

LÖSNINGAR FÖR DET SVENSKA KRAFTSYSTEMETS UTVECKLING

En rapport till Skellefteå Kraft



Copyright © 2020 Sweco Energy AB

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Sweco Energy AB.

Disclaimer

While Sweco Energy AB ("Sweco") considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skill and judgement when making use of it. Sweco does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Sweco will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

Rapportnamn	Lösningar för det svenska kraftsystemets utveckling
Datum för färdigställande	2020-10-13
Versionsspårning	V1.1
Projektledare	Frank Krönert
Författare	Frank Krönert, Christian Holtz, Linda Dyab, Gustaf Yeomans Rundqvist, Klara Sahlén, Kristoffer Pettersson, Katarina Yuen Lasson, Andrea Badano, Maria Xylia
Kvalitetsgranskare	Frank Krönert, Katarina Yuen Lasson

1 SAMMANFATTNING

Kraftsystemet spelar en stor och viktig roll i klimat- och energiomställningen och är på många sätt en möjliggörare till en mer hållbar och fossilfri framtid. Såväl elproduktion, elanvändning och elnät kommer utvecklas och reformeras i och med omställningen. Stora delar av den existerande kraftproduktionen kommer att behöva ersättas av åldersskäl. Det är ett nytt kraftsystem som växer fram, där en stor andel - på 20 till 30 års sikt mycket stor andel - variabel förnybar kraft förväntas ersätta traditionella planerbara kraftslag. Nya designkriterier för att hantera balansering, el- och effekttillräcklighet samt frekvens- och spänningsstabilitet blir således aktuella. Denna omvandling innebär inte enbart möjligheter till att klara klimatutmaningen, utan också möjligheter till att reformera och effektivisera kraftsystemet samt på internationell nivå bidra med kunskap om hur ett miljö- och klimatvänligt kraftsystem kan vara konstruerat och fungera.

Sveriges elanvändning väntas öka markant efter 35 år av små förändringar, primärt i storstadsregionerna och norra Sverige, precis som i övriga Norden och Europa. Elektrifieringen av industri- och transportsektorn väntas stå för den största delen av ökningen, medan bostadssektorn förväntas ha en stabil eller lätt sjunkande elanvändning. Samtidigt går vi mot en energimix med högre andel variabel elproduktion (som har snabbt sjunkande produktionskostnader) och mindre planerbar elproduktion från större kraftverk med mycket rotationsenergi. Sett över hela landet förväntas vi fortfarande ha ett betydande överskott av elproduktion i norr och ett underskott i söder.

Energiomställningen är tekniskt och marknadsmässigt möjlig och genomförbar. Den väntade ökade elanvändningen ihop med mer förnybara energislag med annorlunda egenskaper från de traditionella, kräver åtgärder som innebär stora investeringar de kommande åren. Det handlar om att förstärka elnätet och implementera fler flexibilitetsstrategier i form av efterfrågefleksibilitet, utbyggnad av energilager samt mer flexibel elproduktion. Målet är ett välfungerande kraftsystem *med förmåga att hantera många olika situationer* och som uppfyller de kraven som klimat- och energipolitiken ställer. En viktig förutsättning för att uppnå det är att förstå det framtida kraftsystemets komplexitet, dynamik och behov samt dess samspel med framförallt transport- och värmesektorn.

Roller och ansvar i energiomställningen behöver göras tydliga mellan Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen. "Vi" behöver *definiera vad det framtida kraftsystemet behöver* och hur systemets olika delar ska dimensioneras, men "vi" är ett ganska brett och otydligt begrepp när det gäller något så viktigt som kraftsystemet, som ska vara en möjliggörare i klimat- och energiomställningen. Roller och ansvar behöver göras tydliga mellan Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen bland annat för att kunna tydliggöra vilka scenarier – vilken potentiell framtid – som ska användas för dimensionering i kraftsystemet. Detta är ytterst en uppgift för regering och riksdag som behöver klargöra en riktning och ansvarsfördelning mellan sina myndigheter.

När behovet är identifierat behöver kraftsystemet rustas med nödvändiga förmågor för att hålla systemets driftsäkerhetsgränser vad gäller spänning, frekvens och effektbalans. Vissa är kravställda, exempelvis genom krav på produktionsanläggningar vad gäller deras förmåga att anpassa uteffekt eller spänningsnivå. Här behöver regelverk vara begripliga och hanterbara för branschen. Andra förmågor i systemet bygger på frivillighet, och här behöver systemets behov vara begripliga för att aktörer ska kunna bedöma vilken möjlighet – tekniskt och ekonomiskt – de har för att bidra med dessa förmågor. En effektiv användning av kraftsystemets förmågor bygger på transparens kring behoven. Och det behöver säkerställas att förmågor som kan möta dessa behov finns i systemet och används effektivt.

En mer proaktiv än reaktiv nätplanering bör tillämpas. Nätplaneringen på alla nätnivåer ökar i betydelse och en viktig elnätsrelaterad lösning för det framtida kraftsystemet är att tillräcklig överföringskapacitet finns mellan elområden i Sverige och mellan Sverige och andra länder. Förstärkningar av transmissionsnätet är en av nycklarna för att lösa utmaningarna och en central fråga är huruvida nätutbyggnaden kan komma hålla samma takt som de snabba förändringarna i kraftsystemet. För att säkerställa tillräcklig överföringskapacitet krävs det både att *behovet för överföringskapacitet* identifieras långt i förväg och att planeringen och byggandet kan ske inom en rimlig tidsperiod. Här spelar Svenska Kraftnäts systemutvecklingsplan och nätbolagens nätutvecklingsplaner en mycket viktig roll. Dessa planer bör ta in externa och bredare perspektiv snabbare och i större grad för att underbygga scenarioarbetet och eftersom ledtiderna är så långa bör arbetet vara mer proaktivt. Det finns analyser som visar att det är samhällsekonomiskt mer lönsamt att ligga lite "före" behovet med

elnätsutbyggnaden än att ligga "efter", i alla fall om nätbyggnaden oavsett är nödvändig och redan planerad. Idag har inte Svenska Kraftnät uppdraget att verka så proaktivt som energiomställningen kräver.

Svenska Kraftnät bedömer att det kommer finnas ett behov av att förstärka transmissionsnätet i nord-sydlig riktning, men antar i sin senaste marknadsanalys att vindkraftsutbyggnaden i norra Sverige kommer stanna upp efter år 2023. Detta är naturligtvis en möjlighet, även om det finns flera tusen MW planerade och till stor del utvecklade vindkraftsprojekt i norra Sverige som skulle kunna realiserats under det kommande decenniet¹. Samtidigt är det just en långsam utbyggnad av transmissionskapacitet söderut som riskerar att ge låga elpriser i norra Sverige under en period framöver och därmed bromsa in takten på vindkraftsutbyggnaden i dessa områden. Eftersom en transmissionsnätsinvestering normalt tar närmare 10 år från planering till färdig ledning och eftersom Svenska kraftnät har begränsade möjligheter att öka nätkapaciteten på kort sikt samt historiskt har haft långa förseningar kommer därmed vindkraftsutbyggnaden effektivt kunna bromsas in, något som Svenska kraftnät sedan lägger till grund för systemutvecklingsplan. Här bör arbetet intensifieras så att Svenska kraftnät kan hålla sina tidplaner.

Samtidigt bör elnätsregleringen utvecklas för att stimulera långsiktigt effektiva lösningar på elnätets utmaningar med fortsatt hög leveranssäkerhet. Regleringen behöver ge elnätkunderna en kostnadseffektiv, trygg och hållbar elnätstjänst samtidigt som den ger långsiktigt stabila förutsättningar för elnätsföretag och investerare.

På elanvändningssidan innebär lösningar även att se över den geografiska fördelningen av elanvändningen i landet tillsammans med elproduktionen och förbättra effekt- och energibalansen inom ett elområde genom att attrahera ny elanvändning till områden med ett stort överskott av elproduktion, vilket minskar behovet för att exportera el från överkottsområdet och därmed behovet för utbyggnad av transmissionsnät. För att detta ska ske behövs det också att elproducenterna i överkottsområdet tar initiativet, vilket många redan gör, men också att attraktiva affärsmässiga förutsättningar för nya elanvändare finns. Att använda fjärrvärme istället för elvärme har stor potential för förbättrad effektbalans i framförallt södra Sverige och städerna. Efterfrågefleksibilitet kan främjas med olika instrument för olika stora aktörer. Det finns några produkter och marknadsplatser, till exempel CoordiNet och SthlmFlex, anpassade för större aktörer redan idag som kan utgöra incitament för flexibilitet men dessa kan behöva anpassas för att främja efterfrågefleksibilitet ytterligare.

På produktionssidan är det viktigt för vattenkraften och möjliga effekthöjningar att ett helhetsgrepp präglar omprövningsprocessen av befintliga vattendomar, där den kraftsystemmässiga nyttan kombineras med den miljömässiga, samt att elnätsbolagen är tidigt involverade i planeringen av effekthöjningen. Vi kan behöva mer effekt från vattenkraften i framtiden för att möta ökat elbehov och mer variabel produktion och då kan inte utfallet av myndigheternas tolkning av den nya vattenlagstiftningen vara att effekten från vattenkraften sänks vid omprövningarna. Det är också av stor vikt att de marknadsmässiga förutsättningar finns för att investeringen ska kunna genomföras, vilket till stor del kan säkerställas genom tillräckligt med överföringskapacitet mellan elområden med potential för effekthöjning och angränsande elområden. För att nyttja hela potentialen i kraftvärmen, med elproduktion där den behövs i stadsmiljö och när den behövs under kalla vinterdagar, i samspel med fjärrvärme och fjärrkyla bör en sammanhållen svensk strategi med långsiktigt stabila och teknikneutrala villkor tas fram. För att nyttja kraftvärmens potential måste ersättningen för elen från dessa anläggningar spegla värdet dessa anläggningar tillför elsystemet i form av el och systemtjänster under ansträngda situationer.

Kärnkraften som är viktig för balanseringen av elproduktionen över landet finns sannolikt tillgänglig i stor utsträckning under åtminstone de närmaste 20 till 25 åren. Det bör säkerställas att kärnkraftkompetens finns i Sverige för att säkerställa den fortsatta driften. Behovet av att möta systemets behov med gasturbiner bör analyseras och det kan behövas mer forskning och utveckling för att utveckla gasturbiner som kan använda vätgas eller andra fossilfria bränslen. Om gasturbiner ska finnas

¹ Swecos analyser visar att en utbyggnad av vindkraft i de två nordligaste elprisområdena SE1/SE2 utöver det som Svenska Kraftnät antar och ökad transmissionskapacitet i snitt 2, gränsen mellan elområdena 2 och 3, för år 2030, visar positiva samhällsekonomiska effekter från elmarknaden, dvs summan av producent- och konsumentöverskott samt flaskhalsintäkterna. Analysen visar också tydligt att mer installerad vindkraft i SE1/SE2 samt en större ökning av transmissionskapacitet i snitt 2 kan bidra till att sänka CO₂-utsläppen med en dryg miljon ton per år, framförallt på kontinenten, trots att transmissionskapaciteten mellan Sverige och kontinenten antagits vara oförändrad.

är flexibilitetsmarknader där aktören får betalt för avsatt och tillgänglig effekt en möjlig lösning. Den gas – eller framställningsteknik - som används är då fossilfri.

En övergripande strukturell planering för variabel elproduktion kan förbättra kraftsystemets förmågor och underlätta för en proaktiv nätplanering. En bättre strukturell geografisk spridning av de förnybara teknologierna kan leda till en bättre energi- och effektbalans per elområde och en något jämnare elproduktion över landet samt en något högre tillgänglig effekt, vilket även gäller för kombinationen landbaserad och havsbaserad vindkraft. Samtidigt som en sådan planering skulle kunna ge marknadsaktörerna bättre förutsättningar i form av planerbarhet och kortare tillståndprocesser, är det dock alltid en balansgång mellan att låta marknadskrafterna styra till stor del eller lite mindre.

Utred möjlighet till produktionsnära energilager, t.ex. vätgas eller batterilager, eftersom det finns en stor potential för kombinationen av variabel elproduktion och energilager nära varandra. Det bör även utredas i vilken grad man på längre sikt borde krävställa produktionsnära energilager för variabel elproduktion. Genom att skapa ekonomiska incitament och tydligare krav från myndigheter kan och bör (enligt EU:s nätkoder) sol- och vindkraft bidra med reaktiv effekt och därmed till spänningshållningen. Då det i framtiden väntas finnas ett behov av nedreglering och en ny reserv (FCR-D för nedreglering) inom kort kommer etableras i Norden för just detta, ges möjlighet till exempelvis vindkraftsägare att delta på den marknaden och få ersättning när de spillar elproduktion. Detta är en typ av flexibilitetslösning med ekonomiska incitament som vind (och sol) kan bidra med.

På energilagersidan är det viktigt att främja pilotprojekt för olika typer av energilager inom olika delar av kraftsystemet, eventuell i kombination med en regulatorisk sandlåda, där man, begränsad i tid och skala, kan utveckla och testa teknik och regelverk.

Elmarknadsutformningen behöver anpassas till morgondagens kraftsystem som skiljer sig dramatiskt från det nuvarande kraftsystem vi har. Elmarknaden behöver utvecklas kontinuerligt och större förändringar väntas i samma takt som kraftsystemet förändras. Hittills har ansvarsfördelning mellan marknadens aktörer varit anpassad till den produktionsmix som finns idag. Detsamma gäller de regelverk som styr marknaden. I samband med att styrbar termisk produktion ersätts av variabel sol- och vindkraft är det sannolikt att dagens marknadssystem kommer att behöva anpassas så att handeln sker närmare leveransperioden eller på ett sätt som ger systemoperatören utökade befogenheter. Sådana planer finns redan på nordisk nivå. På längre sikt måste det också säkerställas att marknaden ger de rätta incitamenten till investeringar i både produktion, energilager, efterfrågefleksibilitet och stödtjänster. Det bör finnas marknadslösningar som återspeglar värdet de olika förmågorna (leverera energi, leverera aktiv och reaktiv effekt, bidra till spännings- och frekvenshållning, etc.) tillför kraftsystemet både på lokal, regional, nationell, nordisk och även europeisk nivå. Detta kommer bli mer komplext eftersom de olika tjänsterna delvis motverkar varandra. Till exempel leder ökad efterfrågefleksibilitet till kapade pristoppar, som är en förutsättning för lönsamheten i energilager och vissa typer av flexibel elproduktion som pumpkraft eller gasturbiner.

2 FÖRKORTNINGAR OCH BEGREPPSBESKRIVNINGAR

aFRR	Automatisk frekvensreglering som avlastar FCR. Aktiveringstid inom 2 minuter
Aktiv effekt	Överföringen av elenergi kan delas upp i aktiv och reaktiv effekt. Den aktiva effekten är den användbara effekten som utnyttjas för att uträtta arbete oftast bara kallad <i>effekt</i> .
Balansmarknaden	Den marknadsplats som aktiverar balansresurser inom drifttimmen med syfte att upprätthålla rätt frekvens. Administreras av Svenska kraftnät.
Effekt	Effekt beskriver hur mycket energi som går åt för att uträtta ett visst arbete per tidsenhet och mäts i watt.
Elenergi	Elektrisk energi (elenergi) består av laddningar i rörelse. I elsystemet uttrycks den elektriska energin som en funktion av spänning och ström, och den vanliga storheten är wattimmar med lämpligt prefix (tex kWh). Elektrisk energi är en mycket högvärd energiform som med små förluster kan omvandlas till andra energiformer eller användas till arbete.
FCR	Består av FCR-N (normaldrift) och FCR-D (störningsdrift). FCR-N är idag en symmetrisk produkt som automatiskt och med kort aktiveringstid reglerar frekvensen så snart den avviker från 50 Hz. FCR-D används i de sällsynta fall ett större frekvensfall (under 49,9 Hz) uppstår.
FFR	Stödtjänst som infördes 2020 för att med kort responstid återställa frekvensen. Med minskad rotationsenergi i elsystemet ökar behovet av frekvensreglering med kort responstid.
Flaskhals	Lokal begränsning i elnätet som gör det svårare att överföra elproduktion från ett område till ett annat. Kan exempelvis utgöras av otillräckliga ledningar (för låg ledningskapacitet).
Flaskhalsintäkt	Uppstår när det råder prisskillnader mellan olika elprisområden och utgörs av skillnaden i elpris multiplicerat med överförd volym mellan områdena. Inom Sverige tillfaller flaskhalsintäkterna Svenska Kraftnät och används för att bygga bort flaskhalsar och att se till att befintlig överföringskapacitet ligger fast. För utlandsförbindelser tillfaller flaskhalsintäkterna operatörerna, dvs Svenska Kraftnät och Baltic Cable.
Flexibilitet	Flexibilitet i kraftsystemet innebär att produktion och användning kan ändras efter behov eller flyttas över tid för att upprätthålla systembalans frekvensen 50 Hz. Strategier för att uppnå flexibilitet innefattar flexibel elproduktion, efterfrågeflexibilitet och energilager.
Frekvens	Storhet som mäts i enheten Hertz (Hz) och används för att beskriva antalet repetitiva händelser inom ett givet tidsintervall. I elnätet ska frekvensen hållas till 50 Hz vilket upprätthålles genom att upprätthålla balans mellan produktion och förbrukning av elenergin i kraftsystemet.

mFRR	Reserv som avlastar FCR-N inom frekvensintervallet 49,9–50,1 Hz. Aktiveras manuellt inom 15 minuter via avrop från systemoperatören.
Reaktiv effekt	Reaktiv effekt är ett begrepp som används för att beskriva den effekt som pendlar i ett växelströmssystem i och med de induktanser och kapacitanser som finns där. Den reaktiva effekten bidrar inte till ett aktivt arbete men motsvarar ändå en ström i ledningar och andra komponenter och ger upphov till förluster. För att använda elsystemet effektivt behöver reaktiv effekt produceras och konsumeras på olika håll.
Responstid	Hur snabbt en resurs reagerar på en signal för reglering. Till exempel aktivering av en produktionsanläggning.
Rotationsenergi	Rotationsenergi, är den rörelseenergi som finns i kraftsystemets roterande delar. Den beror av det sammanlagda rörelsemängdsmomentet i systemet (eller svängmassa) samt systemets frekvens. Rotationsenergin ger stabilitet och motverkar snabba frekvensändringar och lokalt även spänningsändringar.
Rörelseenergi	Rörelseenergi, eller kinetisk energi, är den energi som en massa har i rörelse. Ju större massan är och ju högre hastighet den rör sig med, desto större rörelseenergi har den. Vattenkraft, vindkraft, kärnkraft och kraftvärmeverk producerar alla el genom att rörelseenergi, från olika sorters turbiner, omvandlas till elektrisk energi.
Spänning	Spänning, eller mer precist elektrisk spänning anger skillnaden i elektrisk potential mellan två punkter. För överföring av elektrisk energi över långa sträckor är högre spänning mer effektiv. Komponenter i elsystemet är utformade för vissa spänningsnivåer och om dessa inte upprätthålls finns risk för skador på person och egendom samt att komponenterna inte fungerar som de ska.
Spänningsreglering	Spänningsreglering handlar om att anpassa spänningsnivå i elsystemet, vilket behöver för korrekt funktionalitet i exempelvis långa överföringar. Spänningsreglering handlar om produktion och konsumtion av så kallad reaktiv effekt, något som behöver ske på rätt plats i kraftsystemet eftersom spänningen behöver regleras lokalt.
Stödtjänster	Ett samlingsnamn på de tjänster som behövs för driften av elsystemet, inbegripet balanstjänster (FCR, aFRR och mFRR) och icke-frekvensrelaterade tjänster som spänningsreglering och reaktiv effekt.
Störningsreserv	En reserv som Svk ansvarar för som inom max 15 minuter ska kunna leverera en effekt (eller en reduktion av förbrukning) in i händelse av ett oväntat bortfall av elproduktion. Idag består störningsreserven av ett antal gasturbiner.
Överföringskapacitet	Hur mycket effekt som kan överföras mellan olika delar av elsystemet.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	SAMMANFATTNING	5
2	FÖRKORTNINGAR OCH BEGREPPSBESKRIVNINGAR	8
1	INLEDNING	1
1.1	Tidigare studier pekar på ökad elanvändning och ett på många sätt förändrat kraftsystem	2
1.2	Det förändrade kraftsystemet behöver ta hänsyn till nya designkriterier	4
2	ELANVÄNDNINGENS UTVECKLING	8
2.1	Sveriges elanvändning väntas öka markant efter över 30 år av små förändringar	8
2.1.1	Transportsektorn – kraftigt ökad elanvändning i storstadsregionerna	9
2.1.2	Bostäder – små förändringar i elanvändningen	11
2.1.3	Elintensiv industri	13
2.1.4	Service och offentlig verksamhet	14
2.1.5	Datacenter	14
2.2	Elanvändningen väntas primärt öka längs Norrlandskusten och i storstadsregionerna	15
2.3	Ökat effektuttag	15
3	TEKNIKUTVECKLING OCH KOSTNADER FÖR OLIKA PRODUKTIONSSLAG	18
3.1	Produktionsslagens förmågor skiljer sig åt	18
3.2	Kraftsystemet – ett samspel mellan olika typer av elproduktion med olika egenskaper och en föränderlig elanvändning	21
3.2.1	Elmarknadens uppbyggnad	25
3.3	Behovet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder är under förändring	26
3.3.1	Frekvenshållning inom intervallet 49,9-50,1 Hz	28
3.3.2	Stora/snabba frekvensförändringar	29
3.3.3	Andra stödtjänster och åtgärder	30
3.3.4	Effektreserv	31
3.4	Produktionsslagens kostnadsutveckling går åt olika håll	31
3.4.1	Vattenkraft	32
3.4.2	Landbaserad vindkraft	35
3.4.3	Havsbaserad vindkraft	39
3.4.4	Solkraft	42

4	KRAFTSYSTEMET OCH TEKNISKA MÖJLIGHETER ATT UTVECKLA ELNÄTET	44
4.1	Regionala aspekter av produktion och elförbrukning	44
4.2	Behov av utveckling av transmissionsnätet enligt Svk	47
4.3	Behov av utveckling av transmissionsnätet enligt Skellefteå Krafts scenarier	51
5	LÖSNINGSFÖRSLAG OCH HUR DE KAN BLI VERKLIGHET	55
5.1	Systemets samspel – teknik och marknad	56
5.2	Elnätsrelaterade lösningar	59
5.3	Elproduktionsrelaterade lösningar	61
5.4	Efterfrågerelaterade lösningar	68
5.5	Energilager	71

1 INLEDNING

Klimatomställning² kommer påverka hela vårt samhälle, inte bara i Sverige eller Norden utan hela världen. Kraftsystemet spelar en stor och viktig roll i detta skifte och är på många sätt en möjliggörare till en mer hållbar och fossilfri framtid. Såväl elproduktion, elanvändning som elnät kommer utvecklas och reformeras i och med omställningen. Det är ett nytt kraftsystem som växer fram där en stor andel och till stor del variabel förnybar kraft förväntas ersätta traditionella planerbara kraftslag. En av drivkrafterna är de snabbt minskade kostnaderna för vind- och solenergi, som skett på global nivå det senaste decenniet, i takt med teknologiernas spridning. Detta skifte kommer att innebära förändrade förutsättningar för kraftsystemet och efterfråga nya lösningar för att hantera balansering, el- och effekttillräcklighet och frekvens- och spänningsstabilitet. Det kommer även att krävas förstärkningar av elnätet, ökad efterfrågefleksibilitet och utbyggnad av energilager samt mer flexibel elproduktion. Även marknadsutformningen kommer på längre sikt behöva ses över.

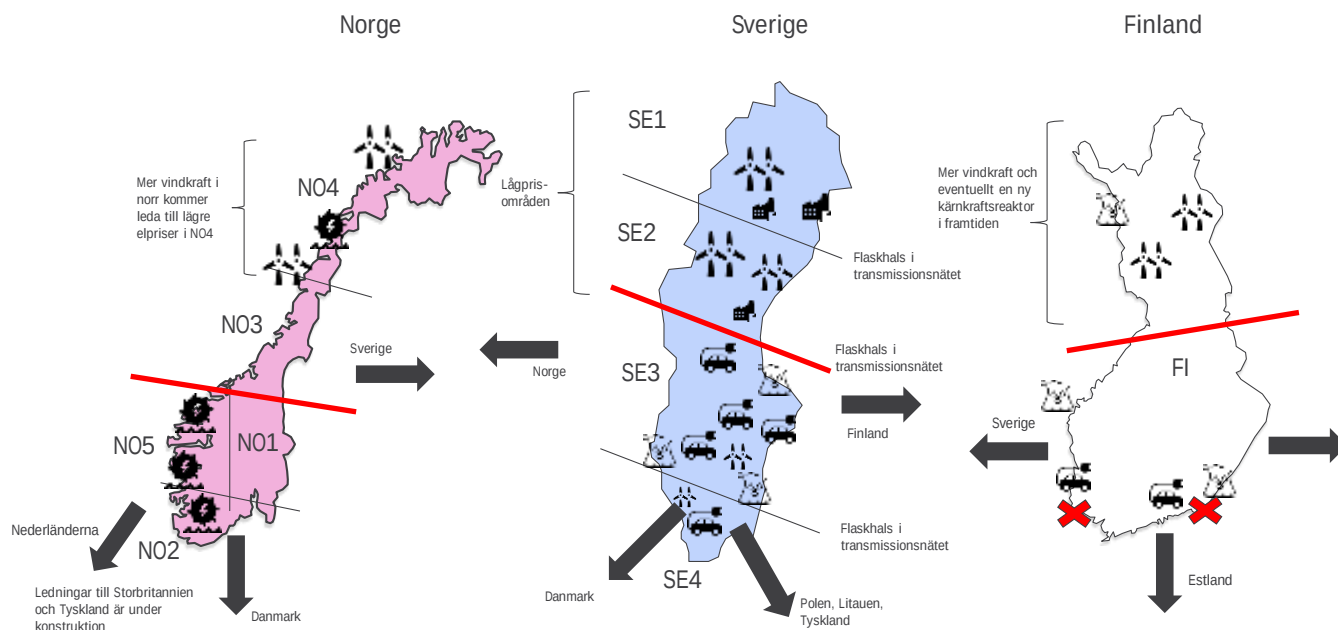
För en hållbar och klimatneutral framtid krävs att de fossila bränslena i alla delar av samhället ersätts med fossilfria alternativ. Kraftsystemet kommer vara en nyckel i den utvecklingen. En ökad elektrifiering inom sektorer som transport och industri, i kombination med en fossilfri elproduktion ses som en nödvändighet för att kunna genomföra omställningen till ett fossilfritt samhälle. Detta väntas medföra en kraftigt ökad elanvändning under kommande årtionden³, samtidigt som mycket av dagens elproduktion kommer uppnå sin tekniska livslängd och behöva bytas ut. Mycket av den förnybara elproduktionen finns i norra Sverige, medan en större del elanvändningen – som förväntas öka – finns i södra Sverige. Dessutom pågår urbanisering och det blir allt vanligare med förfrågningar om tillkommande stora punktlaster som datacenter, vilket ytterligare driver på ett ökat elbehov, framförallt i storstadsregioner samtidigt som en del av den lokala elproduktionen i just storstäderna riskerar att försvinna. De nya skattesatserna på fossila bränslen har bidragit till att det blir svårare att få kraftvärmeproduktion lönsam och det finns flera fall där lokal kraftvärmeproduktion därför har lagt ner eller ersatts av ren värmeproduktion, exempelvis Heleneholmsverket och Stockholm Exergis Värtaverket. Kraftvärmeproduktion har varit särskilt viktig som lokal produktionskälla i storstadsregionerna där elbehovet oftast är som störst, och där produktion och användning dessutom är väl korrelerade då de är temperaturberoende.

Sverige har under de senaste åren haft ett överskott på el på årsbasis, men en allt högre efterfrågan och variabel kraftproduktion ställer ökade krav på kraftsystemet då dessa produktionskällor skiljer sig åt från de traditionella kraftslag som kraftsystemet historiskt utgjorts av. Ökade krav ställs på kraftsystemet avseende energi- och effektbalansering, nätkapacitet och andra tekniska utmaningar. Detta då produktion från förnybara kraftkällor som sol- och vindkraft inte går att anpassa efter efterfrågan på samma sätt som vattenkraft och termisk produktion kan.

Överföringsförmågan är på flera håll i landet låg i förhållande till elbehovet – tillgänglig kapacitet är inte tillräcklig för att överföra rätt mängd energi i varje tidpunkt – och flera andra områden riskerar att ställas inför liknande situationer på ett par års sikt. Idag används transmissionsnätet för att transportera elenergi som produceras av vattenkraft och vindkraft i norra Sverige. Kärnkraften återfinns i södra delarna av landet och behöver därför inte transporteras lika långa sträckor till områden med hög elanvändning, men i och med att kärnkraften i högre grad fasas ut finns ett behov av att förstärka transmissionsnät genom landet i nord-sydlig riktning. Nätutbyggnad och -förstärkning ses alltså som en nödvändighet för att på sikt avhjälpa situationen och detta pågår kontinuerligt. Nätutbyggnad på region- och transmissionsnätets nivå har dock generellt långa ledtider (10-15 år) på grund av att tillståndsprocesser, nödvändiga utredningar, markberedning för ledningsgator och så vidare tar tid, vilket i sig kan utgöra ett hinder för regioners tillväxt eller ökad inmatning från exempelvis vindkraftsproduktion i områden där det redan är eller riskerar att bli nätkapacitetsbrist. I Figur 1 visas en överblick av flaskhalsar i det nordiska kraftsystemet.

² Med "klimatomställning" definieras enligt Naturvårdsverket en långsiktig förändringsprocess som leder fram till en klimatomställning hållbar utsläppsnivå av växthusgaser

³ NEPP Färdplan, IVA, Energimyndigheten



Figur 1: Flaskhalsar i det nordiska kraftsystemet

Det finns flera utmaningar med det förändrade kraftsystemet som måste belysas och lösas. I denna rapport görs en ansats att belysa de viktigaste utmaningarna uppdelat i det som berör energi- och effektbalans, elnätet, teknikutveckling och kostnader för olika produktionsslag, frekvensbalansering och andra tekniska utmaningar, samt genom en samhällsekonomisk analys av ökad transmissionskapacitet som avser att ge ett bredare perspektiv på frågan.

Därutöver finns flera andra lokala/regionala nätutmaningar runtom i landet. Ett exempel på det är överföringen från det norrländska inlandet, där en stor del av elproduktionen är förlagd, till norrlandskusten där mycket av elanvändningen återfinns.

1.1 Tidigare studier pekar på ökad elanvändning och ett på många sätt förändrat kraftsystem

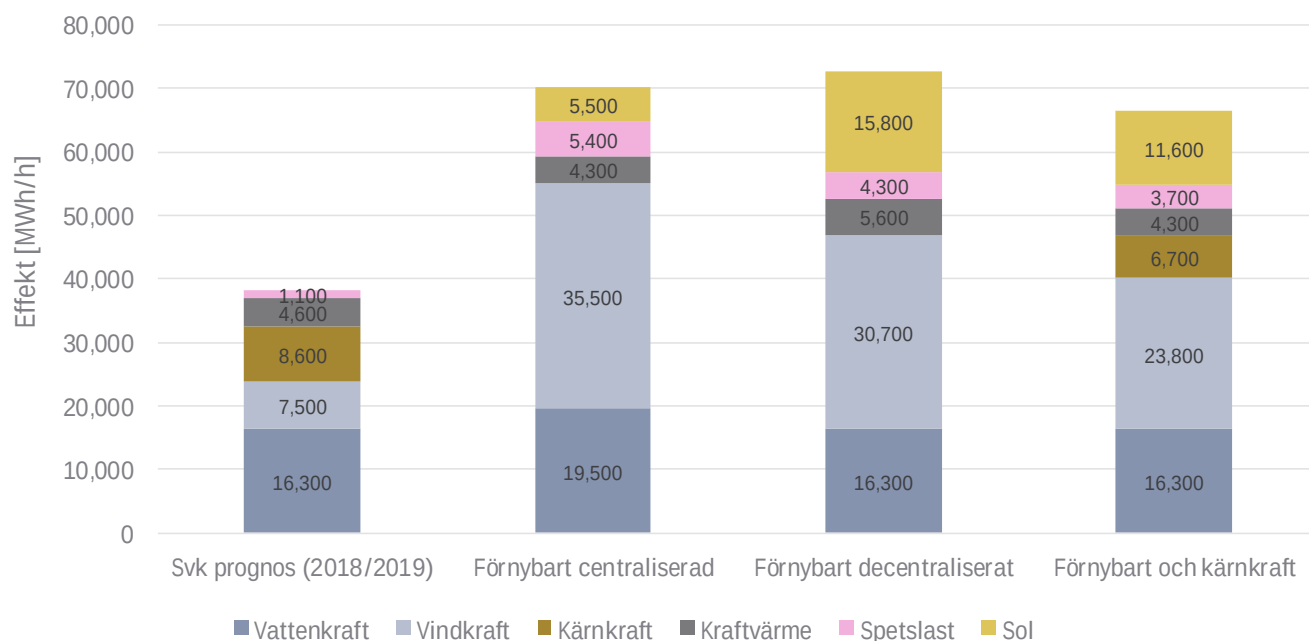
Elanvändningen väntas öka i framtiden, såväl på europeisk, nordisk som svensk nivå. På europeisk nivå var elanvändningen strax över 3 300 TWh år 2017, en siffra som väntas öka med 1 000 TWh till 2040 i olika scenarier. I Norden är elanvändningen idag omkring 400 TWh per år, även denna siffra väntas uppgå till över 500 TWh till 2040. Exakta siffror skiljer sig åt beroende på vilket scenario som studeras men tydligt är att elanvändningen visar på en uppåtgående trend.⁴

Under de senaste 30 åren har den svenska elanvändningen varit relativt konstant kring 140 TWh per år, men även den svenska elanvändningen väntas öka de kommande årtionden. En studie⁵ som nyligen utförts visar att den siffran kan stiga till 190 TWh/år till 2045, till följd av andra branschers allt större elektrifiering. En slutsats som studien visade var att detta kunde ske på ett långsiktigt hållbart sätt, både sett till kostnad, leveranssäkerhet och elkvalitet samt klimat och miljö. Tre elproduktionsscenarier utvecklades som möjliga vägar för att möta efterfrågan, innefattade två med 100 % förnybar elproduktion där ett huvudsakligen bestod av centraliserad förnybar elproduktion och ett huvudsakligen av decentraliserad förnybar elproduktion. Det tredje scenariot bestod av förnybar elproduktion ihop med en livstidförlängning av de sex yngsta kärnkraftsreaktorerna. Fokus låg på det svenska energisystemet men i alla scenarier hanterades även utvecklingen i Norden och övriga Nordeuropa. Gemensamt för alla tre produktionsscenarierna är en fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraften. Även

⁴ ENTSO-E TYNDP 2020

⁵ NEPP: Färdplan fossilfri el – analysunderlag, 2019

solkraften byggs ut i samtliga scenarier. Se Figur 2 för installerad effekt för respektive scenario. Finns den politiska, ekonomiska och miljörättsliga möjligheten till storskalig effektökning av vattenkraften, vilket analyserats i "Förnybart centraliserad"-scenariet, så utnyttjas den fullt ut. Den landbaserade vindkraften beräknades främst förläggas till de norra delarna av landet inom detta scenario.



Figur 2: Tre olika scenarier för 100 % fossilfri elproduktion i Sverige år 2045. Figuren anger den installerade produktionskapaciteten och maximallasten i Sverige en kall vinterdag ett normalår.

Källa: NEPP: Färdplan fossilfri el – analysunderlag, 2019

Den installerade effekten, som är den maximala effekten som ett kraftverk kan producera med, är mer eller mindre tillgänglig för olika kraftslag, vilket är av värde att veta vid planering i olika tidsskalor. För att identifiera hur stor andel av den installerade effekten som antas vara tillgänglig under topplasttimmen använder sig Svenska kraftnät av en så kallad tillgänglighetsfaktor⁶ för respektive kraftslag. Det kan beskrivas som en metodik för att uppskatta behovet av spetslast. Kärnkraft och kondenskraft antas ha en tillgänglighetsfaktor på 90 %, kraftvärme 76,5 %, vattenkraft 82 %, vindkraft för närvarande 9 % och solkraft 0 %. Med andra ord medför den aktuella produktionsmixen i de olika scenarierna olika egenskaper för kraftsystemet, och därmed olika behov av balansering.

När effektbalansen studeras under den mest ansträngda timmen en 20-årsvinter skiljer sig inte de olika scenarierna åt på nationell nivå och nettoimporten är drygt 8 000 MWh/h i samtliga scenarier. Däremot utmärker sig scenariot "Förnybart centraliserad" med ett större effektöverskott i norr och en svagare balans i SE3 på grund av att effektutbyggnaden i vattenkraften främst sker i norra Sverige.

Vidare visade studien att för att säkra effektbalansen, bibehålla dagens höga leveranssäkerhet och hantera systemtjänsterna kommer behöva ske stora och särskilda satsningar med avseende på regler- och flexibilitetsresurser. Det gäller både i produktionsledet (t.ex. fler gasturbiner), transmissions-/distributionsledet (utbyggt elnät) och användarledet (t.ex. efterfrågefleksibilitet). Detta är särskilt tydligt i ett scenario utan varken livstidsförlängning av kärnkraft eller stor effekthöjning i vattenkraften.

⁶ Tillgänglighetsfaktorn avser effekt som kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen, som andel av total installerad effekt i Sverige

En annan studie⁷ framhåller att energipolitiken även i praktiken måste medverka till att leveranssäkerheten värnas fullt ut. Idag är det stort fokus på energiomställningen, men investeringar i reglerbar kraftproduktion och elnät har nedprioriterats i högre grad än våra grannländer och effektfrågan och flexibilitet behöver ges ett större fokus för att möta de utmaningar som finns.

Samtidigt ses en spännande utveckling av nya åtgärder för att hantera flexibilitet – elnätets förmåga att hantera variationer och osäkerhet i utbud och efterfrågan på el – även om många ännu är relativt oprövade. Flexibilitet ses av många branschaktörer som en viktig lösning för att åstadkomma en effektiv nätdrift och underlätta kapacitetsutmaningen som finns i ett flertal regioner⁸. Detta kan exempelvis genomföras med hjälp av elanvändare så som hushåll eller industrier som styr sin elanvändning på ett sätt som hjälper till att jämna ut den totala belastningen i elnätet eller genom att tillfälligt öka/minska produktion eller utnyttja energilager.

Ett exempel är det Horizon 2020-finansierade EU-projektet CoordiNet⁹ som syftar till att ge upphov till standardiserade produkter för system- och flexibilitetstjänster på EU-nivå. Projektet fokuserar på att demonstrera koordinering mellan transmissionsnätoperatörer, distributionsnätoperatörer och elanvändare för att frigöra kunders effektflexibilitet lokalt. Detta sker genom en regional plattform där anslutna flexibilitetsleverantörer kan lägga bud om att tillfälligt minska sin elanvändning eller öka sin elproduktion under tidpunkter då nätägaren ser ett behov av nätnytta. I Sverige utförs demonstrationsprojekt på fyra olika platser som har olika typer av kapacitetsproblematik:

- **Västernorrland/Jämtland:** Problematik på grund av tillfälliga flaskhalsar i nätet kopplade till hög produktion och inmatning av vind- och vattenkraft.
- **Uppland** Flaskhalsar i transmissionsnät leder till kapacitetsproblematik när staden växer.
- **Gotland:** Begränsad överföringskapacitet mellan Gotland och fastlandet.
- **Skåne:** Kapacitetsbrist i nätet på grund av ökad regional tillväxt



En liknande satsning har nyligen lanserats i Stockholm i forskningsprojektet SthlmFlex som är en lokal flexibilitetsmarknad i Stockholm som drivs av Svenska Kraftnät, Vattenfall och Ellevio¹⁰. Marknadsplatsen är fortfarande i ett forsknings- och testskede, men beräknas starta i november 2020. Det finns förhoppningar om att denna typ av lösning på sikt ska bidra till att avhjälpa kapacitetsbristen i elnätet medan nödvändiga nätförstärkningar genomförs eller att det kan utgöra ett komplement till konventionella nätförstärkningar.

1.2 Det förändrade kraftsystemet behöver ta hänsyn till nya designkriterier

För att möjliggöra för en högre andel förnybar och variabel elproduktion kommer ett flertal anpassningar att behöva göras i kraftsystemet. Dessa kan kopplas till tekniska utmaningar i att upprätthålla systemstabilitet och hög leveranssäkerhet. Nedan sammanfattas de designkriterier som framtidens kraftsystem behöver ta hänsyn till.

⁷ NEPP: Halvtidsrapport, 2019

⁸ Sweco, Flexibilitet för ökad kapacitet och effektiv nätdrift, 2019,

http://www.swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/flex_for_okad_kapacitet191220.pdf

⁹ CoordiNet, 2020, <https://coordinet-project.eu/>

¹⁰ SvK, 2020, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/flexibla-elanvandare-kan-minska-kapacitetsbristen-i-elneten-i-stockholm---3277396/>

Balansering

I kraftsystemet måste det i varje tidpunkt råda balans mellan elproduktion och elanvändning för att upprätthålla systemstabilitet och -frekvens. I samma stund som elen produceras måste motsvarande mängd användas. Om det här sker i obalans orsakas frekvensavvikelser från 50 Hz i elnätet, som då snabbt måste åtgärdas genom att produktion/elanvändning ökas eller minskas.

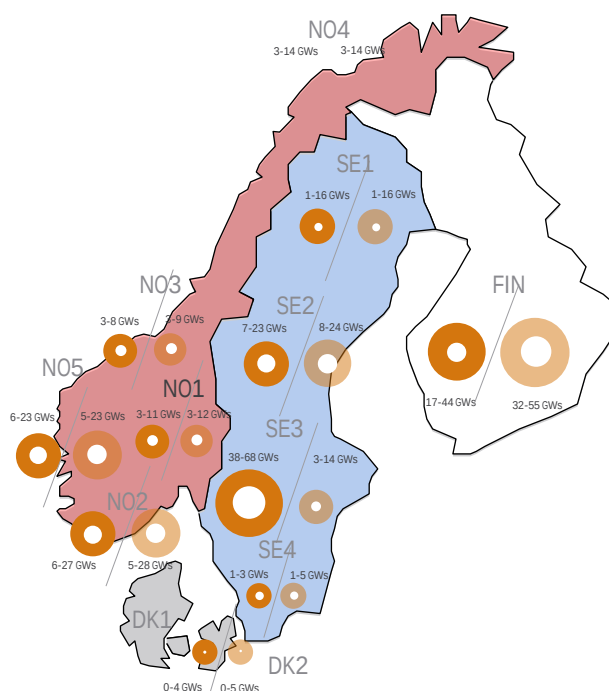
Tillräcklig tillgänglig effekt

Om den producerade effekten som levereras till elnätet i en viss tidpunkt inte räcker till för att möta den momentana elanvändningen råder **effektbrist**. En allt högre andel variabel kraftproduktion från sol och vind och en icke-flexibel användarsida kan leda till minskade marginaler i effektbalansen under vissa tidpunkter, framförallt under de kallaste och mörka vinterdagarna och i värsta fall - i ett kraftsystem utan större energilagrar – till effektbrist. Både sol- och vindkraft har låga marginalkostnader relativt mer konventionella kraftslag och det är rimligt att anta att sol- och vindproduktion kommer att konkurrera ut annan produktion. De mer konventionella kraftslagen som utkonkurreras är emellertid mer reglerbara och står därmed för ett viktigt bidrag till att upprätthålla kraftsystemets effektbalans. Ett energisystem med en hög andel sol och vind kommer därför att behöva kompletteras med reglerbar kraftproduktion, en mer flexibel elanvändning och/eller utökad överföringskapacitet.

Frekvensreglering och frekvensstabilitet

Om frekvensen avviker från 50 Hz är det viktigt att snabbt återställa den och för det finns olika typer av frekvensreglering, både automatisk och manuell. Möjlighet till automatisk frekvensreglering finns exempelvis i flertalet vattenkraftverk där produktionen kan regleras snabbt baserat på frekvensavvikelser. Vattenkraften används för att reglera kraftsystemet på alla tidshorisonter, men för att den ska kunna bidra med frekvensreglering (FRR, FCR och aFRR) krävs att turbinerna är inkopplade, att de roterar och att de producerar kraft. I situationer med låg last och stor andel vind- och solkraft kan vattenkraften och andra reglerbara kraftslag komma bli utkonkurrerade och behöva regleras ned till ett minimum under vissa tidpunkter för att inte vind- och solkraft ska gå till spillo. Det innebär i sin tur att det t.ex. i de situationerna finns färre vattenkraftaggregat som kan bidra till frekvensreglering. Sol- och vindkraftverken är inte lika lätta att styra i och med att produktionen är väderberoende, men större anläggningar ska framgent kunna bidra med frekvensreglering.

Ett kraftsystem med mycket rotationsenergi har en tröghet som ger ett naturligt motstånd mot snabba frekvensvariationer. Termiska kraftverk och vattenkraftverk består av roterande synkrongeneratorer som därmed har en rotationsenergi och är direkt kopplade till transmissionsnätet. Den roterande massan i dessa anläggningar tillför en betydande tröghet i systemet i och med att frekvensändringar i systemet inte kan ske utan att också bromsa in de synkrona maskinerna. Denna tröghet är av stor vikt för systemets stabilitet, då den snabbt och helt "automatiskt" bidrar till att motstå snabba frekvensvariationer i transmissionsnätet. En stor andel av trögheten i det svenska kraftsystemet tillhandahålls idag av kärn- och vattenkraftverk, men även kraftvärmeverk och förbrukningsanläggningar med synkronmotorer. Sol- och vindkraftverk bidrar däremot inte till systemets tröghet. Då kraftproduktion som kärnkraft stängs ner minskar därför systemets tröghet, vilket minskar frekvensstabiliteten. Utmaningen kan delvis hanteras genom allt snabbare frekvensreserver. Det är inte enbart rotationsenergin från det svenska utan hela det nordiska kraftsystemet som är relevant för systemets frekvensstabilitet, se Figur 3. Däremot har den regionala fördelningen av rotationsenergi betydelse.



Figur 3: Utveckling av rotationsenergi i Norden över tid
Källa: Sweco (2016)

Spänningsreglering

Lika grundläggande som att hålla rätt frekvens är att hålla rätt spänningsnivåer i kraftsystemet. Utan rätt spänningsnivåer går det inte att överföra aktiv effekt över långa sträckor, och kraftsystemet kommer inte att fungera. Spänningsreglering kan sägas handla om produktion och konsumtion av så kallad reaktiv effekt, något som behöver ske på rätt plats i kraftsystemet eftersom spänningen behöver regleras lokalt. Både produktionsanläggningar och andra komponenter i kraftsystemet bidrar till spänningsregleringen. Spänningsstabilitet, eller motståndskraft mot snabba spänningsvariationer, påverkas av så kallad kortslutningseffekt, vilken delvis beror på inkopplade synkronmaskiner i närområdet. I dagsläget bidrar kärnkraftverken till nödvändig spänningsreglering och -stabilitet i södra Sverige. När sådana kärnkraftverk försvinner och delvis ersätts av vindkraftverk belägna i norra Sverige krävs nya lösningar för att upprätthålla spänningsnivåerna i transmissionsnätets södra delar. Detta kan ske med hjälp av kraftelektronik eller genom att öka andelen kraftproduktion som kan tillhandahålla reaktiv effekt.

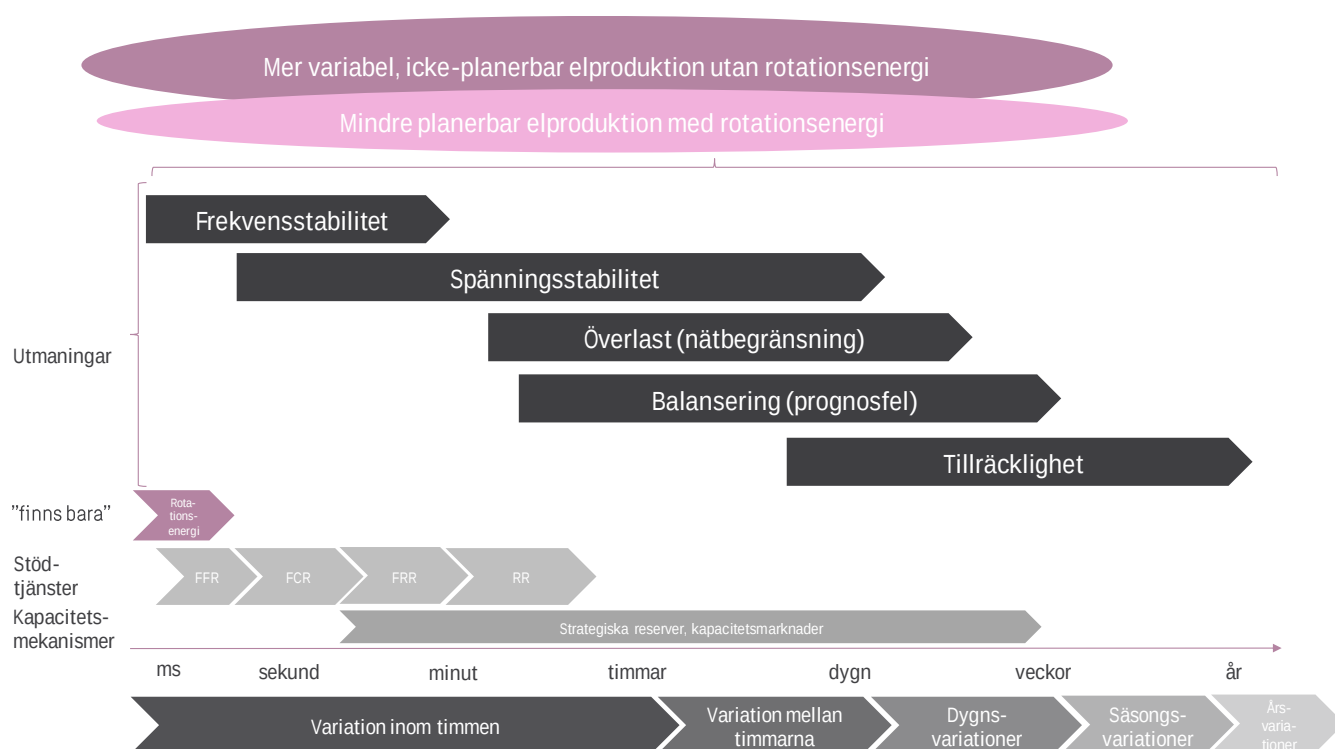
Fakta

Överföringen av elenergi kan delas upp i aktiv och reaktiv effekt. Den *aktiva effekten* är den *användbara effekten* som utnyttjas för att uträtta arbete medan den reaktiva effekten uppstår till följd av induktanser och kapacitanser i ett växelströmssystem. Det är önskvärt att minimera den reaktiva effekten i en ledning för att ge utrymme åt den aktiva effekten. Den reaktiva är dock nödvändig för att reglera spänningen i kraftsystemet.

Vid hög elöverföring behöver spänningen hållas nere med hjälp av tex en shuntreaktor som *konsumerar reaktiv effekt* och vid hög elöverföring behöver spänningen hållas uppe med hjälp av tex en shuntkondensator som *producerar reaktiv effekt*. Shuntreaktorer och shuntkondensatorer är dock endast delvis styrbara. För att finjustera spänningsnivån och ge snabb stöttning till kraftsystemet behövs även automatiskt styrbar effektkompensering. Styrbar reaktiv effekt kan fås genom en STATCOM-anläggning (statisk kompensator).

Marknad, affärsmodeller, och regelverk

Dagens elmarknadsutformning är designad efter det kraftsystem vi har haft. Elmarknaden behöver utvecklas kontinuerligt och större förändringar väntas i samma takt som kraftsystemet förändras. Hittills har ansvarsfördelning mellan marknadens aktörer varit anpassad till den produktionsmix som finns idag. Detsamma gäller de regelverk som styr marknaden. I samband med att styrbar termisk produktion ersätts av variabel sol- och vindkraft är det sannolikt att dagens marknadssystem kommer att behöva anpassas så att handeln sker närmare leveransperioden eller på ett sätt som ger systemoperatören utökade befogenheter. Sådana planer finns redan på nordisk nivå. På längre sikt måste det också säkerställas att marknaden ger de rätta incitamenten till investeringar i både produktion, energilager, efterfrågefleksibilitet och stödtjänster. Detta kommer bli mer komplext eftersom de olika tjänsterna delvis motverkar varandra. Till exempel leder ökad efterfrågefleksibilitet till kapade pristoppar, som är en förutsättning för lönsamheten i energilager och vissa typer av flexibel elproduktion som pumpkraft eller gasturbiner. Ett annat exempel är dagens tariffstruktur som för uttag ofta ger incitament att minska den totala elenergianvändningen snarare än att hålla nere det maximala effektuttaget och verka för ett mer effektivt utnyttjande av elnätet och för inmatning ger svaga incitament att öka effekt i befintlig produktion.



Figur 4: Designkriterier att ta hänsyn till i ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion¹¹

De designkriterier som kraftsystemet behöver utformas efter och som lyfts i denna rapport knyter an till fysiska förlopp och administrativa processer på flera olika tidsskalor – allt från millisekunds nivå till säsongsvariationer, en överblick ges i Figur 4. Kommande avsnitt behandlar tekniska möjligheter för nät- och teknikutveckling och behandlar ett antal möjliga lösningar på dessa systemutmaningar.

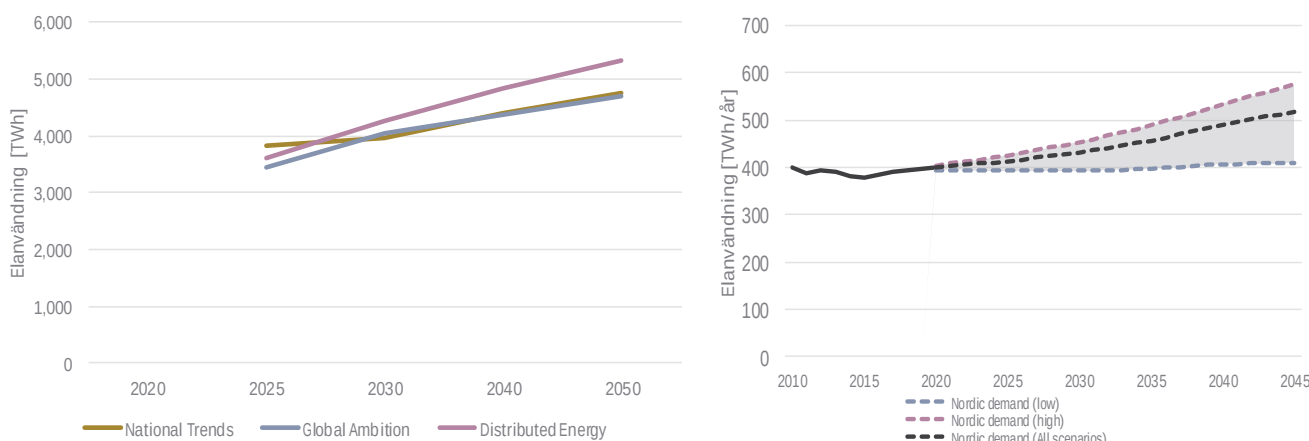
¹¹ Helena Nielsen, Vattenfall (2016): Energikommissionens seminarier energilager

2 ELANVÄNDNINGENS UTVECKLING

Sveriges elanvändning väntas öka markant efter 35 år av små förändringar. I Swecos huvudscenario ökar elanvändningen till över 190 TWh/år 2045. Ökningen sker primärt i storstadsregionerna och längs Norrlandskusten där elektrifieringen av industrin och transportsektorn väntas stå för den största delen av ökningen, medan bostadssektorn förväntas ha en tämligen oförändrad elanvändning.

En osäkerhet i denna bedömning är om minskningen av CO₂-utsläpp kommer att ske genom att processer elektrifieras, eller att koldioxid fångas in (CCS). Utvecklingen för datacenter är alltså osäker men bedöms öka med markant. En begränsad andel av denna elanvändning förväntas komma från datacenter med behov av kort responstid och närhet till storstäder, medan merparten väntas komma i norra Sverige.

Elanvändningen väntas öka i framtiden, såväl på europeiskt som nordisk nivå. ENTSO-E (organisation för europeiska stamnätsägare) ger kontinuerligt uppdateringar för Europa enligt sina tre scenarier; *National trends*, *Global ambition* och *Distributed energy*. På europeisk nivå var elanvändningen strax över 3 300 TWh år 2017, en siffra som väntas öka med omkring 1 000 TWh till 2050 i olika scenarier. ENTSO-E redovisar i nuläget endast fram till 2040, den europeiska elanvändning mellan 2040 och 2050 är en extrapolering utförd av Sweco. I Norden är elanvändningen idag omkring 400 TWh per år, även denna siffra väntas uppgå till över 500 TWh till 2045, enligt Swecos scenarier.



Figur 5: Scenarion för elanvändningen i framtiden för Europa (till vänster) och Norden (till höger). Källa: ENTSO-E, Sweco

2.1 Sveriges elanvändning väntas öka markant efter över 30 år av små förändringar

Sveriges elanvändning väntas öka markant efter över 30 år av små förändringar, där de flesta analyser pekar mot cirka 180-200 TWh elanvändning år 2045. Elanvändningen har under de senaste 30 åren varit mer eller mindre konstant runt 140 TWh/år, med vissa kortvariga variationer beroende på väder och konjunktur. Idag är dock de flesta bedömare eniga om att det är dags för en ny ökning av elanvändningen i såväl Sverige som övriga Norden och Europa, drivet av en elektrifiering av främst transport- och industrisektorn.

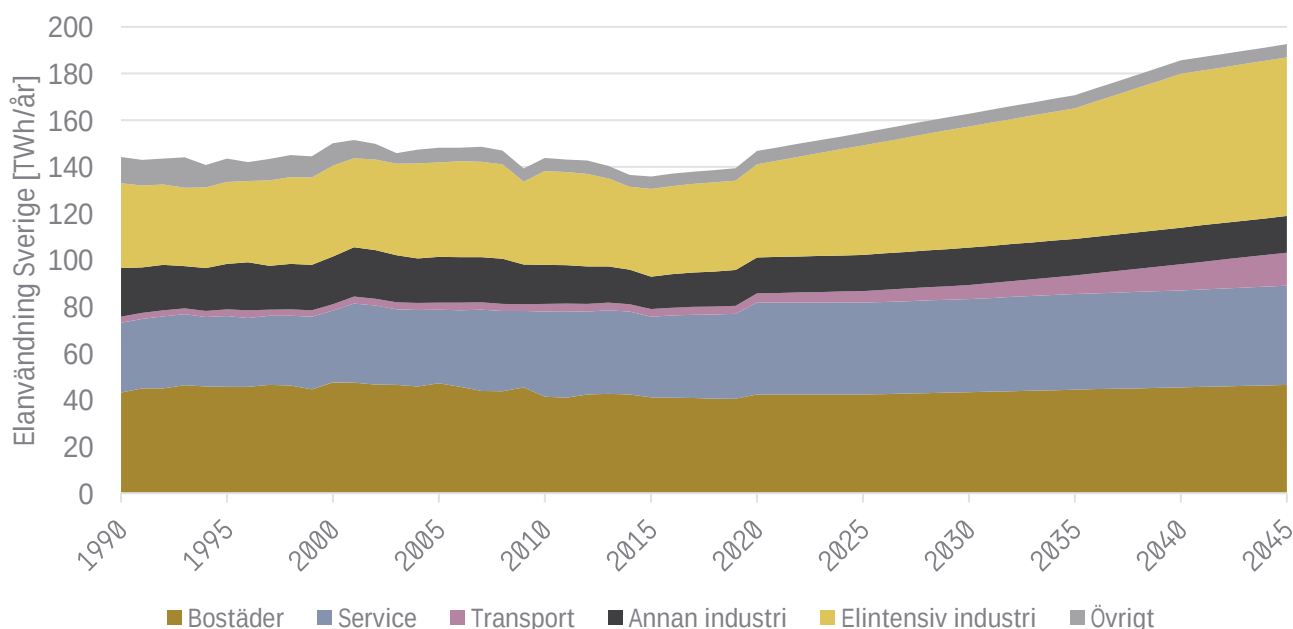
Energimyndigheten har i rapporten 100 procent förnybar el¹² tagit fram scenarier för Sveriges framtida elenergibehov och kommit fram till att behovet kommer att öka med cirka 20 TWh till 160 TWh till 2040. I sin senaste långtidsprognos¹³ kommer

¹² Energimyndigheten, 2019, 100 procent förnybar el. Delrapport 2 – Scenarier, vägval och utmaningar, ER 2019:06

¹³ Energimyndigheten, 2019, Scenarier över Sveriges energisystem 2018, 2019:7

de fram till att elbehovet kommer att vara någonstans mellan 142 TWh och 200 TWh. Skillnaden mellan dessa scenarier är att scenariot med högre elanvändning utgår från en snabb och omfattande elektrifiering inom industri och transportsektor samt en snabb digitalisering och uppförande av datacenter, medan det andra scenariot istället utgår från antaganden om en långsammare teknikutveckling och utbyggnadstakt.

Flera andra studier^{14,15,16} som gjorts ligger mer i linje med det övre spannet av framtida elenergi behov, vilket även stämmer överens med Swecos tidigare utförda scenarioanalys. Figur 6 nedan visar Swecos huvudscenario som baseras på analyser genomförda inom NEPP (North European Energy Perspectives)¹⁷ med en svensk elanvändning på över 190 TWh/år 2045.



Figur 6: Sveriges elanvändning (historik + prognos)

2.1.1 Transportsektorn – kraftigt ökad elanvändning i storstadsregionerna

Transportsektorn står inför ett paradigmskifte i samband med en stundande elektrifiering, som kan – om större delar av transportsektorn elektrifieras – leda till 11–25 TWh årlig ökning av elanvändningen fram till år 2045. I grundscenariot som illustreras i figur 5 ovan, har ett konservativt antagande gjorts med drygt 10 TWh/år ökad elanvändning inom transportsektorn. Prognosen över tillkommande elbehov grundas i antaganden om elektrifieringsgrad och -takt. Om elektrifieringen blir snabb och omfattande (dvs tar verklig fart inom ett par år och innefattar samtliga transportslag i varierande utsträckning) till 2045 spås elanvändningen hamna i det övre spannet av denna uppskattning. Då vägtrafik är det trafikslag som står för den absolut högsta energianvändningen idag kommer en omfattande elektrifiering av segmentet vägtransporter att få störst påverkan på både kraftsystemet och elmarknaden. Det som i hög grad styr hur påverkan på effektuttaget blir är hur laddningen av elfordonen fördelar sig över dygnet. Om alla privatpersoner laddar sina elbilar sent på eftermiddagen när de kommer hem från jobbet blir topparna i elanvändningen höga. Nedan angivna tillkommande elbehov inom transportsektorn grundas i denna studie som utgår från en medelsnabb och betydande elektrifiering som antas ske på marknadsmässiga grunder där elektrifieringen börjar ta verklig fart framåt mitten eller andra halvan av 2020-talet.

¹⁴ Svenskt Näringsliv, 2019, Högre elanvändning år 2045, https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/hogre-elanvandning-2045pdf_746597.html/BINARY/H%C3%B6gre%20elanv%C3%A4ndning%202045.pdf

¹⁵ IVA: Framtidens elanvändning, 2016

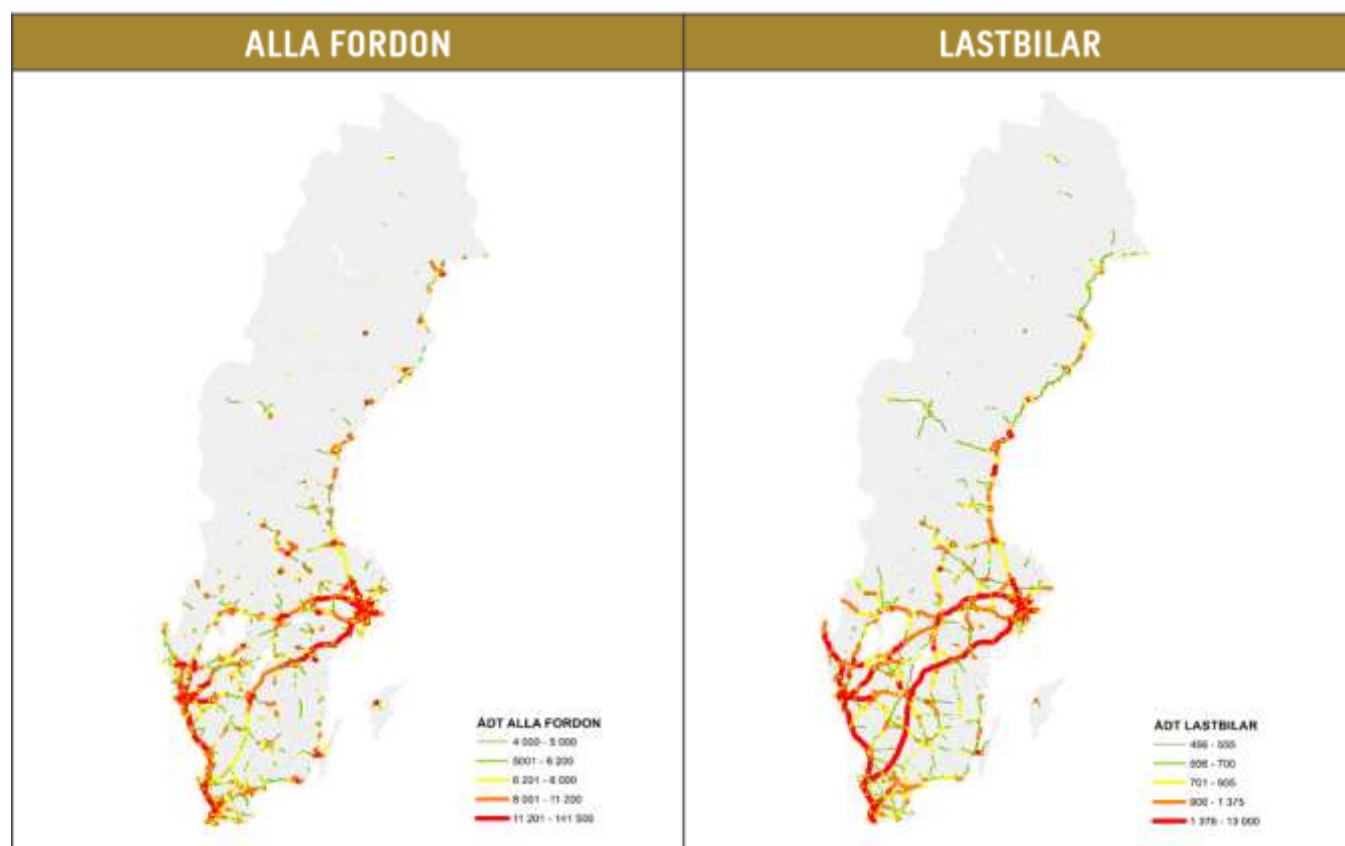
¹⁶ NEPP/Energiföretagen Sverige: Fossilfri elsektor 2045 - analysunderlag, 2019

¹⁷ Ibid

Figur 7 nedan illustrerar hur trafikflödet (årsdygnmedeltrafiken) i Sverige ser ut. Som figuren visar är det tyngst trafikerade sträckorna de i triangeln mellan Stockholm-Göteborg-Malmö. En hel del trafik går också upp längs kusten från Stockholm, inte minst lastbilstrafik. De största trafikflödena sammanfaller ofta med områden där kapacitetsbrist i elnäten skulle kunna uppstå i framtiden.

Figur 7: Årsdygnsmedeltrafik (ÅDT) i Sverige

Källa: Sweco för Svenskt Näringsliv¹⁸



Personbilar

De flesta bedömare är eniga om att en elektrifiering av personbilsflottan, i och med sitt stora antal fordon, är det som primärt kommer driva på den ökade elanvändningen inom transportsektorn i närtid. Elanvändningen bland personbilar väntas öka med 4 TWh till 2030. Försäljningen väntas ta fart och växa exponentiellt då det blir mer ekonomiskt rationellt att köpa en elbil jämfört med en bil driven med fossila bränslen, även om bilköp inte alltid görs på strikt ekonomiskt rationella grunder.

Tung vägtrafik

Elanvändningen bland lastbilar väntas öka med 0,4 TWh till 2030 (både lätta och tunga lastbilar inkluderat). Därefter tilltar osäkerheten beroende på antagande om bränsleval. Elektrifieringen av lätta lastbilar med en maxvikt på 3,5 ton väntas utifrån deras användningsmönster till stor del likna det för personbilar, men med viss eftersläpning. Då lätta lastbilar är något tyngre än personbilar, krävs mer batterikapacitet och därmed är de något svårare att elektrifiera. Flottan av lätta lastbilar är i genomsnitt yngre än personbilar, vilket innebär att omställningen kan väntas gå snabbare än för personbilar när den väl kommer igång. Laddmönstret för lätta lastbilar förväntas vara likt det för personbilar, men med en något större andel snabbaddning under dagtid då lätta lastbilar körs mer och är mindre flexibla då de i större grad används i yrkestrafik.

¹⁸ Sweco, Elektrifiering av Sveriges transportsektor, 2020,

https://www.svensktnaringsliv.se/migration_catalog/rapporter_och_opinionsmaterial/Rapporter_och_opinionsmaterial/elektrifiering-av-sveriges-transportsektor_770733.html/BINARY/Elektrifiering%20av%20Sveriges%20transportsektor.pdf

Tyngre lastbilar väntas elektrifieras senare än personbilar, lätta lastbilar och stadsbussar. För längre transporter är elektrifieringen av tunga lastbilar beroende av elvägar och i viss grad teknikutveckling (energitäthet) kopplat till batterier. Större delen av lastbilers transportarbete genomförs av lastbilar som kör långa sträckor, vilket innebär att det sannolikt blir mer transport på elvägar dvs med elförsörjning via elledning än batterier. Trafikverket planerar för två demonstrationsprojekt för elvägar som beräknas vara färdiga i mitten av 2020-talet. Elektrifiering av tung trafik bedöms därmed få sitt genombrott efter år 2030.

Elanvändningen bland bussar väntas öka med 0,4 TWh till 2030 och därefter väntas elanvändningen öka i ungefär samma takt till 2045. Bussar körs längre sträckor varje år, vilket resulterar i att det slits ut fortare. De flesta län som idag investerar i elbussar har valt en lösning med depåladdning, vilket innebär att bussarna laddas kväll/natt och körs på dagen. Bussar avsedda för depåladdning kräver större batterier så att bussarnas körsträcka blir tillräckligt långa för att klara av att gå i vanlig trafik.

Spårburen trafik

Bantrafiken är till största delen elektrifierad redan idag och tillkommande elbehov kommer främst av ett ökat antal avgångar eller nya sträckningar. Elanvändning från spårburen trafik har historiskt legat runt 2–3 TWh/år. Trafikverket bedömer att persontransportbehovet kommer öka med drygt 1 % per år och godstranportbehovet knappt 2 % per år fram till år 2040.

Sjöfart

Elanvändningen inom sjöfarten väntas öka med upp emot 0,5 TWh till 2045. Elektrifiering av sjöfart kan delas in i elanvändning när fartyg ligger i hamn, även kallat landström, respektive el som används för framdrift. De närmsta 10 åren väntas ingen stor ökningen av elanvändningen inom sjöfarten.

Landström kan resultera i stora effektoppar och kräver höga effekter beroende på fartyg.

Flyg

Elanvändningen inom flyget väntas komma igång för korta inrikesflyg under 2030-talet men väntas fortfarande inte överstiga 0,1 TWh i Sverige 2045. Flera mindre modeller av elektrifierade flygplan är nu på väg att godkännas. Svenska Heart Aerospace räknar med att ha ett godkänt el-flygplan för max 19 passagerare år 2025. Det är i första hand för inrikesflyg och kortare utrikesfligheter som elflyg bedöms ha störst potential. Dessa mindre flygplan bedöms ofta behöva en elektrisk motor på 1–2 MW. Utveckling pågår även av hybrid-modeller (el/flygfotogen) för längre flygningar. Vikten blir dock snabbt ett problem med dagens batteriteknik, om en stor last ska kunna flygas en lång sträcka.

2.1.2 Bostäder – små förändringar i elanvändningen

Elanvändningen inom bostäder väntas vara tämligen oförändrad till 2045, trots en växande befolkning. Elanvändningen inom bostadssektorn består dels av hushållsel, en viss mängd service-el (exempelvis hissar i flerbostadshus) och uppvärmning. Noterbart är att el för fordonsladdning från bostäder, inte räknas som elanvändning inom bostäder utan räknas in i transportsektorns elanvändning i Swecos analys.

Elanvändningen för uppvärmning och varmvatten till bostäder i Sverige är sedan 90-talet cirka 40 TWh ett normalår (olika statistikällor visar något olika nivå, bland annat beroende på vad som klassas som bostäder respektive service). Variationerna är stora från år till år beroende främst på väder. Småhus står för merparten av elanvändningen bland bostäder, medan flerbostadshus till över 90 % får sin uppvärmning från fjärrvärme.

Framtida utveckling av elanvändning inom bostäder har bedömts utifrån följande tre parametrar:

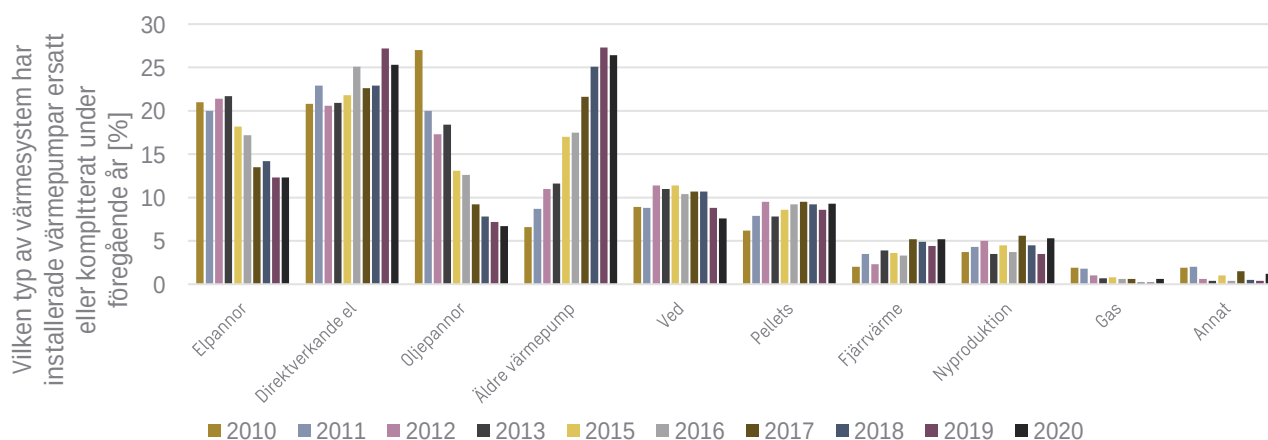
- Befolkningsutveckling
- Energieffektivisering
- Förändringar av uppvärmningsteknik (fjärrvärme, värmepump, direktvärmande el etc.)

SCB bedömer att Sveriges befolkning kommer att öka från 10,4 miljoner 2020, till 11,7 miljoner 2045¹⁹. Det har också antagits en oförändrad areastandard (boyta/invånare), i linje med den utveckling som setts de senaste åren (cirka 41 m² boyta/invånare i riket). Med oförändrad areastandard (m² boyta/invånare) ökar uppvärmd yta lika mycket som befolkningen.

Under perioden 1995 - 2016 har en årlig energieffektivisering på 0,2 % uppnåtts inom kategorin *småhus*, 0,4 % inom *flerbostadshus* och 0,8 % inom *lokaler*.²⁰ Bland flerbostadshus har energieffektiviseringen varit omfattande och tilltagande de senaste åren. En omfattande nybyggnation (inte minst flerbostadshus i urban miljö som en effekt av urbaniseringen) av mer energieffektiva byggnader har också drivit på utvecklingen mot färre kWh/m² boyta. Sweco bedömer att energieffektiviseringen kommer att tillta under 2020-talet.

Elpannor, direktverkande el och äldre värmepumpar ersätts i stor omfattning med nya och effektiva värmepumpar, detta driver på mot en minskad elanvändning inom bostäder. Figur 8 visar att värmepumpar idag primärt ersätter äldre värmepumpar eller direktverkande el/elpannor, och bara i mycket liten omfattning ersätter fjärrvärme. Förändrad uppvärmningsteknik bidrar således till en minskad elanvändning inom bostäder.

Energimyndigheten konstaterar i sin rapport Scenarier över Sveriges energisystem 2018, att konverteringen från direktverkande el till värmepump kommer att bidra till en minskad energianvändning inom bostadssektorn till 2035. Efter 2035 bedömer Energimyndigheten att potentialen för lönsamma effektiviserings- och konverteringsåtgärder är tämligen uttömd. Rapporten ökar mängden upptagen energi av värmepumpar med ungefär 5 TWh, till knappt 20 TWh, för bostäder och service i referensscenariot. Utifrån ett antagande om att en tredjedel av nya värmepumpar ersätter gamla mindre effektiva värmepumpar, en tredjedel ersätter direktverkande el/elpannor och en tredjedel ersätter uppvärmningsalternativ som inte involverar el, så bidrar förändringar av uppvärmningsteknik som helhet till en minskad elanvändning. Förändringen berör primärt småhus och fritidshus. Bland flerbostadshus där fjärrvärmen har en totalt dominerande roll i dagsläget, bedöms fjärrvärmen komma att fortsätta ha en dominerande roll.



Figur 8: Typ av värmesystem som värmepumpar ersätter²¹

Generellt kan sägas att vi får allt fler prylar som använder el, men att varje pryl blir allt mer energieffektiv. Driftel väntas öka något i takt med en ökad befolkning och fler flerbostadshus. Sammantaget väntas inte drift- och hushållsel inom bostadssektorn utgöra någon stor förändring av Sveriges elanvändning.

¹⁹ SCB, 2020, <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/manniskorna-i-sverige/befolkningsprognos-for-sverige/>

²⁰ Profu, Scenario Kombinerade lösningar inom projektet Värmemarknad, 2018

²¹ Svensk kyl & värmepumpförening, PULSEN: Svenska Kyl & Värmepumpföreningens årliga enkätundersökning bland återförsäljare och installatörer av värmepumpar till konsument, 2020

2.1.3 Elintensiv industri

Industrins elanvändning har sedan 90-talet legat nära 50 TWh/år, med viss fluktuation för konjunkturutvecklingen. Till 2030 väntas elintensiv industri öka elanvändningen med 6 TWh/år och till 2045 väntas den öka med nästan 30 TWh/år. På längre sikt väntas en omfattande elektrifiering av industri som idag använder mycket fossila bränslen. Potentialen för ökad elanvändning skiljer sig mellan olika industrier. Exempelvis är elanvändningen i skogs- och pappersmassaindustrin redan idag hög och andelen fossila bränslen låg.

Det har historiskt varit få tillkommande stora industriella elanvändare i Sverige, utan kortsiktigt har det främst varit konjunkturen som styrt industrins elanvändning. Framåt kan dock inte uteslutas flera nya satsningar inom elintensiv industri givet bland annat den goda tillgången på förnyelsebar energi. Batteritillverkande Northvolt är ett exempel inom denna kategori, men även exempelvis produktion av olika bränslen med el som en viktig insatsvara står i startgroparna. En del av de planerade nya industri-satsningarna innebär tillämpning av befintlig teknik och andra är mer osäkra då tilltänkt teknik är mer osäker

Skogs- och pappersmassaindustrin

De senaste dryga 10 åren har elanvändningen från skogs- och pappersmassaindustrin minskat med över 20 %, till knappa 20 TWh/år. Skogs- och pappersmassaindustrin använder i hög grad el i sina processer redan idag och bedöms ha en tämligen oförändrad eller något sjunkande elanvändning framåt. En del arbetsmaskiner bedöms på sikt kunna elektrifieras, samtidigt som en del elintensiva mekaniska massabruk kan komma att stängas ned. Användningen av fossila bränslen är begränsad, men används till vis del för sulfatmassabrukens masugnar och till en mindre del i pappersproduktionen. I anslutningen till dessa processer skulle en viss ökning av elanvändningen kunna tänkas genom elektrifiering eller CCS.

Stålindustrin, Hybrit

Inom stålindustrin planeras för en kraftigt ökad elanvändning fram till år 2045. Vätgas ska ersätta fossila bränslen i processen vid ståltillverkning, då reduktionen av järnmalmen ska genomföras med vätgas. Tillverkningen av vätgas genom elektrolys kräver stora mängder el. Vid full drift bedöms elbehovet uppgå till drygt 15 TWh per år runt 2040, men ungefär en tredjedel av denna elanvändning väntas anslutas redan under 2030-talet. Hybrit är ett gemensamt projekt mellan Vattenfall, SSAB och LKAB. SSAB har dessutom planer att bygga en ljusbågsmasugn i Oxelösund med ett beräknat effektbehov på 200 MW. Masugnen planeras att tas i drift under år 2025.

Cementindustrin

Cementa utreder att antingen elektrifiera delar av processen, i ett projekt som kallas CEMZERO, eller att fånga in och lagra CO₂-utsläppen med CCS-teknik vid cement- och betongtillverkning på Gotland. Om Cementa går vidare med CEMZERO-projektet där uppvärmningsprocesser skulle genomföras med el istället för som idag med fossila bränslen, bedöms effektuttaget öka med 260 MW, vilket skulle kunna resultera i en ökad elanvändning på närmare 2 TWh per år om processen är i drift större delen av året. Väljs istället CCS-alternativet blir ökningen av elanvändningen betydligt mindre men ändå betydande.

Gotland är speciellt i det avseende att ön har en egen frekvenshållning och är ansluten till transmissionsnätet med HVDC-kablar. Det har tidigare bedömts att så pass stor tillkommande elanvändning kan öka behovet av ytterligare överföringskapacitet från fastlandet.

Raffinaderier

Raffinaderi-industrin är mycket energiintensiv och primärt lokaliserad i västra Götaland. Den största och mest omtalade elektrifierings-satsningen inom den svenska raffinaderinäringen är Preems satsning i Lysekil. Preem har som mål att minska sitt utsläpp av koldioxid genom ökad elektrifiering. Tillsammans med Vattenfall utreder Preem möjligheter att använda vätgas i tillverkningsprocessen av drivmedel. Preem planerar att bygga en elektrolysör med en eleffekt på 20 MW som ska vara färdig till år 2024.

Produktion av vätgas

Efterfrågan på vätgas producerad av förnybara energislag väntas öka markant inom såväl Sverige, EU som globalt framöver. Redan idag har andra europeiska länder börjat investera i storskaliga anläggningar för vätgasproduktion. Om EU:s mål avseende vätgas ska uppnås kommer mycket omfattande investeringar inom detta området att krävas till 2050. Fossilfritt Sverige, som startats av Regeringen, arbetar med att ta fram en vätgasstrategi för att Sverige ska kunna ta del av de stora investeringarna.

Sedan länge används vätgas i industriprocesser såsom i raffinaderier. Idag fokuserar diskussioner kring användandet av vätgas mycket på vätgas som bränsle för bränslecellsfordon. Parallellt med utvecklingen av bränslecellsbaserade fordon pågår utveckling av förbränningsmotorer för vätgas.

Historiskt har vätgasen primärt framställts med hjälp av fossila bränslen, men vätgasen kan även framställas genom elektrolys med förnyelsebar el, vilket är det som ofta betraktas som framtiden för vätgas. Dagens elektrolysörer har en ungefärlig verkningsgrad på 70 %, vilket innebär att det krävs ca 1,4 MWh el för att framställa 1 MWh vätgas. Potentiellt kan vätgasframställning innebära en mycket omfattande tillkommande elanvändning, men konkurrensen kommer att vara hård från andra länder och vätgasframställning genom elektrolys är fortfarande i en tidig fas. Eftersom vätgas är en gas är energiinnehållet lågt per volymenhet. Transporter kan ske med pipeline eller med vätgasen nedkyld i vätskeform med lastbil/fartyg. Kostnaden för transporter blir därför hög. Detta talar för att mycket vätgasproduktion kan komma att ske nära där den används.

2.1.4 Service och offentlig verksamhet

Elanvändningen inom service och offentlig verksamhet (skolor, köpcenter, vårdcentraler etc.) väntas drivas av bland annat BNP-tillväxten och öka med cirka 2,5 TWh/år till 2030 och med drygt 6 TWh/år till 2045. I takt med att ekonomin växer ökar behovet av tjänster.

2.1.5 Datacenter

Globalt såväl som i Sverige väntas marknaden för datacenter fortsätta att växa i och med att fler IT-tjänster flyttas till molnet, såväl lagring av data som processer. Allt mer data samlas in och lagras, vilket öppnar upp för nya tjänster. Även om processorer och hårddiskar blir allt energisnålare i förhållande till både beräknings- och lagringskapacitet finns det inget som idag tyder på att trenden mot att datacenter står för en allt större elanvändning globalt sett ska brytas. I dag finns majoriteten av alls så kallade superdatacenter i USA, men Norden och Sverige är alternativ som allt fler ser på.

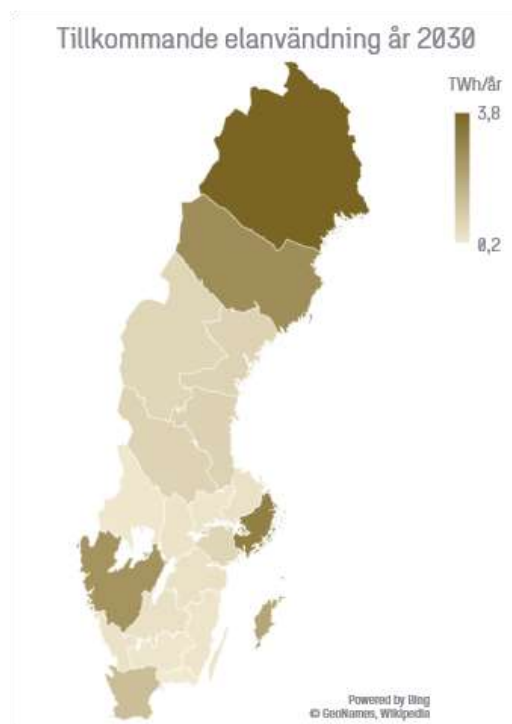
Sverige har flera egenskaper som är attraktiva för etableringar av datacenter med sin politiska och ekonomiska stabilitet, bra IT-infrastruktur och ett kallare klimat som minskar behovet av energikrävande kylning av den värme som alstras av datahallarna.

Även om det mesta talar för en kraftig ökning av elanvändningen i datacenter, råder fortfarande en stor osäkerhet kring hur mycket elanvändningen kommer att öka och hur den kommer att fördela sig geografiskt. Generellt är det ur ett nätperspektiv betydligt enklare att etablera ett stort datacenter i de norra delarna av landet på grund av närheten till elproduktionen och att det finns färre flaskhalsar i nätet, samt att det är ett kallare klimat. I kommuner med kapacitetsbrist finns det olika syn på hur attraktivt etableringar av datacenter är, då en större etablering av ett datacenter kan ta en stor del av tillgänglig nätkapacitet i anspråk. Lägre elpriser i elprisområdena SE1 och SE2, samt mindre utmaningar ur kapacitetssynpunkt bidrar till att det i många fall är enklare att lokalisera datacenter i de norra delarna av Sverige. Beroende på typ av datacenter kan behovet av korta svarstider skilja sig åt, vilket i sin tur påverkar lokalisering.

Svenska kraftnät har fått ansökningar på flera tusen MW från datacenter som vill ansluta sig mot transmissionsnätet. Mängden ansökningar är dock inte ett helt representativt mått på hur mycket som kommer att byggas. Betydligt fler ansökningar kommer in till Svenska kraftnät kopplat till inmatning och utmatning än vad som faktiskt kopplas in på nätet.

2.2 Elanvändningen väntas primärt öka längs Norrlandskusten och i storstadsregionerna

Sweco genomförde runt årsskiftet 2019/2020, på beställning av Energimyndigheten, en analys av hur elanvändningen kommer att fördela sig län-för-län, till 2030. Figur 9 illustrerar slutsatserna från rapporten, som inte helt oväntat visar på en kraftigt stigande elanvändning i storstadsregionerna till 2030, primärt drivet av en elektrifiering av transportsektorn. Rapporten visar också på en kraftigt ökad elanvändning längs Norrlandskusten, drivet av en elektrifiering av industri.



Figur 9: Tillkommande elanvändning län-för län 2020–2030²²

Mellan 2030–2045 bedömer Sweco att trenden med att elanvändning främst tillkommer i storstadsregioner och Norrland håller i sig. Urbaniseringen fortsätter att driva elanvändningen i storstadsregionerna genom fler bostäder, skolor, transporter etc. Elintensiv industri som till stor del finns längs Norrlandskusten fortsätter att elektrifieras. Såväl ny elintensiv industri som datacenter fortsätter att attraheras av låga elkostnader, bra nätanslutningsmöjligheter och bra marktillgång i Norrland, gärna nära kusten där tillgången till bra kommunikationer och arbetskraft är störst.

2.3 Ökat effektuttag

I många av de scenarier som analyserar framtidens kraftsystem ligger stort fokus på hur stor elanvändningen kommer vara, men även det framtida effektbehovet är av relevans att undersöka. Eftersom det i varje ögonblick måste råda balans mellan elanvändning och elproduktion behövs en uppfattning om hur elbehovet varierar i olika tidsperspektiv samt vilka produktionsenheter som finns tillgängliga för att kunna möta efterfrågan vid det aktuella tillfället.

I underlaget till Energiföretagens *Färdplan el* beräknas maxeffektbehovet under ett normalår öka från dagens 26 GW till drygt 32 GW år 2045, se Tabell 1. Siffror är baserade på typiska effektprofiler för olika elanvändningsområden, där den största delen av ökningen väntas komma från transport- och industrisektorn. Siffrorna tar inte hänsyn till den potentiella efterfrågefleksibiliteten som skulle kunna sänka effekttoppen.

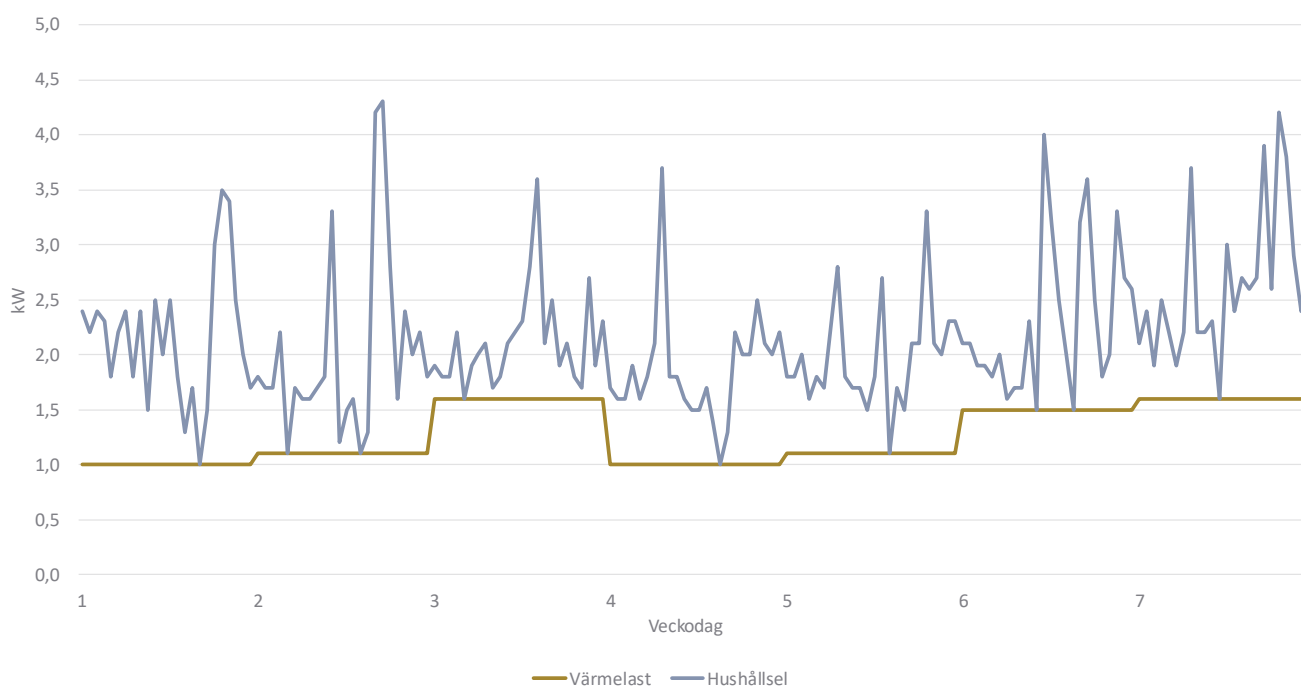
²² Sweco-rapport till Energimyndigheten, 2020, <https://www.energimyndigheten.se/contentassets/ad60a337c1a74547b0a9438c50dccc4c/en-studie-av-elanvandningens-utveckling-per-lan-till-ar-2030.pdf>

I ENTSO-Es tre scenarier ses inte en lika tydlig effekttökning, utan i vissa fall en minskning, fastän elanvändningen väntas öka.

Tabell 1: Elanvändningen toppeffekt inkl. förluster [GW]. Källa: Energiföretagen: Färdplan el, 2019 och ENTSO-E, 2020

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Elanvändningens toppeffekt	26,1	27,4	28,1	29,1	31,0	31,6
ENTSO-E National Trends	-	-	26,0	-	26,6	-
ENTSO-E Global Ambition	-	-	24,8	-	26,0	-
ENTSO-E Distributed Energy	-	-	26,6	-	28,8	-

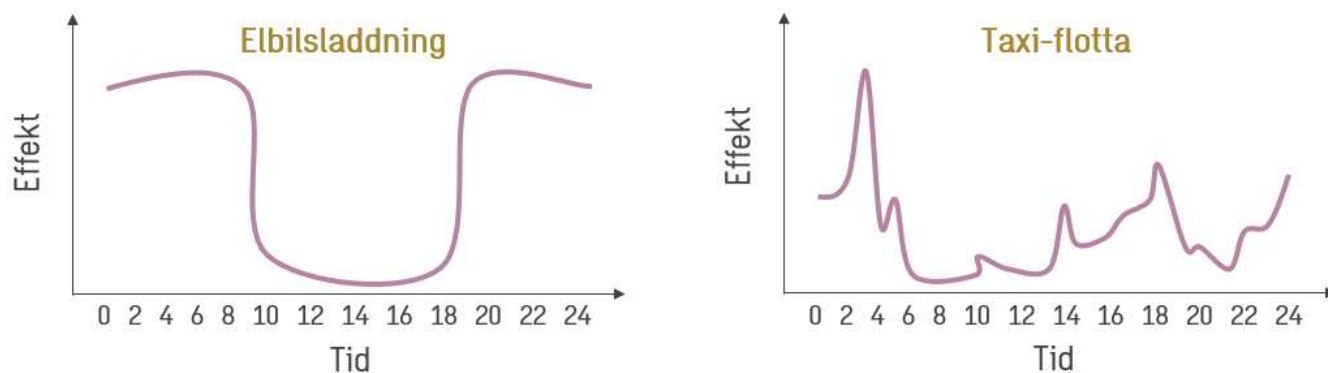
Effektprofilen varierar för olika laster. Vissa laster har en jämn förbrukningsprofil, tex processindustrin som har en tämligen jämn profil både över året och över dygnet. Vissa laster varierar med årstiderna, tex. elvärme som generellt har högre effektuttag under vintern än sommaren men en jämn profil över dygnet. Vissa laster är mer oregelbundna även i det kortare tidsperspektivet, tex. elbilsladdning som varierar inom dygnet. Då elfordon väntas etableras i hög utsträckning i framtiden kommer effektuttaget påverkas markant om till exempel alla väljer att ladda sina fordon på kvällen (så kallad behovsstyrd elbilsladdning), då det normalt sett råder högt effektuttag.



Figur 10: Förbrukning uppdelat på hushållsel och värmelast i en slumpvis utvald eluppvärmd villa en vintervecka. Källa: Sweco för konfidentiell kund (Källa: Sweco: Potential för efterfrågeflexibilitet, 2019)

Generella effektprofiler för elfordon samt elanvändning i en eluppvärmd villa med värmepump visas i Figur 10 och Figur 11. Profiler liknande värmelasten för villor kommer höja det totala baseffektbehovet, medan (behovsstyrd) elbilsladdning skulle medföra ytterligare last på förmiddagar och kvällar, och därmed spetsigare effekttoppar.

I och med att den största elanvändningen väntas komma i storstadsregionerna till följd av en elektrifierad fordonsflotta är det främst här effektuttaget kommer ökas i landet. Nyetablerad industri/datacenters och en större andel elvärme inom bostad- och servicesektorn väntas huvudsakligen tillkomma i norr och kommer med sin jämnare effektprofil inte bidra till spetsigare effekttoppar, men till ett högre nationellt baseeffektbehov.



Figur 11: Exempel på effektprofiler för behovsstyrd elbilsladdning och taxi-flotta

3 TEKNIKUTVECKLING OCH KOSTNADER FÖR OLIKA PRODUKTIONSSLAG

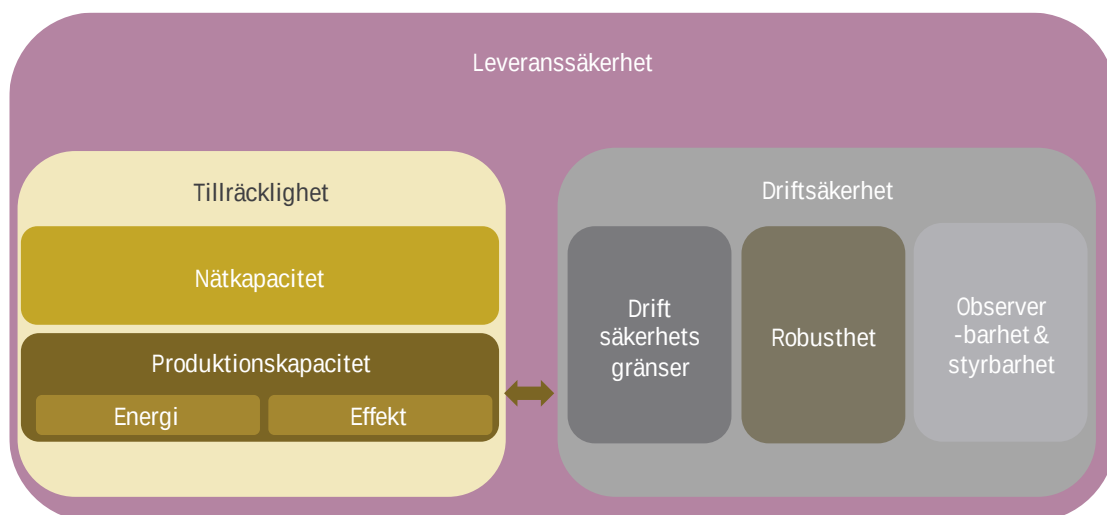
Kraftsystemets leveranssäkerhet handlar om ett samspel mellan produktionsanläggningar, överförings- och distributionssystem och förbrukningsanläggningar. Historiskt sett har förmågorna för systemets drift primärt funnits hos produktionsanläggningar och som utrustning i överföringssystem, men de finns även hos förbrukningsanläggningar och kommer kanske i större utsträckning återfinnas där framöver.

Produktionsslagens förmågor kommer dock även i fortsättningen vara mycket viktiga och de skiljer sig åt på grund av energiresursernas underliggande egenskaper (tex väderberoende och primär energiresurs), produktionsanläggningens grundläggande fysiska utformning (exempelvis rörelseenergi och elektromagnetisk koppling till nätet), samt möjligheter till styrning av anläggningen. Som baskraft, det vill säga den kraftproduktion som primärt används för att säkerställa att elproduktionen varje sekund motsvarar elanvändningen och därigenom hanterar frekvensregleringen i Sverige, används vattenkraft. Ny teknik inom efterfrågefleksibilitet och energilagring väntas allt mer kunna komma att fylla en viktig funktion inom momentan frekvensbalansering av det svenska kraftsystemet, samt spela en viktig roll i att hantera utmaningar med kapacitetsbrist lokalt.

Samtidigt går produktionsslagens kostnadsutveckling åt olika håll: kostnader för nybyggd solkraft och land- och havsbaserad vindkraft sjunker, medan kostnader för exempelvis nybyggd kärnkraft ökar då det ställs ökande säkerhetskrav. Kostnaden för landbaserad vindkraft väntas fortsätta sjunka och stabilisera sig på nivåer strax under 30 EUR/MWh tack vare större generatorer, längre rotordiameter, bättre lågvindsturbiner och högre nåvhöjd. På samma sätt väntas kostnaden för havsbaserad vindkraft i Sverige sjunka till under 50 EUR/MWh till 2030, medan även produktionskostnaden för solkraft väntas sjunka. Detta innebär att dessa kraftslag kommer vara mycket konkurrenskraftiga och därmed sannolikt stå för den största delen av nybyggnationen.

3.1 Produktionsslagens förmågor skiljer sig åt

Kraftsystemets leveranssäkerhet handlar om ett samspel mellan produktionsanläggningar, överförings- och distributionssystem och förbrukningsanläggningar. Systemets driftsäkerhet är beroende av att olika förmågor – exempelvis robusthet, observerbarhet och styrbarhet – finns till förfogande i systemet. Historiskt sett har dessa primärt funnits hos produktionsanläggningar och som utrustning i överföringssystem, men de finns även hos förbrukningsanläggningar och kommer kanske i större utsträckning återfinnas där framöver. Tillräckligheten vad gäller elenergi utgörs också av samspelet mellan produktionsanläggningar och kraftsystemets överföringskapacitet, men påverkas även av förmågor i förbrukningsanläggningar som avgör det totala elbehovet i kraftsystemet. Se Figur 12 för en schematisk bild över kraftsystemets leveranssäkerhet.



Figur 12: Leveranssäkerhet (schematiskt enligt SvK, med Sweco-justeringar)

Produktionsslagens förmågor skiljer sig åt på grund av energiresursernas underliggande egenskaper (tex väderberoende och primär energikälla), produktionsanläggningens grundläggande fysiska utformning (exempelvis rörelseenergi och elektromagnetisk koppling till nätet), samt möjligheter till styrning av anläggningen. En specifik energiresurs kan alltså ge olika förmågor beroende på hur produktionsanläggningen utformas. I Tabell 2 nedan sammanfattas typiska egenskaper för några produktionsslag.

Vattenkraft, vindkraft, kärnkraft och kraftvärmeverk producerar alla el genom att rörelseenergi, från olika sorters turbiner, omvandlas till **elektrisk energi**. Detta sker i en generator då rörelseenergin snurrar en magnet inuti en spole. Magnetens rotation varierar det magnetiska flödet genom spolen vilket sätter elektroner i rörelse och därmed blir elektricitet.

Vad har dessa egenskaper för möjliga värden i ett kraftsystem? En bakomliggande energiresurs innebär att produktionsanläggningen kan vara uthållig i den förmåga som levereras och att den kan leverera relativt oberoende av det aktuella vädret (blåsig, soligt). Energiresursens egenskaper är också mycket viktiga för tillräckligheten (adequacy) i olika tidsperspektiv vad gäller tillgång till elenergi. Rotationsenergi i själva anläggningen innebär en sorts buffert i energiomvandlingen där den primära energikällan omvandlas till rörelseenergi i anläggningen innan den omvandlas till elektrisk energi. Det innebär att mer effekt tillfälligt kan tas ut ur anläggningen utan att mer effekt tillförs. Direktkopplade synkrongeneratorer har en inneboende elektromekanisk koppling mellan turbinen och elsystemet i övrigt vilket innebär att deras rotationsenergi är direkt proportionell mot elsystemets elektriska frekvens. Tillsammans med rotationsenergin ger den här egenskapen en stabilitet och styrka i systemet vad gäller frekvens, spänning och kortslutningseffekt.

Tabell 2: Produktionsslagens förmågor

	Planerbar	Lagrad primär energiresurs	Rotationsenergi	Synkron elektromekanisk koppling
Vattenkraft	Ja	Ja	Ja	Ja
Vindkraft	Nej	Nej	Ja	Nej
Kraftvärme	Ja	Ja	Ja	Ja

Kärnkraft	Ja	Ja	Ja	Ja
Solkraft	Nej	Nej	Nej	Nej

Utöver de grundläggande egenskaperna som nämns ovan kan också produktionsanläggningar utformas och styras för att på olika sätt bidra till kraftsystemet med stabilitet, frekvensreglering, spänningsreglering, balansering och andra tjänster eller förmågor som systemet kan behöva. Tillräckliga förmågor hos produktionsanläggningarna säkerställs genom regelverk som ställer relevanta krav. Nya och ombyggda produktionsanläggningar omfattas av krav i EU-förordningen om anslutningar av generatorer, RfG (av Requirements for Generators)²³ och den nationella föreskriften EIFS2018:2. Dessförinnan gällde den nationella föreskriften SvKFS2005:2. Det nya regelverket ställer krav utifrån storlek (MW) och anslutningsspänning, samt om anläggningen är synkront ansluten eller inte. Det tidigare regelverket gjorde skillnad på olika produktionsslag såsom vindkraft, vattenkraft, gasturbiner och värmekraft. Gemensamma principer kan dock anses vara att stora anläggningar ska ha mer förmågor än små samt att alla anläggningar ska ha en grundläggande robusthet eller störningstålighet för att inte direkt förvärra en situation utanför normala driftförhållanden.

Kraftverk producerar alltså el med olika förutsättningar och på olika sätt. Samtliga måste dock uppfylla vissa krav och en del har inneboende förmågor:

Alla kraftverk måste utformas på ett sätt så att de bidrar på ett bra sätt till kraftsystemet, och i alla fall minskar risken att bidra till att en svår situation i kraftsystemet blir värre.

För större anläggningar krävs vissa förmågor, såsom frekvensreglering och spänningsreglering. *Frekvensreglering* innebär att kraftverk ökar eller minskar sin aktiva effekt, med andra ord elproduktion, för att upprätthålla 50 Hz i elnätet. Vid en störning kan alla elproduktion bidra till frekvenshållningen, oavsett lokalisering, i ett sammankopplat elnät. *Spänningsreglering* innebär att kraftverk och andra komponenter i kraftsystemet producerar eller konsumerar reaktiva effekt för att upprätthålla rätt spänning i elnätet. Det här är en lokal fråga som kräver att resurser i närområdet kan bidra till spänningshållningen.

Kraftverk som har en rotationsenergi som är elektriskt kopplad till kraftsystemet har en inneboende förmåga att motverka snabba förändringar, dvs. bidra med stabilitet.

Krav på förmågor i nu gällande regelverk innebär att förmågorna i mindre utsträckning än tidigare kommer att vara bundna till specifika energiresurser, snarare blir det storlek på anläggningar som avgör. Det här skiljer sig från dagens läge, men givet att kraven implementeras (och anläggningarna som byggs inte i allt för stor utsträckning är småskaliga) ska alltså kraftsystemet förse med en robust produktionspark med nödvändiga förmågor, där exempelvis även en större vindkraftspark har förmåga till frekvensreglering. Vissa inneboende skillnader finns mellan kraftslagen, inte minst vad gäller synkront ansluten rotationsenergi. Men viss förmåga till reglering av spänning, effekt och frekvens kan åstadkommas hos alla produktionsslag. Uthållighet och tillgänglighet skiljer sig däremot mer.

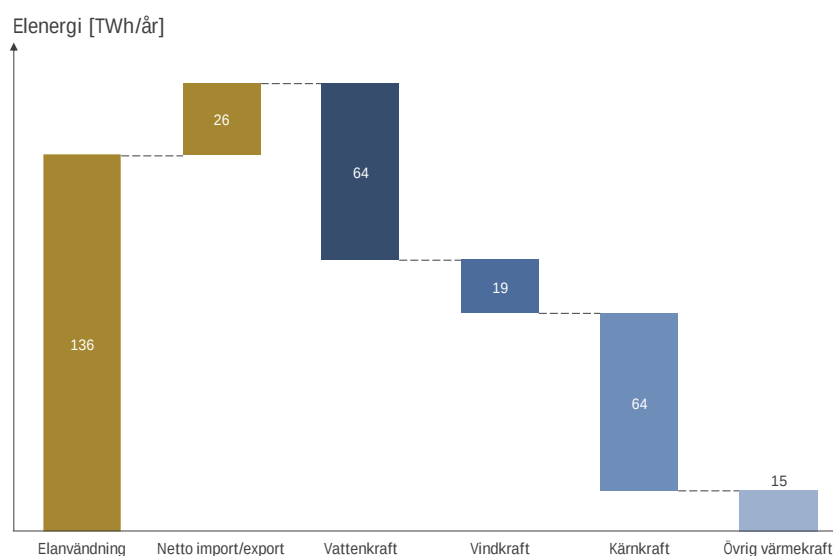
Specifika förmågor som behövs vid en eventuell återuppbyggnad av systemet efter kollaps rör dödnätsstart (förmåga att starta produktionsanläggningen och därifrån spänningssätta det anslutande nätet) och ö-drift (förmåga att upprätthålla drift i ett litet, avgränsat system). Dessa förmågor krävs inte generellt av några anläggningar, men ska kunna erbjudas av större synkrona produktionsanläggningar. Vattenkraft och kraftvärmelanläggningar är bäst lämpade för detta. Även mindre anläggningar och vind och sol skulle kunna bidra till ö-drift genom så kallade virtuella kraftverk där flera

²³ Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer

anläggningar styrs tillsammans. Vid återuppbyggnad är också möjligheten till styrning av aktiv och reaktiv effekt viktig, något som generellt krävs av större anläggningar.

3.2 Kraftsystemet – ett samspel mellan olika typer av elproduktion med olika egenskaper och en föränderlig elanvändning

Det svenska kraftsystemet ska hålla en konstant frekvens på 50 Hz. För att uppnå en jämn frekvens krävs att elproduktion och elanvändning (+/- import/export) vid varje tidpunkt är lika stora. Avvikelser i frekvensen stör känslig el-utrustning och kan orsaka bränder eller tvinga fram bortkoppling av elanvändare. Figur 13 visar kraftbalansen över helåret 2019, men för att säkerställa att balansen upprätthålls ända ner på sekundnivå krävs flexibla reglerbara resurser och att de olika produktionsresurserna kan samverka utifrån sina egenskaper.



Figur 13: Elenergibalans Sverige 2019²⁴

Kärnkraft och kraftvärme har den positiva egenskapen att dess produktion går att planera till stor del och förlägga så att den blir större på vinterhalvåret än sommarhalvåret. Även vindkraften har under normalår en högre produktion på vinterhalvåret än sommarhalvåret, men har ofta en låg produktion under perioder då kraftiga högtryck dominerar vädret, vilket ofta sammanfaller med låga vintertemperaturer och en hög elanvändning. Solceller har en låg produktion under det mörka vinterhalvåret, men har å andra sidan en positiv dygnsprofil med en stor del av elproduktionen under höglassttimmar mitt på dagen, även om solelproduktionen ofta är begränsad under till exempel den tidiga morgon-topplasten.

Den kraftproduktion som primärt används för att säkerställa att elproduktionen varje sekund motsvarar elanvändningen och därigenom hantera frekvensregleringen i Sverige, är vattenkraft. Vattenkraften har även en fördelaktig årsprofil med större produktion på vinterhalvåret än sommarhalvåret, samt en positiv dygns- och veckoprofil, tack vare sin reglerbarhet. Den svenska vattenkraften byggdes till stor del ut på 50- och 60-talet utifrån den tidens behov. Ett effektivare nyttjande av de utbyggda älvsystemen, med bortbyggnad av flaskhalsar och större möjligt effektuttag, skulle kunna möjliggöra en ännu bättre reglerkapacitet. Lokala naturvärden måste dock ställas mot potentiella mervärden för kraftsystemet. Vattenkraften fyller också en viktig funktion i att säkerställa att det hela tiden råder balans mellan produktion och användning av el och att en frekvens om 50 Hz kan vidmakthållas.

²⁴ Energiföretagen Sverige, 2020

Ny teknik inom efterfrågeflexibilitet och energilagring väntas allt mer kunna komma att fylla en viktig funktion inom momentan frekvensbalansering av det svenska kraftsystemet, samt spela en viktig roll i att hantera utmaningar med kapacitetsbrist lokalt. Dessa lösningar har däremot ofta begränsningar avseende storskalighet och uthållighet. I Figur 14 presenteras en översikt på de resurser som finns tillgängliga för reglerkraft och efterfrågeflexibilitet samt deras reaktionstid/balanseringshorisont, uthållighet och lämplighet för olika nätnivåer.

Flexibilitet är ett uttryck som blivit allt mer vanligt de senaste två åren. Flexibilitet i kraftsystemet innebär att produktion och användning kan ändras, efter behov, för att hela tiden hålla balansen och upprätthålla 50 Hz. Det finns flertalet strategier för att uppnå det här, som generellt brukar delas in flexibel elproduktion, efterfrågeflexibilitet och energilager.

FLEXIBILITETSMATRIS

		Reaktionstid/balanseringshorisont					Uthållighet			Nätnivå		Hur ofta
		Sekunder	Minuter	Timmar	Vecka	Säsongs	Upp till: Timmar	Dygn	Obegränsat	Lokalnät	Stamnät	
Produktion	Kraftvärme											
	Effekthöjning i vattenkraft											
	Gasturbiner											
	Kärnkraft											
Efterfrågeflexibilitet	Hushåll											
	Industri											
	Smart laddning											
Energilager	Batterier											
	Power-to-gas											
	Pumpkraft											
	Vehicle-to-grid											

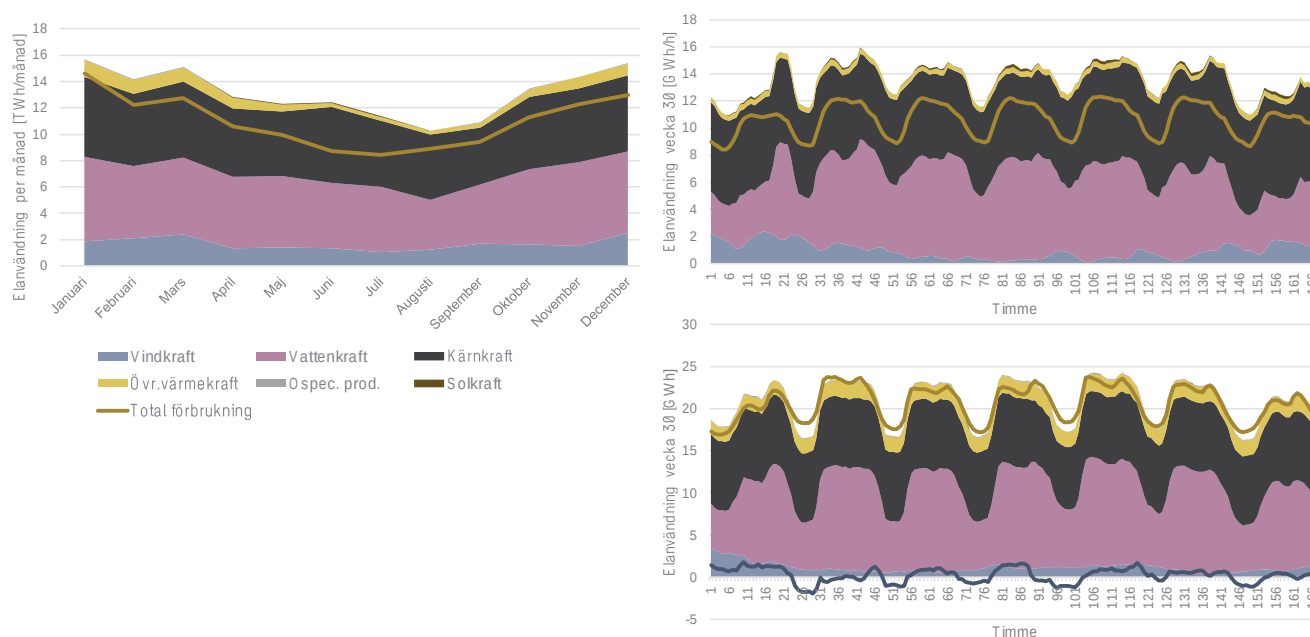
		Passar bra		Ofta, kan teoretiskt reglera varje dag
		Passar mindre bra		Ibland, beror på förutsättningarna vid reglerbehovets tidpunkt
		Passar inte bra		Sällan eller aldrig, kan oftast inte reglera

Figur 14. Tillgängliga flexibilitetsresurser uppdelade i kategorierna *produktion*, *efterfrågeflexibilitet* och *energilagring*. Samt deras reaktionstid/balanseringshorisont, uthållighet och lämplighet för olika nätnivåer. *Källa: Sweco*

Till vänster i Figur 15 illustreras hur de stora elproduktionskällorna, alla har en profil som på månadsbasis hyfsat väl följer elanvändningen. Solelproduktion däremot är störst på sommarhalvåret då elanvändningen är lägre. Till höger i Figur 15 visas två typveckor för sommar respektive vinter med timmesupplösning. Studeras timmönstret inom veckorna så syns tydligt vattenkraftens bidrag till att balansera elproduktion och elanvändning på timbasis under såväl sommar- som vinterveckor.

För att svara upp mot det ökade elbehovet, byggs idag primärt landbaserad vindkraft som har en låg kostnad per producerad MWh. Framöver väntas även allt mer solceller och eventuellt havsbaserad vindkraft. Redan om tre år väntas den landbaserade vindkraften motsvara nästan en tredjedel av landets elanvändning. I Swecos huvudscenario ökar behovet av planerbar produktion (dvs. differensen mellan elanvändning och väderstyrd elproduktion som sol- och vindkraft) till det dubbla, givet

att alla produktionsslag används som de gör idag. Till den ökade balanseringsproblematiken kan man också räkna de utmaningar som uppstår vid stor variabel elproduktion då elanvändningen samtidigt är låg, exempelvis elöverskottssituationer och överföringsproblematik.



Figur 15: Årsprofil för olika typer av kraftproduktion (till vänster), veckobalans en sommar-/vintervecka (till höger) ²⁵

Med en minskad andel reglerbar elproduktion kommer även andra tekniska utmaningar att uppstå. Vindkraften väntas i framtiden i större utsträckning bidra med stödtjänster som frekvensreglering, men likväl kommer de tekniska utmaningarna för kraftsystemet att öka. Fyra av de huvudsakliga utmaningar som omställningen av kraftsystemet medför är:

- Toppeffektbehov vid ökande elbehov tillsammans med mer väderberoende kraftproduktion och utfasning av planerbar kraftproduktion.
- Lokal nätkapacitetsbrist, primärt då effektopparna ökar i storstäder, men även i samband med etablering av elintensiv verksamhet
- Frekvensreglering – ny teknik bidrar allt mer till reglerkraftsmarknaderna, men behoven ökar fort.
- Spänningsstabilitet – med stora avstånd mellan elproduktion och elanvändning uppstår utmaningar i att upprätthålla lokal spänningsstabilitet i transmissionsnätet. Periodvis har detta redan tvingat Svk att dra ner överföringskapaciteten från norra till södra Sverige. Ofta är detta problem som störst på sommaren då kärnkraften är på revision och värmen påverkar kraftledningar.

Flera frågor aktualiseras av toppeffektutmaningen. En sådan fråga är i vilken utsträckning toppeffektbalansen behöver täckas med inhemsk produktion, med hänsyn till de olika tillgänglighetsfaktorer som man kan räkna med för olika produktionsalternativ. I samband med detta ställs dock allt oftare frågan om i vilken utsträckning vi i framtiden kan förlita oss på att kapacitet finns i omvärlden när Sveriges importbehov är som störst. Detta är en frågeställning med stora osäkerheter eftersom även omvärlden kan se en förskjutning mot mer variabel elproduktion och mindre planerbar kraftproduktion. EU ställer dock krav på att resurstillräckligheten ska bedömas på regional nivå, dvs. i samverkan mellan grannländer. Produktion är inte det enda sättet att klara balansen. Genom laststyrning och annan efterfrågeflexibilitet samt med lagring, till exempel

²⁵ Energiföretagen Sverige och Sweco, 2020

batterier, kan toppeffekten minskas genom att ellasten förflyttas i tid eller reduceras. Det är inte heller självklart att det uteslutande är inhemsk produktion som ska klara balansen, vi kan också välja att förlita oss på elimport.

Kopplat till inhemsk planerbar elproduktion finns också frågan om vem som kommer att finna det naturligt att investera i den topplastproduktion som sannolikt kommer att behövas. Det finns ingen aktör idag som har det långsiktiga ansvaret för att det ska finnas tillräcklig produktionseffekt i framtiden. Svenska kraftnät har det kortsiktiga ansvaret för effektbalansen. De har dock inget ansvar för att bygga elproduktion och en del av de verktyg de kan använda för att upprätthålla balans, t.ex. bortkoppling av last, är sådana som i normalfallet knappast upplevs som acceptabla. Det långsiktiga effektansvaret vilar på marknaden. Mycket talar för att en stor del av den framtida planerbara elproduktionens intäkter kommer att uppstå under relativt korta tider med mycket höga elpriser. Hur många timmar med exceptionellt höga priser som kommer att uppstå årligen i framtiden och hur höga dessa prispikar kommer att bli är mycket osäkert, vilket innebär ytterst osäkra incitament för kapitalkrävande investeringar och det är rimligt att förvänta sig höga avkastningskrav. Många av de tekniker som förväntas lösa de framtida utmaningarna är också oprövade och i några fall kräver de beteendeförändringar från elanvändarna.

Det finns olika sätt att betrakta effekttillräcklighet. Med det traditionella statistiska synsättet jämför man ett maximalt effektbehov, exempelvis under en 10-årsvinter och jämför det med den tillgängliga produktionen och eventuellt importbehov. Med detta synsätt förutses ett växande underskott inom landet under toppeffekttimmen. Med den dynamiska metoden simuleras istället många år med olika temperatur, tillrinning, vind samt slumpmässiga avbrott i produktion och distribution och för varje timme jämförs tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen. Därigenom kan risken för effektbrist utvärderas. Även med denna metod syns på sikt viss ökad risk för effektbrist, men den är liten. Svenska kraftnät anger på lång sikt i genomsnitt mindre än 1 timme per år (*loss of load expectation*) och liten omfattning i energi räknat.

På kort sikt utgörs den största utmaningen av regionala kapacitetsbegränsningar och lokala flaskhalsar, särskilt drabbat är flera storstadsregioner (tex Stockholm, Malmö och Uppsala). Inom de närmsta åren riskerar en liknande situation uppstå även i andra delar av landet. Orsaken är dels ett föråldrat transmissionsnät som på flera håll behöver förnyas och förstärkas, dels en pågående urbanisering, digitalisering och elektrifiering som driver på ett ökat elbehov. Under de allra flesta tidpunkter på året utgör inte befintligt elnät en begränsande faktor utan utmaningen ligger oftast i att kunna överföra tillräcklig effekt under kalla vinterdagar då belastningen generellt är som störst. Det gäller alltså att skilja på kapacitetsbrist (då elnätet är den begränsande faktorn för överföring) och effektbrist (då tillgänglig effekt inte är tillräcklig för att tillgodose behovet). Då nätutbyggnad, som ofta ses som den långsiktiga lösningen på kapacitetsbrist, generellt har långa ledtider finns det risk för att kapacitetsutmaningen inte kommer att vara helt avhjälpd förrän framåt år 2030 i vissa områden. Det genomförs dock flera alternativa åtgärder för att råda bot på kapacitetsbristen på kort sikt.

Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitetsbegränsningar. Bland dessa återfinns nätutbyggnad och lokal elproduktion under vinterhalvåret då kapacitetsutmaningen är som störst, inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är typiskt exempel på sådan produktion. Incitamenten för kraftvärme är dock låga för närvarande och flera studier pekar på oförändrad eller svagt minskande installerad effekt i kraftvärmeverk på tio års sikt givet dagens policy och skatter. Andra anpassningsåtgärder för den lokala eleffektutmaningen kan istället fokusera på elanvändningen, exempelvis efterfrågeflexibilitet, lagring, generell effektivisering och konvertering från elbaserad uppvärmning till fjärrvärme eller biobränsle.

Vissa åtgärder genomförs i syfte att lösa problem med lokala flaskhalsar på kort sikt, vilket innebär att en del åtgärder är tillfälliga till dess att mer långsiktiga lösningar, exempelvis nätutbyggnad, finns på plats. Ett problem som kan uppstå med detta är att genomförda åtgärder inte längre är nödvändiga då de mer långsiktiga lösningarna väl finns på plats. Om de tillfälliga åtgärderna är förknippade med (stora) investeringar finns det därmed risk för att dessa endast ger ekonomisk avkastning under en kortare tid, även om dess livslängd egentligen är längre.

På ett principiellt plan kan man också ifrågasätta själva problemformuleringen – nätkapacitetsbrist. Det antyder att det elnät som bör vara den åtgärd som på lång sikt löser frågan om el(effekt)försörjningen. I princip kan man se lokal elproduktion och/eller åtgärder för efterfrågeflexibilitet även som långsiktiga lösningar på den lokala eleffektfrågan. Det är inte alltid elnätsutbyggnad som borde vara svaret.

Frekvensregleringen sköts idag till väldigt stor del genom att vattenkraften snabbt reglerar upp/ner sin produktion utifrån systemets behov. I framtiden kommer dock konkurrensen om var vattenkraftens reglerbara egenskaper ska användas

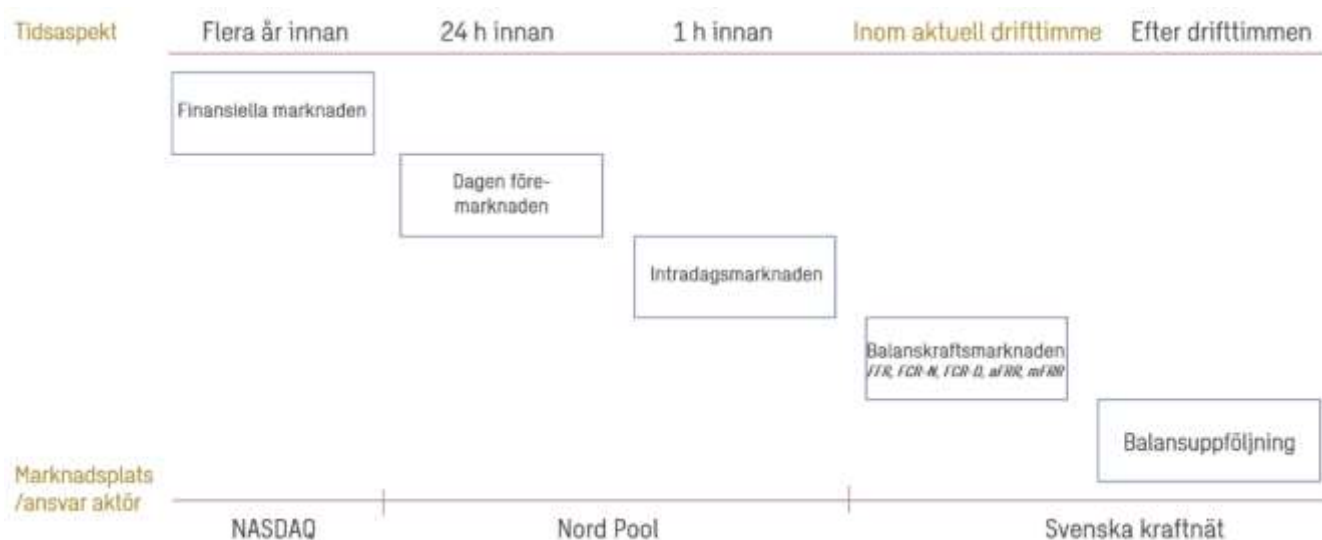
att öka. Exempelvis står vattenkraften idag för en stor del av nedregleringskapaciteten i systemet, vilket innebär att det måste planeras för en viss vattenkraftsproduktion även under låglasttimmar på sommaren, för att kunna minska denna om exempelvis vindkraftsproduktionen blir högre än väntat. Används mycket vattenkraftsproduktion på sommaren för att säkerställa frekvens-stabiliteten innebär detta dock att mindre vattenkraftsresurs finns kvar för att hantera regleringen över året. I detta exempel skulle exempelvis en nedreglering av vindkraftsproduktionen periodvis under sommaren kunna vara ett alternativ.

Utöver att vattenkraften kommer att efterfrågas för fler systemfunktioner, minskar den också som andel av den totala elproduktionen. Samtidigt stänger kärnkraften, som står för mycket av systemets rotationsmassa ned, vilket också genererar nya utmaningar för frekvensregleringen. Nya resurser för frekvensreglering kommer att behövas.

Spänningsstabiliteten är ytterligare en utmaning som kommer att tillta bland annat drivet av att kärnkraft i SE3 ersätts med vindkraft i norra Sverige. Kortsiktigt har Svk ofta hanterat denna utmaning med att minska överföringskapaciteten från SE2 till SE3 och från SE3 till SE4. Problematiken kan också avhjälpas genom köp av stödtjänster, vilket Svk också har gjort. Ett långsiktigt alternativ är att skapa ekonomiska incitament som skapar ett kraftsystem där utmaningen kopplad till spänningsstabiliteten inte blir så omfattande.

3.2.1 Elmarknadens uppbyggnad

Här beskrivs kort hur elmarknaden är uppbyggd samt vilka segment den består av, se Figur 16.



Figur 16: Elmarknadens segment och tidsperspektiv

På den **finansiella marknaden** upphandlas elavtal med flera års framförhållning. Denna är frikopplad från den fysiska handeln som sker på dagen före-, intradags-, och balanskraftsmarknaderna.

Dagen före-marknaden (Spotmarknaden) är en del av Nord Pool där el dagligen köps och säljs för de kommande 24 timmarna. Aktörer som vill sälja eller köpa el skickar sina beställningar, för varje timme den kommande dagen, till marknaden senast klockan 12 dagen innan elen ska levereras till elnätet. Inkommande bud aggregeras till en utbudskurva respektive efterfrågekurva. Korsningen mellan de två kurvorna bestämmer marknadspriset för varje specifik timme nästkommande dygn. Prisområdesuppdelning sker vid begränsad överföringskapacitet. Marginalprissättning tillämpas på dagen före-marknaden, vilket betyder att elpriset är baserat på kostnaden för att generera en extra enhet el från den energikälla som ligger på marginalen.

Intradagsmarknaden (Elbas) är också en del av Nord Pool och öppnar när dagen före-marknaden har stängts. Här handlas el på samma sätt som på dagen före-marknaden kontinuerligt inom dygnet, fram till en timme före drifttimmen.

Balanskraftsmarknaden är den marknadsplatsen som aktiverar balansresurser inom drifttimmen med syfte att upprätthålla rätt frekvens. Den administreras av Svenska kraftnät.

En elleverantör är enligt ellagen skyldig att leverera lika mycket el som elleverantörens kunder, elanvändarna, förbrukar. Oftast lyckas elleverantörer inte planera så bra att den optimala balansen upprätthålls, varpå Svenska kraftnät måste gripa in för att säkerställa balansen. Detta sker på balanskraftsmarknaden. Den aktör som orsakat obalansen får betala för detta till Svenska kraftnät efter den aktuella drifttimmen. I verkligheten transfereras betalningen från den aktör som orsakat obalansen till den aktör som avhjälpt obalansen, via Svenska kraftnät.

3.3 Behovet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder är under förändring

Stödtjänster är ett samlingsnamn på de tjänster som behövs för driften av elsystemet, inbegripet **balanstjänster (FCR, aFRR och mFRR)** och **icke-frekvensrelaterade tjänster som spänningsreglering och reaktiv effekt**. Grunden i elmarknaden är spotmarknaden, även kallad dagen-före-marknaden. Varje dag, senast kl 12, skickar alla elhandlare in bud avseende hur mycket el de vill köpa/sälja timme-för-timme, avseende kommande dygns 24 timmar, beroende på pris. Spotpriset är sedan grunden för avräkning av finansiella prissäkringskontrakt och grund för fysisk avräkning. Eftersom faktisk produktion/konsumtion alltid avviker från dagen-före handeln köper och säljer Svenska kraftnät el i form av stödtjänster (balanstjänster) för de timmar där balansen inte går ihop. Behovet av stödtjänster för balansering väntas öka i framtiden.

Frekvens är den storhet som används för att beskriva antalet repetitiva händelser inom ett givet tidsintervall. Den mäts i enheten Hertz (Hz), och ges genom att dividera antalet händelser med längden av tidsintervallet.

I elnätet ska frekvensen hållas till ca 50 Hz vilket upprätthålles genom att mängden el som produceras och skickas ut på elnätet samtidigt konsumeras/tas ut på andra sidan.

I växelströmssystem används växelspänningens frekvens som indikator på hur balansen mellan producerad och uttagen effekt regleras. TSO:n Svk är ansvarig för att upprätthålla en frekvens på 50 Hz i det svenska kraftsystemet. För att upprätthålla frekvensen upphandlar Svk olika typer av stödtjänster. I dag finns det marknader för tre typer av balanstjänster: FCR som består av produkterna FCR-N och FCR-D, aFRR och mFRR. Dessutom upphandlar Svk en snabb frekvensreserv, FFR. De olika stödtjänsterna bidrar till frekvenshållningen på kompletterande sätt. Figur 17 illustrerar hur olika mekanismer bidrar till att upprätthålla frekvensen.

Rotationsenergi, ofta refererat till som "svängmassa", är den rörelseenergi som finns i kraftsystemets roterande delar. Denna har en viktig funktion som motverkar snabba frekvensändringar vid plötsliga bortfall av stora produktionskällor eller transmissionsledningarna genom att momentant ersätta bortfallet, medan andra åtgärder som kräver några sekunder hinner sättas in. Den är därmed speciellt viktig ur ett tidsperspektiv.



Figur 17: Balansering av kraftsystemet²⁶

FCR-N är idag en symmetrisk produkt som automatiskt och med kort aktiveringstid reglerar frekvensen så snart den avviker från 50 Hz. aFRR och mFRR avlastar FCR-N inom frekvensintervallet 49,9-50,1 Hz, men har något långsammare aktiveringstid än FCR-N. FCR-D används i de sällsynta fall ett större frekvensfall (under 49,9 Hz) uppstår. FCR-D är på nordisk basis dimensionerat för att klara av ett bortfall av den största enskilda produktionsanläggningen (undantaget Olkiluoto 3 som har en speciell lösning). Under försommaren 2020 började Svenska kraftnät upphandla en ny typ av stödtjänst, FFR. Med allt mindre rotationsenergi/tröghet i kraftsystemet när kärnkraft med tunga generatorer/turbiner stängs ned, uppstod ett behov av en extra snabb reserv, FFR. FFR kommer primärt att behövas under sommaren och ska inom en sekund börja parera kraftiga frekvenstapp. De nordiska TSO:erna har ett nära samarbete avseende frekvensregleringen och beslutar gemensamt kring vilka volymer respektive TSO behöver tillhandahålla för respektive balansmarknad. Tabell 3 visar aktuella volymer på nordisk basis respektive tekniska krav för dagens balansmarknader.

Tabell 3: Tekniska krav och volymer för balansmarknader²⁷

	<i>FFR</i>	<i>FCR-D</i>	<i>FCR-N</i>	<i>aFRR</i>	<i>mFRR</i>
	<i>Fast Frequency Reserve</i>	<i>Frequency Containment Reserve for Disturbances</i>	<i>Frequency Containment Reserve for Normal Operation</i>	<i>automatic Frequency Restoration Reserve</i>	<i>manual Frequency Restoration Reserve</i>
Volym - Norden	0-300 MW över sommaren 2020	Utifrån effekten på det största felfallet (idag den största felfallet i systemet, 1450 MW)	600 MW	300-400 MW	Kapacitetsmarknad planerad till 2022

²⁶ SVK, <https://www.svk.se/contentassets/7dfa08444dab4d3aba1adbbc38456c2b/systemdriftiltillstanden.pdf>, (2019)

²⁷ <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/reservmarknader.pdf>

Aktiverad	Vid stora frekvensförändringar, Primärt i situationer med låg rotationsenergi i systemet.	Vid stora frekvensbortfall.	Konstant aktiverad.	Används vid morgon-, kvällstimmar samt dygnsskiftet.	Aktiveras som back-up vid behov. Benämns ibland som tertiär-reglering.
Aktiveringstid	1.3 s vid 49,7 Hz 1.0 s vid 49,6 Hz 0.7 s vid 49,5 Hz	5 s / 50 % 30 s / 100 %, Efter frekvensförändringar -0,50 Hz	Full aktivering inom 3 min	2 minuter	15 minuter
Min. budstorlek	-	0,1 MW	0,1 MW	5 MW	10 MW (5 MW i SE4)

Regleringen av elmarknaden förändras konstant och därmed även produkterna för stödtjänster och behovet av respektive produkt. Exempelvis är det rimligt att anta att en övergång från tim- till kvartsavräkning på spotmarknaden medför ett minskat volymbehov av balanstjänster. En ökad användning av intradag-marknaderna eller bättre väderprognoser skulle också kunna minska behovet av balanstjänster. Ökat utbyte av balansenergi på europeisk nivå kommer sannolikt också att påverka utbud och efterfrågan på balanstjänster framöver. Exempel på ökat utbyte är PICASSO och MARI, de kommande europeiska plattformarna för utbyte av balansenergi från aFRR och mFRR. Inom ramen för *Nordic Balancing Model* pågår dessutom ett gemensamt nordiskt arbete för att hantera effekterna av energiomställningen samt skapa förutsättningar (exempelvis korrekta prissignaler) för att balansera framtidens kraftsystem. Dagens balansering baserad på frekvensförändringar kommer att ersättas av balansering baserad på delområdets obalanser.

3.3.1 Frekvenshållning inom intervallet 49,9-50,1 Hz

Idag hanteras frekvensen inom intervallet 49,9-50,1 Hz av reglerkraftsprodukterna FCR-N, aFRR och mFRR. Dessa produkter kan i många fall samspela och avlasta varandra i frekvensregleringen. Vilka produkter som ska användas för frekvenshållning inom intervallet 49,9-50,1 Hz och vilka krav som ska ställas på respektive produkt kan komma att ändras fram över, liksom behovet av dessa produkter.

Swecos bedömning är att behovet av den snabba momentana frekvensregleringen runt 50 Hz, som idag sköts av FCR-N, inte kommer att öka substantiellt. Istället är det behovet av de något billigare produkter som avlastar FCR-N som primärt kommer att öka, inte minst aFRR. Detta är en utveckling vi redan ser i Tyskland idag, i ett kraftsystem som i mångt och mycket nu möter de utmaningar som det svenska kraftsystemet går emot. SvK valde också i början av året (2020) att öka på upphandlingen av aFRR något, men Swecos bedömning är att aFRR volymerna kommer öka ytterligare.

Ökningen av dessa volymer drivs på av ökade obalanser från spotmarknaden. Framför allt är det vindkraften som har stora avvikelser mellan prognostiserad elproduktion och levererad. Exakt hur stor prognosavvikelsen i förhållande till produktion blir beror mycket på hur stor region/volym som aggregeras. I en studie av prognosavvikelser från vindkraft på dagen-före-marknaden aggregerat på nordisk nivå, konstaterades att MAE (*Mean Average Error*) i förhållande till installerad effekt låg på 2,5 %, men att den största prognosavvikelsen var 13,5 %. Studien visar också att effekten med minskad aggregerad MAE i takt med att vindkraftsvolymer har nått en viss mättnad.²⁸ I ett scenario med 160 TWh tillkommande vindkraft på nordisk basis och en prognosavvikelse (MAE) på dagen-före-prognosen på 13,5 % på aggregerad nordisk basis, skulle obalansen

²⁸ *Characteristics of day-ahead wind power forecast errors in Nordic countries and benefits of aggregation, Miettinen och Holttinen (2016)*

genererad av den tillkommande vindkraften vara cirka 2500 MW. Denna siffra kan sättas i relation till den samlade nordiska volymen på FCR-N och aFRR på upp till 1000 MW idag. Sen kan prognosavvikelser från annan elproduktion och elanvändning verka i motsatt regler-riktning ibland och samma riktning vid andra tillfällen. Oavsett indikerar denna siffra en markant ökad efterfrågan på balanskraft. Swecos bedömning är att merparten av den tillkommande balanskraften kommer att hanteras med a-FRR/m-FRR, om den inte hanteras på intradag-marknaden.

Idag är det primärt vattenkraften som levererar frekvensreglering inom intervallet 49,9-50,1 Hz. I framtiden väntas dock nya tekniker som till exempel bilbatterier (vehicle-to-grid och smart laddning), flexibla värmesystem, flexibla industri-processer, svänghjul och nya tillämpningar av befintlig teknik som pumpvattenkraft, att bidra med dessa tjänster. Nuvarande regelverk kräver att alla nya produktionsanläggningar på 10 MW eller mer (typ C och D) ska ha förmåga till frekvensreglering.

En tidigare Sweco-studie²⁹ visade på en potential att reglera upp till 2 500 MW en enskild timme på nationell basis med hjälp av smart styrning av landets uppvärmningssystem. Det ska samtidigt sägas att uthålligheten i denna teknik är begränsad. Gällande de andra teknikerna/tillämpningarna är den teoretiska potentialen enorm, men de är fortfarande i sin linda och har bara i begränsad omfattning ekonomisk bärighet idag och är i de flesta fall beroende av en fortsatt teknisk utveckling.

En optimering av vattenkraften utifrån morgondagens energisystem skulle också kunna medföra stora volymer tillkommande reglerkraft, men förutsätter förändrade vattendomar. En Sweco-studie³⁰ visar på en potential på 3 400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige vid en effektutbyggnad. Om resultatet extrapoleras för att inkludera de kraftproducerande älvarna som inte inkluderats i analysen uppgår potentialen till totalt 3 900 MW.

3.3.2 Stora/snabba frekvensförändringar

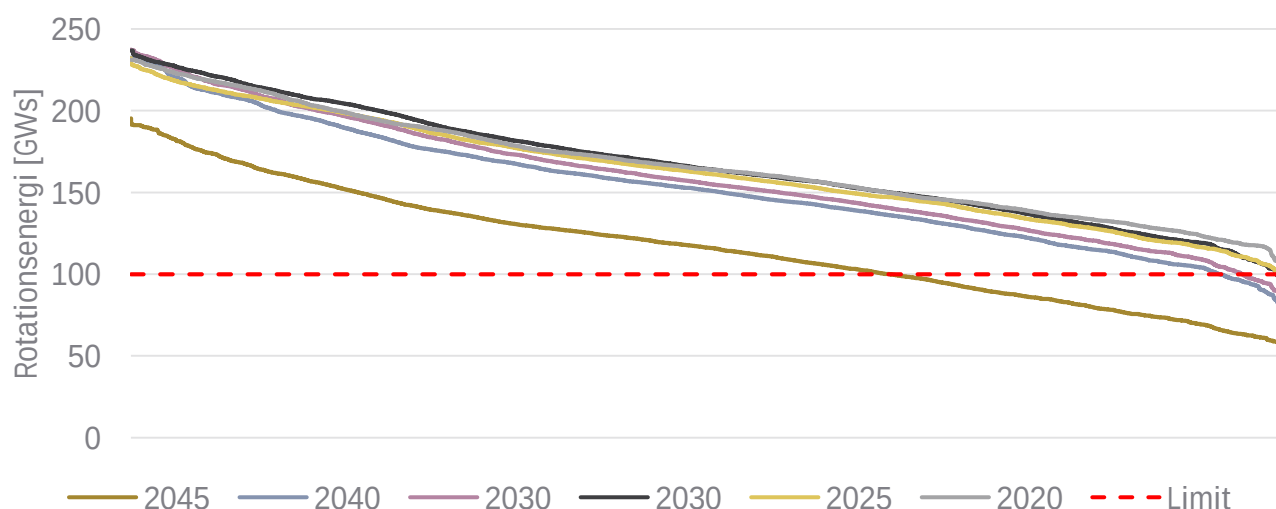
Vid stora/snabba frekvensförändringar, ofta frekvensfall i samband med att en stor produktionsenhet faller bort, räcker inte produkterna som reglerar frekvensen inom intervallet 49,9-50,1 Hz till, då behövs stödtjänster som FFR och FCR-D för att snabbt återställa frekvensen. Med en minskad rotationsenergi i kraftsystemet blir behovet av denna typ av reglerprodukter allt större. För att möta det ökade behovet infördes under våren 2020 en ny stödtjänst, FFR. På nordisk basis har upp till 300 MW FFR upphandlats, varav 70 MW i Sverige. Till FFR har TSO:erna upphandlat kapacitet från batterier och elpannor med snabbare responstid (ca 1 sekund) än vad traditionella elproduktionskällor ofta kan erbjuda. FFR hjälper till att parera de snabba frekvenstapp som uppstår i ett system med låg rotationsenergi.

Det framtida behovet av FFR eller motsvarande framtida produkter kommer vara beroende av mängden rotationsenergi i kraftsystemet. Rotationsenergi är den lagrade rörelseenergin i de roterande massorna i ett elektriskt system. De roterande massorna består framför allt av synkrongeneratorer. Kärnkraften med sina stora och tunga generatorer bidrar med mest rotationsenergi, men även vattenkraften bidrar med stora mängder rotationsenergi. Behovet av FFR är som störst under sommarnätter, när rotationsenergin i kraftsystemet är som lägst. Med en minskande mängd rotationsenergi i systemet bedöms de upphandlade volymerna av FFR att öka och FFR väntas komma att aktiveras oftare. Om mängden rotationsenergi i det nordiska systemet är under 100 GWs och det dimensionerande felet (ca 1400 MW) inträffar riskerar frekvensen att falla under 49 Hz. Många såväl produktionsenheter som HVDC-förbindelser med omgivande länder kan orsaka liknande frekvensfall om de faller bort. Rotationsenergin i det nordiska kraftsystemet väntas minska i takt med större mängder termisk kraft faller bort. Rotationsenergin från kärnkraften är ungefär dubbelt så stor som motsvarande för vattenkraft och termisk kraft, medan den är obefintlig för vind- och solkraft samt HVDC-import. I Swecos huvudscenario fasas Ringhals 1 ut 2020 och resterande sex svenska reaktorer ut på 2040-talet, vilket leder till en kraftig ökning av behovet av snabb reglerkraft som FFR.

Figur 18 illustrerar hur rotationsenergin i det svenska kraftsystemet väntas minska i Swecos huvudscenario. Figuren visar hur mycket rotationsenergi som finns i systemet över årets 8760 timmar, för 2020-2045. Mängden rotationsenergi påverkas också av utvecklingen i våra nordiska grannländer.

²⁹ Sweco: Potential för efterfrågeflexibilitet, 2019

³⁰ Sweco: Effektutbyggnad vattenkraft, 2016



Figur 18: Rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet, principiellt

FCR-D i Sverige levereras idag främst av vattenkraft, medan exempelvis Finland använder efterfrågeflexibilitet från skogsindustrierna i stor omfattning för FCR-D. Det kan inte uteslutas att det på liknande sätt framöver finns potential även i Sverige att hitta nya aktörer av FCR-D, en stödtjänst som sällan aktiveras men behöver finnas tillgänglig i stor volym.

3.3.3 Andra stödtjänster och åtgärder

Spänningsstabilitet och reaktiv effekt

Reaktiv effekt bidrar till skillnad från aktiv effekt inte till något arbete, men finns i elsystemet och måste kunna anpassas för att upprätthålla rätt spänning. Spänningsregleringen i kraftsystemet handlar till stor del om konsumtion och produktion av reaktiv effekt. Ökad produktion av reaktiv effekt i en punkt i elnätet resulterar i att spänningen ökar. Ökad konsumtion av reaktiv effekt i en punkt bidrar till att spänningen sjunker. Spänningsreglering är, till skillnad från frekvensreglering, något som sker lokalt. Det innebär att den reaktiva effekten som produceras/konsumeras för att reglera spänningen måste konsumeras/produceras lokalt. Spänningsstabiliteten i systemet påverkas också av det som kallas kortslutningseffekt, vilken i sin tur beror av synkrona maskiner och motstånd (impedanser) i elnätet.

Det finns olika komponenter i kraftsystemet som antingen är producenter eller konsumenter av reaktiv effekt, se Tabell 4.

Tabell 4: Producenter och konsumenter av reaktiv effekt

Producenter av reaktiv effekt	Konsumenter av reaktiv effekt
Generatorer	Generatorer
Kondensatorer, SVC	Reaktorer, SVC
Tomgående ledningar	Belastade ledningar
Kablar	Transformatorer

Synkrongeneratorer kan styra spänningen i en anslutningspunkt genom att ändra generatorns magnetisering, och är bland de viktigaste komponenterna med avseende på spänningsreglering. De kan kontinuerligt anpassa sin produktion/konsumtion av reaktiv effekt och på så vis även kontinuerligt påverka spänningen i nätet. Bland produktionsanläggningar har det historiskt sett främst varit kärnkraften och vattenkraften som bidragit med reaktiv effekt. Med allt mindre kärnkraft i södra Sverige behövs andra åtgärder.

En avhjälpande åtgärd som nyligen blev aktuell för att upprätthålla rätt spänning i transmissionsnätet var att låta Ringhals 1 vara i drift över sommaren 2020. Svk slöt ett avtal med Ringhals AB för att säkra både spänningsstabiliteten och kortslutningseffekten i transmissionsnätet under denna period i södra Sverige.

I de nya europeiska nätkoderna (specifikt RfG) finns krav på att alla större (typ C och D) nya kraftproduktionsenheter ska kunna bidra med spänningsreglering.

Störningsreserv

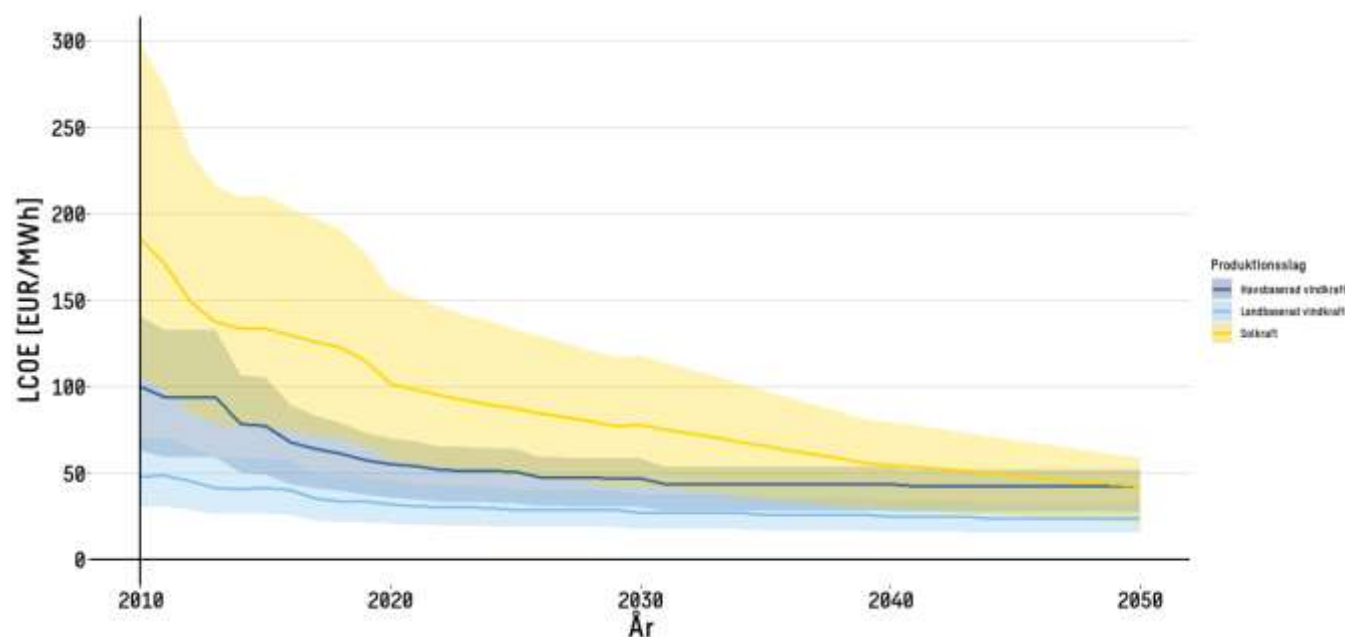
Svk upphandlar störningsreserven för att säkerställa att kraftsystemet alltid kan hantera störningar och snabbt återställa kraftsystemet till normaldrift. Idag består den av en installerad effekt på 1 350 MW i elområdena SE3 och SE4, bestående av gasturbiner. På grund av att gasturbinerna närmar sig sin tekniska livslängd finns behov av förstärkning för störningsreserven. Under våren 2019 upphandlade Svk av den snabba aktiva störningsreserven som omfattade Vattenfall med 50 MW och Fortum Sverige med 60 MW belägna i SE3. Svk anger inte vilken typ av produktion eller konsumtion de har handlat upp. Strategin för störningsreserven kommer att ses över eftersom den inte är i linje med gällande europeisk lagstiftning.

3.3.4 Effektoreserv

Effektoreserven är inte en stödtjänst. Svk handlar upp en effektoreserv som är tillgänglig under den kallaste årstiden, mellan 16 november och 15 mars. Effektoreserven kan bestå av både produktion och förbrukning och är i dagsläget begränsad till max 2 000 MW³¹. Idag består produktionsdelen av 562 MW i Karlhamnsverket som är beläget i SE4. Effektoreserven används när det är risk för effektbrist då marknadsbuden inte räcker till.

3.4 Produktionsslagens kostnadsutveckling går åt olika håll

I denna studie undersöker vi produktionskostnaden för de olika kraftslagen som LCOE, dvs med kapital- och drift/och underhållskostnaderna utslagna över årsvolymer, vilket motsvarar den kostnad som producenter och investerare ser.



Figur 19: Kostnadsutveckling för olika kraftslag i Sverige 2010-2050

³¹ https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-2003436-om-effektoreserv_sfs-2003-436

Prognoser för produktionskostnader för nyinvesteringar redovisas uppdelade på två CAPEX- och OPEX-kategorier, anslutningsavgift och investering, respektive drift och underhåll. Prognoserna bygger på i dagsläget observerade trender och framtidsutsikter gällande bland annat teknikutveckling. Analysen visar snabbt sjunkande kostnader för ny förnybar elproduktion och ökande produktionskostnader för kärnkraft på grund av ökande säkerhetskrav och alla fossila kraftslag på grund av CO2-priset.

Utfallsrummet representeras av olika WACC antaganden (+/-1.5%), investeringskostnad (+/-20%) och fullastimmar (+/-10%). Detta ger LCOE-kostnader vid olika scenarier för teknikutveckling och andra faktorer, vilket diskuteras mer under respektive kraftslag.

3.4.1 Vattenkraft

Den svenska vattenkraften har utvecklats under cirka 100 år. Mycket av vattenkraften byggdes på 1950- och 1960-talet. Idag genererar de cirka 2000 kraftverken omkring 66 TWh elper år. Idag ligger fokus främst på underhåll och vidmakthållning av befintliga anläggningar snarare än utbyggnaden av ny. Dock har ändå nyinvestering i vattenkraft innefattats i studien.³²

Befintlig vattenkraft

Alla vattenkraftverk har unika förutsättningar och utförande, till stor del beroende på att de anpassas till respektive vattendrag.³³ De rörliga kostnaderna och reinvesteringarkostnaderna utgår från en typisk svensk vattenkraftstation med 2 x 40 MW installerad kapacitet och med en produktion motsvarande 4000 drifttimmar (320 GWh/år).

Den totala rörliga kostnaden för befintlig vattenkraft är cirka 12,2 EUR/MWh. Detta är dock då fastighetsskatten på vattenkraft antas vara 0,5 procent av fastighetstaxeringsvärdet.

Reinvesteringskostnader

För vattenkraft beskrivs kostnader och reinvesteringar för ett typiskt vattenkraftverk. Då det vattenkraftverk som antagits är byggt 1966 innebär det att det står inför att göra ett antal investeringar i kraftstationen, dammsäkerhet samt miljöåtgärder. En översikt över dessa visas i Figur 21.

Figur 20: Översikt över de reinvesteringar som vattenkraftsägare står inför



³² Sweco på uppdrag av Energikommissionen: *Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag – en underlagsrapport till Energikommissionen*, 2016

³³ Elforsk: *El från nya och framtida anläggningar*, Elforsk rapport 14:40, 2014

Figur 21: Översikt över de reinvesteringar som vattenkraftsägare står inför

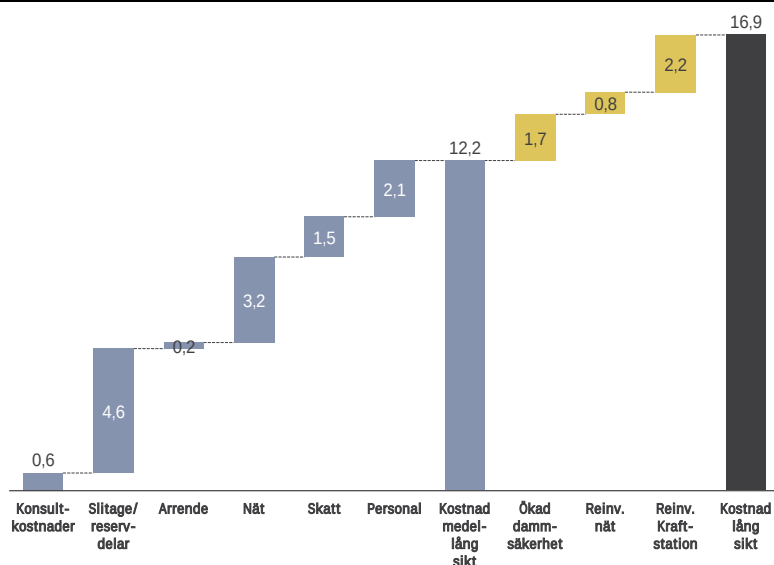
Källa: Sweco³⁴

När det gäller damminvesteringar som görs för att möta säkerhetskrav så genomförs dessa. Detta innebär en kapitalkostnad (2016) på 1,7 öre/kWh.

Miljöåtgärder i vattenkraftstationer diskuteras idag och kostnaderna är mycket osäkra. Det är inte tydligt vilka krav som kommer, och branschen anser att effektivitet för olika miljöåtgärder (exempelvis "fisktrappa") är osäkert. Investeringskostnaden uppskattas till cirka 500 tSEK per fallhöjdsmeter. Generellt utgör investeringskostnaden den primära kostnaden för småskalig vattenkraft, medan produktionsbortfall utgör den primära kostnaden för storskalig vattenkraft. Vid ett kraftverk med 50 meter fallhöjd, 80 MW och 4 000 drifttimmar blir kostnaden för investeringen cirka 0,5 EUR/MWh och cirka cirka 1,34 EUR/MWh för ett produktionsbortfall blir, vid ett elpris på 25 öre/kWh (26,3 EUR/MWh). Denna post har inte inkluderats i den övergripande bilden, då det är osäkert vilka krav som kommer.

I dagens läge, med osäkerhet kring elprisutveckling och framtida lönsamhet, väljer många vattenkraftsägare att satsa på att vidmakthålla anläggningar och således "köpa tid". Att vidmakthålla ger en ytterligare kapitalkostnad på cirka 2,2 EUR/MWh, men kan även ge en något högre underhållskostnad. Bland de som väljer att satsa på en större investering med längre livslängd är det vanligast att renovera och inte uppgradera. Detta beror på att uppgradering är dyrare än att renovera, motsvarande 3,7 EUR/MWh respektive 2,1 EUR/MWh. Notera att uppgradering medför en betydligt högre investering, som dock håller över en längre tid. Utöver dessa kan det även krävas reinvesteringar i nät. Dessa har uppskattats till 0,8 EUR/MWh.

De kontinuerliga driftskostnaderna har antagits vara desamma för befintlig och ny vattenkraft. En översikt av vattenkraftens olika kostnadsposter CAPEX och OPEX visas i Figur 22. De till vänster är mest påverkbara medan de till höger är minst påverkbara kostnader. Vattenkraften har generellt lång avskrivningstid på investeringar, vilket ger lågt CAPEX.



Figur 22: Vattenfalldiagram över befintlig vattenkrafts kostnadsposter, EUR/MWh

Källa: Sweco³⁵

³⁴ Sweco på uppdrag av Energikommissionen: Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag – en underlagsrapport till Energikommissionen, 2016

³⁵ Sweco på uppdrag av Energikommissionen: Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag – en underlagsrapport till Energikommissionen, 2016

Nyinvestering vattenkraft

Alla vattenkraftverk har unika förutsättningar och utförande, till stor del beroende på att de anpassas till respektive vattendrag.³⁶ Studien har beaktat kostnaden för ett 80-90 MW stort vattenkraftverk.

De rörliga kostnaderna och reinvesteringarkostnaderna utgår från en typisk svensk vattenkraftstation med 2 x 40 MW installerad kapacitet med en produktion motsvarande 4 000 drifttimmar (320 GWh/år). CAPEX-beräkningen utgår från ett 90 MW stort kraftverk³⁷, men detta antas vara en fullgod approximation.

Den totala kostnaden för ny vattenkraft är cirka 49,8 EUR/MWh. Detta är dock då fastighetsskatten på vattenkraft antas vara 0,5 procent av fastighetstaxeringsvärdet.

Kapitalkostnader

Olika delar av ett vattenkraftverk har olika lång livslängd:³⁸

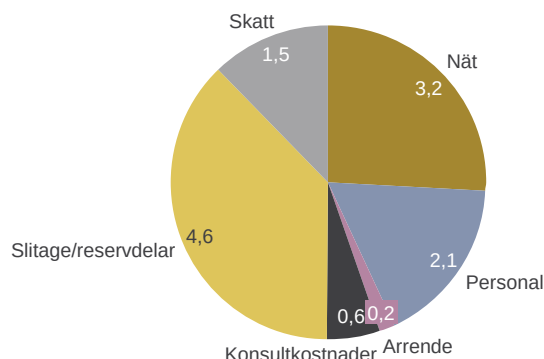
- 10-15 år för kontrollutrustning
- 25-35 år för övrig elektrisk utrustning
- 40-60 år för tyngre mekanisk och elektrisk utrustning som turbin och generator

Vid beräkning av CAPEX för investeringen har således 40 års ekonomisk livslängd använts. Den specifika investeringen är satt till 20 000 kr/kW_{el netto}.³⁹ Detta motsvarar 35,7 öre/kWh_{el} i kapitalkostnad, eller 37,6 EUR/MWh.

Driftkostnader

Vattenkraftens driftkostnader kan delas upp i nätaggift, personalkostnader, bygdemedel (arrende), konsultkostnader, skatt (fastighetsskatt) och kostnad för slitage/reservdelar. Observera att fastighetsskatten på vattenkraft satts till 0,5 procent, trots att den för 2016 är 2,8 procent. En överblick över vattenkraftens driftkostnader visas i

Figur 23.



Figur 23: Driftkostnader i EUR/MWh (inklusive skatt) för vattenkraft

Källa: Sweco⁴⁰

³⁶ Elforsk: El från nya och framtida anläggningar, Elforsk rapport 14:40, 2014

³⁷ Elforsk: El från nya och framtida anläggningar, Elforsk rapport 14:40, 2014

³⁸ Elforsk: El från nya och framtida anläggningar, Elforsk rapport 14:40, 2014

³⁹ Elforsk: El från nya och framtida anläggningar, Elforsk rapport 14:40, 2014

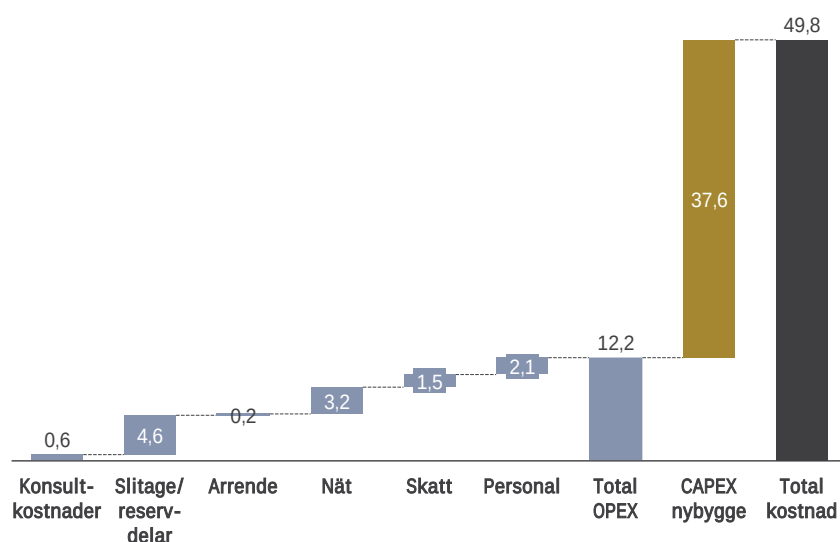
⁴⁰ Sweco på uppdrag av Energikommissionen: Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag – en underlagsrapport till Energikommissionen, 2016

Dessa kostnader är i olika grad rörliga. De kostnader som snabbast kan upphöra vid behov är kostnader för konsulter samt underhållskostnader vid slitage och reservdelar. Därefter kommer kostnader för bygdemedel, nätavgift och fastighetsskatt. Egen personal är den "minst rörliga" av driftkostnaderna.

Total kostnadsbild

En översikt av vattenkraftens olika kostnadsposter CAPEX och OPEX visas i Figur 25. Kostnadsposterna till vänster är mest påverkbara medan de till höger är minst påverkbara kostnader. Då vattenkraft är en mogen teknik anses denna kostnadsbild vara relevant både för 2020 och 2030.

Figur 24: Vattenfalldiagram över nybyggd vattenkrafts kostnadsposter, EUR/MWh



Figur 25: Vattenfalldiagram över nybyggd vattenkrafts kostnadsposter, EUR/MWh

Källa: Sweco⁴¹, Elforsk⁴²

3.4.2 Landbaserad vindkraft

Kostnadsutvecklingen för landbaserad vindkraft har varit snabbt sjunkande de senaste 15 åren som ett resultat av investerings- eller driftstöd i många europeiska länder som har drivit ner investeringskostnaden per installerad MW och bestäms i hög grad av

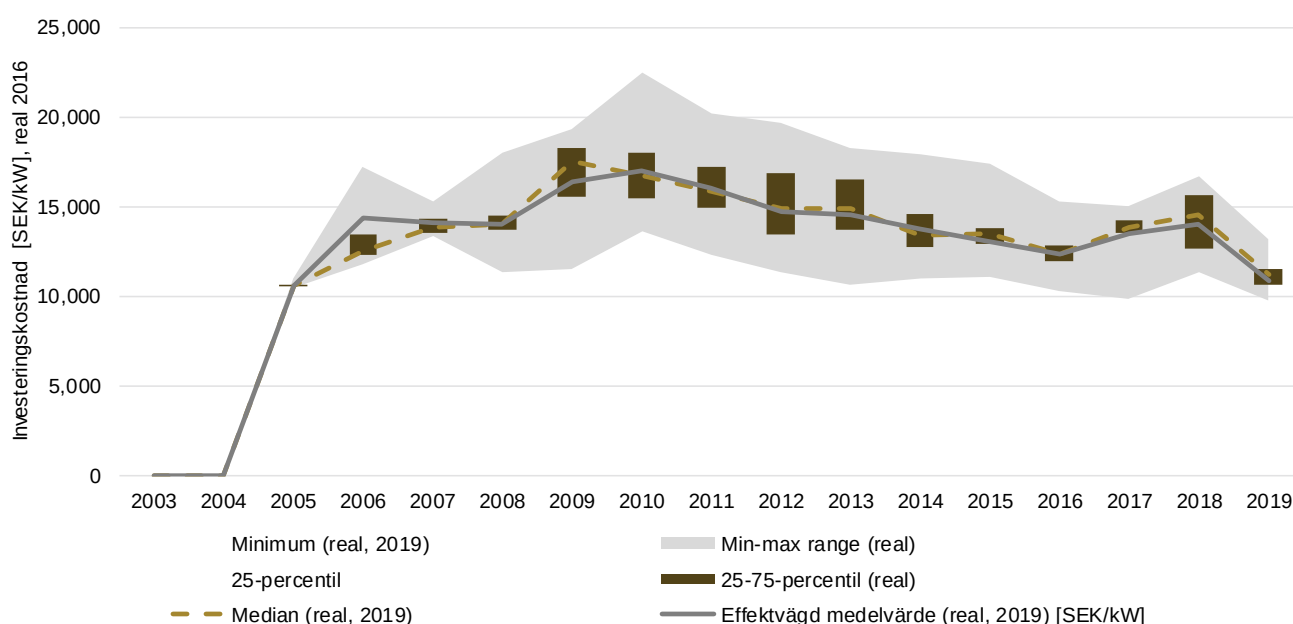
- Teknikutvecklingen (större turbiner (högre navhöjd och större rotordiameter) samt något bättre aerodynamiska förbättringar)
- effektivare volymproduktion av vindkraftverken hos tillverkarna
- Lokala/regionala begränsningar i totalhöjd
- Priset på stål
- Huruvida reinvesteringar görs som repowering och vilka repowering-koncept som kommer användas

⁴¹ Sweco på uppdrag av Energikommissionen: Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag – en underlagsrapport till Energikommissionen, 2016

⁴² Elforsk: El från nya och framtida anläggningar, Elforsk rapport 14:40, 2014

- Om eventuella ytterligare krav ställs på vindkraften på sikt, dvs krav om viss mängd av energilager tillhörande parken eller liknande
- Avkastningskrav, teknisk livslängd och antaganden om ekonomisk livslängd

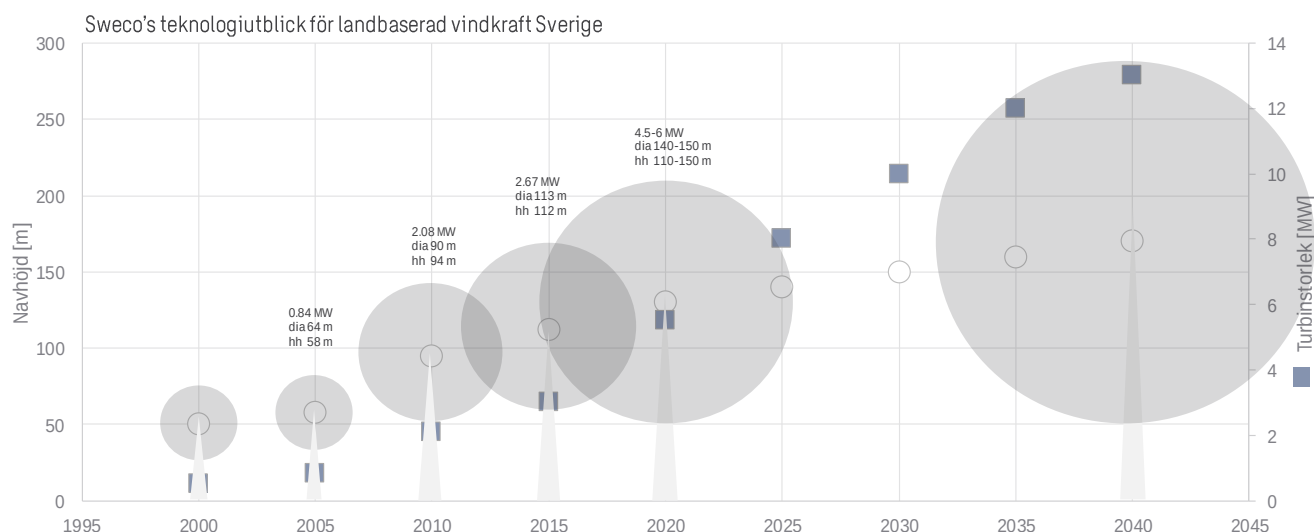
Vid en analys av data av 1 497 svenska turbiner och totalt 3 761 MW⁴³ ser vi större generatorer, högre navhöjder och ökande fullasttimmar samtidigt som vi ser fallande CAPEX kostnader (se Figur 26) samt fallande OPEX. CAPEX är främst pga fallande turbinpriser men troligtvis även lägre infrastrukturkostnader (hitta bättre siter, nära till nät, med delvis utbyggd vägnät osv.), medan OPEX reduktionen är främst ett resultat av fallande kostnader för service och underhåll. Samtidigt ser vi att bolagen antar längre ekonomiskt livslängd i sina projekt, upp till 25 år, för projekt installerade fram till december 2018, samt att utvecklingen framöver verkar gå mot ännu längre livslängd.



Figur 26: Utveckling av investeringskostnad för landbaserad vindkraft i Sverige, per drifttagingsår, 2005-2019

Sweco's bedömning är att teknikutvecklingen inom landbaserad vindkraft och trenden mot fallande investeringskostnader per MW kommer att fortsätta, så att vi kan se tip height-begränsningar 300 m eller högre och state-of-the-art-turbin på 13 MW med 230 m rotor runt 2040, se figuren nedan.

⁴³ Sweco (2020): *Analys av kostnader för landbaserad vindkraft i Sverige – en analys till Energimyndigheten*



Figur 27: Sweco's teknologitrblick fr landbaserad vindkraft i Sverige

Nyinvestering landbaserad vindkraft

Kostnadsberäkningarna fr nyinvestering i landbaserad vindkraft baseras p ett typiskt projekt om 150 MW med 3250 fullasttimmar som r placerat i SE2. De totala kostnaderna fr 2020 respektive 2030 uppgår till 32 EUR/MWh respektive 27 EUR/MWh.

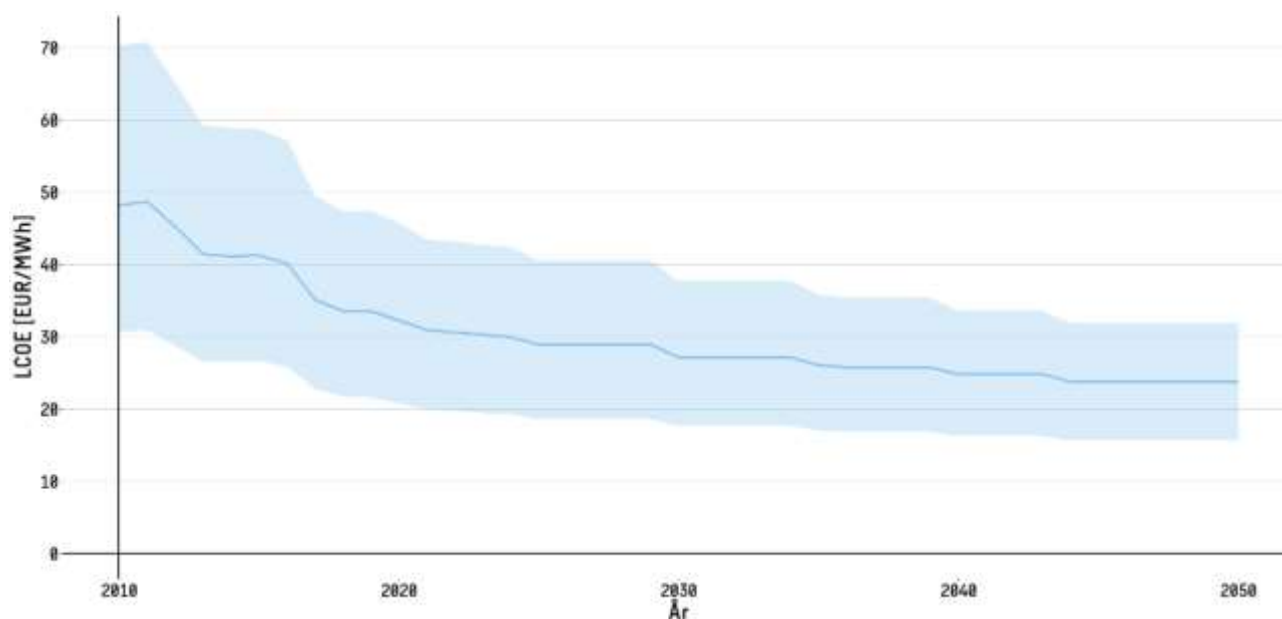
Kapitalkostnader

Kapitalkostnaden fr nyinvestering i landbaserad vindkraft har minskat till frljrd av okad kostnadseffektivitet i och med utvecklingen mot hgre torn samt strrre rotor och generatorer. Strrre rotorer mjliggjr ett bttre utnyttjande av vinden, vilket ger hgre energiutbyte per turbin och drrmed lgre kostnader per producerad energienhet. Kapitalkostnaderna fr nyinvestering i landbaserad vindkraft 2020 respektive 2030 uppgår till 21 EUR/MWh respektive ca. 18 EUR/MWh.

Drift- och underhållskostnader

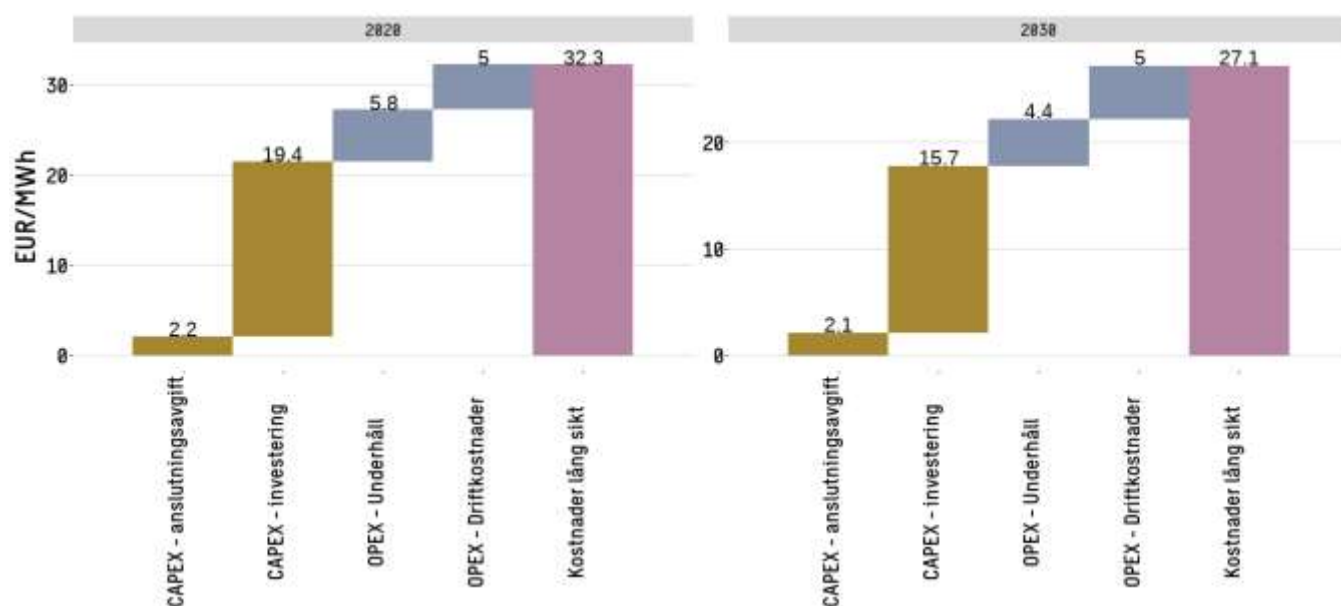
Även driftkostnaderna fr vindkraft antas minska till frljrd av okad kostnadseffektivitet genom fler parker som ligger nra varandra och strrre konkurrens p servicemarknaden. Även hr bidrar hgre torn och strrre generatorer med skalfrdelar d kostnaden fr underhåll och servicekostnaden per producerad energienhet blir lgre. Det ska dock poängteras att minskningen r låg relativt minskningen av kapitalkostnaden. Driftkostnaderna fr nyinvestering i landbaserad vindkraft 2020 respektive 2030 uppgår till 11 EUR/MWh respektive 9-10 EUR/MWh.

LCOE



Figur 28: Kostnadsutveckling för nyinvestering i landbaserad vindkraft i Sverige 2010-2050

Figur 29 visar kostnaderna för nyinvestering av vindkraft 2020 och 2030. Vår LCOE bedömning för nybyggd svensk landbaserad vindkraft år 2040 blir runt 27 EUR/MWh (i 2018 värde). Medan vi fortsatt ser en kostnadssänkning i *reala termer* från dagens nivåer, verkar kostnadssänkningen plana ut något över tid och större turbiner ger inte nödvändigtvis lägre produktionskostnader, samtidigt som tillståndprocesserna för högre tip height blir alltmer krävande. En känslighetsanalys med en 5 MW-turbin (dagens state-of-the-art) visar att man skulle landa vid ett något högre LCOE.



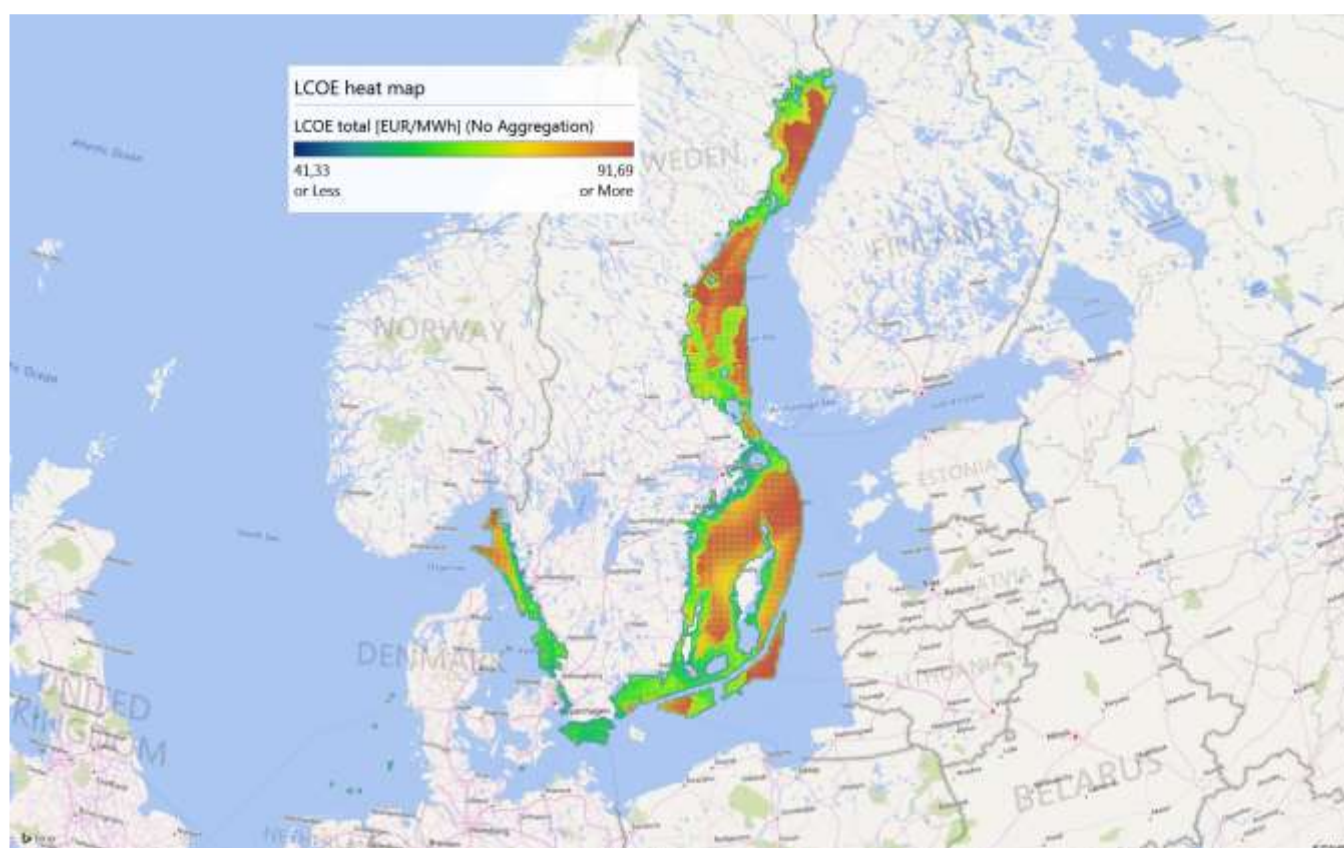
Figur 29: Produktionskostnader för landbaserad vindkraft 2020 och 2030

Reinvesteringar komplicerar dock LCOE-bilden ovan. Mellan 2030 och 2040 kommer i princip hela den installerade svenska kapaciteten inom landbaserad vindkraft att behöva ersättas, antingen med nybyggnation av state-of-the-art turbiner eller via repowering. Inom repowering finns olika koncept, t.ex. att ersätta nacelle och blad med liknande komponenter som är installerade idag och få en livstidsförlängning av upp till 15 år. Denna typ av repowering kommer resultera i en relativt låg reinvestering (uppskattningsvis 40-60 % av nyinvesteringen) eftersom man behåller torn, fundament, intern kabelnät och

den externa nätanslutningen, förutsatt att dessa komponenter (främst torn och fundament) kan livstidsförlängas utan större kostnad. Vi har i denna studie inte analyserat LCOE för livstidsförlängd vindkraft.

3.4.3 Havsbaserad vindkraft

Förutsättningar för havsbaserad vindkraft i både Östersjön som helhet och den svenska delen av Östersjön är bra. Det finns bra vindförhållanden, låga våghöjder, i det närmaste obefintligt tidvatten och låg salthalt som är fördelaktigt ur ett korrosions- och underhållsperspektiv. Dock finns det inget specifikt stödsystem och inget som är planerat, utan endast planer om slopade anslutningskostnader för att sänka investeringsbehovet. Planerna för havsbaserade elproduktionsområden (6 stycken) visar vid en överslagsberäkning på att ca. 110 TWh/år kan produceras där.



Figur 30: Kostnadspotential för havsbaserad vindkraft i Sverige⁴⁴

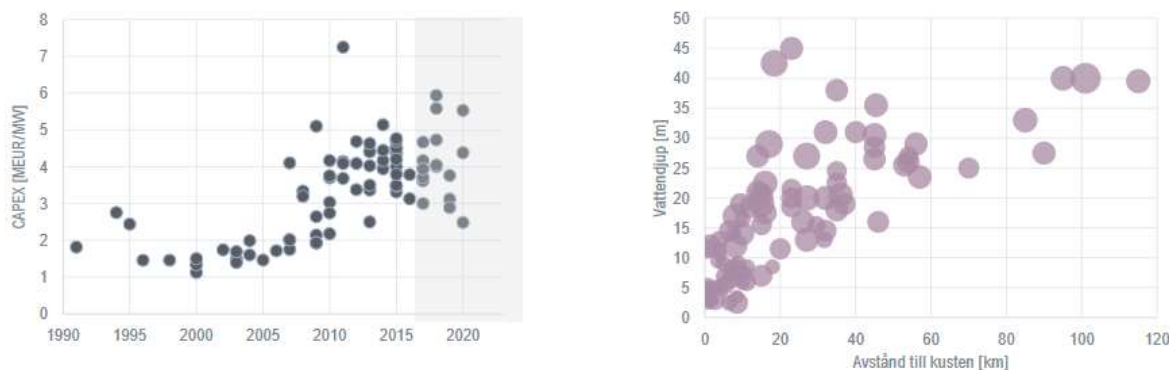
Nyinvestering i havsbaserad vindkraft

Kostnadsberäkningarna för nyinvestering i havsbaserad vindkraft baseras på ett typiskt projekt på 600 MW och placering i SE3. Kostnaden för nyinvesterad havsbaserad vindkraft i Sverige 2020 (som ju inte finns) har en stor bandbredd för svenska förhållanden eftersom det saknas en del erfarenhet, hamnar och en logistikkedja för både installation och underhåll.

Swecos tidigare data från vindkraftprojekt i övriga Europa har identifierat trender och ligger som huvudsaklig grund för kostnadsanalysen. Under 2000-talet har kraftverken placerats på allt djupare vatten, längre ifrån land, vilket ökar investering i både fundament och nätanslutning.

⁴⁴ Sweco (2016): Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader

Den specifika investeringen har därmed ökat historiskt. Flera samverkande trender visar att man parallellt har utvecklat större projekt vilket medför synergieffekter som motverkar CAPEX utvecklingen. I princip erfordras samma organisation för mindre som för större projekt. Detta har medfört att de marknadsdrivande aktörerna fokuserar mot projekt om >70 turbiner och >300 MW installerad effekt⁴⁵.



Figur 28: Utveckling i CAPEX för havsbaserad vindkraft⁴⁶

Vid placering på djupare vatten krävs generellt större fundament. Utvecklingen av fundament är gårdag idag mot konstruktioner som är enklare och kostnadseffektivare att installera på plats samt kräver mindre specialanpassning i och med ökad standardisering av konstruktionerna. På sikt bedöms detta ge minskade kostnader för både tillverkning och installation av fundamenten, vilket har en minskande effekt på CAPEX.

Själva nätanslutningen består av en betydande del av CAPEX. När det gäller själva hårdvaran har Sweco funnit att det finns en begränsad optimism att teknikutveckling kommer leda till minskade investeringskostnader. Den största besparingspotentialen bedöms snarare ligga i kostnaden för installationen av anslutningen.⁴⁷

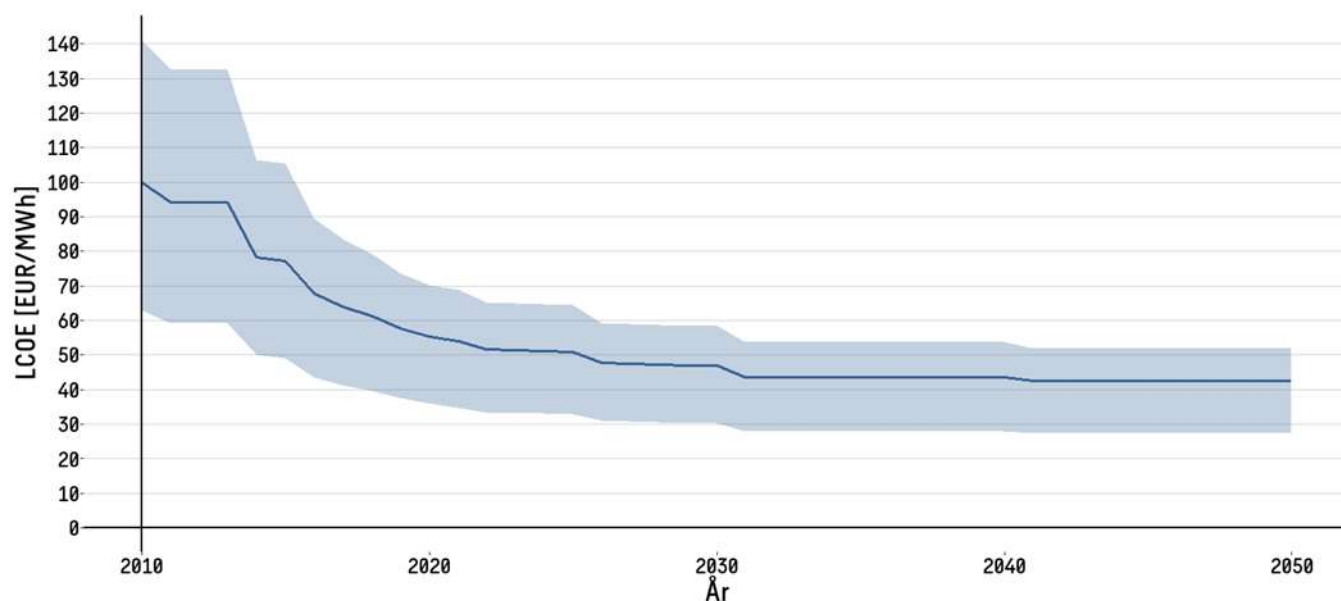
I övrigt drivs kostnadsutvecklingen, till viss del i likhet med landbaserad vindkraft, av

- Större turbiner samt något bättre aerodynamiska förbättringar
- effektivare volymproduktion av vindkraftverken hos tillverkarna
- Stål, pris och utveckling i korrosionsbeständighet
- Huruvida reinvesteringar görs som repowering och vilka repowering-koncept som kommer användas
- Avkastningskrav, teknisk livslängd och antaganden om ekonomisk livslängd
- Fundament, utveckling av nya lösningar möjliggör placeringsmiljö och minskar kostnader

⁴⁵ Sweco (2016): Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader

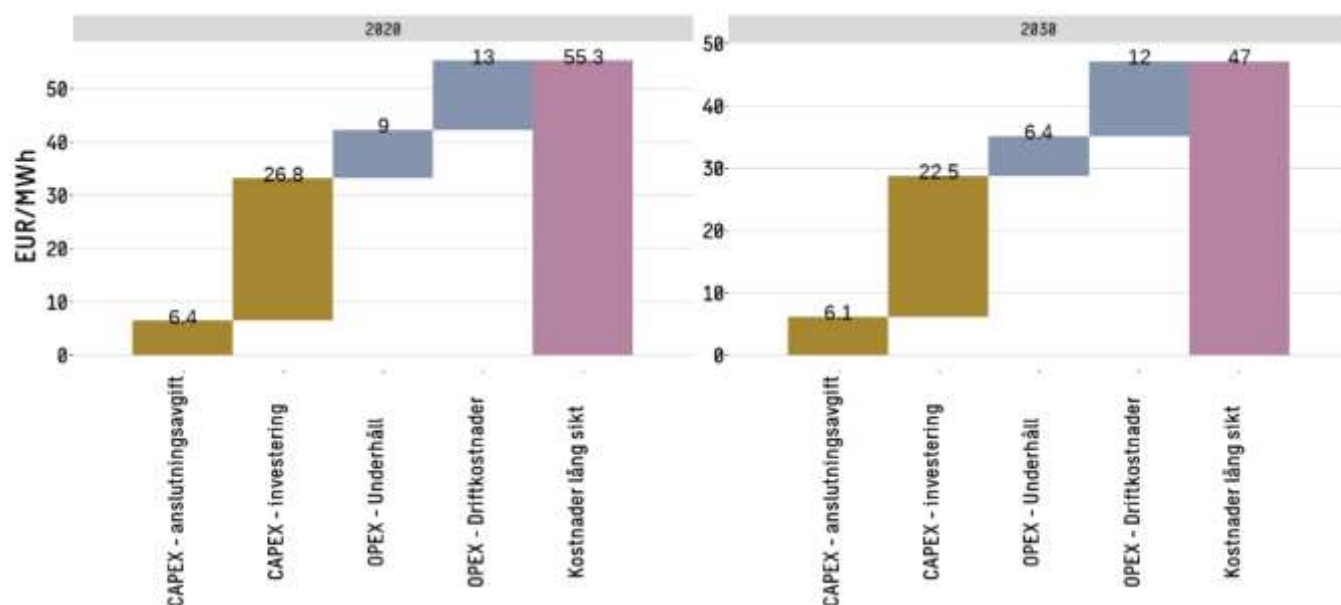
⁴⁶ Sweco (2016): Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader

⁴⁷ Sweco (2016): Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader



Figur 31: Kostnadsutveckling för nyinvestering i havsbaserad vindkraft i Sverige 2010-2050

Kostnaden för havsbaserad vindkraft beror också i hög grad av huruvida anslutningsavgiften kommer slopas eller inte, där förslaget från energiuppgörelsen från juni 2016 är att den bör slopas. Därför redovisas CAPEX för anslutningsavgiften explicit för kostnaderna nedan. Figur 32 visar kostnadsbilden för nyinvestering av havsbaserad vindkraft för 2020 och 2030.

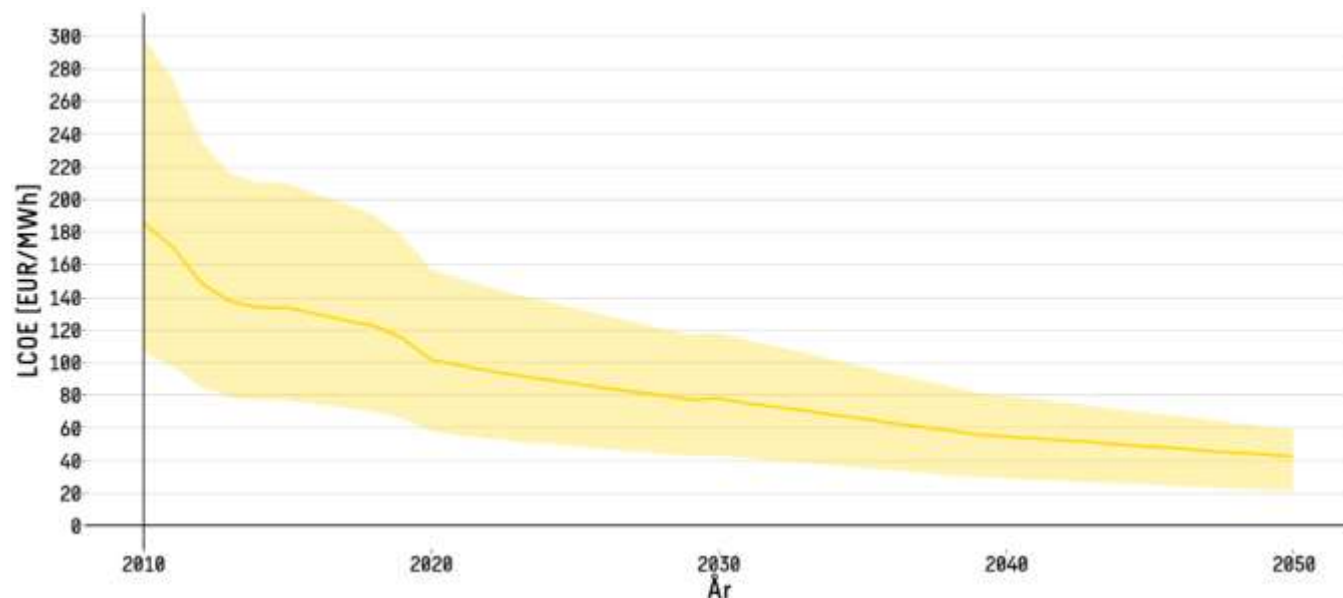


Figur 32: Kostnader för havsbaserad vindkraft 2020 (vänster) och 2030 (höger) med CAPEX för anslutningsavgift explicit redovisad, EUR/MWh

3.4.4 Solkraft

Kostnadsberäkningarna för nyinvestering i solkraft baseras på en solkraftanläggning på 1 MW med optimal lutning som är direktansluten mot elnätet. Att jämföra småskaliga anläggningar som sitter bakom mätaren med övriga produktionslag riskerar att ge en missvisande bild då dessa delvis drivs av en annan investeringslogik.

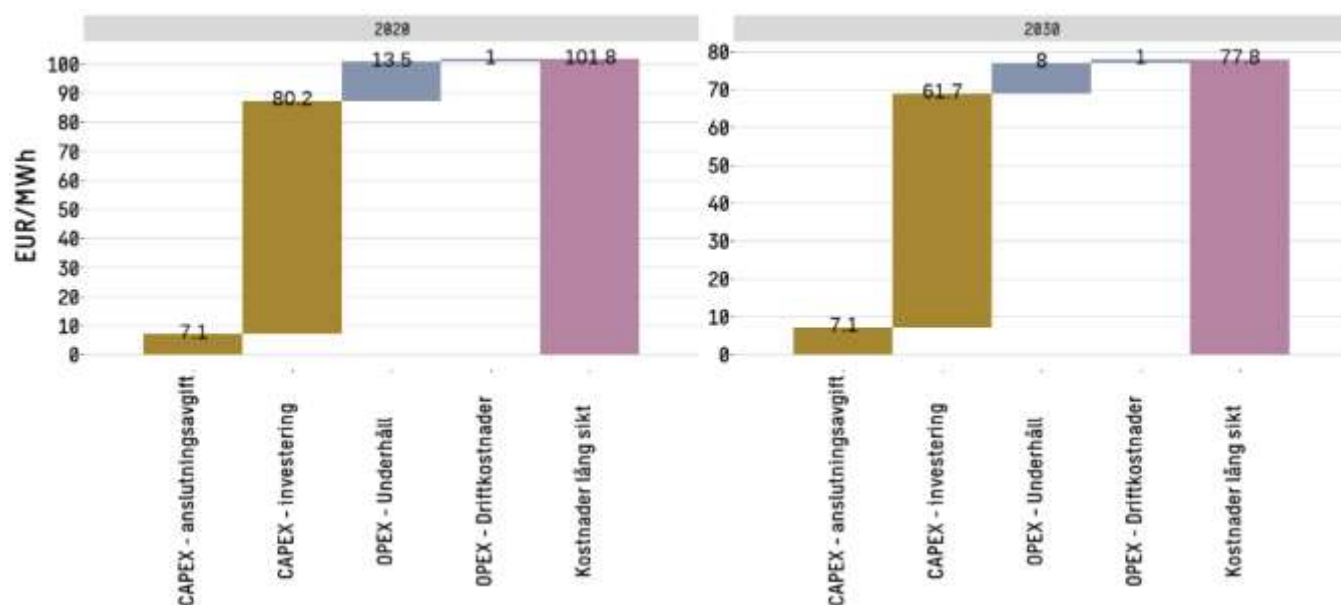
Nyinvestering solkraft



Figur 33: Kostnadsutveckling för solkraft i Sverige 2010-2050

Investeringskostnaden för solkraft beror av ett antal olika faktorer, exempelvis val av teknologi, hur solcellsmodulerna installeras och om investeraren är ett företag eller en privatperson. Det sistnämnda styr hur stor andel av installationen investeraren kan söka investeringsstöd för, vilket inte behandlas vidare i denna rapport. Kostnaderna för solkraft exemplifieras med en anläggning om 1 MW. För att ta hänsyn till utvecklingen mot kontinuerligt minskade kostnader används IEA:s prognos om minskade modulpriser.

Generellt för solcellssystem kan sägas att drift- och underhållskostnaderna är relativt låga eftersom systemet saknar rörliga delar. Den enskilt största kostnaden kommer av en reinvestering i form av byte av växelriktare, vars livslängd brukar antas vara omkring 15 år. Vidare antas att anläggningen beläggs med fastighetsskatt som för övriga kraftslag.



Figur 34: Översikt kostnader för solkraft 2020, 1 MW installerad effekt (vänster) och 2030 (höger), EUR/MWh

Som figuren visar är kapitalkostnaden den absolut största kostnadsposten för solkraft. Modulpriserna har minskat kraftigt historiskt och väntas fortsätta minska kommande decennier. Det innebär att kapitalkostnaden kommer att minska även mellan 2020 och 2030. Även här används IEA:s prognos som underlag för bedömning av minskad investeringskostnad. Övriga kostnader antas vara desamma.

4 KRAFTSYSTEMET OCH TEKNISKA MÖJLIGHETER ATT UTVECKLA ELNÄTET

Svk bedömer att det kommer finnas ett behov av att förstärka transmissionsnätet i nord-sydlig riktning, men antar i sin senaste marknadsanalys att vindkraftsutbyggnaden i norra Sverige kommer stanna upp efter år 2023. En stamnätsinvestering tar normalt närmare 10 år från planering till färdig ledning. Svenska kraftnät har begränsade möjligheter att öka nätkapaciteten på kort sikt och har historiskt haft långa förseningar.

En risk enligt Swecos bedömning är dock att Svk underskattar det här behovet varpå investeringsbeslut inte fattas tillräckligt snabbt och nätutbyggnaden sker för långsamt. Vindkraftens utbyggnadstakt är för tillfället mycket hög medan systemoperatörernas prognoser för vindkraftutbyggnaden är lägre än vad många branschföreträdare inklusive Skellefteå Kraft bedömer. De nordiska systemoperatörerna utgår ifrån en långsammare utbyggnadstakt av vindkraften än Skellefteå Kraft år 2030, vilket påverkar planerna för nätutbyggnaden. Vid en fortsatt snabb utbyggnad av landbaserad vindkraft i norra Sverige riskerar Svk långsiktiga investeringsplaner blir för sena för vindkraftbranschen.

Prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 kommer öka under en period. Flaskhalsen snitt 2 – gränsen mellan SE2 och SE3 som korsas av åtta 400 kV-ledningar och tre 220 kV-ledningar och har stor påverkan på elmarknaden och driftsäkerheten i det nordeuropeiska elsystemet – är kritisk för svensk vindkraftutveckling i norra Sverige framöver, snitt 1 och 4 är mindre viktiga. Med Svks nuvarande utbyggnadsplaner blir prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 6-8 EUR/MWh i Swecos referensscenario mellan 2021-2025, för att sedan sjunka igen. Även marknaden förväntar sig ökande prisskillnader och till och med Svk har i sin senast uppdaterade kortsiktiga marknadsanalys pekat på mycket större prisskillnader än tidigare. Prisskillnader mellan SE2 och SE3 ökar avsevärt (ytterligare 2-2,5 EUR/MWh) vid försenade nätinvesteringar under mitten av 2020-talet.

Detta avsnitt tar avstamp i Svk:s systemutvecklingsplan för 2020–2029⁴⁸. Svk har till uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svk har också systemansvaret för el. Hur Svk utvecklar transmissionsnätet, dess drift och marknadsutformning är centralt för aktörerna på elmarknaden. Många av Svk:s projekt har långa ledtider, varför det är centralt att Svk ligger i framkant av utvecklingen och tidigt agerar för att skapa bra förutsättningar för landets framtida elmarknad.

4.1 Regionala aspekter av produktion och elförbrukning

I en kartläggning över kapacitetsbrist⁴⁹ som Sweco gjorde på uppdrag av Energimarknadsinspektionen genomfördes intervjuer med Svk och de större regionnätstföretagen framkom att det i dagsläget inte råder kapacitetsbegränsningar i Skellefteå. Det totala elbehovet i regionen är idag 160 MW, men från 2021 förväntas behovet öka i etapper för att framåt 2030 uppgå till cirka 600 MW. Regionen befinner sig i en tillväxtfas där flera tillkommande etableringar redan är kända, men det finns även förväntningar om ytterligare förfrågningar om nyanslutningar. Redan kända och beslutade etableringar förväntas uppta den överföringskapacitet som idag finns tillgänglig. Samtidigt går industrin mot att bli allt mer elintensiv och regionen ses som attraktiv för nyetableringar av bl.a datacenter, vilket skulle öka elbehovet ytterligare. Datacenter är dessutom en typ av etablering som generellt har korta ledtider, vilket skulle kunna bidra till kommande kapacitetsbrist då tillgänglig effekt redan är allokerad och nödvändiga nätförstärkningar har längre ledtider. Det blir därför viktigt att Skellefteå ingår i den nätutredning som Svk kommer att utföra för att stärka nätet i väst-östlig riktning och möjliggöra ytterligare tillväxt och ökade

⁴⁸ Svk, En statusuppdatering om läget i kraftsystemet - Systemutvecklingsplan 2020-2029, <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/systemutvecklingsplan2020-2029.pdf>

⁴⁹ Sweco, Kartläggning av hur planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbrist i elnätet, 2020

kapacitetsbehov framåt. Utredningen avser förflytta produktion österut från Luleälven i väst mot Luleå och Skellefteå där uttagen finns. Utredningen kommer också säkerställa en plan för elnätstärkningar för fortsatt utveckling.

De flesta studier inklusive Swecos analyser pekar på att elanvändningen kommer att öka på 10 års sikt och de största bidragande sektorerna tros bli transportsektorn och industrin. Industrins elanvändning har sedan 1990-talet legat runt 50 TWh per år, med viss variation utifrån konjunkturutvecklingen. Det är sällan det tillkommer nya stora industriella elanvändare i Sverige, utan på kort sikt är det snarare konjunkturen som styr industrins elanvändning. Det pågår dock en elektrifiering inom sektorn och kommande tioårsperiod väntas sektorn stå för ett högre elbehov än idag. Ett exempel på detta är HYBRIT där elektrifiering av stålproduktion väntas efterfråga ytterligare 15 TWh per år efter genomförandet. För industrin är det emellertid oftast känt var geografiskt som det ökade behovet kommer att uppstå i och med att det oftast handlar om ökat behov till följd av elektrifiering och inte flytt eller nyetablering av elintensiv industri. Det finns dock exempel på helt ny tillkommande industri; företaget Northvolt kommer exempelvis att bygga en batterifabrik utanför Skellefteå och har uppgett ett effektbehov om 300 MW, vilket kan ses som ett relativt unikt fall i Sverige i dagsläget. Allt vanligare tycks det däremot bli med etablering av datacenter och globalt väntas denna trend fortsätta då digitaliseringen inom flertalet branscher går fort framåt och allt fler IT-tjänster övergår till molnbaserad lagring, vilket ställer ökade krav på datahantering och lagringskapacitet och därmed även på tillgänglig nätkapacitet lokalt och regionalt.

Datacenter är en typ av last som väntas öka Sveriges elanvändning kommande år, dels då denna typ av last blir allt vanligare och dels för att Sverige har flera egenskaper som anses vara attraktiva för sådan etablering (politisk och ekonomisk stabilitet, kallare klimat som minskar kylbehov för omhändertagande av den värme som alstras av servrar). Det finns däremot en osäkerhet kring exakt hur mycket denna typ av etablering kommer påverka Sveriges totala elanvändning och hur denna kommer att fördela sig geografiskt. Ur nätperspektiv kan sägas att det generellt är enklare att etablera datacenter i de norra delarna av landet tack vare närhet till mer storskalig elproduktion, färre flaskhalsar i nätet och ett kallare klimat. I regioner och kommuner med ansträngd överföringskapacitet kan etableringar som datacenter vara problematiska eller omöjliga då de ofta tar mycket nätkapacitet i anspråk. Dessutom har uppförandet av datacenter ofta korta ledtider (2-3 år), vilket gör att eventuellt nödvändiga nätutbyggnader, som generellt har betydligt längre ledtider till följd av tillståndprocesser och byggtid, inte klarar av att hålla jämna steg.

I Figur 35 visas platser som Node Pole och The Power Region i samarbete med nätägare bedömt som möjliga lokaliseringar för etablering av nya datacenter eller elintensiv industri i Sverige. I och med att två regionnätägare står bakom Node Pole bedöms det som en bra bedömning av lämpliga platser. Figuren visar att lämpliga platser med störst kapacitet finns i de norra delarna i Sverige. Det finns redan idag ett flertal stora etableringar i Sverige och majoriteten av de datacenter som är under byggnation är i elområde SE1 och SE2. Svk har fått ansökningar på flera tusen megawatt från datacenter som vill ansluta mot transmissionsnätet. Mängden ansökningar är dock inte ett helt representativt mått på hur många som kommer att byggas. Betydligt fler ansökningar kommer in till Svk kopplat till inmatning och utmatning än vad som faktiskt kopplas in på nätet.



Figur 35. Möjliga platser för lokalisering av datacenter och kraftintensiv industri.
Källa: Node Pole, The Power Region

4.2 Behov av utveckling av transmissionsnätet enligt SvK

Systemutvecklingsplanen 2020-2029 är en statusuppdatering av den systemutvecklingsplan SvK publicerade i november 2017⁵⁰ som då var den första i sitt slag och i sin tur byggde vidare på Nätutvecklingsplan 2016-2025⁵¹. Sedan dess har Svenska kraftnät med ett par års mellanrum uppdaterat systemutvecklingsplanen som innehåller deras syn på vilka utmaningar som kraftsystemet står inför, och vilka lösningar som kan hantera dem. Utöver nätutveckling omfattas frågor relaterade till driftförsättningar och marknadsutformning.

I 2018 års systemutvecklingsplan förklarade SvK att kapacitetshöjande åtgärder i Norrland utreds eftersom stora mängder vindkraftsproduktion börjat anslutas i området. De långa 400 kV-ledningarna i norra Sverige syftar till att överföra stora mängder vattenkraftsproduktion till de södra delarna. Kring älvarna i norr utbreder sig ett 220 kV-nät som historiskt fungerat som ett uppsamlingsnät för älvarnas vattenkraftsproduktion. Vindkraftsproduktion som tillkommit de senaste åren har främst anslutits till 220 kV-nätet, vilket har medfört ett mer belastat elnät. Prelimära slutsatser från 2018 var att det fanns förstärkningsbehov i form av kapacitetshöjningar av en befintlig ledning samt behov av ytterligare en ny 400 kV-ledning för att kunna möta den vindkraftsutbyggnad som planeras.

I den senaste upplagan från 2020 har SvK ytterligare undersökt och analyserat behovet av nätutbyggnad, med bas i anslutningar som beräknas tillkomma, marknadsintegration mellan de svenska elområdena och med grannländerna, behov av systemförstärkningar samt behov av reinvesteringar under åren 2020-2029.

Anslutningar

Som anslutningar klassar SvK de nätåtgärder som är kopplade till externa ansökningar om att ansluta ny, eller öka befintlig, förbrukning och produktion. Huvudsakligen ansluts nät från andra nätägare till transmissionsnätet. Nätägarna tecknar då inmatnings- och/eller uttagsabonnemang utifrån den maximala produktion och konsumtion de önskar ansluta. I enstaka fall ansluts produktion och förbrukning direkt till transmissionsnätet. Stora vindkraftsparker kan tex. anslutas via en ledning skild från region-/lokala nätet och ägs oftast av en separat nätägare. SvK har enligt lag en skyldighet att ansluta produktion och förbrukning om inte synnerliga skäl finns att neka. Ellagen medger dock nekad anslutning om det föreligger kapacitetsbrist.

Ansökningarna om anslutningar under 2020-2029 utgörs till stor del av utbyggnad av vindkraft. Just nu finns ansökningar motsvarande 46 000 MW för anslutning av vindkraft fram till 2029 hos SvK. Motsvarande värde för ökat effektuttag uppges vara i storleksordningen 8 000 MW. SvK bedömer dock att det inte sannolikt kommer vara lönsamt för vindkraftsföretagen att genomföra alla dessa anslutningar på marknadsmässiga grunder. Samtidigt påpekas att vindkraftsutbyggnaden innebär betydande utmaningar för SvK då nätets utbyggnadsbehov planeras, eftersom det ofta råder osäkerhet om och när planerade vindkraftsinvesteringar kommer till stånd samt hur omfattande de i slutändan blir. Historiskt har många av de utredningar som gjorts inte resulterat i någon anslutning men i takt med att kostnader för att bygga vindkraft minskar och behov av subventioner genom certifikatsystem minskar, väntas fler anslutningar realiseras.

Under 2017-2019 har SvK fått in markant fler ansökningar för anslutning av havsbaserad vindkraft än tidigare. Dessa utgör mer än hälften av den ansökta volymen från vindkraft, för närvarande 27 800 MW. I Energiöverenskommelsen från 2016 slopades anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft vilket drivit på utvecklingen och med sannolikhet möjliggjort utvecklingen då havsbaserad vindkraft i annat fall hade haft svårt att konkurrera med den landbaserade. Cirka 8 000 MW havsbaserad vindkraft är ansökt i de sydsvenska kusterna där SvK bedömer att inga ytterligare transmissionsnätsförstärkningar utöver de som redan är planerade krävs för att hantera denna effektinmatning. SvK uppger att en högre anslutning än 8000 MW förmodligen skulle kräva ytterligare interna nätförstärkningar. För att kunna etablera havsbaserad vindkraft längs den svenska östkusten är dock de föreslagna ledningarna Ekhyddan–Nybro och Nybro–Hemsjö, vars koncessionsansökningar avslagits i september 2019, helt avgörande.

⁵⁰ SvK, *Systemutvecklingsplan 2018-2027*, <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2017/svenska-kraftnats-systemutvecklingsplan-2018-2027.pdf>

⁵¹ SvK, *Nätutvecklingsplan 2016-2025*, https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/natutvecklingsplan-2016---2025_remisutgava.pdf

Sedan 2017 noteras likaså större volymförfrågningar om ökade effektuttag för förbrukning, främst kopplat till nyetablering av datacenter. De större förfrågningarna om anslutning har hittills uppgått till 500 MW och har varit aktuella för platser i mellersta och norra Sverige. Svk medger att effektuttag av den storleken är svåra att ansluta utan att genomföra nätförstärkningar. Ofta räcker inte kapaciteten på ledningarna i närområdet till, vilket medför att det kan ta lång tid att tillgodose det önskade nätkapacitetsbehovet.

De flesta förfrågningar om ökade uttagsabonnemang från transmissionsnätet i befintliga anslutningar härrör dock från landets storstadsregioner. På sina håll, i bl.a. Malmö, Uppsala och Stockholm, är transmissionsnätets kapacitet redan idag lägre än behovet av eltillförsel utifrån, vilket innebär att det råder lokal effektbrist.

Marknadsintegration

Marknadsintegration syftar till att öka eller bibehålla marknadskapaciteten mellan de svenska elområdena och mellan Sverige och grannländerna. Syftet är att använda produktionskällor mer effektivt samt bidra till ökad leveranssäkerhet genom förmågan att kunna överföra el från överskotts- till underskottsområden.

Svk ser inga avgörande förändringar i förutsättningarna som påverkar behoven av marknadsintegration under åren 2020-2029. Behovet av överföringskapacitet i nord-sydlig riktning väntas fortsatt öka under de närmaste decennierna till följd av att landbaserad vindkraft byggs ut i hög takt i norr samtidigt som kärnkraft och annan termisk produktion förväntas läggas ner i söder. Den havsbaserade vindkraften som till stor del väntas förläggas i söder kommer påverka energi- och effektbalansen och vara en faktor som tas hänsyn till i den långsiktiga planeringen av transmissionsnätet.

Som tidigare ses ett ökat behov av överföring särskilt i Snitt 2 mellan elområde SE2 och SE3. Svk ser att lösningen dels finns i de kapacitetsökningar som kommer genom programpaketet NordSyd (mer om detta längre fram i kapitlet) och dels genom ökad förbrukningsflexibilitet och energilager som kan bidra till att förbättra effekttillräckligheten. Svk arbetar i nuläget med att utveckla möjligheter för att aktörer på sikt ska kunna bidra med stödtjänster. Sådana möjligheter bedöms kunna skapas inom lokala flexibilitetsmarknader som exempelvis Coordinet⁵² och SthlmFlex⁵³. I dagsläget är dessa dock ännu i utrednings- eller forskningsstadiet och det är ännu svårt att säga i vilken utsträckning de kommer att kunna bidra med stödtjänster, vilka volymer av efterfrågeflexibilitet som kommer att uppnås samt hur tillgängligheten för flexibiliteten kommer att se ut.

I samarbete med de övriga nordiska TSO:er undersöker Svk även det framtida behovet av utbyte med grannländerna. Svks scenarier visar att den största nyttan med ökad nätkapacitet infaller framåt 2040 när kärnkraften i Sverige antagits vara nedlagd.

Systemförstärkningar

Systemförstärkningar inkluderar de investeringar som görs i transmissionsnätet för att öka kapaciteten inom ett elområde. Detta inkluderar bland annat de åtgärder Svk vidtar för att öka kapaciteten till storstadsregionerna, som många av de systemförstärkningar som planeras genomföras under 2020-2029 kommer vara koncentrerade till.

Inom de regioner där stora mängder vindkraft tillkommit, finner Svk ett behov av att säkerställa att enskilda nätsektioner inte leder till begränsningar för möjligheten att överföra elproduktionen på ett driftsäkert sätt. I några fall innebär det att nya ledningar behöver byggas för att förstärka nätet inte endast i ett nord-sydligt perspektiv utan även i ett öst-västligt.

Reinvesteringar

Reinvesteringar inkluderar det löpande underhåll och förnyelse som Svk genomför på åldrande ledningar och stationer. För reinvesteringar av ledningar finner Svk fortsatt en tidsmässig utmaning under den kommande 10-årsperioden, som till stor del är densamma som presenterades i systemutvecklingsplanen för två år sedan. Detta innefattar ett tjugotal ledningar (cirka

⁵² Svk: *Flexibilitet är en av nycklarna för att möta kapacitetsbristen*, 2019. <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmannan-nyheter/2019/flexibilitet-ar-en-av-nycklarna-for-att-mota-kapacitetsbristen/>

⁵³ Svk: *Flexibla elanvändare kan minska kapacitetsbristen i elnätet i Stockholm*, 2020. <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/flexibla-elanvandare-kan-minska-kapacitetsbristen-i-elnaten-i-stockholm---3277396/>

800 km totalt), ett trettiotal stationer samt ett stort antal enskilda apparater som kommer att behöva förnyas på grund av att de är nära att uppnå sin tekniska livslängd. Detta arbete kommer att påbörjas under perioden 2020-2029 och det pågår en övergripande systemstudie för att avgöra hur förnyelsen av dessa anläggningar ska ske på bästa sätt.

Vissa beslutade åtgärder som ska möta utmaningar inom marknadsintegration och systemförstärkningar kommer att ha inverkan på det totala reinvesteringsbehovet. Tidplanen för nödvändiga åtgärder kan komma att innebära att Svk behöver livstidsförlänga en del anläggningar som skulle ha förnyats tidigare om de hade hanterats individuellt. Livstidsförlängningen är för vissa anläggningar endast tillfällig och dessa anläggningar kommer att tas ur drift varefter nya ledningar och stationer färdigställs, de livstidsförlängs för att alla reinvesteringar i sin helhet ska ske så smidigt som möjligt. Omfattningen av denna typ av åtgärder är ännu inte helt känd då den kan komma att ändras med tiden i och med att de är beroende av tidplanen för de nya lösningarna.

Programpaketet NordSyd

Svk studerar och analyserar transmissionsnätets förmåga att överföra el från norr till söder i programpaketet NordSyd. Programmet utgör en av de större investeringarna i transmissionsnätet de kommande 10 åren. Över Snitt 2 mellan SE2 och SE3 finns tre gamla 220 kV-ledningar och åtta 440 kV-ledningar av varierande ålder, där den äldsta är världens första 400 kV-ledning från 1952. Ledningarna kommer inom kort uppnå sin tekniska livslängd samtidigt som ett större överföringsbehov väntas.

Som tidigare nämnts är drivkraften bakom det ökade överföringsbehovet i nord-sydlig riktning en stor utbyggnad av vindkraft i norr samtidigt som en avveckling av kärnkraften sker i söder ihop med en högre elanvändning som främst tillkommer i söder. Svk finner att det finns tydliga motiv att förstärka överföringskapaciteten i Snitt 2 i samband med genomförandet av de nödvändiga förnyelseåtgärderna. Detta för att det annars skulle ha negativ inverkan på elmarknaden och leveranssäkerheten i södra Sverige.

Svk meddelar att NordSyd är deras största investeringspaket någonsin som innebär att stora delar av mellersta Sverige kommer förnyas och förstärkas genom en serie åtgärder de närmsta 20 åren. Huvuddelen av investeringspaketet väntas bestå av långsiktiga åtgärder som enligt planen kommer tas i drift succesivt fram till omkring 2040. En del av paketet omfattar också närliggande åtgärder vars mål är att förstärka området kring Mälardalen och Uppland för att möjliggöra ökade uttag för förbrukning. Dessa kommer att tas i drift inom en femårsperiod.

Totalt sett kommer cirka 2 000 km ny ledning och ett 35-tal stationer att byggas inom NordSyd-paketet, detta kommer att innebära en kapacitetshöjning från dagens 7 300 MW till över 10 000 MW över Snitt 2. Svk:s styrelse fattade beslut i maj 2018 om den strategiska inriktningen för det fortsatta arbetet med NordSyd, med en total investeringsnivå på drygt 50 miljarder kronor.

På kort sikt väntas Svk öka kapaciteten i Snitt 2 med ungefär 800 MW, från dagens 7 300 MW genom bland annat en pilotinstallation av en högttemperaturlina mellan Valbo och Untra. Svk avser lösa delar av problemen med kapacitetsbrist kring Västerås och Uppsala med denna åtgärd. Det finns även planer på att installera shuntkompensering för att öka nätets stabilitetsgräns och förmåga att hålla spänningen inom fastställda intervall. Åtgärderna planeras som helhet vara genomförda till 2024.

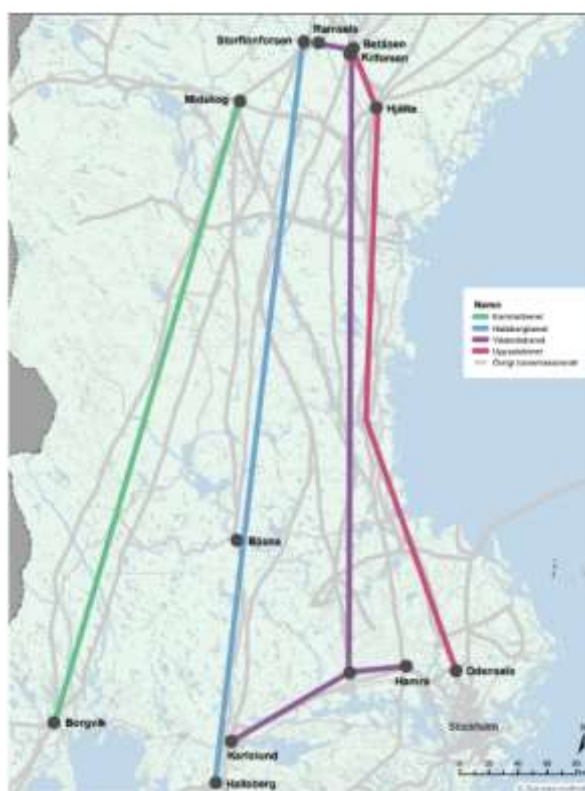
På längre sikt skriver Svk att de långa 400 kV-ledningarna genom Snitt 2, som är utrustade med seriekondensatorstationer, behöver förnyas för att öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet den kommande tioårsperioden. Detsamma gäller de tre 220 kV-ledningarna. De första förnyelserna av 400 kV-ledningarna behöver vara genomförda runt 2035 om hänsyn tas endast till deras tekniska livslängd. Det förberedande arbetet för att ersätta befintliga 220 kV-ledningar med 400 kV-ledningar har redan startat, vilket ses som en förutsättning för att hinna färdigställa arbetet i tid. Dessutom pågår utredningar för delar av 220 kV-nätet mellan Krångede – Västerås – Enköping och Stadsforsen – Uppsala och de första av dessa projekt väntas starta under 2020.

20-årsplan nätinvesteringar NordSyd

De projekt som övervägs för att stärka transmissionsnätet i nord-sydlig riktning visas i Tabell 5 och Figur 36.

Tabell 5: Projekt under övervägande inom NordSyd-paketprogrammet. Källa: Svk

Projektbeskrivning	Antal stationer	Km bygg	Km avveckling	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)
Uppsalabenet	13	450	700	2020	2025–2037	10 000–12 000
Västeråsbenet	16	650	950	2020	2024–2037	16 000–18 000
Hallsbergbenet	3	500	500	2027	2037–2041	13 000–14 000
Karlstadbenet	2	450	450	2025	2035–2038	11 000–12 000



Figur 36: Projekt under övervägande inom NordSyd-paketprogrammet. Källa: Svk

Små prisskillnader mellan norr och söder enligt Svks och Statnetts marknadsanalyser

I Svks långsiktiga marknadsanalys 2018 antas en mycket låg vindkraftsutbyggnad i norra Sverige och ett konservativt antagande om tillkommande elanvändning vilket i sin tur resulterar i ytterst små prisskillnader mellan de norra och södra delarna av landet. Svk landar i att prisskillnaderna har en nedåtgående trend fram till 2030, se Tabell 6. Ett antagande är att dessa siffror baseras på volymmålet i certifieringssystemet som är 18 TWh vindkraft till 2030. I Statnetts långsiktiga marknadsanalys 2018 ses inte heller stora prisskillnader mellan norr och söder i Sverige, dock med en mindre uppåtgående trend mellan åren 2018 och 2030.

Dessa resultat visar att det finns stora skillnader i de underliggande antaganden som marknadens aktörer och analytiker samt Svk gör.

Tabell 6: Svks och Statnetts analys av prisskillnader mellan norra och södra Sverige mellan 2018/2020 och 2030

Svk		Statnett	
År	Prisskillnad [EUR/MWh]	År	Prisskillnad [EUR/MWh]
2020	3	2018	1
2023	3	2025	2
2030	1	2030	4

4.3 Behov av utveckling av transmissionsnätet enligt Skellefteå Krafts scenarier

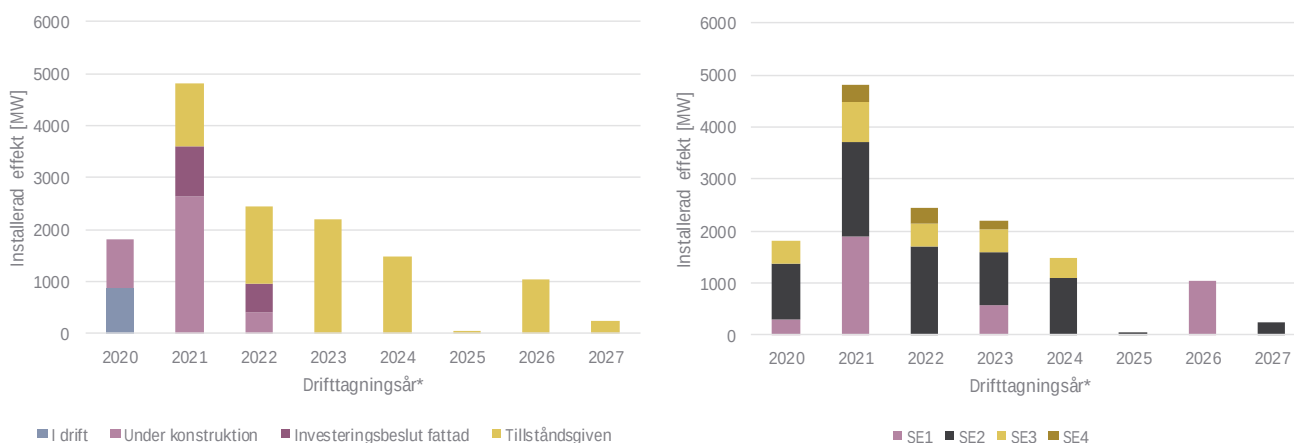
Behovet av transmissionsnätsutbyggnad utvärderas långsiktigt med hjälp av prisskillnader som uppstår mellan elområden just på grund av flaskhalsar. Dessa prisskillnader analyseras med hjälp av Swecos elmarknadsmodell *Apollo*, som tar hänsyn till produktionssammansättning, elanvändningsutveckling m.m. enligt Skellefteå Krafts scenarier. Långsiktiga prisskillnader över 2 EUR/MWh tolkas som indikationer för utbyggnadsbehov av stamnätet. Just skillnader i scenarioantaganden om utbyggnad av förnybar elproduktion kan vara orsaken för olika syn på utbyggnadsbehovet av stamnätet, vilket dock är viktigt för hela svenska kraftsystemet.

De största skillnaderna i antaganden mellan Svk och Skellefteå Kraft finns inom nyanslutningar för ny elproduktion i SE1 och SE2, där Skellefteå Kraft ser en mycket snabbare utbyggnad av landbaserad vindkraft än Svk.

Anslutningar

Vindkraftens utbyggnadstakt är för tillfället mycket hög medan systemoperatörernas prognoser för vindkraftutbyggnaden är lägre än vad många branschföreträdare bedömer. Sweco's analyser att det kommer byggas 5142 MW vindkraft i SE1 och SE2 mellan 2020 och 2022, vilket bygger på projekt som antingen är drifttagna under första halvåret 2020, under byggnation eller där investeringsbeslutet är fattad. Utöver det finns det 5700 MW tillståndsgivna vindkraftprojekt i SE1 och SE2 i olika utvecklingsfaser. De nordiska systemoperatörerna utgår ifrån en långsammare utbyggnadstakt av vindkraften än Skellefteå Kraft år 2030 vilket påverkar planerna för nätutbyggnad.

Vid en fortsatt snabb utbyggnad av landbaserad vindkraft i norra Sverige riskerar Svenska kraftnäts långsiktiga investeringsplaner blir för sena för vindkraftbranschen.



Figur 37: Swecos analyser om vindkraftsprojekt drifttagna, under byggnation, med fattade investeringsbeslut och tillstånd per bedömd driftstartår, per status till vänster, per elområde till höger

Marknadsintegration

Eftersom den landbaserade vindkraften byggs ut så kraftigt redan under de kommande åren och inte mot slutet av 2020-talet som man skulle kunnat förmoda som en konsekvens av elcertifikatets förlängning med 18 TWh till 2030 sker utbyggnaden mycket snabbare än transmissionsnätets utbyggnad.

Detta leder till en ökad risk för större prisskillnader vid snitt 2 under en längre period, risk för inlåst kraft i SE1 och SE2 och som en konsekvens av låga elpriser där. Detta indikerar ett ökat behov av marknadsintegration mellan SE2 och SE3, mycket större än vad Svk för närvarande planerar för i Systemutvecklingsplanen. Oavsett eventuella justeringar av systemutvecklingsplanen på sikt finns det en överhängande risk för en omedelbar inbromsning av utbyggnaden av ny kraftproduktion i SE1 och SE2, såvida man inte lyckas attrahera ny större elförbrukning till området inom några år.

Systemförstärkning

Systemförstärkningar är i viss grad kopplade till marknadsintegrationen. Vi bedömer att det ökade utbyggnadsbehovet av transmissionsnätet nord-syd även medför ett ökat behov av systemförstärkningar.

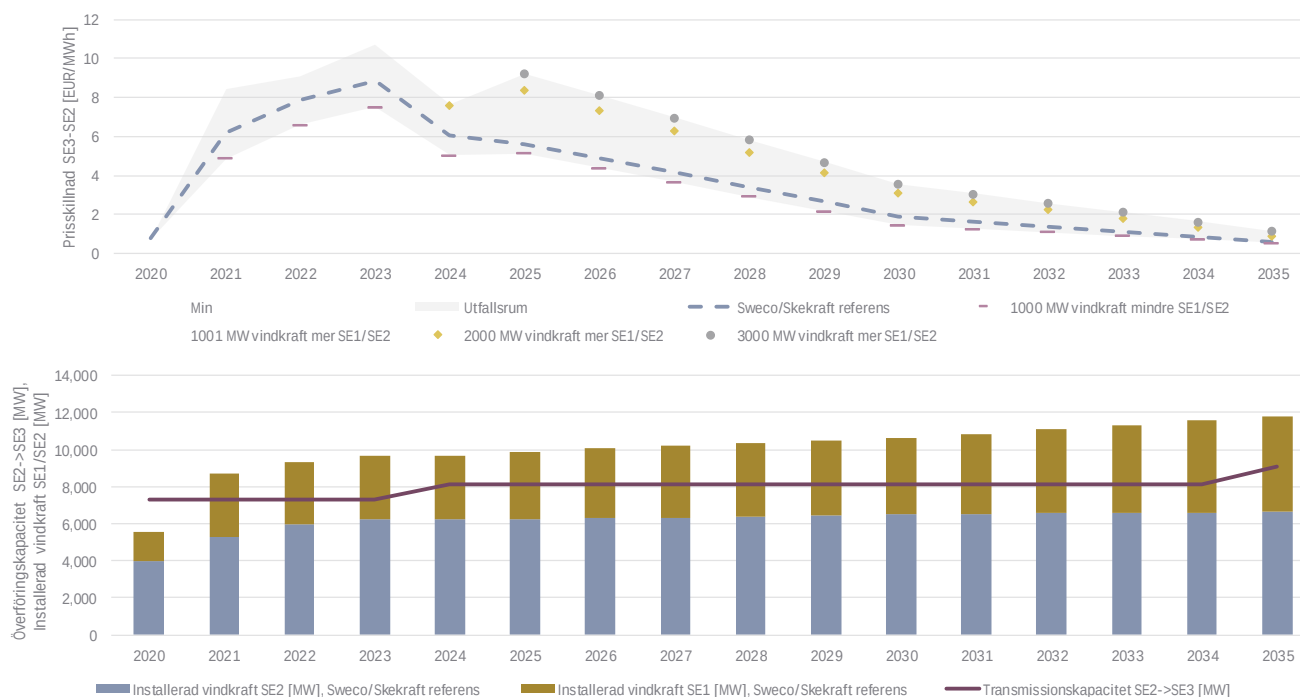
Reinvesteringar

Sweco ser inga större skillnader mellan sina och Svks analyser om reinvesteringsbehovet i transmissionsnätet.

Prisskillnader mellan elområden indikerar behov för förstärkningar i transmissionsnätet

Prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 kommer öka under en period. Flaskhalsen i snitt 2, mellan SE2 och SE3, är kritisk för svensk vindkraftsutveckling i norra Sverige och intjäningsförmågan för nästan samtliga vattenkraftaktörer, medan snitt 1 och 4 är mindre viktiga ur den aspekten. Flaskhalsen i snitt 2 medför även att elförsörjningen i södra Sverige behöver garanteras på annat sätt vilket under sommaren 2020 inneburit speciallösningar med enskilda aktörer på elmarknaden⁵⁴.

⁵⁴ Svk pressmeddelande: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allman-nyheter/2020/svenska-kraftnat-i-avtal-om-karlshamnsverket-och-nya-kraftvarmeverk-under-sommaren/>, 2020



Figur 38: Förväntade prisskillnader mellan SE2 och SE3 de kommande åren, samt deras känslighet för vindkraftutbyggnad i norra Sverige (Skellefteå Kraft scenarier*, Svks transmissionsnätutbyggnad)

Med Svks nuvarande utbyggnadsplaner blir prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 6-8 EUR/MWh i Swecos referensscenario mellan 2021-2025, för att sedan sjunka igen. Även marknaden förväntar sig ökande prisskillnader och till och med SvK har i sin senast uppdaterade kortsiktiga marknadsanalys⁵⁵ pekat på större prisskillnader än tidigare. Prisskillnader mellan SE2 och SE3 ökar avsevärt (ytterligare 2-2.5 EUR/MWh) vid försenade nätinvesteringar under mitten av 2020-talet. Dessa relativt stora prisskillnader pekar på ett betydligt större överföringsbehov nord-syd än vad som finns planerat för enligt Svks systemutvecklingsplan och riskerar att påverka producenter i SE1 och SE2 i form av lägre elpriser och därmed intäkter.

Utveckling av elanvändning i norra Sverige påverkar prisskillnaderna i motsatt riktning (Exempel Northvolt, HYBRIT samt större datacenter).

SvK har tidigare ofta behövt flytta sina investeringsplaner i tid, vilket innebär ytterligare risker för producenter i norra Sverige. Prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 ökar nämligen vid försenade nätinvesteringar.

Prisskillnaderna mellan övriga områden ändras relativt lite vid en större utbyggnad av landbaserad vindkraft i norra Sverige.

⁵⁵ SvK (2020): Kortsiktig marknadsanalys, publicerad juni 2020



Figur 39: Prisskillnader mellan SE1-SE2 och SE3-SE4 (Skellefteå Kraft scenarier*, Svks transmissionsnätutbyggnad)

5 LÖSNINGSFÖRSLAG OCH HUR DE KAN BLI VERKLIGHET

Kraftsystemet är komplext och ett leveranssäkert kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion behöver tekniskt sett vara flexibelt och ha *förmåga att hantera många olika situationer*. Dessa förmågor levereras i samspel mellan elanvändning, elproduktion, elnät och energilager. Målet är ett välfungerande kraftsystem som uppfyller de kraven som klimat- och energipolitiken ställer. En viktig förutsättning för att uppnå det är att förstå kraftsystemets egna dynamik och behov samt dess samspel med framförallt transport- och värmesektorn.

Roller och ansvar i energiomställningen behöver göras tydliga mellan Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen. "Vi" behöver *definiera vad det framtida kraftsystemet behöver* och hur systemets olika delar ska dimensioneras, men "vi" är ett ganska brett och otydligt begrepp när det gäller något så viktigt som kraftsystemet, som ska vara en möjliggörare i klimat- och energiomställningen. Roller och ansvar i energiomställningen och vem ska leda utvecklingen behöver göras tydliga mellan Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen bland annat för att kunna tydliggöra vilka scenarier – vilken potentiell framtid – som ska användas för dimensionering i kraftsystemet.

När behovet är identifierat behöver kraftsystemet rustas med nödvändiga förmågor för att hålla systemets driftsäkerhetsgränser vad gäller spänning, frekvens och effektbalans. Vissa är kravställda, exempelvis genom krav på produktionsanläggningar vad gäller deras förmåga att anpassa uteffekt eller spänningsnivå. Här behöver regelverk vara begripliga och hanterbara för branschen. Andra förmågor i systemet bygger på frivillighet, och här behöver systemets behov vara begripliga för att aktörer ska kunna bedöma vilken möjlighet – tekniskt och ekonomiskt – de har för att bidra med dessa förmågor. En effektiv användning av kraftsystemets förmågor bygger på transparens kring behoven. Och det behöver säkerställas att förmågor som kan möta dessa behov finns i systemet och används effektivt.

En mer proaktiv än reaktiv nätplanering bör tillämpas för att underlätta energiomställningen. Nätplaneringen på alla nätnivåer ökar i betydelse och en viktig elnätsrelaterad lösning för det framtida kraftsystemet är att tillräcklig överföringskapacitet finns mellan elområden i Sverige och mellan Sverige och andra länder. För att säkerställa tillräcklig överföringskapacitet krävs det en större framsynthet genom att både *behovet för överföringskapacitet* identifieras långt i förväg och att planeringen och byggandet kan ske inom en rimlig tidsperiod. Här spelar Svenska Kraftnät systemutvecklingsplan och nätbolagens nätutvecklingsplaner en mycket viktig roll. Dessa planer bör ta in externa och breda perspektiv i större grad, snabbare och eftersom ledtiderna är så långa bör arbetet vara mer proaktivt. Det finns analyser som visar att det samhällsekonomiskt mer lönsamt att ligga lite "före" behovet med elnätsutbyggnaden än att ligga "efter", i alla fall om nätbyggnaden oavsett är nödvändigt och redan planerad. Idag har inte Svk uppdraget att verka så proaktivt, som energiomställningen troligen kräver.

Samtidigt bör elnätsregleringen utvecklas för att stimulera långsiktigt effektiva lösningar på elnätets utmaningar med fortsatt hög leveranssäkerhet. Regleringen behöver ge elnätskunderna en kostnadseffektiv, trygg och hållbar elnätstjänst samtidigt som den ger långsiktigt stabila förutsättningar för elnätsföretag och investerare.

På elanvändningssidan innebär lösningar även att se över den geografiska fördelningen av elanvändningen i landet tillsammans med elproduktionen och förbättra effekt- och energibalansen inom ett elområde genom att attrahera ny elanvändning till områden med ett stort överskott av elproduktion, vilket minskar behovet för att exportera el från överkottsområdet och därmed behovet för utbyggnad av transmissionsnät. För att detta ska ske behövs det också att elproducenterna i överkottsområdet tar initiativet, vilket många redan gör, men också att attraktiva affärsmässiga förutsättningar för nya elanvändare finns. Att använda fjärrvärme istället för elvärme har stor potential för förbättrad effektbalans i framförallt södra Sverige och städerna. Efterfrågeflexibilitet kan främjas med olika instrument för olika stora aktörer. Det finns några produkter och marknadsplatser anpassade för större aktörer redan idag som kan utgöra incitament för flexibilitet men dessa kan behöva anpassas för att främja efterfrågeflexibilitet ytterligare.

På produktionssidan är det viktigt för vattenkraften och möjliga effekthöjningar att ett helhetsgrepp präglar omprövningsprocessen av befintliga vattendomar, där den kraftsystemmässiga nyttan kombineras med den miljömässiga, samt att elnätsbolagen är tidigt involverade i planeringen av effekthöjningen. Det är också av stor vikt att de marknadsmässiga förutsättningar finns för att investeringen ska kunna genomföras, vilket till stor del kan säkerställas genom tillräckligt med överföringskapacitet mellan elområden med potential för effekthöjning och angränsande elområden. För att nyttja hela potentialen i kraftvärmen, med elproduktion där den behövs i stadsmiljö och när den behövs under kalla vinterdagar, i samspel med fjärrvärme och fjärrkyla bör en sammanhållen svensk strategi med långsiktigt stabila och teknikneutrala villkor tas fram. För att nyttja kraftvärmens potential måste ersättningen för elen från dessa anläggningar spegla värdet dessa anläggningar tillför elsystemet i form av el och systemtjänster under ansträngda situationer.

Kärnkraften som är viktig för balanseringen av elproduktionen över landet bör finnas tillgänglig i största möjliga utsträckning under sin tekniska livslängd. Behovet av gasturbiner bör analyseras och det kan behövas mer forskning och utveckling för att utveckla gasturbiner som kan använda vätgas som bränsle. Om gasturbiner ska finnas är flexibilitetsmarknader där aktören får betalt för avsatt och tillgänglig effekt en möjlig lösning.

En övergripande strukturell planering för variabel elproduktion kan förbättra kraftsystemets förmågor och underlätta för en proaktiv nätplanering. En bättre strukturell geografisk spridning av de förnybara teknologierna kan leda till en bättre energi- och effektbilans per elområde och en något jämnare elproduktion över landet samt en något högre tillgänglig effekt, vilket även gäller för kombinationen landbaserad och havsbaserad vindkraft. Samtidigt som en sådan planering skulle kunna ge marknadsaktörerna bättre förutsättningar i form av planerbarhet och kortare tillståndsprocesser, är det dock alltid en balansgång mellan att låta marknadskrafterna styra till stor del eller lite mindre.

Utred möjlighet till produktionsnära energilager, t.ex. vätgas eller batterilager, eftersom det finns en stor potential för kombinationen av variabel elproduktion och energilager nära varandra. Det bör även utredas i vilken grad man på längre sikt borde krävställa produktionsnära energilager för variabel elproduktion. Genom att skapa ekonomiska incitament och tydligare krav från myndigheter kan och bör (enligt EU:s nätkoder) sol- och vindkraft bidra med reaktiv effekt och därmed till spänningshållningen. Då det i framtiden väntas finnas ett behov av nedreglering och en ny reserv (FCR-D för nedreglering) inom kort kommer etableras i Norden för just detta, ges möjlighet till exempelvis vindkraftsägare att delta på den marknaden och få ersättning när de spillar elproduktion. Detta är en typ av flexibilitetslösning med ekonomiska incitament som vind (och sol) kan bidra med.

På energilagersidan är det viktigt främja pilotprojekt för olika typer av energilager inom olika delar av kraftsystemet, eventuell i kombination med en regulatorisk sandlåda.

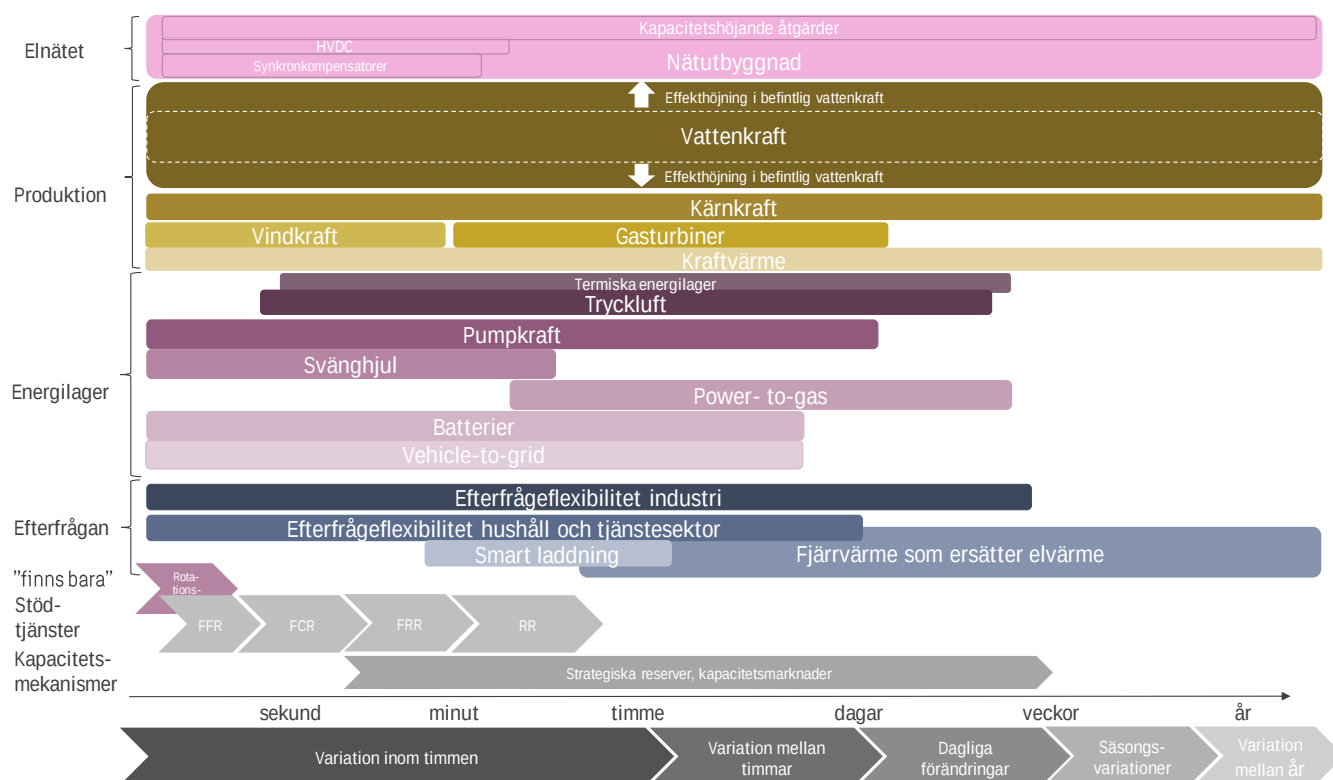
Energiomställningen kräver nya marknadsutformningar som ger incitament i rätt riktning och samverkan mellan aktörer. Det bör finnas marknadslösningar som återspeglar värdet de olika förmågorna (leverera energi, leverera aktiv och reaktiv effekt, bidra till spännings- och frekvenshållning, etc.) tillför kraftsystemet både på lokal, regional, nationell, nordisk och även europeisk nivå.

Målet är ett välfungerande kraftsystem, som kostnadseffektivt uppfyller de krav som klimat- och energipolitiken ställer. En viktig förutsättning för att uppnå det är att förstå kraftsystemets egen dynamik och behov och i samspel med transport- och värmesektorn. Det är först efter att ha betraktat kraftsystemets behov som man kan förstå hur dessa effektivt kan mötas, dvs hur kraftsystemet ska vara utformat i framtiden. I det här avsnittet beskrivs hur de lösningar som idag är kända kan bli verklighet för att möta det nya kraftsystemets designkriterier.

5.1 Systemets samspel – teknik och marknad

Ett leveranssäkert kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion behöver tekniskt sett vara flexibelt och ha förmåga att hantera många olika situationer. Kraftsystemet är ett mångfacetterat sammankopplat system, där alla olika aktörer behöver samspela strukturerat för att hålla fysikaliska parametrar inom givna ramar. Exempelvis måste kraftsystemet

kontinuerligt hållas i balans och frekvensen måste hållas vid 50 Hz, eller närmare bestämt i ett smalt frekvensband mellan 49.9 och 50.1 Hz samtidigt som spänningsnivåer måste hållas på rätt nivåer. Detta gäller både snabba förändringar (stabilitet) och långsammare förändringar (balans/reglering). För att säkerställa detta i ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion och samtidigt ökande elanvändning behövs många olika åtgärder inom en rad olika områden. Samspel behövs inom såväl nät, produktion, energilager, efterfrågan samt marknad och affärsmodeller för att skapa incitament för att nödvändiga tekniska lösningar tas fram och finns tillgängliga när de behövs. Lösningarna för balansering av ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion sammanfattas i Figur 40.



Figur 40: Lösningar⁵⁶ för balansering av ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion

På övergripande nivå kan de resurser som finns för att öka flexibiliteten i kraftsystemet delas in i flexibel produktion, efterfrågefleksibilitet och lagring även om gränserna mellan dessa flexibilitetsresurser inte alltid är helt entydiga. Ett vattenkraftverk kan t.ex. betraktas som en flexibel produktionsresurs, men också som en produktionsanläggning med ett tillhörande gigantiskt lager i form av vatten i en kraftverksdamm. Därutöver möjliggör nätutbyggnad och systemkomponenter att hantera systemets behov av flexibilitet.

Traditionellt har kraftsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar med god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen efter kraftsystemets behov. Förutsättningarna för att snabbt reglera elproduktionen skiljer sig åt mellan olika produktionskällor, både tekniskt och ekonomiskt. I många länder som inte har flexibla resurser som vattenkraft som vi har i Sverige och Norden, utgör gasturbiner en viktig flexibilitetsresurs, inte minst av beredskapsskäl. Gasturbiner utgör då ofta de viktigaste reserverna för att hantera bortfall av produktionsanläggningar och andra störningar. I det nordiska kraftsystemet har i första hand vattenkraften stått för behovet av upp- och nedreglering på

⁵⁶ * och ** i figuren betyder "som bidrar med rotationsenergi"

ett jämförelsevis enkelt och kostnadseffektivt sätt. Men i takt med att den väderberoende förnybara elproduktionen ökar kommer ytterligare flexibilitetsresurser att behövas. Efterfrågefleksibilitet är ytterligare en resurs som hittills inte nyttjats i någon större omfattning, men som bedöms ha en stor potential. Rent tekniskt skiljer sig dock inte den systemnytta som upp- eller nedreglering av inmatning/produktion kan bidra med från den som förändringar i uttag/efterfrågan kan åstadkomma. Till exempel är snabb reglering (MW/min) och korta varseltider i många fall inte mer svårhanterliga för efterfrågan än för produktion. Dock är normalt sett produktion en mer uthållig resurs som kan nyttjas under en längre tid än efterfrågefleksibilitet som endast kan nyttjas under en begränsad tid.

Effekt- och energibalansen inom ett elområde kan förbättras och skillnader mellan elområden kan i viss mån jämnas ut genom att attrahera ny förbrukning till områden med ett stort överskott av elproduktion och attrahera mer elproduktion till områden med ett stort underskott. Detta kommer minska utbyggnadsbehovet av elnätet något men oavsett kommer det krävas en utbyggnad av såväl transmissionsnät-, distributionsnät- och lokalnätetsnivå för att både tillåta anslutning av ny förnybar elproduktion och -förbrukning men även för att möjliggöra en sammankoppling med andra länder för en högre marknadsintegration och riskspridning. Å andra sidan visar nedstängningen av fyra kärnkraftsreaktorer sedan 2016 och sommarens tillfälliga nedstängningar till följd av låga elpriser, på sårbarheten i dagens system. Införandet eller borttagandet av olika skatter kan snabbt få som konsekvens att effekt- och energibalansen inom ett elområde kan förändras eller påverkas på sikt. Detsamma gäller antagandet att de kvarvarande sex kärnkraftreaktorerna kommer ha en livslängd på 60 år eller till och med längre. Förutsättningarna för dessa antaganden skulle kunna förändras snabbt och det gäller att ha med dessa alternativa scenarier i nätplaneringen. Det kan behövas någon form av övergripande strukturell planering, som dock alltid är en balansgång mellan att låta marknadskrafterna styra till stor del och att ingripa för mycket från statlig sida.

Kopplingarna mellan elkraftsystemet och andra sektorer såsom värmesektor, transportsektor och industri har alltid funnits, men landskapet är under förändring, och genom att följa utvecklingen och se på möjliga synergier mellan sektorerna kan samverkan mellan dem förbättras. Transporter elektrifieras i allt större omfattning. Elbilsladdning kan potentiellt utan styrning innebära en enorm kapacitetsutmaning för kraftsystemet, men genom måttlig styrbarhet bli någorlunda hanterbar eller genom ytterligare styrning rent av en stor tillgång för kraftsystemet. Användningen av värme och kyla har också en stark koppling till kraftsystemet och förändringar i värme- och kylbehov, möjligheter att lagra värme och kyla, är sådant som kan utmana eller stötta kraftsystemet. Inom industrisektorn finns också ett starkt driv att öka elektrifiering. Volymerna vad gäller effekt och energi är stora samtidigt som ledtiderna inom industrin tenderar att vara kortare än de i kraftsystemet. Genom en tidig och fördjupad dialog om lokala förutsättningar och vad flaskhalsarna faktiskt består i, exempelvis om det är specifika tidsperioder som är problematiska, skapas förutsättningar att hitta gemensamma lösningar.

Vilka huvudsakliga samspel är extra viktiga för det nya kraftsystemet? Eller: vad är viktigt för det nya kraftsystemet?

Roller och ansvar behöver göras tydliga mellan Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen i omställningsarbetet. Bland annat för att kunna tydliggöra vilka scenarier – vilken potentiell framtid – som ska planeras för. Exempelvis är ledtiderna i utbyggnad av transmissionsnätet för långa för att ett reaktivt förhållningssätt ska vara tillräckligt, men vilka lösningar, vilka scenarier, ska det byggas för? En myndighet, förslagsvis Energimyndigheten, skulle kunna ges en tydligare uppgift att leda omställningen. Redan idag finns krav i EU-lagstiftning att arbeta med resurstillräcklighet – detta behöver också ses i ljuset av klimatomställning och vara tillräckligt detaljerat för att exempelvis se situationer där existerande produktion inte används av ekonomiska skäl såsom vissa kärnkraftsblock under sommaren 2020 eller kraftigt ökad beskattning av vissa bränslen, eller att en mycket hög andel vindkraft är i drift.

Kraftsystemets behov behöver dimensioneras och kommuniceras ut. Och det behöver säkerställas att förmågor som kan möta dessa behov finns i systemet och används effektivt. Att dimensionera behov av sådant som stödtjänster och överföringskapacitet är komplicerat och förenat med många osäkerheter om hur framtiden utvecklas. Mot bakgrund av en tydligare ledning av omställningen skulle Svenska kraftnät ha tydligare scenarier att dimensionera för. Dimensioneringen behöver beakta överföringskapacitet och existerande stödtjänster (FFR, FCR och FRR), men även andra aspekter så som

spänningsstabilitet och kortslutningseffekt. Dessa behov behöver kommuniceras till kraftsystemets aktörer för att därefter kunna identifiera kostnadseffektiva sätt att tillgodose dem, antingen genom marknadslösningar, bilaterala avtal eller att systemoperatörer investerar i den utrustning som behövs.

För att klara klimatomställningen behöver kraftsystemet vara rustat med *rätt* förmågor. Vissa förmågor är kravställda, exempelvis i EU-förordningar om anslutning till elsystemet och nationella föreskrifter. Men regelverken är delvis nya och branschen behöver hjälp med att förstå hur de ska implementeras och incitament att ta kraven på allvar. Energimarknadsinspektionen har ett ansvar att säkerställa detta och behöver komplettera sitt arbete med mer information till berörda parter. En del förmågor i systemet bygger på frivillighet, exempelvis förbrukningsflexibilitet, och här behöver systemets behov vara begripliga för att aktörer ska kunna bedöma sin möjlighet att bidra till dessa behov. I kraftsystemets enorma komplexitet finns få aktörer som förstår allt: den som förstår att dimensionera kraftsystemets behov av frekvensstabilitet känner troligen inte till alla verksamheter som genom en aggregator skulle kunna ingå i en stödtjänst. En effektiv användning av kraftsystemets förmågor bygger på transparens och kommunikation.

De behov som kraftsystemet har behöver tillgodoses, och för att nödvändiga lösningar ska komma på plats behöver rimligtvis levererade tjänster också värderas. Här kan det vara fråga om att fler marknadsprodukter behöver utvecklas som kan möta behoven. Om marknadsprodukter inte kan utvecklas av tekniska skäl bör behovet likväl vara tydliggjort för att kunna identifiera kostnadseffektiva lösningar genom antingen upphandling av en tjänst eller utrustning.

5.2 Elnätsrelaterade lösningar

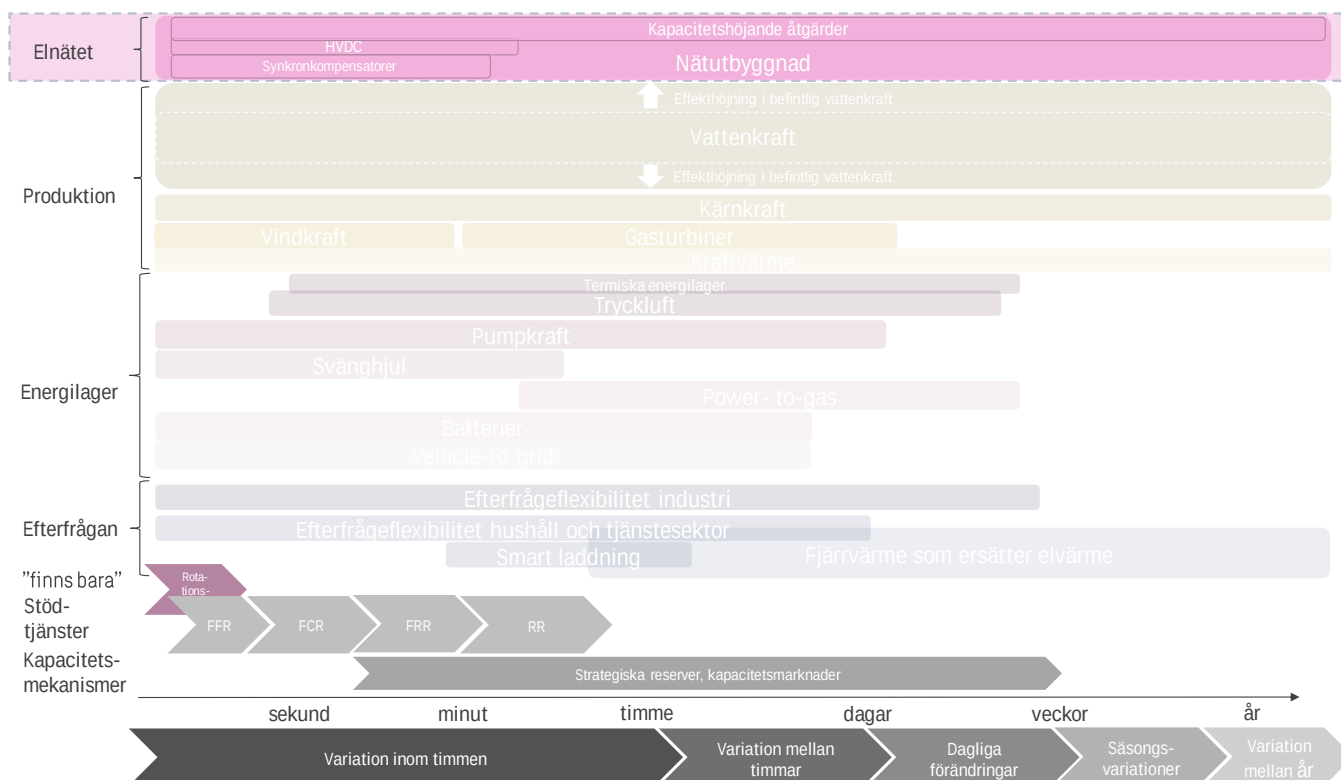
Elnätsrelaterade lösningar handlar om tillräcklig överföringskapacitet, möjliggörande av att ansluta tillkommande förbrukning och produktion samt säkerställande att elnätets funktion upprätthålls. När det gäller tillräcklig nätkapacitet skiljer man mellan nätutbyggnad och kapacitetshöjande åtgärder.

Att bygga ut transmissionsnäten inom landet samt förstärka utlandsförbindelserna är en bred lösning för att säkra tillräcklighet inom Sverige. En ökad överföringskapacitet med utbyggda transmissionsledningar både inom Sverige och mot övriga Europa är en förutsättning för att kunna upprätthålla balans i kraftsystemet som är under så snabb och genomgripande förändring. På en europeisk nivå väntas en starkare koppling mot omkringliggande marknader även det leda till ett ökat flexibilitetsbehov i Norden, eftersom många andra länder i Europa har en begränsad flexibel produktion med stor andel variabel produktion och kondenskraft. Dessutom är det flera länder som redan idag nyttjar den nordiska vattenkraftens flexibilitet och de ser framför sig att de även i framtiden kommer att kunna använda nordisk vattenkraft som "Europas gröna batteri". Det finns analyser som visar att det samhällsekonomiskt mer lönsamt att ligga lite "före" behovet med elnätutbyggnaden än att ligga "efter"⁵⁷, i alla fall om nätbyggnaden oavsett är nödvändigt och redan planerad.

För svensk del innebär ökad överföringskapacitet i transmissionsnätet att fler kraftverk över ett större geografiskt område blir tillgängliga vilket jämnar ut variabiliteten från vind- och solkraft, så att den ökande efterfrågan i högre utsträckning kan mötas med inhemska resurser, samt att det blir mindre prisskillnader mellan norra och södra Sverige. Dessutom minskar sannolikheten för effektbrist. Slutligen medför starkare nät att fler reglerresurser blir tillgängliga vilket bidrar positivt till frekvensstabilitet. Utbyggnaden av transmissionsnäten kommer vara en mycket viktig faktor i klimatomställningen i Sverige, Norden och Europa åtminstone under de kommande 30 åren.

Fler aktörer behöver ha en samsyn om vilken kapacitet som behövs i elnäten. I EUs Elmarknadsdirektiv (EU 2019/944) anges att nätföretagen, inklusive Svenska kraftnät ska ta fram nätutvecklingsplaner åtminstone vartannat år. Nätutvecklingsplanerna ska vara transparenta, och genom att berörda aktörer, såsom kommuner, regioner och större förbrukare och producenter engagerar sig i nätutvecklingsplanerna finns både möjlighet att bättre följa hur kapacitetsbehovet utvecklas och nå samsyn kring förväntningar.

⁵⁷ Thema (2013): *På nett med framtida – kraftnettets betydning for verdiskaping*



Figur 41: Elnätsrelaterade lösningar för balansering av ett kraftsystem med hög andel variabel elproduktion

Tillräcklig överföringskapacitet handlar inte enbart om kapacitet i enskilda komponenter såsom kraftledningar eller transformatorer. Elnätet behöver klara den aktuella driftsituationen även vad gäller spänningshållning och de fel som kan inträffa, dvs. var produktion och förbrukning för ögonblicket sker och vilka komponenter som eventuellt är ur drift. Och tillräcklig kapacitet behövs inte bara på transmissions- utan även på distributionsnätetsnivå, där nätregleringen spelar en större roll för när och hur investeringarna kommer att genomföras.

Kapacitetshöjande åtgärder kan i vissa lägen vara en snabb och kostnadseffektiv lösning till en flaskhals. Med kapacitetshöjande menas en åtgärd som möjliggör att en komponent används mer, eller att endast en del av en anläggning byts ut med den följd att man får tillgång till en större kapacitet. Dynamic Line Rating (DLR) handlar om att i realtid övervaka en lednings tillstånd och därmed nyttja dess fulla kapacitet utan schablonmässiga marginaler. Realtidsövervakning i andra delar av systemet, kanske framförallt i lågspänningsnät, skulle också kunna möjliggöra den typen av bättre nyttjande av kapacitet. Svenska kraftnät arbetar idag med ett projekt där föråldrade ledningar som också utgör en flaskhals byts ut mot så kallade högttemperaturlinor, som klarar mer ström. Ansatsen är att de befintliga stolparna kan användas, varför detta kan göras mycket fortare än att bygga en ny ledning⁵⁸. I Skåne kommer Svenska kraftnät att installera utrustning för mätning av dynamisk ledningskapacitet på de begränsande 400 kV-ledningarna Sege-Barsebäck och Söderåsen— Barsebäck. Även spänningshöjning kan vara en åtgärd som är relativt sett enklare än en helt ny investering, som gör att överföringskapaciteten kan ökas.

Det går att nå en bättre övervakning och med det ett mer effektivt utnyttjande av befintliga ledningar genom att koppla mätinstrument – så kallad dynamisk ledningskapacitet (DLR – Dynamic Line Rating) – till dem. Genom teknik som mäter lufttemperatur, faslinans temperatur och ledningens avstånd till marken samt att kombinera detta med data över

⁵⁸ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmannan-nyheter/2019/hogtemperaturlina---en-temporar-losning-for-att-mota-efterfragan-om-okade-effektuttag/>

solinstrålning och vind kan kapaciteten i en specifik ledning vid ett givet ögonblick avläsas mer noggrant än den hittills har gjort. Eftersom elledningar är konstruerade utifrån vissa kriterier påverkas de av väderförhållandena. Exempelvis kan ledningar under varma sommar dagar slakna vilket leder till minskad överföringskapacitet, medan en och samma ledning under vinterdagar kan rymma mer el. Svenska kraftnät har börjat arbeta med dynamisk ledningskapacitet, vilket ger driftavdelningen god översyn över enskilda ledningar i realtid. Detta ses som ett viktigt verktyg rent generellt, men framförallt ses det som en viktig del i att kortsiktigt hantera kapacitetsbrist i bristområden till dess att nödvändiga nätförstärkningar görs.⁵⁹

Synkronkompensatorer bidrar med spänningsstabilitet och kan även utgöra ett bidrag till rotationsenergin. Synkronkompensatorer är i princip elmotorer som går på tomgång och ger därmed mekanisk rotationsenergi. Flera synkronkompensatorer har nyligen byggts i både Norge och Danmark. Synkronkompensatorer används ofta för att tillföra *reaktiv effekt* i svaga punkter i nätet, men bidrar också med rotationsenergi i viss mån. Om synkronkompensatorer kopplas till ett svänghjul kan dessa bidra väsentligt mer med mekanisk rotationsenergi.

Hur kan tillräcklig överföringskapacitet och vitala förmågor i elnätet säkerställas?

Kvalitet och breda perspektiv i nätutvecklingsplanerna, som från och med nu ska tas fram även av lokal- och regionnätbolagen utöver Svk:s systemutvecklingsplan, är viktiga. För att säkerställa tillräcklig överföringskapacitet krävs det både att *behovet för överföringskapacitet identifieras* långt i förväg och att planeringen och byggandet kan ske inom en rimlig tidsperiod innan förutsättningarna förändras ytterligare. I detta spelar Svenska Kraftnätets systemutvecklingsplan och nätbolagens nätutvecklingsplaner en mycket viktig roll. Dessa planer bör ta in externa och breda perspektiv i större grad och snabbare.

Genom att låta en myndighet vara ledande i omställningsarbetet (se avsnittet ovan) kan en tydligare signal ges till nätägare vilken överföringskapacitet som behövs framöver. Eftersom ledtiderna för utbyggnad av transmissionsnät är långa behöver detta göras proaktivt för att inte hämma omställningen.

Elnätsregleringen bör utvecklas för att stimulera långsiktigt effektiva lösningar på elnätets utmaningar med fortsatt hög leveranssäkerhet. Regleringen behöver ge elnätskunderna en kostnadseffektiv, trygg och hållbar elnätstjänst samtidigt som den ger långsiktigt stabila förutsättningar för elnätsföretag och investerare. Konsumenter och producenter behöver tydliga besked om hur kostnaden för elnätsinfrastrukturen ska fördelas mellan konsumenter och producenter i framtiden.

5.3 Elproduktionsrelaterade lösningar

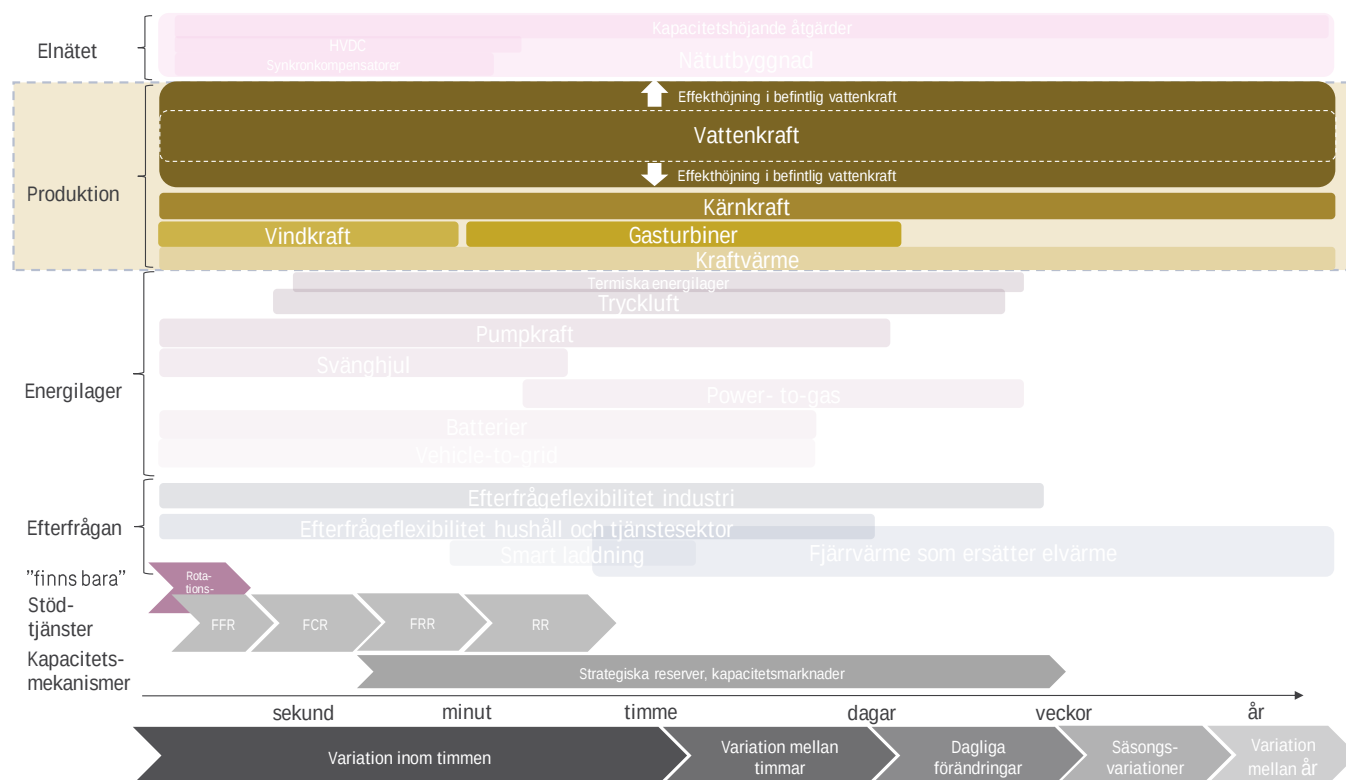
Traditionellt har kraftsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar med god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen efter kraftsystemets behov, det vi idag kallar för planerbar eller flexibel elproduktion. Flexibel produktion i kraftsystemet är en mycket viktig lösning och kan exempelvis utgöras av vattenkraft, kraftvärme och gasturbiner men i viss mån även kärnkraft. Förutsättningarna för att snabbt reglera elproduktionen skiljer sig åt mellan olika produktionskällor, både tekniskt och ekonomiskt. Likaså skiljer sig hindren mellan de olika kraftslagen för att utnyttja deras fulla potential i det framtida kraftsystemet.

Svaret på vilken teknisk produktionslösning som är bäst lämpad för att tillgodose marknaden med effekt (flexibilitet) är inte entydigt, utan det finns fog att anta att lösningen kommer vara en kombination av olika kraftslag och teknologier. Däremot är det relevant att diskutera hur stor andel av behovet som respektive teknik tillgodoser. Utvecklingen är delvis beroende av politiska beslut men även teknisk utveckling. På en konkurrensutsatt marknad är det slutligen vilka ekonomiska incitament som finns för att investera i olika lösningar och kraftslag som avgör vilka lösningar som realiseras. Oavsett vilket

⁵⁹ Svk, *Dynamisk ledningskapacitet*, 2019, <https://www.svk.se/om-oss/organisation/forskning-och-utveckling/pagaende-projekt/dynamisk-ledningskapacitet/>

eller vilka alternativ som kommer att tillgodose behovet med flexibilitet så krävs långsiktig lönsamhet, effektivitet samt tillgänglighet. För att uppnå lönsamhet så bör även skatter samt avgifter ses över, då de kan få en styrande effekt.

I dagsläget används vattenkraft i Sverige som flexibilitetsresurs för balansering i alla tidshorisonter i kraftsystemet. Den är anpassad till att kunna hantera dygnsvariationer i efterfrågan, som i framtiden även kan komma att innefatta vindkraftens typiska flerdygnsvariationer⁶⁰. I den här delen av rapporten beskrivs olika lösningar inklusive effekthöjning av vattenkraften (vilken tillkommande flexibilitet som vattenkraften har potential att bidra med) och hur dagens vattenkraft kan utnyttjas mer effektivt samt även hur kraftvärme, gasturbiner och kärnkraft kan bidra med flexibilitet.



Figur 42: Elproduktionsrelaterade lösningar för balansering av ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion

Vattenkraften kommer även fortsättningsvis att vara en ytterst viktig reglerresurs och sannolikt ännu viktigare än idag. I en studie⁶¹ utförd av Sweco visas hur de olika teknologierna samt import och export av el har bidragit, och väntas bidra, till reglerarbetet i olika tidshorisonter fram till 2040. Vattenkraftens procentuella dominans i reglerarbetet väntas minska på dygnskalen genom att import och export får stå för en större del av det ökade reglerbehovet (vattenkraftens absoluta reglerbidrag väntas troligtvis inte minska). Ökade utlandsförbindelser och kontinentens reglerbehov snarare än endast Sveriges väntas också vara bidragande orsaker.

I en flerdygnskala uppvisas ett liknande mönster med det undantag att kärnkraft år 2030 väntas bidra med mer reglering. Det är osäkert om kärnkraften kommer fungera på det här sättet, det är resultat från Swecos elmarknadsmodell Apollo som reglerar ned kärnkraften vid mycket låga priser. Behovet av nedregleringen finns oavsett. I en säsongsskala kommer import och export att öka, samtidigt som vattenkraftens procentuella bidrag på grund av det minskar. 2040 ökas vattenkraftens bidrag igen när kärnkraften avvecklats. Se Figur 43.

⁶⁰ Sweco (2019): *Potential för efterfrågefleksibilitet - en rapport till Skellefteå Kraft*

⁶¹ NEPP (2018): *Flexibilitet – i en ny tid*



Figur 43: Olika resurserns bidrag till reglerarbetet i dygnskala, flerdygnskala och säsongs skala fram till år 2040

Det finns en betydande potential för effektutbyggnad för den svenska vattenkraften som tidigare Sweco-studier⁶² visar på. Även om analyserna innehåller en rad förenklingar, uppskattas den totala potentialen för effektutbyggnad till 3400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Om resultatet extrapoleras till att inkludera de kraftproducerande älvarna som inte inkluderats i analysen uppgår potentialen till 3900 MW. Jämförelsevis så överstiger detta den installerade kapaciteten av de fyra kärnkraftsreaktorer som fasas ut till år 2020.

Det skall noteras att det redan idag finns möjlighet för effektökning genom att byta ut uttjanta aggregat till mer effektiva aggregat med större slukförmåga, och därmed öka den installerade effekten. Effektökning genom att byta ut uttjanta aggregat till mer effektiva aggregat med större slukförmåga är förmodligen en av de mest kostnadseffektiva effekthöjande åtgärderna eftersom de inte kräver betydande investeringar utöver de normala reinvesteringarna. Per idag bedöms det av Skellefteå Kraft att ca. 1400 MW effekthöjningar⁶³ är realistiska och utbyggnaden sker troligtvis först efter 2030, givet att förutsättningarna finns.

Den installerade vattenkraftseffekten uppgår till 16,3 GW enligt Energiföretagens statistik men har som mest levererat 13,7 GW (3e februari 2012).⁶⁴ Orsakerna till att all vattenkraftseffekt inte utnyttjas till fullo bedöms bero på reserverad effekt för frekvenshållning, underhållsarbete, fysiska förutsättningar i älvräckan (till exempel gångtid för vattnet och isproblematik), tekniska begränsningar och legala aspekter såsom vattendomar (samt även till viss del på mismatch mellan hur Energiföretagen och vattenkraftsproducenterna presenterar installerad effekt). Vissa av dessa orsaker går att åtgärda, som till exempel en förbättrad underhållsplanering. Flexibilitetsåtgärder blir mer betydelsefulla i takt med det förändrade kraftsystemet vilket kommer innebära förändrade marknadsförutsättningar som till viss del sannolikt även kan frigöra mer effekt. Studien konstaterade att älvräckornas fysiska beskaffenhet och vattendomar var svårare att påverka.

Hur kan effekthöjningen för vattenkraften realiseras?

Ett helhetsgrepp bör prägla omprövningsprocessen av befintliga vattendomar, där den kraftsystemmässiga nyttan kombineras med den miljömässiga. Idag finns det dock ett konkret hinder för att investera i aggregat med ökad slukförmåga eftersom omprövning av befintlig vattendom krävs. För att den fulla potentialen skall realiseras så krävs det även att flera kraftstationer byggs ut koordinerat i respektive älvräckning. Vattendragsvisa prövningar skulle även vara till stor fördel i arbetet med miljöanpassningen av vattenkraften då en större systemnytta skulle uppnås genom ett helhetsgrepp istället för att genomföra punktåtgärder där de dyker upp, exempelvis i samband med förnyelse av kraftverk.

Vidare behöver främst tillståndsprocessen effektiviseras och kortas ned för att detta ska bli verklighet. Den 1 januari 2019 trädde en ny överenskommelse i riksdagen i kraft som specifikt betonar att "Vattenkraftens utbyggnad främst ska ske genom effekthöjning i befintliga verk med moderna miljötillstånd. Nya anläggningar ska ha moderna miljötillstånd.", vars

⁶² Sweco (2016): En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad i befintliga svenska vattenkraftverk

⁶³ Skellefteå Kraft (2020): Memo om scenarier för 2040

⁶⁴ NEPP: Varför utnyttjas inte all vattenkraft?, 2019 http://nepp.se/pdf/varfor_utnyttjas_inte_all_vattenkraft.pdf

syfte bland annat är att underlätta och korta ner tillståndprocesserna.⁶⁵ Det här bör vidare arbetas på och konkretiseras för att ha möjlighet att bli verklighet. Branschorganisationen Energiföretagen ser gärna att ansökan om effekthöjning kan göras via ändringstillstånd.

Involvera elnätsbolag tidigt i planeringen av effekthöjningen. Nätanslutning av utbyggnaden, med nya ledningar, kräver koncession och miljöstillstånd och innebär processer som potentiellt tar lång tid. Det finns en poäng i att involvera elnätsbolag tidigt i processen vid en effekthöjning.

Det behövs tillräckligt med överföringskapacitet mellan elområden med potential för effekthöjning och angränsande elområden för att skapa marknadsmässiga förutsättningar för investeringen i effekthöjningen. Investeringsförutsättningar beror på intäkterna som producenterna ser framöver på de olika marknaderna. En mycket viktig förutsättning för att både se till att effekthöjningen kommer marknaden tillgodo samt att stabila intäkter finns är att tillräckligt med överföringskapacitet finns mellan områden med underskott och överskott samt mellan områden med mycket variabelt ått ena och mycket planerbar produktion ått andra sidan, främst snitt 2 mellan SE2 och SE3.

Kraftvärme är en uthållig resurs som kan drivas större delen av året och har teoretiskt möjlighet att reglera upp elproduktionen inom minuter till timmar men lämpar sig bäst för reglering med åtminstone en veckas framförhållning. Kraftvärmens har ingen begränsning i uthållighet och kan reglera med inom timmars marginal beroende på förutsättningarna samt drivas största delen av året. Den bidrar idag med säsongsbalansering då den producerar mer på vintern när det är kallt och efterfrågan är stor, och mindre på sommaren när det är varmt och efterfrågan är lägre. Kraftvärmeverk finns nära förbrukaren och bidrar med lokal elproduktion vilket minskar behovet att överföra el via stamnätet samt tillför nytta på såväl lokalnätetsnivå som på stamnätetsnivå.

Cirka 40 % av all värme i de svenska fjärrvärmenäten produceras idag i kraftvärmeverk, resten kommer från värmeverk, industriell restvärme och värmepumpar⁶⁶. Vid en större omställning till fjärrvärme kan kraftvärmeverk även avlasta elsystemet i de fall då fjärrvärme används istället för elbaserad uppvärmning (exempelvis direktel, elpanna eller värmepump), vilket beskrivs närmare i avsnittet om efterfrågelaterade lösningar.

Med utökad kapacitet för kraftvärme skulle förbättringarna i effektbalansen kunna förväntas främst vintertid och i elprisområden SE3 och SE4. Detta skulle kunna leda till ett minskat förstärkningsbehov av stamnätet i nord-sydlig riktning om det samtidigt byggs ut mindre vindkraft i norra Sverige. Även lokalt i städerna skulle effektbalansen förbättras avsevärt, speciellt om en konvertering av el- till fjärrvärme ligger till grund för en samtidigt sänkt last. Den akuta kapacitetsbristen i elnäten som förväntas i våra storstäder skulle kunna avhjälpas med en sådan lösning.

Kraftvärmens ökar även rotationsenergin i systemet och bidrar därmed till att minska frekvensavvikelse. Detta sker under hela året, främst vintertid och i lägre utsträckning under sommartid, då elproduktionen av kraftvärme är kopplat till värmebehovet. Under vintertid är kraftsystemet redan "tyngre" då efterfrågan på el är större och fler kraftverk producerar el och bidrar med rotationsenergi. Sommartid är systemet "lättare" och ett plötsligt fel på ett stort kraftverk resulterar då i ett större frekvensfall.

Det finns flera tekniska alternativ för att bygga om och modifiera kraftvärmeverk för att uppnå ökad elproduktion⁶⁷: installera en extra turbin till den ordinarie mottrycksturbinen, så kallad kondenssvans, förbränna torrare bränsle vilket leder till högre förbränningstemperatur och högre effektivitet för pannan, bygga säsongsvärmelager eller energikombinatsystem som kan producera både el, värme och bränsle.^{68,69}

⁶⁵ Sveriges Riksdag https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/arende/betankande/vattenmiljo-och-vattenkraft-mm_H501CU31/html: *Betänkande 2017/18:CU31*, 2018

⁶⁶ Sweco: *100 % förnybart med fjärrvärme och kraftvärme*, 2019

⁶⁷ Sweco (2019): *Flexrapporten*

⁶⁸ Regeringskansliet: *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden*, 2005

⁶⁹ L. Jönsson, A. Parrow: *Lönsamhetsanalys av tekniker för utökad elproduktion i kraftvärme*, 2012

I en studie utförd av Värmeforsk⁷⁰ visades att svenska kraftvärmeverk har möjlighet att bidra med primär frekvensreglering (FCR-N) på ett konkurrenskraftigt och lönsamt sätt. Kraftvärmearläggningarna visades vara uthålliga ett antal minuter men hade svårare till längre eller flera upprepade svar.

Hur kan kraftvärmens potential utnyttjas?

Det finns potential att öka elproduktionen i kraftvärmen, men detta innebär vanligen att värmeproduktionen reduceras och därför krävs att intäkterna för den ökade elproduktionen måste vara högre än kostnaden för alternativ värmeproduktion som måste finnas tillgänglig. Kraftvärmens främsta utmaning är att få lönsamhet i nyinvesteringar. För att öka incitamenten för mer elproduktion, och i synnerhet för nyinvesteringar, måste ersättningen för elen spegla värdet av behovet av el och systemtjänster under ansträngda situationer.

För att utnyttja hela potentialen i kraftvärmen i samspel med fjärrvärme och fjärrkyla bör en sammanhållen svensk strategi med långsiktigt stabila och teknikneutrala villkor tas fram.

Kärnkraft har länge utgjort en baskraft i det svenska elsystemet och bidragit med omkring 40 % av elproduktionen.

Huvuduppgiften för kärnkraften har varit att leverera största möjliga aktiva effekt och därmed förse elsystemet med el. Mellan åren 2012 och 2014 reglerade kärnkraften i genomsnitt 35 % på säsongsskala och är den näst största produktionskällan efter vattenkraft som bidrar till balansering av nettoförbrukningens säsongsvariationer⁷¹, bland annat genom att den inte körs fullt ut sommartid. Beslut har fattats på företagsekonomisk grund att några av reaktorerna, de äldsta, ska fasas ut (där vissa reaktorer redan är utfasade). De sex yngsta reaktorerna på Ringhals (tryckvatten), i Forsmark (kokvatten) och Oskarshamn (kokvatten) kommer att fortsätta att vara i drift på idag obestämd tid, men planeringen görs för och de flesta bedömare räknar med en livslängd av 60 år, vilket skulle innebära en livslängd till mellan 2040 och 2045. Det finns ingen explicit tidsgräns i den svenska regleringen för hur länge en kärnkraftsreaktor får hållas i drift så länge säkerheten är tillräckligt hög. Långtidsdrift av kraftreaktorer och livstidsförlängningar är dock ett aktivt forskningsområde runt om i världen och erfarenheter från USA visar på att det är möjligt att driva reaktorer i 80 år⁷².

Idag kan reaktorerna opereras med en viss flexibilitet gällande effektregering i en flerdygnskala men främst på säsongsskala. I ett historiskt perspektiv har grundmotivet varit att möta elefterfrågan från förbrukaren för att bibehålla balans mellan produktion och förbrukning i elsystemet under dygnets alla timmar, och det är även så kärnkraftsreaktorerna i drift idag används. När kärnkraften byggdes ut på 70- och 80-talet konstruerades de för både effektregering och frekvensreglering men mycket av den flexibilitetsförmågan har konstruerats om till fördel för maximal energileverans.

I Sverige sker den största andelen elanvändning i södra Sverige, medan en betydande andel av elproduktionen (såsom den av vatten- och vindkraft) sker i norr. Kärnkraftens placering i södra Sverige bidrar därför även till att balansera elproduktionen över landet genom att bidra till spänningshållningen.⁷³

Tekniskt sett kan kokvattenreaktorer bidra med utökad effektregering och frekvensreglering. Vissa anläggningar bedöms även kunna bidra med kontinuerlig frekvensreglering och en mindre variant av snabb effekttökning vid frekvensstörningar i kraftsystemet. Tryckvattenreaktorer har också möjlighet att bidra med effektregering och mindre frekvensreglering. Frekvensreglering har dock inte tillämpats i Sverige och skulle behöva noggranna analyser innan aktualisering.

Generatorerna från avställda kärnkraftverk kan också användas som synkronkompensatorer. Detta är en relativt komplex lösning som är förknippat med stora investeringskostnader och förluster vid drift. Att bygga om generatorer vid kärnkraftverk till synkronkompensatorer innebär också en påverkan på avvecklingen av anläggningen, och kräver en särskild försiktighet under den tid reaktorinneslutningen finns intill.

⁷⁰ Värmeforsk: *Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N*, 2014

⁷¹ NEPP: *Fortsättning - Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem*, 2016

⁷² Energiföretagen: *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft. Elbranschen*, 2019

³⁶ SvK: *Kärnkraftens roll i kraftsystemet*, 2019

Oavsett lösning innebär detta dock betydande kostnader som ännu inte är kartlagda. Dessa nya system skulle kräva markförvärv, nya fundament, ställverk, överföringsledningar, och så vidare. I allmänhet saknas för nuvarande ekonomiska incitament för att genomföra dessa ändringar vilket gör det osannolikt att nedlagda kärnkraftverk kommer att byggas om för att erbjuda systemtjänster i framtiden.

Hur kan kärnkraftens potential utnyttjas?

Kärnkraften är viktig för balanseringen av elproduktionen över landet. Det bör säkerställas att den nyttan är tillgänglig i största möjliga utsträckning. Det bör också säkerställas att kärnkraftkompetens finns i Sverige för att säkerställa den fortsatta driften och att det finns forskningsresurser.

Hur skulle kärnkraftens flexibilitetspotential kunna utnyttjas? Flexibla tjänster som frekvensreglering eller en ökad användning av effekreglering kräver större ombyggnationer och modifieringar i anläggningarnas konstruktion, vilket skulle driva upp kostnaderna. Bränslet som användas i reaktorn planeras efter körschema och placeras i härden. Att använda kärnkraft för effekreglering innebär alltid ett visst bränslespill eftersom regleringen inte är känd på förhand när bränslemängden placeras i härden. En utmaning kan vara att efterfrågan blir svår att förutse vilket kan resultera i en mindre effektiv bränsleanvändning, vilket påverkar kostnaden. Sammantaget innebär en flexibel kärnkraft i dagsläget betydande kostnader som ännu inte är kartlagda och som saknar ekonomiska incitament.^{74,75}

Även gasturbiner skulle kunna användas för att tillföra flexibilitet till kraftsystemet. Då gasturbiner snabbt kan starta och nå hög effekt är de lämpade för effekthållning och reglering av elsystemet. Gasturbiner kan vara ett viktigt bidrag för frekvenshållning i mindre integrerade system där förändringar i förbrukningar orsakar större och mer frekventa obalanser. Gasturbiner kan användas i stor skala (hundratals megawatt) och är mer uthålliga än de flesta andra reservkraftslag och energilagringsteknologier.⁷⁶

Gasturbiner kan både balansera elsystem med betydande andel variabel produktion som sol- och vindkraft, samt lösa flaskhalsar på lokal nivå genom att bidra med lokal elproduktion på både kort och lång sikt.⁷⁷ På lång sikt kan gasturbiner bidra med effekt på kraftsystemnivå, förutsatt att ekonomiska incitament finns. Potentialen för gasturbiner att leverera el är rent teoretiskt obegränsad då de har möjlighet att producera el så länge bränsle tillförs.

I en nyligen utförd studie⁷⁸ som undersökte tre möjliga scenarion för att uppnå en fossilfri elsektor till 2045 i Sverige, bedömdes att spetslastproduktion (modellerat som gasturbiner) behövdes för att säkerställa att Sverige, utan import från omkringliggande länder, klarar effekthållningen. I samtliga scenarion bedömdes dock att produktionen från gasturbinerna kommer vara mycket låg under ett normalår vilket innebär dåliga ekonomiska förutsättningar för att göra en sådan investering. Det här innebär ekonomiska utmaningar för gasturbiner såvida de inte ingår i någon form av kapacitets- eller flexibilitetsmarknad.

Gasturbiner kan drivas på både fossil och icke-fossil olja och gas, och typer av LNG/LBG-terminaler utgör då ett alternativ för lokal elproduktion på platser som inte är i anslutning till gasnätet. Om klimatmålen ska uppfyllas förutsätts dock att gasturbiner drivs på förnybara bränslen som vätgas, biogas eller bioolja.

⁷⁴ Sweco: 100 % förnybart, 2017

⁷⁵ Ibid

⁷⁶ NEPP: Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion, 2019

⁷⁷ Energiforsk: Gasens roll i det framtida energisystemet, 2015

⁷⁸ NEPP: Färdplan fossilfri el – analysunderlag, 2019

Hur skulle gasturbinernas potential kunna utnyttjas?

Analysera behovet av lokala kapacitetsmarknader och flexibilitetsmarknader. Enligt de analyser⁷⁹ som gjorts är gasturbiner ekonomiskt utmanade om man vill säkerställa efterfrågan med inhemska resurser eftersom de kommer köras för få timmar om året och innebära högre kostnader än intäkter. Lokala kapacitetsmarknader och flexibilitetsmarknader där aktören får betalt för avsatt och tillgänglig effekt kan vara en lösning.

Det behövas mer forskning för att utveckla gasturbiner som drivs på förnybara bränslen. Idag finns inte kommersiella gasturbiner som exempelvis helt kan drivas på vätgas. Vätgas eller annat förnybart bränsle för gasturbinerna är en förutsättning för att klara klimatmålen, och denna utveckling måste därmed stöttas.

Solkraft och vindkraft kan teoretiskt bidra med flexibilitet. Dessa är inte synkront inkopplade till elnätet, men det är i princip möjligt att utvinna en sorts syntetisk rotationsenergi från icke-synkrona produktionsresurser. Denna rotationsenergi är inte ekvivalent med traditionell mekanisk rotationsenergi. Syntetisk rotationsenergi skulle kunna vara effektiv vid stora frekvensfall, men kan troligtvis inte ersätta den mekaniska rotationsenergin fullt ut, bland annat för att det är en reglerteknisk utmaning att hantera små frekvensavvikelser. Vindkraftsleverantörer har visat ett vindkraftverk kan öka sin uteffekt under en begränsad tidsperiod efter ett frekvensfall, men att kraftverken därefter behöver en återhämningsperiod där uteffekten är lägre än innan frekvensfallet. För att syntetisk rotationsenergi skall kunna användas i stor skala behövs dock mer utförliga undersökningar om hur och när den ska avropas. Vidare behövs förändringar i regelverken. Det saknas idag krav eller ekonomiska incitament för vindkraftsproducenter att investera i utrustning som möjliggör syntetisk rotationsenergi. I vissa delar av världen ställs dock sådana krav. Exempelvis ställs det krav i vissa delar av Kanada (Quebec) att nya vindkraftverk skall kunna reagera med en sorts tröghet vid frekvensfall.

Hur skulle vind- och solkraft kunna användas bättre i kraftsystemet?

En övergripande geografisk planering kan förbättra kraftsystemets förmågor. En bättre geografisk spridning av de förnybara teknologierna också innebära en något jämnare elproduktion över landet samt en något högre tillgänglig effekt, vilket även gäller för kombinationen landbaserad och havsbaserad vindkraft.

Utred potentialen av produktionsnära energilager, t.ex. vätgas eller batterilager för svenska förhållanden. Det finns en stor potential för kombinationen av variabel elproduktion och energilager nära varandra. Dessa möjligheter behöver utredas och testas i pilotprojekt i Norden, där det finns speciella förutsättningar med den stora andelen vattenkraftproduktion som skiljer sig från t.ex. kontinenten eller UK. Det bör även utredas i vilken grad man på längre sikt borde kravställa produktionsnära energilager för variabel elproduktion.

Genom att skapa ekonomiska incitament och tydligare krav från myndigheter kan och bör (enligt EU:s nätkoder) sol- och vindkraft bidra med reaktiv effekt och därmed till spänningshållningen. Syntetisk rotationsenergi är likaså något som behövs ges ekonomiska incitament för att bidra till frekvenshållningen. Med det menas att det ska vara ekonomiskt fördelaktigt att investera i sådana komponenter som ger kraftverken de förmågorna.

Då det i framtiden väntas finnas ett behov av nedreglering och en ny reserv (FCR-D för nedreglering) inom kort kommer etableras i Sverige (och andra nordiska länder) för just detta, ges möjlighet till exempelvis vindkraftsägare att delta på den marknaden och få ersättning när de spiller elproduktion. Detta är ett exempel där ekonomiska incitament finns för vind- och solkraft att bidra med flexibilitet.

Precis som för vattenkraften påverkas investeringsförutsättningarna för landbaserad vindkraft i norra Sverige av att tillräckligt med överföringskapacitet finns mellan områden med underskott och överskott samt mellan områden med

⁷⁹ NEPP: Färdplan el – analysunderlag, 2019

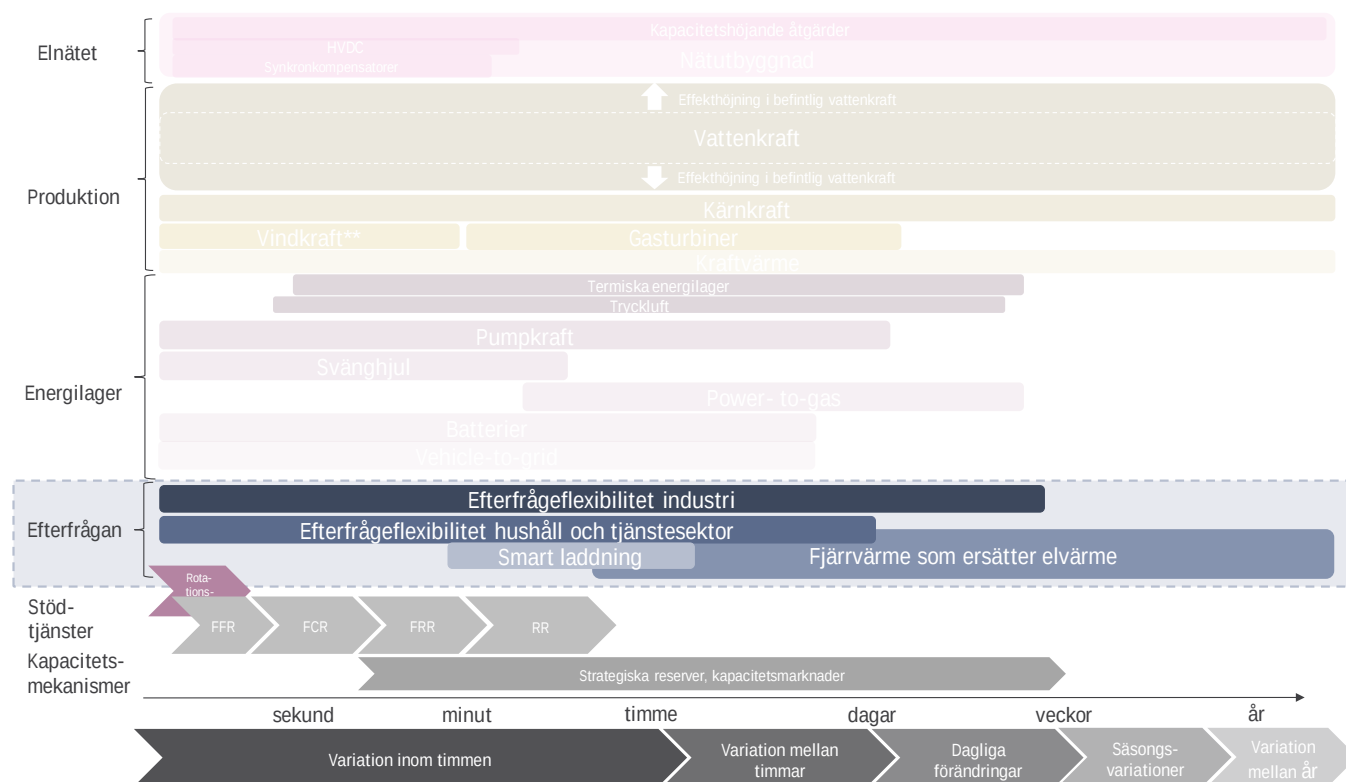
mycket variabelt åt ena och mycket planerbar produktion åt andra sidan, främst snitt 2 mellan SE2 och SE3. Om vindkraftresurserna i norra Sverige ska kunna byggas ut utöver de parkerna som idag är under konstruktion eller har investeringsbeslut fattad krävs det en mer proaktiv nätplanering.

5.4 Efterfrågerelaterade lösningar

Elanvändare kan välja att bidra med lösningar som antingen avlastar kraftsystemet helt genom att avstå från att använda el för den funktionen som de efterfrågar, exempelvis värme, eller med flexibilitet genom att ändra sin förbrukning givet olika styrsignaler och incitament, så kallad efterfrågefleksibilitet. Lösningar som avlastar kraftsystemet helt skulle vara att byta från elvärme till fjärrvärme och – åtminstone på transmissionsnätets nivå – förbättra effekt- och energibalansen inom ett elområde genom att attrahera ny förbrukning till områden med ett stort överskott av produktion.

Efterfrågefleksibilitet kan komma från mindre hushåll till större industrier och i teorin bidra med denna typ av flexibilitet.

I stort kan elanvändarens flexibilitet delas upp i tre olika typer av efterfrågefleksibilitet: elanvändaren kan öka sin elanvändning, minska den eller flytta den till en annan tidpunkt. Om elanvändare exempelvis minskar sin elanvändning då nätet som helhet är hårt belastat och ökar sin förbrukning då det finns ett energiöverskott bidrar de till att jämma ut nätets belastningsprofil och öka flexibiliteten i nätet. På samma sätt bidrar smart laddning av hybrid- eller elbilen till att avlasta systemet.



Figur 44: Efterfrågerelaterade lösningar för balansering av ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion

I en studie gjord av Energimarknadsinspektionen⁸⁰, som sammanfattas i Tabell 7 visas att det framförallt är hushåll och elintensiv industri som har den största potentialen för att bidra med efterfrågefleksibilitet i Sverige. För den stora andelen potential som finns hos hushåll, t.ex. i form av eluppvärmda småhus, bör aktiveringen lämpligen automatiseras på ett eller annat sätt. Efterfrågefleksibiliteten hos industrin lämpar sig i dagsläget för aktivering vid få tillfällen per år under effekttoppar.

HUSHÅLL	FASTIGHETER	SERVICE- VERKSAMHET	ELINTENSIV INDUSTRI	ÖVRIG INDUSTRI
5 500 – vinter 3 000 – vår 1 500 – sommar 4 500 – höst 2 000 – medel (uppvärmning) 300 (hushållsel)	200 (ventilation)	300 (reservaggregat)	1 700 (effektreduktion eller övergång till egen elproduktion inom framförallt skogsindustrin)	300 (effektreduktion inom lätt industri såsom livsmedels- och verkstads- industri och sågverk)

Tabell 7: Nuvarande potential (MW) för efterfrågefleksibilitet i olika kundsegment i Sverige⁸¹

Efterfrågefleksibilitet hos hushåll, elbilar och fastigheter kan typiskt hantera förändringar i lokalnät och bidra med flaskhalshantering och systemtjänster på lokalnätets nivå. Initialt bör detta kunna göras med incitamentsskapande tariffer och senare med marknadsplatser (drivna i samarbete mellan lokal/regionnätoperatörer och stamnätoperatör). Hushåll – till exempel via styrning av värmepumpar - och fastigheter kommer att kunna bidra med flexibilitet på ett snarlikt sätt, skillnaden ligger framförallt i vilken typ av beslutsprocesser som krävs.

Efterfrågefleksibilitet hos industri kan istället bidra till att underlätta topplastsituationer samt för att hantera flaskhalsar i region/transmissionsnät, givet att industrin ofta har svårt att vara allt för flexibla. Det finns ett flertal anledningar till varför industrin inte kan eller vill vara flexibla. En tydlig anledning är att det kan störa produktionen, vilket kan leda till att man inte kan leverera enligt de åtaganden man har mot slutkund. Det kan också vara så att processerna är känsliga för de störningar som kan uppstå i och med neddragningar eller stopp, alternativt att slitaget på anläggningarna ökar. Dessutom är kunskapsnivån hos industriföretag varierande, vilket kan utgöra en barriär för industrier att bidra med efterfrågefleksibilitet. Industriföretagen menar på att beslutet att bidra med efterfrågefleksibilitet eller inte måste vara frivilligt, att det inte får påverka möjligheterna att leverera till kund samt att det måste vara lönsamt. De påpekar även att det är svårt för industrier med ett kontinuerligt och inflexibelt effektuttag att bidra med förbrukningsfleksibilitet.

Hur kan efterfrågesidans potential för kraftsystemet utnyttjas bättre?

Att utnyttja hela potentialen för efterfrågerelaterade lösningar i kraftsystemet betyder också att se över den geografiska fördelningen av elanvändningen i tillsammans med elproduktionen.

Effekt- och energibalansen inom ett elområde kan förbättras och skillnader mellan elområden kan i viss mån jämnas ut genom att attrahera ny förbrukning till områden med ett stort överskott av elproduktion. Det minskar behovet för att exportera el från överkottsområdet och därmed behovet för utbyggnad av transmissionsnätet samtidigt som det hjälper att

⁸⁰ Energimarknadsinspektionen: *Ei R2016:15, Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*, 2016

⁸¹ Ibid

hålla elpriset för producenterna på en stabil nivå. För att detta ska ske behövs det att elproducenterna i överskottsområdet tar initiativet men också att attraktiva affärsmässiga förutsättningar för nya elförbrukare finns.

Efterfrågefleksibilitet kan främjas med olika instrument för olika stora aktörer. Det finns några produkter och marknadsplatser anpassade för större aktörer redan idag som kan utgöra incitament för flexibilitet (spot/intra-dag, effektreserv, mFRR) men dessa kan behöva anpassas för att främja efterfrågefleksibilitet ytterligare. Utöver redan etablerade marknader så har arbetet med lokala marknader för handel med flexibilitet påbörjats på ett par platser i landet, bland annat genom pilotprojekten CoordiNet⁸² och Sthlmflex⁸³. Dessa lokala marknadsplatser kommer troligen att vara ett bra komplement där mindre aktörer kan bidra med sin flexibilitet för att avlasta elnätet under ansträngda situationer. Nästa steg efter utförande av piloterna är att utvärdera dessa för att se hur de kan införas på bredare skala i Sverige.

Främja aggregatorer för att möjliggöra att mindre kunder kan delta på marknadsplatser för flexibilitet. För mindre användare, som exempelvis hushållskunder, är det inte möjligt för en enskild kund att styra elanvändning i de volymer som skulle krävas för att delta på marknadsplatser för flexibilitet. Genom att istället samla flera mindre kunder går det att nå upp till större volymer som skulle kunna delta på marknaden. För att nå den verkliga potentialen kommer det därför troligen att behövas någon form av aggregator som kan aggregera effekt från flera elanvändare. Tekniken som behövs för att mindre elanvändare ska bidra med flexibilitet finns redan i dagsläget och utvecklingen av denna går dessutom snabbt. Utöver detta börjar allt fler aggregatorer att synas på marknaden, något som dessutom kommer underlättas i och med införandet av EU-kommissionens lagstiftningspaket "Ren energi för alla i Europa" i Sverige⁸⁴.

Fjärrvärme som ersätter elvärme är och kan bli en ännu viktigare storskalig flexibilitetslösning för kraftsystemet, men fjärrvärmens konkurrenskraft hotas av både gällande och planerade regelverk. 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. En ökad konvertering från elvärme till fjärrvärme innebär framförallt en betydande reduktion av efterfrågetoppar vintertid⁸⁵. Denna effekt kan dock även, om än kanske i mindre skala, fås genom att uppvärmning sker genom andra metoder, som till exempel pelletseldning och i viss grad genom byte till mer effektiv elvärme, till exempel värmepump. Vid konvertering av elbaserad uppvärmning till fjärrvärmebaserad uppvärmning finns det en naturlig begränsning i potentialen kopplad till fjärrvärmesystemets lokalisering. Fjärrvärmesystemet är inte utbyggt i glest bebyggda områden varför exempelvis småhus som ligger långt utanför stadskärnor vanligtvis inte är ekonomiskt lämpliga att ansluta till fjärrvärme⁸⁶. Med mindre fjärrvärme i kombination med mindre kraftvärme skulle effektbalansen i SE3 och SE4 vara mycket sämre och kapacitetsbristen i elnäten vara akut i flera av våra städer. Men eftersom dessa övergripande fördelar för kraftsystemet inte spelar någon roll för den enskilda fastighetsägaren, väljer många nyproducerade fastigheter bort fjärrvärmerna. Energiföretagen konstaterar att behovet av eleffekt för uppvärmning skulle öka med i storleksordningen 9 till 11 GW, jämförd med dagens toppeffektbehov på 26 GW, om all fjärrvärme skulle ersättas med elbaserad uppvärmning.

Hur kan fjärrvärmens potential för kraftsystemet utnyttjas bättre?

Fjärrvärmens potential för förbättrad effektbalans finns framförallt i södra Sverige, men med dagens styrmedel är det osannolikt att dess potential realiserar. Många kunder väljer bort alternativet fjärrvärme till fördel för individuell uppvärmning och utan större ingrepp i vilka uppvärmningssystem som borde väljas kommer den trenden fortsätta.

Uppdatera byggregler och skapa jämna spelregler mellan tillförd och byggnadsanknuten energi. Idag är det möjligt att uppnå en högre energieffektivitet trots att fastigheten fortfarande har samma energianvändning genom att byta fjärrvärme

⁸² CoordiNet, 2020: <https://coordinet-project.eu/pilots/sweden>

⁸³ Svenska kraftnät, 2020: <https://www.svk.se/sthlmflex>

⁸⁴ Energimarknadsinspektionen, 2020, Ei 2020:02. Ren Energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter.

⁸⁵ Sweco: 100 % förnybart med fjärrvärme och kraftvärme, 2019

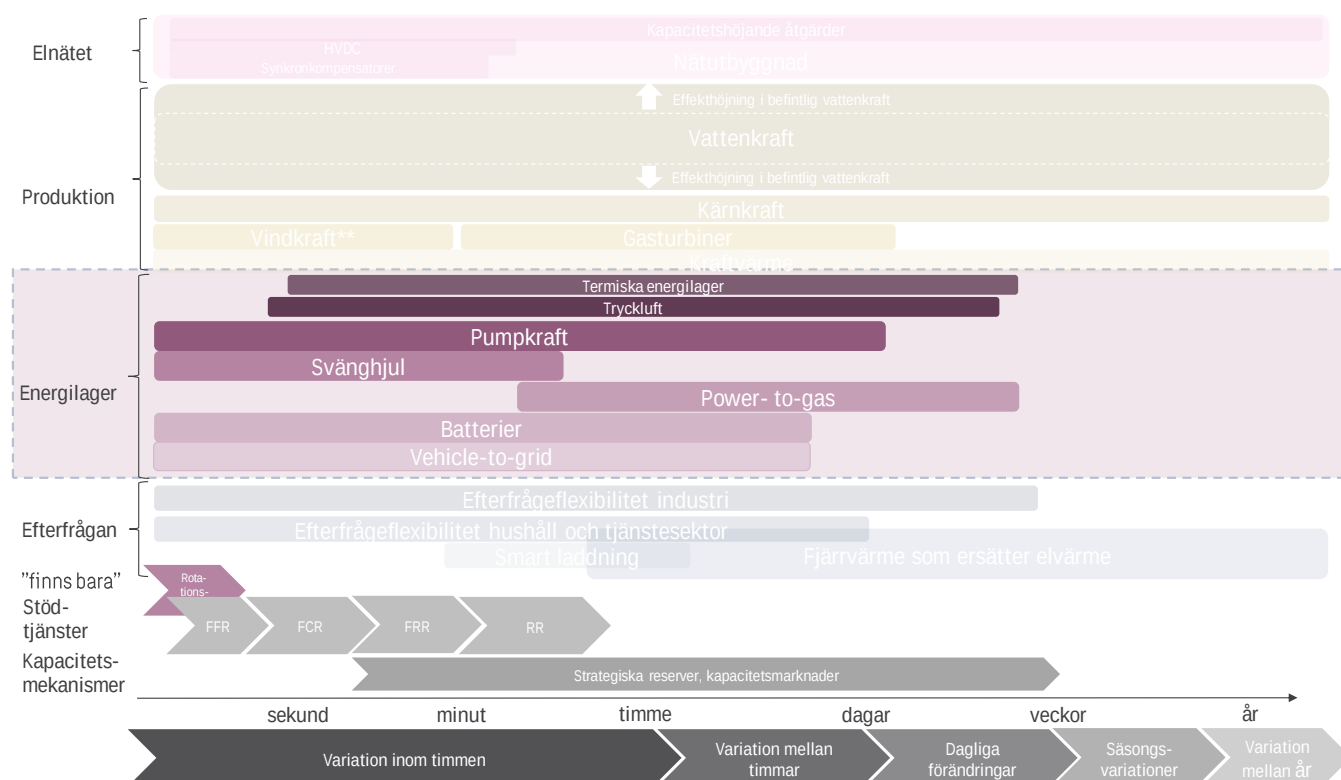
⁸⁶ Sweco: 100 % förnybart med fjärrvärme och kraftvärme, 2019

mot en värmepump. Regelverk måste vara teknikneutrala och här är uppdaterade byggregler, som ger jämnare spelregler mellan tillförd och byggnadsanknuten energi, viktiga.

För att utnyttja hela potentialen i fjärrvärmens i samspel med kraftvärme och fjärrkyla bör en sammanhållen svensk strategi med långsiktigt stabila och teknikneutrala villkor tas fram.

5.5 Energilager

Energilager är, tillsammans med ett välplanerat elnät och utvecklat regelverk kring sin tillämpning av stor strategisk betydelse för att uppnå Sveriges högt uppsatta energi- och klimatmål, eftersom lagringsmöjligheten tillför flexibilitet i elsystemet. Energilager kan användas för frekvensreglering, för att hantera tillfälliga produktionstoppar- och dippar i kraftsystemet, men även för säsongslagring där solkraft producerad under sommaren lagras för förbrukning under vinterhalvåret. Figur 45 sammanfattar hur energilager kan bidra till att lösa de olika utmaningarna.



Figur 45: Energilagerrelaterade lösningar för balansering av ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion

Det finns otaligt många teknologier som ryms inom den här kategorin, några exempel är batterier, pumpkraft, och i framtiden troligtvis även power-to-gas och vehicle-to-grid. Pumpkraft är den vanligaste energilagerteknologin och innebär att man pumpar upp vatten i vattenreservoarer under timmar med överskott/lågt pris på el, och släpper sedan ner genom älven och turbiner när man vill producera el. Elbaserad vätgasproduktion, som exempelvis väntas få en central roll för koldioxidfritt stål i framtiden, är en typ av power-to-gas där man bland annat genom elektrolys spjälkar vatten och sedan använder vätgasen i industriprocesser, alternativt i en bränslecell för att producera el. Vehicle-to-grid innebär att batterier i elbilar används som energilager som laddas upp och ur beroende på tid och behov. Energilagerteknologier befinner sig olika långt från kommersialisering. Generellt kan sägas att de har en del förluster i samband med att de laddas upp och ur, och gör därför mest nytta i system med stora skillnader på värdet av el vid olika tillfällen över dygnet.

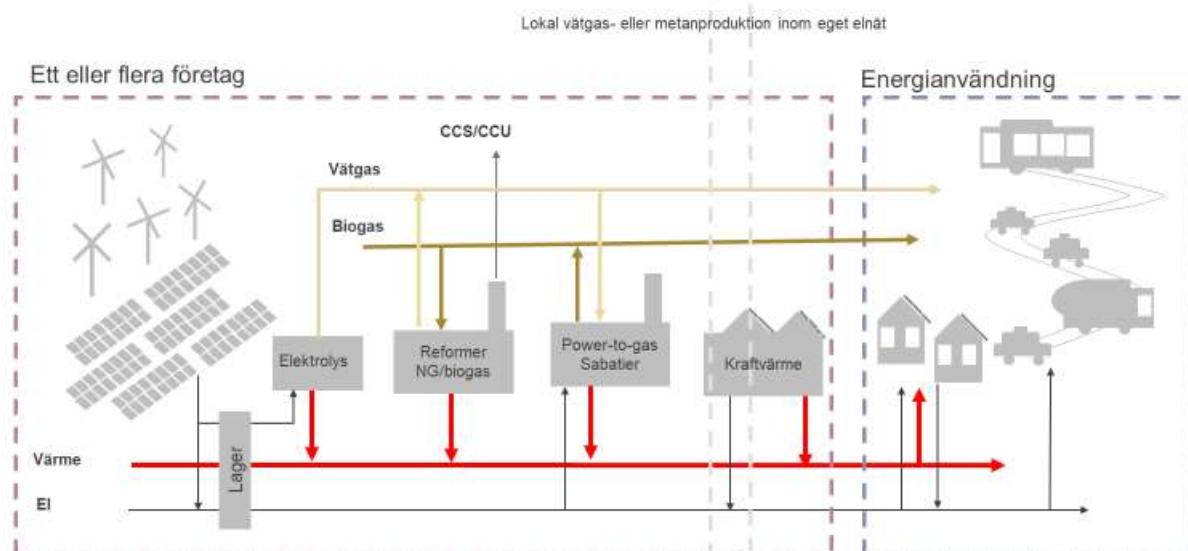
Tabell 8. Översikt av lagringstekniker och deras egenskaper och tillämpningsområden. *Källa: Sweco*

Lagringsteknik	Pumpvattenkraft	Tryckluft	Power to Gas (metan)	Svänghjul	Flödesbatterier	Litiumjonbatterier
Fördelar	- Hög kapacitet - Låg relativ kostnad - Storskalig lagring	- Hög kapacitet - Låg relativ kostnad - Storskalig lagring	Möjlighet för storskalig lagring i gasnät	- Snabb respons - Hög effekt	Skalbar lagringskapacitet	- Hög energitäthet - Hög effekttäthet
Nackdelar	- Krav på höjdskillnad - Naturingrepp - Låg energitäthet	- Kräver naturliga förutsättningar och gasturbinkraftverk - Låg energitäthet - Låg verkningsgrad	Låg verkningsgrad	- Snabb självurladdning - Låg energimängd	- Hög kostnad - Låg mobilitet - Pre-kommersiellt stadie	- Fortfarande relativt hög kostnad - Viss säkerhetsrisk
Tillämpningsområde	- Säsongslagring - Reglerkraft - Nätstabilisering	- Dygnslagring - Nätstabilisering - Komplement till nätinvestering	- Säsongslagring - Reglerbar last	- Reglerkraft - Black-start - Elkvalitetstjänster	- Dygnslagring - Nätstabilisering - Komplement till nätinvestering - Black-start	- Dygnslagring - Komplement till nätinvestering - Black-start - Reglerkraft
Effekt [MW]	100-500	10-100	0,1-100	0,001-1	0,1-100	0,1-0,3
Lagringstid	1-24 h	1-24 h		0,1-20 min	<10 h	< 8 h
Livslängd	30-60 år	25-40 år	7-10 år	20 år	10 000– 20 000 cykler	1 000-10 000 cykler
Självladdning [%/dygn]	< 0,5	0-10	Försumbar	Max timlagring	0,2	0,1-0,3
Responstid	s-min	s-min	s-min	ms-s	ms-s	ms-s
Energitäthet [Wh/l]	0,2-2	2-6	700 (80 bar)	20-80	20-70	120-760
Effekttäthet [W/l]	0,1-0,2	0,2-0,6		5 000	0,5-2	1 000- 10 000
Verkningsgrad [%]	70-85	40-70	45-55	70-95	60-85	85-95

Pumpvattenkraftverk lagrar potentiell energi genom att pumpa upp vatten från en lågt belägen reservoar till en högre under tidpunkter då det finns ett produktionsöverskott i kraftsystemet. Detta sker antingen med hjälp av en pump och en turbin eller med en reversibel pumpturbin. Då det finns ett ökat elbehov kan pumpvattenkraftverket fungera som ett konventionellt vattenkraftverk genom att vattnet från den högre reservoaren släpps ner genom en turbin. Generellt sett har pumpkraftverk förmågan att kunna regleras snabbt då det har en responstid på ett par sekunder och möjlighet till att producera för fullt inom några minuter. I detta avseende lämpar sig pumpkraftverk bra som frekvensreglerande resurs, men även som flexibilitetsresurs vid höga effekttoppar i nätet. Pumpkraftverksteknologin är välutbyggd i Europa men det finns mindre antal lämpliga plaster med stora höjdskillnader kvar, vilket begränsas ytterligare av miljöhänsyn och övriga medborgarintressen. I södra Sverige har exempelvis Vättern, med en höjdskillnad på cirka 44 meter mot Väneren, förts på tal. Men tunnelsträckningen mellan sjöarna skulle bli ca 5 mil lång, och sjöarnas olika biotoper skulle störas. Vattenkraftsälvarna är dimensionerade så att effekttuttaget kan varieras lika mycket som lasten normalt varierar på dygnsskala. Pumpkraften i jämförelse med vattenkraften har några nackdelar så som större energiförluster och att den kräver mer avancerad utrustning.

Pumpkraft i gruvor är en relativ ny utveckling som utreds i bland annat Sverige och Finland av aktörer som Pumped Hydro Storage och Minestorage. Här utnyttjas uttjänta gruvor som vattenreservoarer enligt samma princip som traditionell pumpkraft. På platser där all vattenkraft är utbyggd utgör det här alternativet en möjlighet till mer vattenkraft på ett miljövänligt sätt.

Vätgas kan produceras av el eller genom ångreformerings av biogas till vätgas som sedan lagras och exempelvis används som drivmedel i bränslecellsdrivna fordon eller omvandlas till el när elbehovet är stort. Vätgas kan framställas lokalt av t.ex. solel genom elektrolys och säljas som drivmedel vid tankstationer. I ett bredare energisystemperspektiv kan de tre energibärarna el, vätgas och metan därför ha många synergier. De kan alla tre vara en bas för produktion av varandra, vilket gör en anpassning till marknadsbehov särskilt intressant. Tekniken möjliggör storskalig lagring i gasnät, har en snabb responstid och kan tillämpas för säsongslagring och som reglerbar last. Figur 46 illustrerar hur el, vätgas och metan kan samverka i ett lokalt energisystem. El till vätgas till el är i dagsläget inte konkurrenskraftig på grund av de stora omvandlingsförlusterna som skulle sänka effektiviteten till cirka 30%, men tekniken kan vara ett alternativ framför allt vid stora kortsiktiga överskott av elproduktion eller lokala nätkapacitetsbegränsningar.



Figur 46. Hur el, vätgas, biogas och värme hänger ihop för energi- och transportsystemet. Källa: Sweco

En funktion för fordonsladdning som skulle kunna avlasta elnätet under tillfällena med höga effekttoppar är så kallad **vehicle-to-grid (V2G)**, vilket innebär att ett laddbart fordon används likt ett energilager. Tekniken går ut på att energi både kan tillföras till batteriet och återföras från det. Det betyder att den energi som finns lagrat i fordonet kan återföras till nätet eller användas i det egna hushållet vid exempelvis en situation med produktionsunderskott eller ett strömbrott.

Svänghjul lagrar kinetisk energi genom att låta en rotor med hög massa rotera snabbt och friktionsfritt med kullager. Genom att tillföra energi kan svänghjulet spinna snabbare och därmed lagra mer rörelseenergi och då motorn sedan bromsas genereras istället energi genom den tröghet som finns i rotationen. Svänghjul har en hög energitäthet och effekt samt en snabb responstid, vilket gör att tekniken lämpar sig för frekvensreglering, elkvalitetstjänster och black-starts (en kraftsystemkomponents återhämtning från avstängning utan att behöva förlita sig på det externa elnätet). Däremot är det inte en uthållig energilagring då självurladdningen är snabb.

Energi kan också lagras genom **tryckluft**. Då används el för att komprimera luft i en reservoar ovan eller under jord under tidpunkter av produktionsöverskott. Vid en högre efterfrågan på el hettas sedan den komprimerade luften upp så att den expanderar och kan drivas genom en turbin eller en expander för att producera el. Tryckluft har hög kapacitet och lång livslängd, men låg energitäthet och verkningsgrad. Tekniken har en snabb responstid från ett par sekunder och lämpar sig för dygnslagring eller för nätstabilisering vilket kan bidra till att andra nätinvesteringar skjuts på framtiden.

Elpannor kopplade till akkumulatortankar i fjärrvärmesystemet är termiska energilager som kan användas i situationer med överskott av elproduktion.

Det finns många olika batteriteknologier och utvecklingen går snabbt. Batterier installeras redan idag antingen produktionsnära (i närheten av vindkraft- eller solkraftparker) eller konsumtionsnära i större fastigheter. Det är ganska sannolikt att andelen batterier kopplade till småskalig solesproduktion kommer öka i framtiden som en konsekvens av sjunkande batteripriser och att lönsamheten för privatpersoner då kan öka.

Flödesbatterier är en typ av elektrokemiska batterier med flytande elektroder som kan lagras utanför battericellerna för att möjliggöra större lagringsvolym. Denna teknik har snabb responstid och en lång livslängd, men en låg energitäthet. Tekniken lämpar sig för lagring över dygn och tillämpningsområden som nätstabilisering, nätinvesteringar och black-starts. De skrymmande i och med att elektronerna lagras i stora tankar utanför battericellen och därmed lämpar de sig kanske främst för stationära applikationer. De har även något högre kostnader än andra batterier. Tekniska utmaningar kopplade till flödesbatterier innefattar att de utgörs av elektrolyter i flytande form som är lagrade i separata tankar. En låg energidensitet, 50–75 kWh/m³, kräver stora tankvolym och utgör en begränsning i hur stor mängd energisystemet kan leverera. Elektrolyterna består ibland av giftiga ämnen som brom.

En av de vanligast förekommande batterisorterna är **litiumjonbatterier**. Dessa har en hög energi- och effekttäthet och en hög verkningsgrad jämfört med flera andra batterityper. Detta gör dem yteffektiva och lämpliga för dygnslagring och därmed passar de för applikationer som frekvensreglering, senareläggning av nätinvesteringar och black-starts. Tekniska utmaningar kopplade till litiumjon-batterier innefattar att de är begränsade i sin momentana effektkapacitet. De är temperaturkänsliga och kan överhettas på grund av dess kemiska sammansättningen och litiums brännbarhet. Vidare har litiumjon-batterier en något högre självurladdning (5 % första 24 h och sedan 3 % per månad). Cykelkapaciteten kan variera mellan 300–25 000 (flödesbatterier har generellt över 10 000) beroende på kemisk uppsättning.

Hur kan energilager realiseras i större skala i kraftsystemet?

Främja kraftsystemanalys och forskning för att identifiera systemets behov för energilager. Detta innebär att stödja utveckling av modeller som adopterar en både helhetlig och mer detaljerade syn på energilager och deras funktioner i kraftsystemet.

Med hjälp av modellerna bör potentialen för produktion- och konsumtionsnära energilager utredas, fastställas samt kommuniceras. En tydlig bild kring hur olika energilagringssystem kan fungera i kraftsystemet och på energimarknaden bör upprättas, där utvärdering av dess affärspotential ingår.

Det är viktigt att testa energilagerlösningar genom att främja pilotprojekt för olika typer av energilager inom olika delar av kraftsystemet, eventuellt med hjälp av regulatoriska sandlådor. Det kan handla om energilager i anslutning till elproduktion eller i anslutning till industriell produktion, konsumtionsnära eller helt nya lösningar som pumpkraft i gruvor. Detta för att testa funktionaliteten, förmågor som kan levereras och affärsmodeller. Då de nya energilagerteknologierna testas genom pilotprojekt kan regulatoriska barriärer upptäckas som då bör elimineras genom tillämpning av regulatorisk sandlåda.

Olika energilagerteknologier kommer behöva olika lösningar för att realiseras i större skala. Vi vet idag att vätgas skulle etableras snabbare om det fanns en marknad för dess biprodukter såsom syrgas eftersom det skulle öka intäkterna. Dessutom kan metanolen som kan produceras av vätgas får avsättning genom att säljas som fordonsbränsle eller för diverse industriella applikationer.