 2018," 2019. [Online]. Available: <https://infogram.com/elbilslaget-2018-1h1749rjvkrq4zj>. [Använd 11 12 2019].
- [48] Jernkontoret, "HYBRIT - fossilfri stålproduktion," 25 04 2019. [Online]. Available:
<https://www.jernkontoret.se/sv/vision-2050/koldioxidfri-stalproduktion/>. [Använd 11 12 2019].
- [49] Naturskyddsföreningen, "Fossilfritt, förnybart, flexibels - Framtidens hållbara energisystem," 11 2019. [Online]. Available:
https://www.naturskyddsforeningen.se/sites/default/files/dokument-media/fossilfrittfornybartflexibelt_slutkorrad_rgb.pdf. [Använd 11 12 2019].
- [50] Sweco / Svenskt Näringsliv, "Klimatneutral konkurrenskraft," 17 01 2019. [Online]. Available:
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%A4rder%20i%20klimatf%C3%A4rdplaner.pdf. [Använd 11 12 2019].
- [51] Statistiska Centralbyrån, "Snabba fakta - Sveriges befolkning," 14 05 2019. [Online]. Available: <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/manniskorna-i-sverige/sveriges-befolkning/>. [Använd 28 01 2020].
- [52] Sweco, "Elnätsutmaningen - En rapport till Svenskt Näringsliv," 11 12 2019. [Online]. Available:
https://www.svensktnaringsliv.se/migration_catalog/Rapporter_och_opinionsmaterial/Rapporter/elnaetsutmaningen_749899.html/BINARY/Eln%C3%A4tsutmaningen.pdf. [Använd 19 12 2019].
- [53] Second Opinion, "Vattenfall öppnar för flexibilitetshandel i Uppsala," 06 01 2020. [Online]. Available: <https://second-opinion.se/vattenfall-oppnar-for-flexibilitetshandel-i- uppsala/>. [Använd 07 01 2020].
- [54] L. Söder, "Studie av sannolikhet för hög elförbrukning, effektbrist, effektvärden och höga elpriser," 02 02 2015. [Online]. Available: <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:785158/FULLTEXT01.pdf>. [Använd 03 01 2020].

- [55] SBC Energy Institute, "Hydrogen-based Energy conversion. More than Storage: System flexibility," 02 2014. [Online]. Available: http://www.4is-cnmi.com/presentations/SBC-Energy-Institute_Hydrogen-based-energy-conversion_FactBook-vf.pdf. [Använd 22 01 2020].
- [56] Siemens Industrial Turbomachinery AB, "Siemens bygger vätgasanläggning för utsläppsfritt energisystem," 05 12 2019. [Online]. Available: <https://www.industritorget.se/nyheter/siemens+bygger+v%C3%A4tgas%26shy%3Banl%C3%A4ggning+f%C3%B6r+utsl%C3%A4ppsfritt+energisystem/26453/>. [Använd 22 01 2020].
- [57] J. Dalton, "Optimal Day-Ahead Scheduling and Bidding Strategy of Risk Averse Electric Vehicle Aggregator - A Case Study of the Nordic Energy and Frequency Containment Reserve Markets," 08 2018. [Online]. Available: <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1249791/FULLTEXT01.pdf>. [Använd 25 11 2019].
- [58] Power Circle, "Vad är V2G - Vehicle to Grid? Faktablad från Power Circle," 02 2020. [Online]. Available: <http://www.powercircle.org/v2g.pdf>. [Använd 17 02 2020].
- [59] Nissan, "Elektrifiera världen - Vidareutveckling av V2G-teknik," 2020. [Online]. Available: <https://www.nissan.se/upplev-nissan/nissan-elbil/elektrifiera-varlden.html>. [Använd 25 03 2020].
- [60] I. Alaperä, S. Honkapuro, VilleTikka och JannePaananen, "Dual-purposing UPS batteries for energy storage functions: A business case analysis," 02 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610219306794?via%3Dihub>. [Använd 17 01 2020].
- [61] PV Europe, 10 12 2019. [Online]. Available: <https://www.pveurope.eu/News/Energy-Storage/German-residential-storage-market-with-strong-growth-Sonnen-leading>. [Använd 14 02 2020].
- [62] Sweco, "100% förnybart med fjärr- och kraftvärme - Ett Multiklient-projekt," 2019.
- [63] Profu, "Kraftvärme i framtiden - Hur mycket blir det?," 2019.
- [64] Wikipedia, "Pumpkraftverk," 17 12 2019. [Online]. Available: <https://sv.wikipedia.org/wiki/Pumpkraftverk>. [Använd 17 01 2020].
- [65] Naturvårdsverket, "Sveriges klimatmål och klimatpolitiska ramverk," [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Miljoarbete-i-Sverige/Uppdelat-efter-omrade/Klimat/Sveriges-klimatlag-och-klimatpolitiska-ramverk/>. [Använd 07 01 2020].
- [66] C. Azar, O. Edenhofer och S. Fuss, "Nej, FN:s klimatpanel förordar inte kärnkraft," 11 03 2019. [Online]. Available: <https://www.svd.se/nej-fns-klimatpanel-forordar-inte-karnkraft>. [Använd 07 01 2020].
- [67] IPCC, "Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development," [Online]. Available:

- https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf.
[Använd 07 01 2020].
- [68] Svenska Kraftnät, "En statusuppdatering om läget i kraftsystemet - Systemutvecklingsplan 2020–2029," 18 12 2019. [Online]. Available: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/systemutvecklingsplan_2020-2029.pdf. [Använd 22 01 2020].
- [69] Entso-E, "Mid-term adequacy forecast - 2017 Edition," [Online]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/20170918_MAF_2017_FOR_CONSULTATION.pdf. [Använd 29 01 2020].
- [70] Nordpool, "Nordpool: Historical Market Data," [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>. [Använd 19 12 2019].
- [71] Energimyndigheten, "Energiläget i siffror 2018," [Online]. Available: https://www.energimyndigheten.se/globalassets/statistik/energilaget/energilaget-i-siffror-2018_20180419.xlsx. [Använd 19 12 2019].
- [72] Agora-Energiwende & Sandbag, "The European Power Sector in 2018," 01 2019. [Online]. Available: https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2019/01/Sandbag_European-Power-Sector-2018.pdf. [Använd 17 02 2020].
- [73] L. Söder, "Möjligheterna att balansera vindkraftens variationer," 25 01 2010. [Online]. Available: <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:467458/FULLTEXT01.pdf>. [Använd 07 01 2020].
- [74] R. Roupe, *Presentation: Vindkraftens bidrag till ett stabilt kraftsystem*, 2019.
- [75] L. Söder och L. Bertling, "Different time scales for studies of power system performance," 09 2011. [Online]. Available: http://www.nepp.se/etapp1/pdf/different_timescales.pdf. [Använd 16 01 2020].
- [76] L. Göransson och F. Johnsson, "Från timmar till årtionden -hur påverkar variationer i last och produktion sammansättningen av Sveriges och Europas framtida elsystem?," 05 12 2018. [Online]. Available: https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/projektdatabas/sokresultat/GetDocument/?id=eb017a0f-b2bd-4720-b09b-dc1ec6623e4d&documentName=SLUTRAPPORT_H2D.pdf.pdf. [Använd 23 01 2020].
- [77] L. Göransson och F. Johnsson, "A comparison of variation management strategies for wind power integration in different electricity system contexts," Wiley Online Library, 16 04 2018. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/we.2198>. [Använd 23 01 2020].
- [78] Svenska Kraftnät, "Vägledning för att leverera reserver," [Online]. Available: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/vagledning-for-att-leverera-reserver.pdf>. [Använd 12 12 2019].

- [79] Fossilfritt Sverige och Energiföretagen, "Färdplan för fossilfri konkurrenskraft - Elbranschen," 01 2020. [Online]. Available: http://fossilfritt-sverige.se/wp-content/uploads/2020/01/frdplan_elbranschen.pdf. [Använd 22 01 2020].
- [80] NEPP - North European Energy Perspective Project, "Varför utnyttjas inte all vattenkraft under ansträngda tidsperioder på elmarknaden?," 11 2019. [Online]. Available: http://nepp.se/pdf/varfor_utnyttjas_inte_all_vattenkraft.pdf. [Använd 28 01 2020].
- [81] L. Herre, F. Tomasini och K. Paridari, "Optimal Day-Ahead Bidding of a Risk-Averse Pulp and Paper Mill in the Energy and Reserve Market," September 2019. [Online]. Available: <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1352725/FULLTEXT01.pdf>. [Använd 25 11 2019].
- [82] Power Circle, "Stödtjänster från nya tekniker," 11 2019. [Online]. Available: <http://www.powercircle.org/stodtjanster.pdf>. [Använd 07 01 2020].
- [83] Svenska Kraftnät, "Plan för FFR som ny stödtjänst i Norden," 05 97 2019. [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-oss/nyheter/elmarknad-allmant/2019/plan-for-ffr-som-ny-stodtjanst-i-norden/>. [Använd 07 01 2020].
- [84] ENTSO-E, "Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area," 23 05 2019. [Online]. Available: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/tekniska-riktlinjer/ovriga-instruktioner/technical-requirements-for-fast-frequency-reserve-provision-in-the-nordic-synchronous-area-1.pdf>. [Använd 25 11 2019].
- [85] Svenska Kraftnät, "Årsredovisning 2018," 08 04 2019. [Online]. Available: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/finansiell-information/arkiv/svenska-kraftnat-arsredovisning-2018.pdf>. [Använd 25 03 2020].
- [86] International Hydropower Association, "Norway," 2016. [Online]. Available: <https://www.hydropower.org/country-profiles/norway>. [Använd 28 01 2020].
- [87] Svenska Kraftnät, "Effektreserven för 2019-2020," 2019. [Online]. Available: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/effektreserv/effektreserven-for-2019-2020/>. [Använd 23 01 2020].
- [88] Energimyndigheten, "Konsekvenser av elavbrottet i Sydsverige den 23 september 2003: ER 4: 2005," 03 2004. [Online]. Available: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=2142>. [Använd 07 01 2020].
- [89] Regeringen, "Ökat energisamarbete inom norden och Europa," 09 06 2015. [Online]. Available: <https://www.regeringen.se/artiklar/2015/06/okat-energisamarbete-inom-norden-och-europa/>. [Använd 23 01 2020].

- [90] Joint declaration, "Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market," 09 06 2015. [Online]. Available: <https://www.benelux.int/files/4414/3375/5898/Jointdeclaration.pdf>. [Använd 23 01 2020].
- [91] Svensk Kraftmäkling, "SKM Elcertificate prices (SEK)," 14 01 2020. [Online]. Available: <http://skm.se/priceinfo/>. [Använd 14 01 2020].
- [92] Sweco, "Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag EN UNDERLAGSRAPPORT TILL ENERGIKOMMISSIONEN," 2016. [Online]. Available: <http://www.energi Kommissionen.se/app/uploads/2016/04/2016-04-05-Sweco-Ekonomiska-f%C3%B6ruts%C3%A4ttningar-f%C3%B6r-skilda-kraftslag1.pdf>. [Använd 01 12 2019].
- [93] Swedish Wind Energy, "New wind power 2017-2021 (in Swedish)," 08 03 2019. [Online]. Available: <https://svenskwindenergi.org/wp-content/uploads/2019/03/Listan-ny-vindkraft-2017-2021.pdf>. [Använd 18 04 2019].
- [94] Wikipedia, "Oljekrisen 1973," [Online]. Available: https://sv.wikipedia.org/wiki/Oljekrisen_1973. [Använd 07 01 2020].
- [95] Statnett - Fingrid - Energinet - Svenska Kraftnät, "The Way forward – Solutions for a changing Nordic power system," 03 2018. [Online]. Available: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2018/the-way-forward---solutions-for-a-changing-nordic-power-system.pdf>. [Använd 07 01 2020].
- [96] J. Persson, K. Andgren, M. Engström, A. Holm, L. T. Pettersson, K. Ringdahl och J. Sandström, "Lastföljning i kärnkraftverk - Möjliga effektregreringar för svenska kärnkraftverk utifrån ett internationellt perspektiv - Elforsk rapport 12:08," 12 2011. [Online]. Available: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19886/lastfoljning-i-karnkraftverk-elforskrapport-2012-08.pdf>. [Använd 25 11 2019].
- [97] Statistiska Centralbyrån, "Fordonsstatistik," 01 2020. [Online]. Available: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/transporter-och-kommunikationer/vagtrafik/fordonsstatistik/>. [Använd 17 01 2020].
- [98] Sveriges Radio, "Hur länge håller de svenska reaktorerna?," 15 02 2013. [Online]. Available: <https://sverigesradio.se/sida/artikel.aspx?programid=3345&artikel=5443458>. [Använd 18 02 2020].