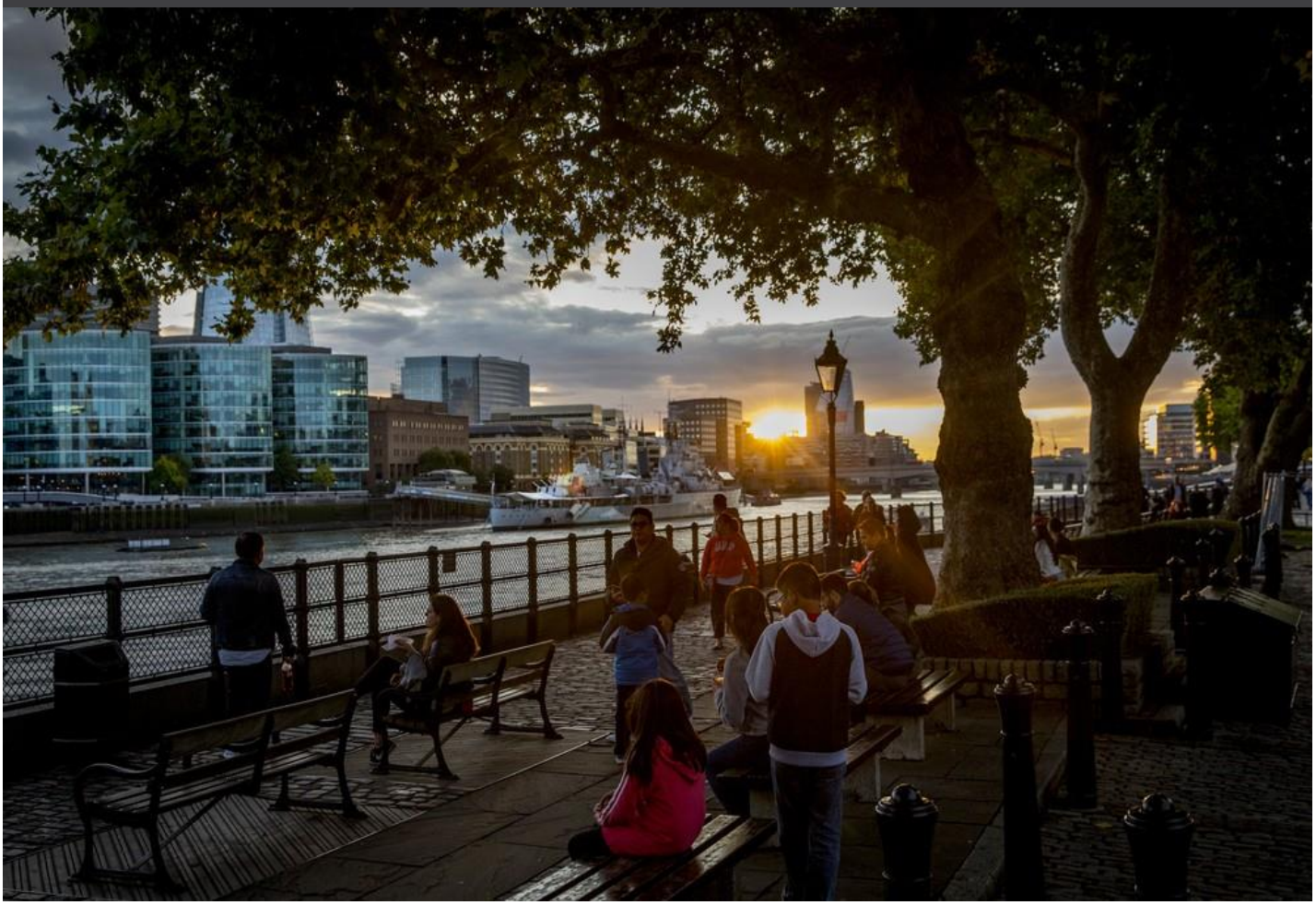
100% förnybart med fjärr- och kraftvärme

ETT MULTIKLIENT-PROJEKT (2019)



SWECO

Copyright © 2019 Sweco Energuide AB

All rights reserved

Picture reference title page “People enyoing sunset by the Thames”, Number: SW-00194

SWECO

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 skills 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	100% förnybart med fjärrvärme och kraftvärme
Tillgänglighet	Publik
Datum för utkast	2019-06-28
Uppdragsledare	Frank Krönert
Författare och projektmedlemmar	Frank Krönert, Fredrik Obel, Björn Klasman, Emma Wiesner, Johan Bruce

Innehållsförteckning

Sammanfattning 6

Bakgrund 7

1 Flexibilitet behövs 8

1.1 Utmaningarna i ett kraftsystem med 100% förnybart 8

1.2 Lösningar för ett kraftsystem med 100% förnybart 10

2 Fjärrvärmens och kraftvärmens potential 18

2.1 Konverteringspotential från el- till fjärrvärme 18

2.2 Potential för utökad kraftvärme 20

3 Fjärr- och kraftvärmens påverkan på kraftsystemet 21

3.1 Scenarier för 100% förnybart i Sverige med fjärr- och kraftvärme 21

3.2 Balans per timme år 2040 26

3.3 Effektbehovet och nettolasten sjunker under årets kallaste dagar 31

3.4 Mängden svängmassa ökar i systemet 33

3.5 Lägre elpriser i genomsnitt 34

4 Investeringskostnader 100% förnybart med fjärr- och kraftvärme 36

4.1 Investeringsbehovet 36

5 Bilaga 45

Sammanfattning

Fjärrvärme som ersätter elvärme är och kan bli en ännu viktigare storskalig flexibilitetslösning för kraftsystemet. 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 till fjärrvärme innebär framförallt en betydande reduktion av efterfrågetoppar vintertid.

Mer fjärrvärme istället för elvärme skapar även utrymme för ökad elektrifiering av industri och transport enligt klimatfärdplanerna. Vid en större konvertering från elvärme till fjärrvärme minskar elbehovet för uppvärmning med 14 TWh per år, vilket kan ställas mot en förväntad ökning av elbehovet inom transportsektorn eller industrin på respektive 16 TWh under samma period.

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 nordsydlig riktning om det samtidigt byggs ut mindre vindkraft i norra Sverige. Ökad kraftvärmeproduktion skapar också utrymme i region- och lokalnät. Även lokalt i städerna förbättras effektbalansen avsevärd, såväl genom konverteringen till fjärrvärmen och den sänkta lasten, som genom ökad lokal elproduktion där elanvändningen finns. Den akuta kapacitetsbristen i elnäten i våra storstäder skulle kunna avhjälpas med en sådan lösning.

Under sommartid minskar elöverskottet under de timmar med mycket intermittent förnybar elproduktion vid mer fjärrvärme och en övergång till ökad kraftvärmeproduktion med cirka 2 700-5 700 MW då mindre vindkraft installeras.

Utbyggd kraftvärme ökar även svängmassan i systemet och bidrar därmed till att minska frekvensavvikelserna. Detta sker framförallt vintertid men även i lägre grad sommartid, då elproduktionen från 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 svängmassa. Sommartid är systemet ”lättare” och ett plötsligt fel på ett stort kraftverk resulterar då i ett större frekvensfall.

Utbyggd fjärr- och kraftvärme minskar elpristopparna samtidigt som de bidrar till något lägre genomsnittliga elpriser. Årsmedelpriset i SE3 är i Fjärrvärme- och Kraftvärmescenariot 2 EUR/MWh respektive 2,4 EUR/MWh lägre jämfört med Referensscenariot. Det blir färre pristoppar på vintern då elanvändningen reduceras när det är som kallast. Sommartid blir det färre timmar elöverskott då mindre vind och solkraft behövs.

Analysen visar också att investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet kommer att öka de kommande decennierna, oavsett produktionsscenario. Det totala investeringsbehovet för att nå 100% förnybart – uppskattad för perioden 2021-2050 och inkluderande produktion, nät, energilager, och värme - estimeras till mellan 1600 och 1660 miljarder SEK. Både Fjärrvärme- och Kraftvärmescenariot bedöms ha något lägre investeringskostnader under 2021-2050 än Referensscenariot.

Bakgrund

För att nå riksdagens mål om ett 100% förnybart elsystem samt omställningen till elektrifering inom industrin och transportsektorn ställs nya krav för att hantera tillgången på effekt och systemtjänster för samtliga timmar under året. Endast en kombination av åtgärder kan lösa de utmaningar som ett 100% förnybart elsystem ger. Åtgärder som redan förts fram för att hantera effektproblematiken är elanvändningsflexibilitet, effektutbyggnad i vattenkraften, energilager, utbyggnad av utlandsförbindelser och nationella stamnätsförstärkningar.

Ett område som inte fått lika mycket uppmärksamhet är fjärr- och kraftvärmens potential att möta de utmaningar som väntar.

Medan omställningen i energisektorn fortsätter har ett antal branscher nyligen presenterat färdplaner för klimatneutralitet, där elektrifiering och konvertering till biobränslen pekats ut som viktiga förutsättningar. Färdplanerna[1] visar att branschernas samlade åtgärder samt en omställning av transportsektorn skulle kunna leda till ett ökat elbehov i Sverige med cirka 30 procent, motsvarande 37 TWh inom en 20-30 år.

Samtidigt lyfts elnätskapacitetsutmaningen i städerna som en allt viktigare fråga, både som en kombination av ökat elbehov i städerna, en långsam utbyggad av elnätet till städerna och dels på grund av minskad lokal elproduktion som en konsekvens av den nya kraftvärmebeskattningen.

Mot denna bakgrund skulle en närmare studie av fjärr- och kraftvärmens möjligheter kunna ge viktiga insikter i vilken utsträckning dessa kan bidra till att lösa de framtida utmaningarna i ett 100% förnybart elsystem med ett ökat elbehov i framtiden. Detta föreslås att genomföras med hjälp av tre scenarier för en tidpunkt där kärnkraften antas vara avvecklad, benämnd ”2040”. Ett referensscenario (Referens) där kraftigt utbyggd vindkraft och viss solkraft ersätter kärnkraften, ett fjärrvärmescenario (Fjärrvärme) där fjärrvärme ersätter mycket av elvärmen och därmed minskar utbyggnaden av vindkraft, samt ett kraftvärmescenario (Kraftvärme) med lika mycket fjärrvärme som i Fjärrvärmescenariot men också med en utökad elproduktion via kraftvärmen, vilket ytterligare reducerar behovet av annan elproduktionskapacitet.

[1] Sweco (2019): Klimatneutral konkurrenskraft - kvantifiering av åtgärder i klimatfärdplaner, en rapport till Svensk Näringsliv; https://www.svensktnaringsliv.se/fragor/miljo-energi-klimat/klimatneutral-konkurrenskraft-kvantifiering-av-atgarder-i-klimatf_729392.html

1 Flexibilitet behövs

Det behövs många olika åtgärder för att få ett kraftsystem med 100% förnybart att fungera, både tekniska åtgärder inom nät, produktion, energilager, efterfrågeflexibilitet men också förändrade marknads- och affärsmodeller. När termisk kraftproduktion ersätts av förnybar kraftproduktion kommer dagens elnät, regelverk och marknadsmodeller att behöva anpassas. Dessa är utformade efter den produktionsmix som finns idag och när denna ersätts av en ny med andra egenskaper krävs ett antal anpassningar för att kraftsystemet skall fungera väl även fortsättningsvis.

Fjärrvärme som ersätter elvärme är och kan bli en ännu viktigare storskalig flexibilitetslösning för kraftsystemet. Mer fjärrvärme istället för elvärme kan minska elbehovet för uppvärmning under årets kallaste dagar och ansträngda situationer i TWh-klassen och med flera tusend MW, vilket är en lösning som sällan blir belyst. En ökad konvertering till fjärrvärme innebär framförallt en betydande reduktion av efterfrågetoppar vintertid.

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 förbättras effektbalansen avsevärt, speciellt om en konvertering av el- till fjärrvärme ligger till grund för den därmed sänkta lasten, som genom ökad lokal elproduktion där elanvändningen finns. Den akuta kapacitetsbristen i elnäten som förväntas i våra storstäder skulle kunna avhjälpas med en sådan lösning.

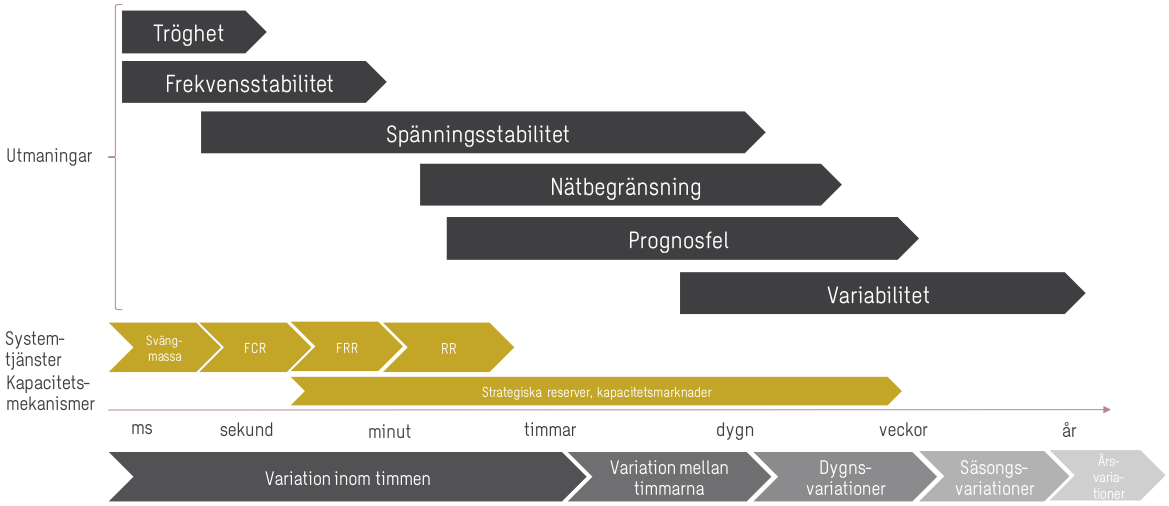
Kraftvärmen ökar även svängmassan i systemet och bidrar därmed till att minska frekvensavvikelserna. Detta sker under hela året, främst vintertid och i lägre utsträckning under sommartid, då elproduktionen av kraftvärme är kopplat till värmebehovet. Under vintertid är kraftsystemet redan ”tyngre” då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

1.1 Utmaningarna i ett kraftsystem med 100% förnybart

Ett kraftsystem baserat på enbart förnybar kraftproduktion kommer att skilja sig avsevärt från det kraftsystem vi har idag. Storskaliga centraliserade termiska kraftverk kommer att ha ersatts av vind- och solkraftverk som kan vara av mindre skala och samtidigt mer utspridda än dagens kraftverk. De termiska kraftverkens produktion går att planera och styra på ett helt annat sätt än produktion baserat på vind- och solkraft. Samtidigt bidrar de stora kraftverken – vattenkraft och termiska kraftverk som till exempel kärnkraft- och kraftvärmeverk - dessutom med s.k. mekanisk svängmassa som gör kraftsystemet ”tungt” och stabilt.

Både det fysiska transmissionsnätet samt många av de regelverk som styr elmarknaden är – direkt eller indirekt – anpassade efter den produktionsmix som finns idag, både nät och regelverk kommer att behöva anpassas till en framtida produktionsmix med helt andra egenskaper än dagens. De anpassningar som måste genomföras kan sammanfattas i ett antal utmaningar som måste lösas. Nedan kommer vi att kortfattat redogöra för de viktigaste utmaningarna, och längre fram i kapitlet kommer vi att beskriva möjliga lösningar på dessa utmaningar. De utmaningar som kommer att diskuteras knyter an till fysiska förlopp och administrativa processer på flera olika tidsskalor – allt från millisekundsnivå till säsongsvariationer, en överblick ges i Figur 1.

Figur 1: Utmaningarna i ett kraftsystem med 100% förnybart



Källa: Vattenfall (2016)[2]

Intermittens och svårigheter att prognosticera: Produktion från vind- och solkraft är väderberoende vilket medför att den inte är planerbar på samma sätt som termisk kraft eller vattenkraft med magasin. Detta leder till högre krav på reservkraft än idag.

Tillgänglig effekt: Under gynnsamma väderförhållanden kommer billig sol och vindkraft att konkurrera ut dyrare alternativ – oftast de kraftverk som behövs som reservkraft för att hantera utmaningen med intermittens. Lönsamheten för dessa kraftverk kan undermineras vilket kan leda till att de utkonkurreras från marknaden.

Nätbegränsningar: Idag används transmissionsnätet för att transportera stora mängder vattenkraft från norr till söder. Kärnkraften återfinns i södra delarna av landet och behöver därför inte transporteras lika långa sträckor. När kärnkraften fasas ut och delvis ersätts av vindkraft placerad i norra Sverige kommer det uppstå ett behov av förstärkta transmissionsnät genom landet i nord-sydlig riktning.

Spänningsstabilitet. För att stora mängder kraft skall kunna överföras från norra till södra Sverige krävs att den *reaktiva effektbalansen* hanteras lokalt för att bibehålla spänningsnivåerna i transmissionsnätet. Reaktiv effekt kan inte överföras över stora avstånd vilket innebär att det behövs kraftverk eller andra enheter på lokal nivå som kan tillhandahålla den reaktva effekten över hela tranmissionsnätet. Detta för att spänningsnivåerna skall kunna hållas på tillräckligt höga nivåer över hela nätet. Idag är det kärnkraften som står för en betydande del av den reaktiva effekten i södra Sverige. När dessa 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.

Frekvensstabilitet och tröghet. Idag används vattenkraften för att reglera systemet på alla tidshorisonter. För att kunna bidra till frekvensreglering (automatisk primär- och sekundärreglering) krävs att vattenkraftverken roterar och är inkopplade och producerar kraft. I situationer med låg last och stor andel vind- och solkraft kommer vattenkraften behöva regleras ned till ett minimum för att inte vind- och solkraft ska gå till spillo. Det innebär i sin tur att i de situationerna finns färre vattenkraftaggregat som kan bidra till frekvensreglering. De nya sol- och vindkraftverken är inte lika lätta att styra, är inte användbara för uppreglering och deras väderberoende gör dessutom att variationerna i kraftbalansen kan förväntas bli ännu större än idag. Termiska kraftverk och vattenkraftverk består av roterande synkrongeneratorer som alltid är direktkopplande till transmissionsnätet. Den roterande massan i dessa anläggningar tillför en betydande tröghet i systemet. Denna tröghet är av stor vikt för systemets stabilitet, då den kan användas för att mycket snabbt balansera snabba frekvensvariationer i transmissionsnätet. En mycket stor andel av trögheten i det svenska kraftsystemet tillhandahålls idag av kärn- och vattenkraftverk, men även kraftvärmeverk, medan dagens sol- och vindkraftverks bidrag till systemets tröghet är obefintligt. När kärnkraften stängs och ersätts

[2] Helena Nielsen, Vattenfall (2016): Energikommissionens seminar energilager

av intermitenta energikällor får vi följdaktigen ett ”lättare” kraftsystem. Systemets tröghet minskar kraftigt och förvärrar balansregleringsutmaningen ytterligare då avsaknaden av tröghet betyder att balansregleringsåtgärder måste sättas in mycket snabbare. Utmaningen behöver hanteras av vattenkraften och den kvarvarande termiska kraftproduktionen inklusive den från kraftvärmen.

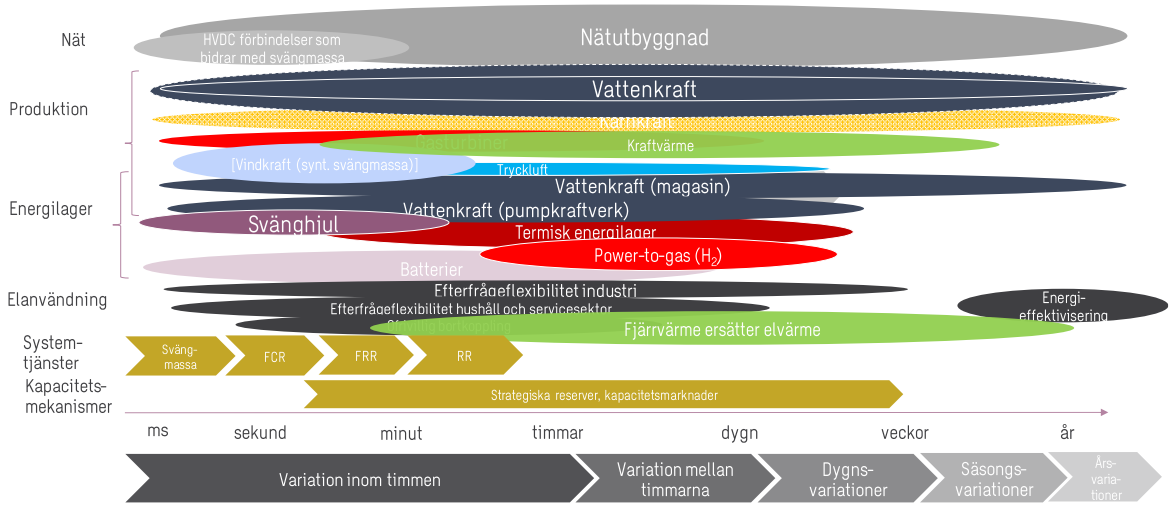
Marknad, affärsmodeller, och regelverk. Dagens elmarknad och ansvarsfördelning mellan marknadens aktörer är anpassad till den produktionsmix som finns idag. Detsamma gäller de regelverk som styr marknaden. I samband med att planerbar termisk produktion ersätts av långsiktigt oförutsägbar vind och solkraft är det sannolikt att detta system kan behöva ersättas av ett system där handeln sker närmare leveransperioden eller där systemoperatören ges utökade befogenheter. På lång sikt måste det också säkerställas att marknaden ger de rätta incitamenten till investeringar i både produktion, energilager, efterfrågeflexibilitet och systemtjänster. Detta kommer bli mer komplext eftersom de olika tjänsterna delvis motverkar varandra. Till exempel leder ökad efterfrågeflexibilitet till kapade pristoppar, som dock är en förutsättning för lönsamheten i energilager och vissa typer av flexibel elproduktion som pumpkraft eller gasturbiner. Ett annat exempel är dagens tariffstruktur som inte ger incitament att bygga ut mer kapacitet utan snarare incitament att stämpla ner effekten för att minimera nätkostnaden. Ytterligare ett exempel är energiskatten på el som motverkar incitamenten för energilagring då energiskatt måste betalas när lagren förbrukar el. Slutligen kan de regelverk som styr kraftverken idag behöva ses över inklusive implementeringen av vattendirektivet som kommer att ha en direkt påverkan på vattenkraftens möjlighet att reglera det framtida kraftsystemet. Även regelverk som försämrar ekonomin för värdefull kraftvärmeproduktion bör ses över.

1.2 Lösningar för ett kraftsystem med 100% förnybart

Det behövs många olika åtgärder för att få ett kraftsystem med 100% förnybart att fungera både inom nät, produktion, energilager, efterfrågan samt marknad och affärsmodeller. De utmaningar som beskrivits ovan kommer att kräva en rad åtgärder inom en rad olika områden. I vad som följer kommer vi att diskutera ett antal olika möjligheter och beskriva hur de bidrar till att lösa tidigare beskrivna problem. En sammanfattning av de olika åtgärderna ges i Figur 2.

På en övergripande nivå kan de resurser som finns för att öka flexibiliteten i kraftsystemet delas in i fyra grupper: nät, flexibel produktion, efterfrågeflexibilitet och lagring, även om gränserna mellan några av dessa flexibilitetsresurser inte 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 en kraftverksdamm. Därutöver kan nätutbyggnad som möjliggör export/import också bidra till att hantera systemets behov av flexibilitet.

Figur 2: Lösningar för ett kraftsystem med 100% förnybart (illustrativt)



Källa: Sweco

Traditionellt har kraftsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar med god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen efter behov. Förutsättningarna för att snabbt reglera elproduktionen skiljer sig åt mellan olika produktionskällor, både tekniskt och ekonomiskt. I många länder 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 ett jämförelsevis enkelt och kostnadseffektivt sätt. Men i takt med att den väderberoende förnybara elproduktionen ökar kommer ytterligare flexibilitetsresurser att behövas. *Efterfrågeflexibilitet* är ytterligare en resurs som hittills inte utnyttjats 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. T.ex. 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 utnyttjas under en längre tid till skillnad mot efterfrågeflexibilitet som endast kan utnyttjas under en begränsad tid.

Det kommer krävas en utbyggnad av såväl transmissionsnäts-, distributionsnäts- och delvis lokalnätsnivå för att både tillåta anslutning av ny förnybar elproduktion men även för att möjliggöra en sammankoppling med andra länder för en högre marknadsintegration och riskspridning.

Det kommer också krävas lagringsmöjligheter på olika tidshorisonter och snabbare resurser för primärreglering i tillägg till mer efterfrågeflexibilitet.

Samtidigt behövs nya marknadsmodeller och stödsystem till förnybar elproduktion som bättre stödjer leverans av effekt även lösningar som stödjer leverans av systemtjänster utvecklas.

1.2.1 Nätrelaterade lösningar

Att bygga ut transmissionsnäten inom landet samt förstärka utlandsförbindelserna bidrar till att lösa ett antal av de beskrivna problemen. Då fler kraftverk över ett större geografiskt område blir tillgängliga mildras effekterna av vind- och solkraftens intermittens. Dessutom minskar sannolikheten för effektbrist. Slutligen medför starkare nät att fler reglerresurser blir tillgängliga vilket bidrar positivt till problemet med frekvensstabilitet.

För att lösa utmaningen med frekvensstabilitet i ett 100% förnybart kraftsystem med lägre svängmassa, finns det ett antal *tekniska lösningar* att tillgå:

- Synkronkompensatorer som bidrar med svängmassa
- HVDC förbindelser och vindkraftverk med utrustning för syntetisk svängmassa

1.2.2 Produktionsrelaterade lösningar

Vindkraft och solkraft är produktionsslag som inte har bränsledepåer och som är väderberoende, kraftproduktionen från dessa produktionsslag kommer därför att variera på ett mindre förutsägbart sätt. Ökande mängder vind och solkraft kommer följdakigen leda till ett större behov av reglerresurser.

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.

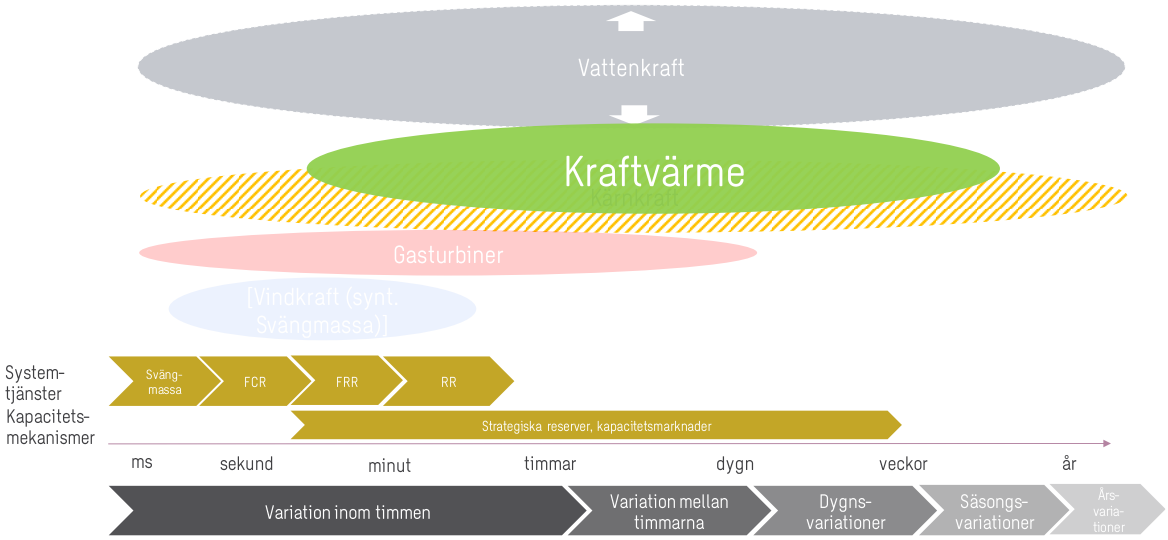
Vattenkraften kommer även fortsättningsvis att vara en ytterst viktig reglerresurs och sannolikt ännu viktigare än idag. Men vattenkraftverkens installerade effekt är begränsad, och regelverk som ställer krav på vattennivåer i magasinen längs älvarna begränsar möjligheten att använda vattenkraften ytterligare. Om dessutom all kärnkraft avvecklas kommer vattenkraften att behövas för att täcka en del av behovet av baslast vilket medför att det finns en risk att den inte kommer att kunna användas för reglering i samma utsträckning som idag. Vattenkraftens förmåga att tillgodose både toppeffektbehovet och behovet av reglering gör att den som energislag därmed kan få än större betydelse i framtiden. Tidigare Sweco-studier[4] visar på en betydande

[4] Sweco (2016): En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad I befintliga svenska vattenkraftverk

potential för effektutbyggnad för den svenska vattenkraften. 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, vilket belyses mer detaljerat i ytterligare en Sweco studie[5].

Om det blir politiskt möjligt skulle gasturbiner kunna användas för att tillföra flexibilitet till kraftsystemet. Dessa levererar inte förnybar energi, och kan komma att behöva någon form av kapacitetsmekanism för att bli lönsamma. I länder utan lika god tillgång till vattenkraft som Sverige är gasturbiner mest sannolikt oundvikliga. I Figur 3 sammanfattas produktionsrelaterade åtgärder för balansreglering:

Figur 3: Produktionsrelaterade lösningar för ett 100% förnybart kraftsystem



Källa: Sweco

Svaret på vilken teknisk lösning som är bäst lämpad för att tillgodose marknaden med effekt (flexibilitet) är inte entydigt, utan det finns fog att anta en kombination av ett flertal lösningarav 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 i slutändan fågan om vilka ekonomiska incitament som finns för att investera i olika lösningar och kraftslag som avgör vilken lösning(ar) som realiseras. Oavsett vilket (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 betydande effekt. Viktigt att poängtera är att oavsett val av lösning för att tillgodose systemet med flexibilitet så kommer det att vara förknippat med kostnader, och att vattenkraften är konkurrenskraftig jämfört övriga alternativ.

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 förbättras effektbalansen avsevärt, speciellt om en konvertering av el- till fjärrvärme ligger till grund för den sänkta lasten som uppstår genom ökad lokal elproduktion där elbehovet istället uppstår. Den akuta kapacitetsbristen i elnäten som förväntas i våra storstäder skulle kunna avhjälpas med en sådan lösning.

Kraftvärmen ökar även svängmassan i systemet och bidrar därmed till att minska frekvensavvikelserna. Detta sker under hela året, främst vintertid och i lägre utsträckning 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 svängmassa. Sommartid är systemet "lättare" och ett plötsligt fel på ett stort kraftverk resulterar då i ett större frekvensfall.

[5] Sweco (2017): 100% förnybart

Som nämnts tidigare bidrar inte sol- och vindkraft till den mekaniska svängmassan i kraftsystemet eftersom de inte har synkront inkopplade generatorer. För att ersätta den (betydande) mekaniska svängmassa som går förlorad när kärnkraften stängs kan en rad olika åtgärder vidtas. Vattenkraften bidrar redan med mekanisk svängmassa, och detta bidrag skulle kunna utökas om vattenkraften byggdes ut. Det är i princip möjligt att utvinna en sorts syntetisk svängmassa från icke-synkrona produktionsresurser, men denna svängmassa är inte ekvivalent med traditionella. Syntetisk svängmassa skulle dessutom kunna vara effektiv vid stora frekvensfall, men kan troligtvis inte ersätta den mekaniska svängmassan fullt ut, bland annat för att det är en reglerteknisk utmaning att hantera små frekvensavvikelser.

Vindkraftsleverantörer har visat att ett vindkraftverk kan öka sin uteffekt under en begränsad tidsperiod efter ett frekvensfall, men att kraftverken därefter behöver en återhämtningsperiod där uteffekten är lägre än innan frekvensfallet. Det finns även studier som visar att syntetisk svängmassa från vindkraft i vissa fall till och med kan förvärra situationen. För att syntetisk svängmassa skall kunna användas i stor skala behövs därför mer utförliga undersökningar om hur och när den ska avropas. Vidare behövs förändringar i regelverken, eftersom det idag saknas krav eller ekonomiska incitament för vindkraftsproducenter att investera i utrustning som möjliggör syntetisk svängmassa. I vissa delar av världen ställs istället sådana krav: i Quebec (Kanada) krävs det exempelvis att nya vindkraftverk skall kunna reagera med en sorts tröghet vid frekvensfall.

Ett annat alternativ är att använda s.k. synkronkompensatorer som bidrar med svängmassa. *Synkronkompensatorer* är i princip elmotorer som går på tomgång och kan ersätta mekanisk svängmassa fullt ut. Flera synkronkompensatorer har nyligen byggts i både Norge och Danmark.[6]. Synkronkompensatorer används ofta för att tillföra reaktiv effekt i svaga punkter i nätet, men bidrar också med svängmassa i viss mån. Om synkronkompensatorer kopplas till ett svänghjul kan dessa bidra väsentligt mer med mekanisk svängmassa. Nya synkronkompensatorer bidrar enligt Svk med ett H-värde på ca. 5s, men detta förutsätter att maskinen förses med svänghjul.

Generatorerna från avställda kärnkraftverk kan också användas som synkronkompensatorer. Detta är en relativ komplex lösning och är naturligtvis förknippad med stora investeringskostnader och förluster vid drift. Att bygga om generatorer i exempelvis kärn- eller kolkraftverk till synkronkompensatorer innebär också en påverkan på avvecklingen av anläggningen. För kärnkraften kräver det en särskild försiktighet under den tid reaktorinneslutningen finns intill. Biblis A (1640 MVA) i Tyskland är konverterad till en synkronkompensator främst för spänningshållning och kan leverera från -400 upp till +900 MVAr. Ombyggnationen av Biblis krävde ett omfattande mekaniskt och elektriskt arbete[7]. Utan tröghetsmomentet från turbinen utgör en synkronkompensator ett mindre bidrag till systemets svängmassa än ett termisk kraftverk med samma effekt. H-konstanten för ett ombyggt aggregat beror på hur aggregatet är utformat, hur mycket av turbinen och axeln som kopplas bort, hur mycket eventuell extrautrustning som behövs på den roterande axeln och hur mycket extra massa som tillförs för svänghjulseffekt Indikativt kan det röra sig om H mellan 1 och 1.25[8], dvs. 10-20% av vad ett kärnkraftverk bidrar med. Även högre värden kan nås vid omfattande ombyggnation. Nya synkrongeneratorer har enligt leverantörernas uppgift möjlighet att leverera ett H-värde på ca. 5 inklusive svänghjul.

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 f.n. ekonomiska incitament för att genomföra dessa ändringar vilket gör att vi finner det osannolikt att nedlagda kärnkraftverk kommer att byggas om för att erbjuda systemtjänster i framtiden.

Vind- och solkraftverk bidrar i dagsläget inte nämnvärt till den reaktiva effekt som behövs för att bibehålla tillräckliga spänningsnivåer i kraftsystemet. Det är tekniskt möjligt att konstruera vind- och solkraftverk som levererar reaktiv effekt, men det saknas både ekonomiska incitament och krav från myndigheter för att tekniken skall börja användas. Vattenkraftverk tillför reaktiv effekt, men vattenkraftverken är lokaliserade långt från de kärnkraftverk vars bidrag till den reaktiva effekten kommer att försvinna i takt med att de avvecklas. Energilager skulle kunna bidra med reaktiv effekt, men detta kräver naturligtvis att de placeras i landets södra delar där förlusten av reaktiv effekt p.g.a. kärnkraftens

---

[6] http://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/FACTS/Synchronous%20Condenser/Synchronous_Condenser.pdf

[7] http://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/energy-topics/technical-papers/Paper_GenoSynchronousCondeser_EN.pdf

[8] D.P. Kothari, I.J. Nagrath, Modern Power System Analysis, Tata McGraw-Hill, New Delhi, 2003

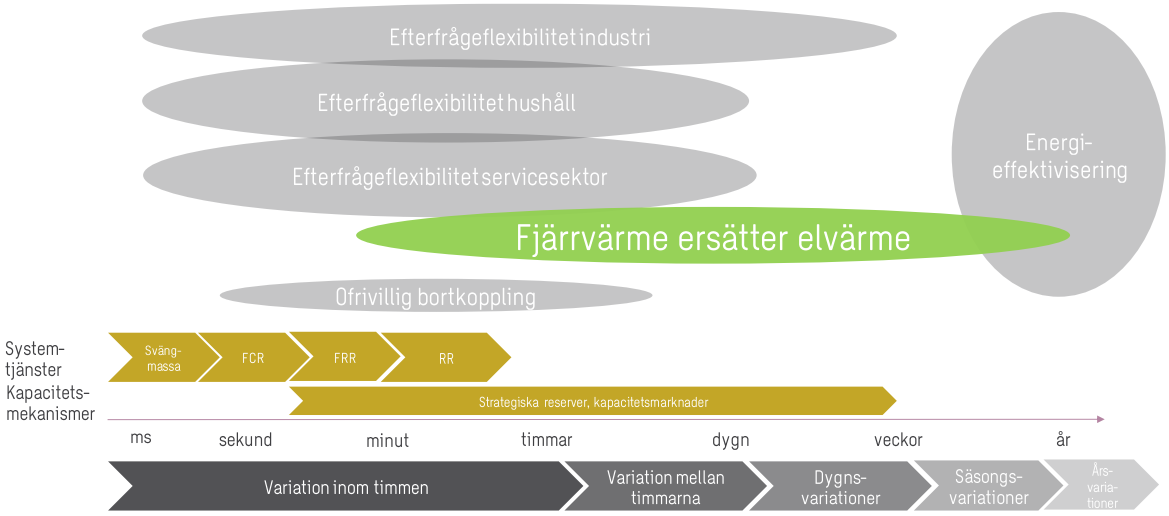
nedstängning kommer att bli som mest kännbar. Däremot bidrar en bättre geografisk spridning av både sol- och vindkraft till en högre tillgänglig effekt.

1.2.3 Elanvändningsrelaterade lösningar

Efterfrågeflexibilitet skulle i framtiden kunna bidra till att lösa problem med intermittens, effektuttag, samt frekvensreglering. Elkonsumenter erbjuds villkor som ger dem incitament till att flytta sin elförbrukning från perioder med högt effektuttag och höga priser till perioder med lägre effektuttag och lägre priser. Elkonsumenter med möjlighet att mycket snabbt ändra sitt effektuttag skulle dessutom kunna bidra till frekvensreglering. Samtidigt kan energieffektivisering användas för att generellt sänka efterfrågan.

Fjärrvärme som ersätter elvärme är redan idag en viktig och kan bli en ännu viktigare storskalig flexibilitetslösning för kraftsystemet i framtiden. 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, vilket är en lösning som sällan belyses. Eluppvärmning resulterar i större efterfrågetoppar när det är kallt och behovet av värme är stort. Om efterfrågetoppar sammanfaller med låg vindkraftsproduktion är nettolasten som måste täckas av reglerbara kraftslag betydande. En ökad konvertering till fjärrvärme innebär således en viktig reduktion av efterfrågetoppar vintertid. Figur 4 sammanfattar hur efterfrågeflexibilitet skulle kunna bidra till att lösa vissa av utmaningarna.

Figur 4: Elanvändningsrelaterade lösningar för ett 100% förnybart kraftsystem

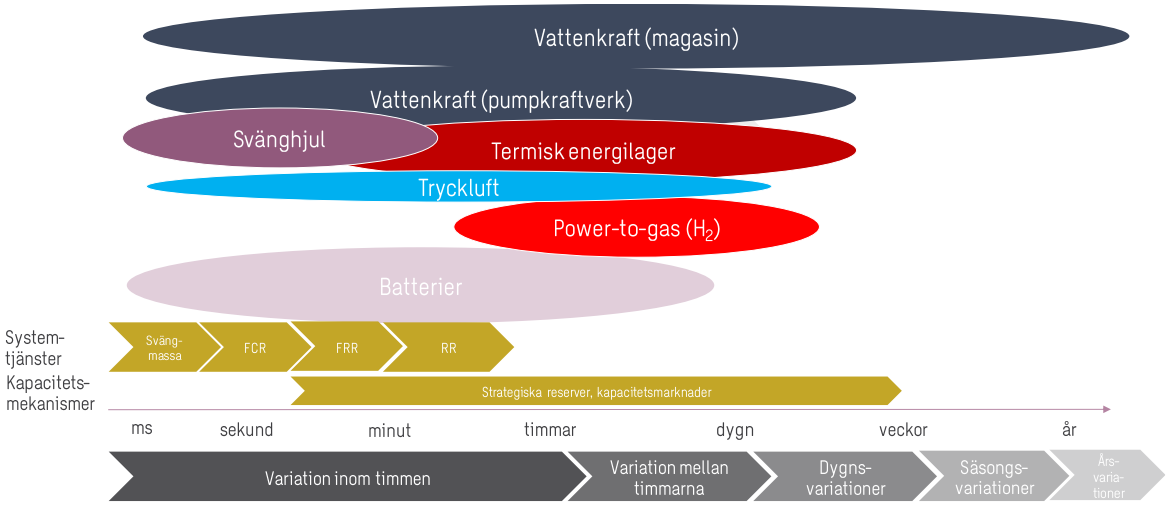


Källa: Sweco

1.2.4 Energilager

Energilager är, tillsammans med ett väl planerat elnät och utvecklat regelverk kring sin tillämpning av stor strategisk betydelse för att uppnå Sveriges högt uppsatta energi- och klimatmål. Energilager kan användas för frekvensreglering genom att hantera tillfälliga produktionstoppar- och dippar i kraftsystemet men även för säsongslagring där solkraft producerad under sommaren lagras för förbrukning under vinterhalvåret. Figur 5 nedan sammanfattar hur energilager kan bidra till att lösa de olika problemen som beskrivs ovan.

Figur 5: Energilagerlösningar för kraftsystem med 100% förnybart



Källa: Sweco

Då elberoendet i samhället ökar successivt utgör tillgängligheten på el en essentiell funktion som alltid måste vara fungerande och stabil. Till och med korta uppehåll i tillförseln kan orsaka höga kostnader för elanvändare. Därför är reservkraft som med mycket kort varsel kan säkerställa driften en mycket viktig komponent i ett kraftsystem. Ur det perspektivet skulle därför större energilager kunna utgöra ett komplement då det är tekniskt möjligt. Beroende på hur energilagret är utformat skulle det exempelvis kunna tillföra el när det är laddat alternativt avbryta en pågående uppladdning och därmed frigöra el som kompenserar för bortfallet.

Idag finns globalt sett driftsatta energilager med en effekt på cirka 146 GW, varav cirka 142 GW är pumpvattenkraftverk[9]. I Sverige idag har vi endast ett fåtal pumpvattenkraftverk, i övrigt finns det mycket små mängder energilager i drift. Stigande kostnader för elnät, reglerkraft och större elprisvolatilitet i kombination med sjunkande priser på energilager gör dock att de ekonomiska förutsättningarna succesivt förbättras. Samtidigt kvarstår många frågetecken för nyinvesteringar i energilager. De senaste åren har flera energilagringstekniker gjort stora framsteg, men fortfarande syns inga omfattande satsningar på energilager i Sverige.

Energilager kan hjälpa till med frekvensreglering. Frekvensen i det nordiska kraftsystemet tillåts variera mellan 49,9-50,1 Hz och om frekvensen avviker för mycket från det nominella värdet kan systemkomponenter som transformatorer, turbiner ta skada samtidigt som många apparater som är ansluta till nätet arbetar sämre. Olika typer av energilager kan användas för att skapa så kallad "syntetisk" svängmassa genom att reagera på frekvensavvikelser och på så vis göra kraftsystemet mer robust och främja utvecklingen av dessa förnyelsebara kraftslag. Vissa energilager kan också användas för att undvika transmissionsinvesteringar. Det är också viktigt att förstå vilken potential olika typer av energilager har för framtiden. Detta för att undvika stora investeringar i utbyggnad av elnät för att lösa dagens överföringsproblematik, när problemen i ett senare skede istället hade kunnat lösas betydligt billigare med hjälp av energilager.

Batterier är mycket intressanta lösningar framförallt lokalt. I ett scenario med mycket solkraft en solig sommardag som överskrider det maximala effektbehovet skulle energilager kunna spela en viktig roll genom storskalig energilagring. Lokalt kan det också bidra till att minska behovet av nätinvesteringar. Batterier har också potential att tillföra flera systemtjänster som exempelvis frekvensreglering. Batterier i hemmet kan vara intressant för att både "kapa toppar" när effektbehovet är som störst och på så sätt möjliggöra nedsäkring, samt att tjäna pengar på volatiliteten i elpriserna antigen på spotmarknaden eller på reglermarknaden.

En utbyggnad av de befintliga svenska vattenkraftsmagasin skulle kunna öka möjligheten för säsongslagring. Detta har dock hittills varit ett tabutema.

[9] DOE (2016)

Pumpkraftverk kan bli ekonomiskt intressanta energilager på sikt. Ett pumpvattenkraftverk är en anläggning där vatten pumpas upp från en lågt belägen reservoar till en högt belägen reservoar när elpriset är lågt. Vatten pumpas antingen med en pump och turbin eller med en reversibel pumpturbin. När det sedan finns ett behov av mer elkraft och högre elpriser fungerar pumpkraftverket som ett konventionellt vattenkraftverk. Det uppsamlade vattnet släpps ner mot den lägre reservoaren och passerar på vägen en turbin som genererar elkraft. Ett pumpkraftverks cykelverkningsgrad ligger typiskt mellan 70% och 85% (AC till AC). Förlusterna uppstår främst vid uppumpning och vattnets passage ned genom turbinen, och till en mindre del i generatorn, transformatorer och vattenschakt. Pumpkraftverk kan generellt regleras snabbt, med en responstid på några sekunder och möjlighet att producera på full effekt inom några minuter. Detta gör pumpkraftverk speciellt lämpade för att optimera kraftproduktionen från en grupp kraftverk. De kan också nyttjas för intermittent kraftbalansering (spännings- och frekvensstyrning), återstart av kraftverk efter driftstörningar och för att skjuta fram investeringar i nätutbyggnad. Pumpkraftverk är en bra matchning för vindkraft då vatten som pumpas upp kan bevaras där under mycket lång tid för att portionsvis kompensera luckor i vindkraftsproduktionen (Hansson M., 2014) (Larsson & Ståhl, 2012) (Nordling A., 2015).

Tabell 1: Sammanfattning av vikitga parameter för olika energilager

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 gasnätet	Snabb respons, hög effekt	Skalbar lagringskapacitet	Hög energi- och effekttäthet
Nackdelar	Krav på höjdskillnad, ingrepp i naturen, låg energitäthet	Kräver naturliga förutsättningar och gasturbinkraftverk, låg energitäthet och verkningsgrad	Låg verkningsgrad	Snabb självurladdning, låg energimängd	Hög kostnad, Pre-kommersiellt stadie	Hög kostnad, vissa säkerhetsrisker
Tillämpningsområde	Säsongslagring, Frekvensreglering, nätstabilisering	Dygnslagring, nätstabilisering, senarelägga nätinvesteringar	Säsongslagring, reglerbar last	Frekvensreglering, Black-start, elkvalitetstjänster	Dygnslagring, nätstabiliserin g, senarelägga nätinvesteringar, black-start	Dygnslagring, senarelägga nätinvesteringar, black-start, frekvensreglering
Effekt [MW]	100-5000	10-100	0,1-1000	0,001-1	0,1-100	0,1-20
Lagringstid	1-24 h	1-24 h		0,1-20 min	< 10h	< 8h
Livslängd	30-60 år	25-40 år	7-10 år	20 år	10-20 (tusen cykler)	1-10 (tusen cykler)
Självurladdning [%/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	200-400
Effekttäthet [W/l]	0,1 – 0,2	0,2-0,6		5 000	0,5-2	1 000 -10 000
Verkningsgrad[10] [%]	70-85	40-70	45-55	70-95	60-85	85-95

Källa: SBC Energy Institute, 2016, Nordling A., 2015 och Mohseni, Görling, Liwiz och Larsson, 2016

Tryckluftslagring av elenergi bygger på principen att eldrivna kompressorer används för att komprimera luft när det finns ett överflöd av elproduktion. Den komprimerade luften lagras sedan i antingen underjordiska geologiska naturliga eller byggda formationer (ex tomma naturgaskällor eller övergivna gruvor). Vid urladdning av lagret används den komprimerade luften för att driva turbiner. Vid kompressionen alstras en

[10] Verkningsgraden definieras mängden återförd elektricitet dividerat med mängden tillförd elektricitet, bortsett från Power to Gas där det motsvarar framställd metan (LHV) dividerat med tillförd elektricitet.

stor mängd värme. Den energi som omvandlas till värme måste dock ersättas vid urladdning för att en rimlig verkningsgrad skall erhållas. Tryckluftslagring är mekaniska system och det finns därmed en viss inbyggd tröghet vilket påverkar reaktionstiden, men med modern teknik handlar det om sekunder. Tekniken är beprövad, har en relativt låg kostnad och är lämplig för energilagringsapplikationer som kräver mycket kapacitet över en längre period och förväntas därför också stå för en del av marknaden för energilagring för elnät de närmaste åren.

2 Fjärrvärmens och kraftvärmens potential

Fjärrvärme har teknisk potential att ersätta en betydande andel av dagens befintliga elvärme. Störst potential ligger i att fjärrvärme ersätter direktverkande el eller elpannor, men även en utfasning av värmepumpar reducerar mängden el som använts till uppvärmningsföremål.

Genom att fler bostäder - i första hand småhus - ansluts till befintliga fjärrvärmenät reduceras användningen av el som går till att tillgodose värmebehov. Det har i denna studie antagits att 75% av alla småhus kan konverteras och värmas upp med fjärrvärme vilket innebär en betydande ökning från dagens ca. 12%. Småhus på landsbygden, där avstånden är för långa, kommer även fortsättningsvis att värmas upp med andra värmekällor. För lokaler och flerbostadshus som redan idag i stor utsträckning värms upp med fjärrvärme bedöms det att konverteringspotentialen är 90% respektive 95%.

2.1 Konverteringspotential från el- till fjärrvärme

Fjärrvärmen i Sverige började byggas ut på 1950-talet och är idag den vanligaste uppvärmningskällan för lokaler och flerbostadshus. Fram till och med 1980 skedde i stort sett all produktion av fjärrvärme med fossil olja. 1970-talets oljekriser samt en ökad medvetenhet om klimatförändringar har bidragit till att olja och andra fossila bränslen succesivt har fasats ut och ersatts med förnyelsebara alternativ. I dag används oljeeldade pannor enbart som spetspannor eller som reservpannor. Andelen fjärrvärme i Sverige som producerades med fossila bränslen var år 1980 90 % och har sedan dess sjunkit till cirka 3 % år 2017.

Det framtida värmebehovet i Sverige bedöms minska något trots en växande befolkning på grund av energieffektivare hus och ett förväntat varmare klimat. Det kommer leda till att det totala värmebehovet minskar trots att antalet kunder förväntas öka.

Det finns dock en betydande teknisk potential för konvertering från el- till fjärrvärme. Utifrån uppdragsgivarnas uppskattningar i kombination med en forskningsstudie om Falu Energis[11] nät och en konsultstudie utförd av DalmanEkh med Partner AB för Jönköping Energi har potentialen för konvertering till fjärrvärme bedömts. I Tabell 2 framgår de potentialer som används i simuleringarna för år 2040.

Fakta

Uppvärmning med direktverkande el och värmepumpar bidrar till att öka toppefterfrågan i synnerhet om det är direktverkande el. Om toppefterfrågan kan reduceras är det mycket positivt för kraftsystemet då elnät och produktion av el dimensioneras för att kunna möta den högsta efterfrågan på el. År 2016 användes det cirka 21 TWh el för uppvärmning i Sverige, exklusive den el som användes i fjärrvärmenäten. Eluppvärmningens bidrag till topplasteffekten uppskattas till mellan 5 000 MW (normalår) och 7 000 MW (tioårsvinter). Den massiva introduktionen av elvärme i kärnkraftens spår under 1970-talet trängde undan oljeeldningen och under 1990-talet övergick Sverige till effektivare värmelösningar med individuella värmepumpar och värmepumpar i kombination med direktverkande el. Detta har medfört att den levererade mängden elenergi till uppvärmning har minskat, men på grund av att värmepumparnas verkningsgrad reduceras när temperaturen sjunker under nollstrecket kvarstår mycket av effektkänsligheten vid mycket kall väderlek. Kompletterande uppvärmning i form av värmefläktar och öppna ugnsluckor kan också förstärka effektbehovet vid låga utomhustemperaturer.

Redan idag har flerbostadssektorn liksom lokaler en mycket hög andel fjärrvärme som energikälla för uppvärmning och tappvarmvatten. År 2017 var andelen fjärrvärme inom den totala nettoenergianvändningen 84% för flerbostadshus och 66% för lokaler. För flerbostadshus bedöms potentialen till att uppnå en andel på 95% av värmeleveranserna som god. De flesta flerbostadshus är placerade i eller i närheten av tät bebyggelse och därmed i närheten av fjärrvärmenät.

För lokaler är den geografiska spridningen lite större. Exempelvis är fabrikslokaler och andra verksamhetslokaler placerade på ett något större avstånd från befintliga fjärrvärmenät. Kontorslokaler är däremot i allmänhet placerade på samma vis som flerbostadshus, i eller i närheten av tätbebyggelse. Sammantaget blir bedömningen att 90% av alla lokaler skulle kunna ansluta och använda fjärrvärme.

För småhus är situationen en annan och därmed är det också inom denna sektor som den stora tekniska potentialen för utökad fjärrvärme finns. År 2017 var andelen fjärrvärme för småhus inte större än drygt 12 %. Småhus för permanentboende[12] ligger ofta i eller i närheten av tätorter. Samtidigt finns det en stor spridning och ett stort antal småhus som ligger enskilt eller i mindre koncentrationer av bebyggelse. Den samlade bilden är att den tekniska potentialen huvudsakligen varierar mellan att 70 till 80%[13] av småhusen för permanentboende som har ekonomiska förutsättningar att anslutas till ett fjärrvärmenät. Om fjärrvärmens fulla tekniska potential ska uppnås till år 2040 krävs i princip installationsstopp av nya värmepumpar och att en stor del av de befintliga värmepumpar fasas ut när de nått sin tekniska livslängd.

Tabell 2: Bedömd konverteringspotential till fjärrvärme i olika sektorer

Kategori	Nettoenergi 2017 (TWh)	Andel fjärrvärme idag (TWh)	Andel fjärrvärme idag (%)	Total teknisk potential
Småhus	47,0	5,7 TWh	12%	75%
Flerbostadshus	29,7	25 TWh	84%	95%
Lokaler	22,3	14,6 TWh	66%	90%

Källa: Energimyndigheten, Expertbedömningar från Borlänge Energi, BG Dalman AB, Sweco

[11] Swing Gustafsson, et al 2016: Mapping of heat and electricity consumption in a medium size municipality in Sweden

[12] Fritidshusen ligger sällan i närheten av fjärrvärmenät och tas därför inte med i denna studie.

[13] I potentialbedömningen ingår inte en bedömning av den ekonomiska potentialen för småhus, flerbostadshus eller lokaler

Fakta

Nettoenergi[14], den värmeenergi som en byggnad behöver för att klara önskad inomhustemperatur. Det specifika netto-energibehovet [kWh/m2] är ett mått på byggnadens energiprestanda, vilket är oberoende av vilken uppvärmningsform som används. Nettoenergin mäts oftast inte utan måste beräknas, antingen utifrån bruttoenergin så som görs vid energi-deklarering av byggnader. eller genom att beräkna värmeförlusterna utifrån husets konstruktion.

Genom att ersätta elvärme med fjärrvärme kommer maxlasten i kraftsystemet kunna sänkas betydligt. Stockholm Exergi (tidigare Fortum Värme) bedömde i underlag till Energikommissionen[15] att en konvertering av 100 000 småhus från elvärme till fjärrvärme skulle förbättra kraftbalansen med 1 000 MW. Den totala tekniska potentialen bedöms i denna studie till ca. 4 000 MW, om man utgår ifrån att den estimerade eluppvärmningens andel av maxlasten produceras med dagens värmepumpar. Verkningsgraden för värmepumpar förutspås kunna förbättras det kommande 10-20 åren vilket om det inträffar kan reducera maxlasten på el betydligt.

2.2 Potential för utökad kraftvärme

Kraftvärme innebär att produktion av el och värme sker samtidigt, det krävs därför att det att finns en efterfrågan på värme. Cirka 40 % av all värme i de svenska fjärrvärmenäten produceras idag i kraftvärmeverk, resten kommer från värmeverk, industriell restvärme och värmepumpar. Jämfört med Danmark är dessa 40% relativt lågt, motsvarande 68% (2018)[16] av all fjärrvärme produceras i kraftvärmeverk. Bakgrunden till att en mindre andel av fjärrvärmen i Sverige produceras i kraftvärmeverk är den historiskt goda tillgång på el med hög produktionsandel från vattenkraft och kärnkraft. Genom elcertifikatsordningen byggdes biokraftvärmen ut i Sverige i början av 2000-talen. Många biokraftvärmeverk producerar dock mindre el än de kan göra på grund av låga elpriser och elcertifikatpriser som råder.

Befintliga kraftvärmeverk kan redan idag producera mer el än vad de gör men de ekonomiska förutsättningarna saknas. Högre elutbyte, ökat utnyttjande av värmeunderlaget och förlängd driftstid belysas som möjligheter i en ny rapport[17] från Energimyndigheten. I rapporten belyses tre vägar för ökad elproduktion i kraftvärmen närmare: fjärrvärmeunderlaget bibehålls eller ökas, värmeverk ersätts med kraftvärmeverk, befintliga kraftvärmeanläggningar ersätts med nya med högre elutbyte och drifttisdförlängning som skulle kunna leda till en total elproduktion från kraftvärmen på 35 TWh.

Realiseras potentialen för fjärrvärme som vi skissar i denna rapport kommer det möjliggöra att kraftvärmen i Sverige kan byggas ut och producera mer el än den outnyttjade potential som redan finns. I de svenska elnäten råder idag kapacitetsbrist i flera städer vilket mer kraftvärme har potentialen att lösa. Kraftvärme produceras normalt med förbränning av biobränslen eller avfall. Sverige är idag importör av avfall och har enligt Avfall Sverige en överkapacitet av avfallsförbränning. Det förutsätts därför att eventuellt tillkommande kraftvärme i framtiden är bioeldat.

[14] Energimyndighetens definition

[15] Dotzauer, E., Fortum (2016): Effekt i kraftsystemet – fjärrvärmens erbjudande

[16] Energistyrelsen (2019): ENERGISTATISTIK 2018, https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/pub2017dk.pdf

[17] Energimyndigheten (2019): 100 procent förnybar el, delrapport 2, ER 2019:6

3 Fjärr- och kraftvärmens påverkan på kraftsystemet

I denna studie analyserar vi tre tänkbara 100% förnybart scenarier: ett referensscenario (Referens), ett fjärrvärmescenario (Fjärrvärme) där fjärrvärme ersätter mycket av elvärmen och därmed minskar utbyggnaden av vindkraft, samt ett kraftvärmescenario (Kraftvärme) där man också producerar el med bas i det ökade värmeunderlaget från fjärrvärmen. För att göra scenarierna jämförbara har alla 100% förnybara scenarier dimensionerats för samma överskott på 15 TWh el. I Kraftvärmescenariot ökar elproduktionen från kraftvärme från 18 till 32 TWh. Vindkraften

Om inga andra åtgärder vidtas förväntas Sverige ha ett effektunderskott på cirka 11 400 MW i Referensscenariot under en tioårsvinter, när efterfrågan på el är som högst. Importberoende alternativt behov av försörjning från energilager minskar betydligt i både Fjärr- och Kraftvärmescenariot.

Maxlasten under årets kallaste dagar kan sänkas med ökad fjärr- och kraftvärme. En ökad konvertering till fjärrvärme reducerar maxlasten och nettolasten under vintertid med cirka 4 000 MW. I Referensscenariot 2040 överstiger elefterfrågan den inhemska produktionen för alla timmar under vecka 4 och Sverige importerar därför el, trots att alla reglerbara kraftslag producerar för fullt. I Fjärrvärmescenariot 2040 är det fortfarande import under de flesta timmarna vecka 4, även om effektbehovet är betydligt lägre, eftersom den installerade elproduktionskapaciteten för framför allt vindkraften är lägre. Förbättringarna i effektbalansen vintertid är som tydligast i elprisområden SE3 och SE4. I och med att SE3 avlastas behövs mindre förstärkningar av stamnätet i nord-sydlig riktning. I Kraftvärmescenariot ökar även elproduktionen i SE3 vilket reducerar behovet av överföringskapacitet ytterligare. I SE4 som motsvarar södra Sverige är det samma positiva effekter som i SE3 då även SE4 är ett underskottsområde med stor import. Påverkan på produktion och elanvändning är liten i SE1 och SE2 då konverteringspotentialen till fjärrvärme är mindre då Norrland mer glest befolkat än Svealand och Götaland. Elområdena SE1 och SE2 exporterar el under alla timmar i de tre studerade scenarierna.

Under sommartid minskar elöverskottet de timmarna med mycket intermittent förnybar elproduktion vid mer fjärrvärme och en övergång till ökad kraftvärmeproduktion med cirka 2 700-5 700 MW då mindre vindkraft installeras.

Även lokalt i städerna förbättras effektbalansen avsevärd, såväl genom konverteringen till fjärrvärmen och den sänkta lasten, som genom ökad lokal elproduktion där elanvändningen finns. Den akuta kapacitetsbristen i elnäten i våra storstäder skulle kunna avhjälpas med en sådan lösning.

Elpriserna blir i genomsnitt lite lägre med en utbyggd fjärrvärme och kraftvärme. Årsmedelpriset i SE3 är i Fjärrvärme- och Kraftvärmescenariot 2 EUR/MWh respektive 2,4 EUR/MWh lägre jämfört med Referensscenariot. Det blir färre pristopper på vintern då elanvändningen reduceras när det är som kallast. Sommartid blir det färre timmar elöverskott då mindre vind och solkraft behövs.

3.1 Scenarier för 100% förnybart i Sverige med fjärr- och kraftvärme

Sweco har tagit fram scenarier för att beskriva den europeiska, nordiska och svenska utvecklingen till ett 100% förnybart kraftsystem i samspel med värmesystemet, där fjärrvärme spelar en betydande roll. Den europeiska och nordiska utvecklingen är identisk i alla scenarier, den svenska utvecklingen varierar.

3.1.1 Europa förändras, Norden och Sverige med

Det europeiska kraftsystemet genomgår redan idag stora förändringar i omställningen till ett förnybart kraftsystem. I denna omställning kommer förnybara och variabla produktionsteknologier att utgöra en viktig byggsten i kraftsystemet. Dessa produktionsteknologier kommer med stor sannolikhet primärt bestå av vind- och solkraft.

Sett över hela scenarioperioden fram till 2040 sker ett antal förändringar som påverkar kraftsystemet i Norden. Dessa utgörs av: en långsiktigt ökad elanvändning, utökad transmissionskapacitet internt och externt, en expansion av förnybar elproduktion samt en ökad efterfrågeflexibilitet.

Elanvändningen i Norden förväntas primärt drivas av en ökad elanvändning inom industrin och servicesektorn. På medellång sikt förväntas också den elintensiva industrin öka produktionen och därmed elanvändningen samt flera sektorer som kommer elektriiferas. På lite längre sikt förväntas även elanvändningen öka inom transportsektorn på grund av en ökning av antalet elbilar.

Under scenarioperioden sker det samtidigt en stor expansion av förnybar elproduktion i Norden. Detta drivs primärt av en ökning av land- och havsbaserad vind- och solkraft. Dock skiljer sig utvecklingen åt mellan de nordiska länderna. I Danmark drivs utvecklingen av en fortsatt expansion av havsbaserad vindkraft, re-powering av befintlig landbaserad vindkraft samt en konvertering av befintlig fossilbaserad elproduktion till biobaserad elproduktion. I Norge ökar landbaserad vindkraft samtidigt som en mindre ökning sker inom oreglerbar vattenkraft. I Finland sker en relativt kraftig uppgång av elproduktionen från land- och havsbaserad vindkraft. Vidare antas det ske en bränslekonvertering från fossilt till biomassa inom den befintliga kraftvärmeproduktionen. Vad gäller finsk kärnkraft kan det påpekas att det antas att Olkiluoto 3 samt det planerade kärnkraftverket Fennovoima är de som återstår år 2040.

Det sker en kontinuerlig integrering av kraftsystemet genom ny transmissionskapacitet, både mellan och inom länderna. Integrationen sker på europeisk nivå, mellan Norden och kontinenten/Baltikum, inom Norden samt en förstärkning av den interna nätkapaciteten i de nordiska länderna. För Norden innebär detta en ökad uppkoppling mot det europeiska energisystemet. Inom Sverige har det antagits att det kommer att ske en relativt stor ökning av överföringskapaciteten från norr till söder.

3.1.2 Scenarier för framtida kraftsystem år 2040 i Sverige

3.1.2.1 Elanvändning ökar

Alla scenarier som vi analyserar i denna rapport ser en kraftigt ökande elanvändning inom industrin och transportsektorn framöver, en ökad andel variabel elproduktion och ett minskat behov av värme. Sedan mitten av 1990-talet har elanvändningen haft en mycket svag utveckling i västra Europa och i Sverige i synnerhet. Energieffektivisering och omstrukturering inom industrin, bland annat pappersindustrin, har gjort att den svenska elanvändningen 2017 var drygt en TWh lägre än 1996. 1996 var förvisso ett kallt år och 2017 ett varmt år, men energitillgången har inte varit ett problemområde utan snarare effekttillgången. För att möjliggöra ett 100% förnybart samhälle kommer elanvändningen att behöva öka betydligt. I takt med att klimatfråganhamnat i fokus och att olika lösningar på denna diskuteras har el som energibärare kommit att bli en allt viktigare del av åtgärderna för att bromsa klimatförändringarna. I Sverige har detta bland annat kommit till uttryck i industrisatsningar på elfordon och alternativa produktionsprocesser som Hybrit.

I denna studie används därför en nivå på elanvändningen om 180 TWh år 2040 som utgångsläge för att studera ett framtida 100% förnybart kraftsystem där fjärrvärmen försörjer en mycket stor andel av värmebehovet. Den tillkommande elanvändningen jämförd med idag består av lika stora delar el till transportsektorn (ca. 16 TWh) som el i nya industriprocesser (16 TWh). Dessa två kategorier av elanvändning har ett annat uttagsmönster än dagens sammanlagda svenska elanvändning. Transportsektorn antas implementera smart laddning, vilket innebär att en stor del av laddningen kommer att ske på natten och en mycket liten andel på vardagar mellan 16 – 19 då hushållens elförbrukningen har sin peak. Den resterande elanvändningen på 16 TWh bedöms ha mycket hög utnyttjningstid, det vill säga uttaget kommer i stort sett att vara detsamma under alla timmar på året. I de modellsimuleringar som genomförts med elmarknadsmodellen Apollo har därför elanvändningsprofilen för Sverige i fallet med 180 TWh hög elanvändning korrigerats för den nya elanvändningens avvikande profil.

3.1.2.2 Mer variabel elproduktion installeras

Utgångspunkten för alla scenarier i denna rapport är kraftsystemet år 2040 med kärnkraften avvecklad. Förutsättningarna är att Sverige då övergår till ett 100% förnybart kraftsystem där framför allt vindkraft ersätter kärnkraften, vilket medför de utmaningar som beskrivs i kapitel 1. Volymen av landbaserad vindkraft sätts i samtliga scenarier så att en nettoexport på cirka 15 TWh erhålls. Alla scenarier innehåller en kortsiktig energilagerkapacitet på 2000 MW.

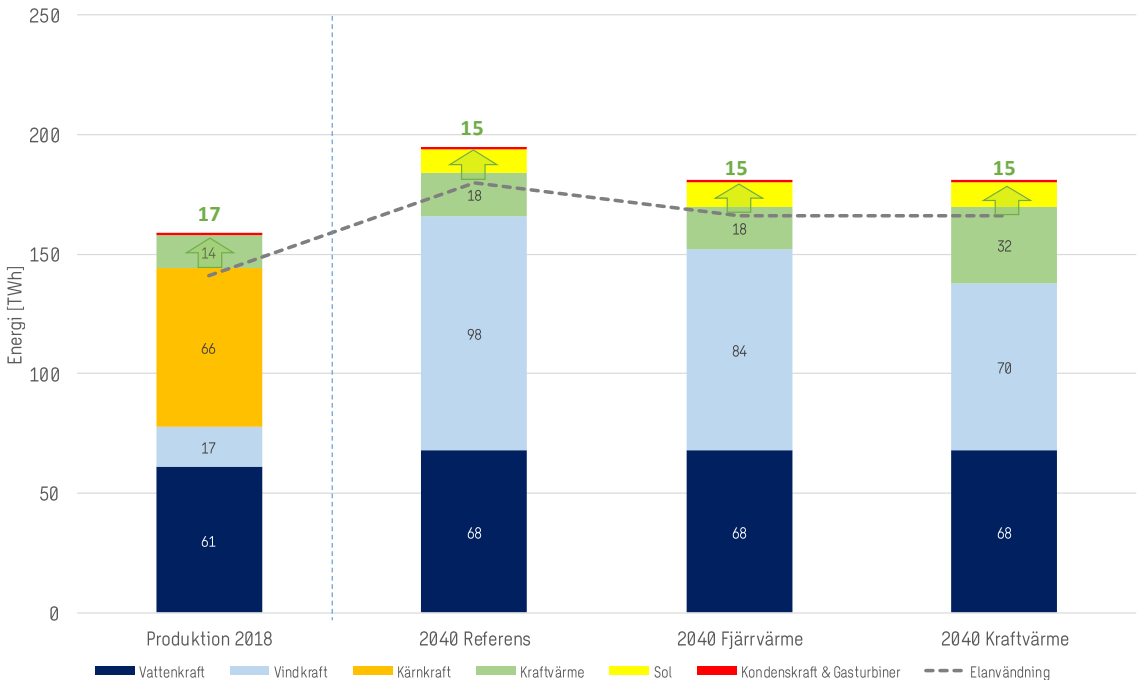
3.1.2.3 Uppvärmningsbehovet sjunker

Sverige har ett kallt klimat och ett relativt stort uppvärmningsbehov vintertid. Flerbostadshus och lokaler värms redan idag i stor uträckning av fjärrvärme. Uppvärmning av småhus görs till största delen av värmepumpar, direktverkande el, biopannor samt fjärrvärme. Utgångspunkten för värmebehovet i denna studie är scenariot "*Mer individuellt*" från Värmemarknad Sverige. Fjärrvärmens andel minskar på bekostnad av värmepumpar och biobränsle. Den totala energimängden för uppvärmning minskar från dagens cirka 96 TWh nettoenergi till 87 TWh år 2040. Detta scenario används för att bestämma det framtida värmebehovet och nivån för år 2040. Inom denna nivå är utgångspunkten att den ekonomiska potentialen för en konvertering till fjärrvärme ska ske för att frigöra el till andra ändamål och också för att skapa ett underlag för en utbyggnad av kraftvärmen.

En stor del av elen för uppvärmning kommer att försvinna och toppefterfrågan reduceras. För 2040 har vi räknat med att olja och gas är helt utfasade i bostads- och lokalsektorerna. Biobränsleanävändningen har minskat något medan användningen av elvärmen har sjunkit väsentligt. I rapporten presenteras den alternativa utvecklingen fram till år 2040 om fjärrvärmens fulla konverteringspotential utnyttjas.

Värmeunderlaget för kraftvärme ökar då fjärrvärmen får utökade marknadsandelar år 2040 och kommer att inneha en marknadsandel på totalt 85% av nettoenergin för uppvärmning och tappvarmvatten i både Fjärr- och Kraftvärmescenariot. Det innebär att fjärrvärmeleveranserna ökar från dagens cirka 46 TWh till 74 TWh år 2040, en ökning med 28 TWh. Den totala potentialen från fjärrvärmeunderlaget (74 TWh) beräknas ge 14 TWh mer elenergi från kraftvärme än idag (totalt 32 TWh[18]). I Figur 6 visas energibalansen för de tre scenarierna det vill säga produktion av och efterfrågan på el.

Figur 6: Energibalans för 100% förnybart-scenarier



Källa: Analyser med Swecos elmarknadsmodell Apollo

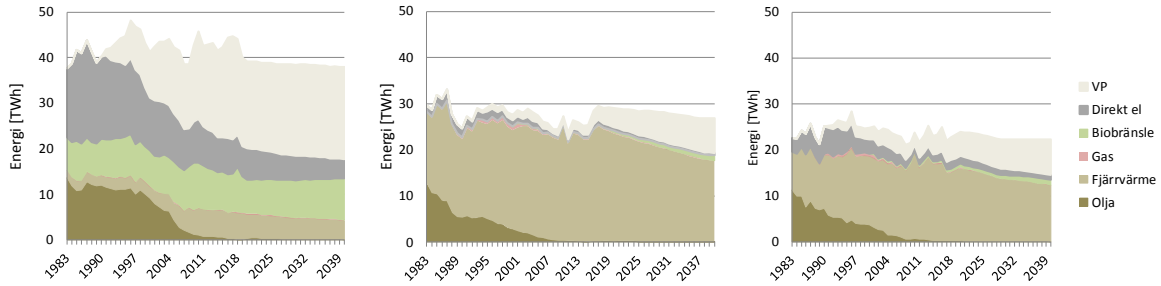
Referensscenariot[19]. Den framtida elanvändningen bedöms bli 180 TWh år 2040. Elproduktionen i scenariot inkluderar 87 TWh landbaserad vindkraft, utöver den finns 10 TWh solkraft samt 11 TWh havsbaserad vindkraft. Referensscenariot innehåller en fortsatt hög andel el för uppvärmning och en kraftigare utbyggnad av variabel förnybar kraft för att möta en högre elefterfrågan. Den totala energimängden för uppvärmning i Referensscenariot minskar från dagens cirka 96 TWh nettoenergi till 87 TWh år 2040 - som i alla scenarier i

[18] Inklusive industrimottryck

[19] Referensscenariot är det referensscenario som används i Swecos elmarknadsmodell, Apollo, med undantag från kärnkraften som är borttagen.

denna rapport - där fjärrvärmens andel minskar på bekostnad av värmepumpar och biobränsle. I Figur 7 presenteras hur de olika uppvärmningsformerna utvecklas i scenariot fram till 2040.

Figur 7: Produktion och efterfrågan på värme Referensscenariot, för småhus, flerbostadshus och lokaler

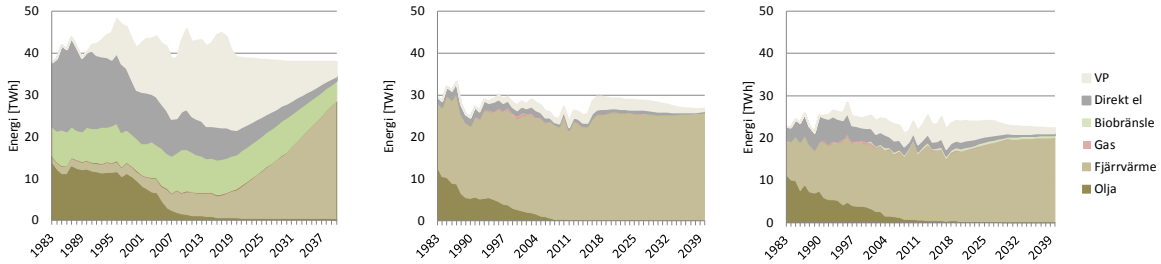


Källa: Sweco

Fjärrvärmescenariot "100% förnybart med fjärrvärme" kännetecknas av en kraftigt ökad andel fjärrvärme för uppvärmning i småhus, flerbostadshus och lokaler. I detta scenario ersätts elvärmen med utbyggd fjärrvärme, vilket minskar elanvändningen för såväl energi som effekt. Uppvärmning med el har en "spetsigare" profili jämförelse med fjärrvärmen. Den relativa minskningen kommer således att vara större med avseende på effekt än energi i detta scenario, liksom i scenariot för utökad kraftvärme. Utifrån de konverteringspotentialer som använts (se kapitel 2) minskar elanvändningen med 14 TWh, medan maxeffekten minskar med i storleksordningen 4000 MW. Det betyder att mängden landbaserad vindkraft minskas med 14 TWh med bibehållen nettoexport i samma storlek som i Referensscenariot. Scenariernas utveckling finns att tillgå i Figur 8 nedan.

Fjärrvärmeleveranserna ökar från dagens cirka 46 TWh till 74 TWh år 2040. Den ökade andelen fjärrvärme kommer från nya hetvattenpannor och kraftvärmen behålls på dagens nivå, båda baserade på förnybara bränslen inklusive avfall. Fjärrvärmens marknadsandel ökar till 85%. Detta innebär att elanvändningen för uppvärmning minskar med 14 TWh jämfört med Swecos Referensscenario. Kärnkraften är avvecklad och vindkraften är utbyggd till en nivå som ersätter dagens kärnkraft vilket sker primärt på land i norra Sverige. Solkraften byggs ut och tillsammans med övrig produktion erhålls ett exportöverskott på 15 TWh. I scenariot sker inga investeringar i nya gasturbiner och existerande gasturbiner avvecklas i takt med att de faller för åldersstrecket. Transmissionsnätet stärks internt samt genom en ökad kapacitet till framför allt kontinenten. Samtidigt utvecklas potentialen för efterfrågeflexibilitet.

Figur 8: Produktion och efterfrågan på värme för småhus, flerbostadshus och lokaler, scenarier Fjärrvärme och Kraftvärme



Källa: Energimyndigheten, Sweco

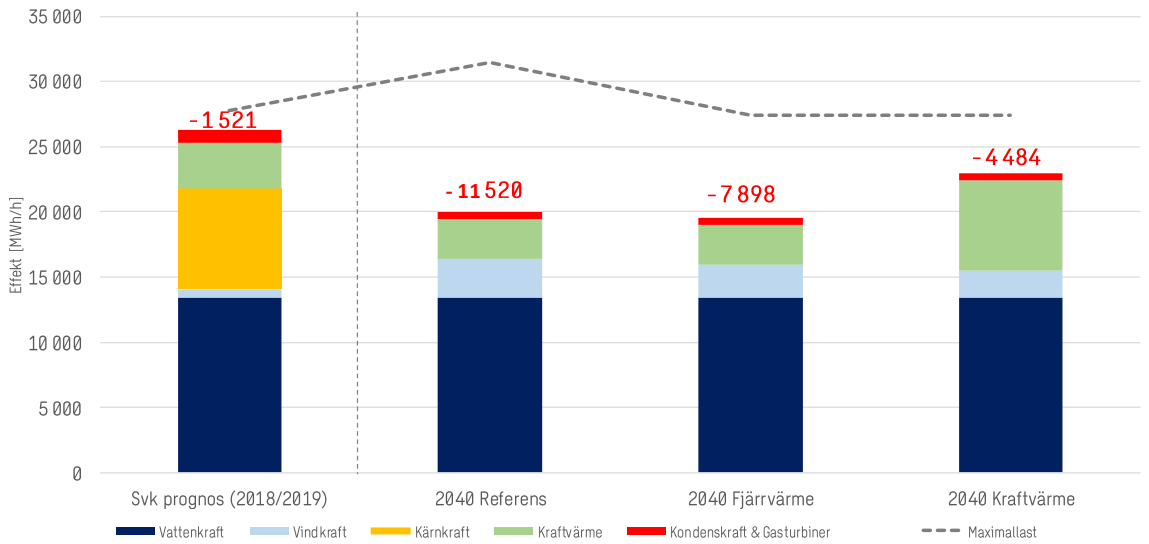
I Kraftvärmescenariot "100% förnybart med fjärrvärme och utökad kraftvärme" har fjärrvärmen samma ökade marknadsandel och värmeleveranser som i Fjärrvärmescenariot men potentialen för att utöka kraftvärmen utnyttjas, vilket gör att 14 TWh el från kraftvärme tillkommer. I detta scenario, med fjärrvärme och utbyggd kraftvärme, minskar elanvändningen precis som i scenario "100% förnybart med kraftvärme" med 14 TWh på årsbasis, från 180 till 166 TWh, samtidigt som fjärrvärmeleveranserna ökar från dagens cirka 46 TWh till 74 TWh år 2040 - en ökning med 28 TWh – i både Fjärr- och Kraftvärmescenariot.

Dessutom ökar mängden producerad kraftvärme baserad på det ökande värmeunderlaget och installerad kraftvärmeeffekt. Potentialen för ökad kraftvärme beskrivs i kapitel 2. Energimässigt väntas kraftvärmen öka från 18 TWh till 32 TWh. Mängden vindkraft kan då reduceras med samma belopp och systemet bibehåller samma nettoexport som i Referensscenariot. Den effekt som tillkommer är 2 500 MW ny kapacitet och 2500 MW gammal kapacitet som livstidsförlängs och används för spetslastproduktion vintertid. De äldre anläggningarna som bevaras har fullt utnyttjande mellan vecka 49 och vecka 9, alltså januari till mars, vilket är positivt för effektbalansen.

Mer fjärr- och kraftvärme förbättrar effektbalansen. Simuleringar har genomförts med Swecos Apollomodell på de tre scenarierna . Dessa visar på en stärkt elbalans både med avseende på effekt och energi vid en övergång till uppvärmning med fjärrvärme i stället för med el. Om det utökade underlaget för kraftvärme dessutom utnyttjas med ökad kapacitet och att äldre kraftvärmeverk behålls för spetslastproduktion stärks energi- och effektbalansen ytterligare. När nya behov av el uppkommer kan således fjärr- och kraftvärme vara en betydande möjliggörare för att underlätta elförsörjningen. I Figur 9 redovisas hur effektbalansen förändras från dagens situation under de tre scenarierna till år 2040. Den tillgängliga effekten är beräknad med metodiken Svenska kraftnät använder i sin vinterprognos som görs varje år inför kommande vinter. Svenska kraftnät beräknar förväntad tillgänglig effekt för olika kraftslag när efterfrågan på el är som högst. Intermittenta kraftslag har en lägre tillgänglighet eftersom de är beroende av vädret. Till exempel förväntas solkraft producera 0 MW då topplasten normalt inträffar när det är mörkt. Den förväntade tillgängligheten som används för landbaserad vindkraft är 9%. Denna siffra använder vi även för år 2040 även om högre torn, ökad geografisk spridning, lättvindsturbiner liksom en utbyggnad av vindkraft till havs gör att den tillgängliga effekten i procent sannolikt kan bli något högre.

Om inga andra åtgärder vidtas förväntas Sverige ha ett effektunderskott om cirka 11 500 MW i Referensscenariot under en tioårsvinter, när efterfrågan på el är som högst. Importberoende alternativt försörjning från energilager, som är utskrivet med röda siffror i **Figur 9**, minskar betydligt i både Fjärr- och Kraftvärmescenariot. I Fjärrvärmescenariot konverteras el till fjärrvärme, vilket minskar efterfrågan på el när det är som kallast och uppvärmningsbehovet är som störst, vilket normalt sammanfaller med topplasten. I alla scenarier klarar Sverige att möta topplasten utan att effektbrist uppstår. De simuleringar som genomförts med Apollo visar dock att risken för effektbrist är störst i referensscenariot. I Fjärrvärmescenariot är effektunderskottet fortfarande betydande och motsvarar cirka 7 900 MW, även om det är cirka 3 600 MW lägre än i Referensscenariot.

Figur 9: Tillgänglig effekt baserad på Svenska kraftnäts metodologi



Källa: Analyser med Swecos elmarknadsmodell Apollo

För Kraftvärmescenariot är effektunderskottet 4 500 MW. Import, gasturbiner, energilager och efterfrågeflexibilitet får ses som de gångbara alternativen för att lyckas med effektbalansen. I slutändan är det en politisk fråga huruvida effektbehovet ska klaras nationellt eller med hjälp av kompletterande import, vilken då lämpligtvis samordnas med övriga nordiska länder.

3.2 Balans per timme år 2040

Swecos elmarknadsmodell Apollo som analysen baseras på beräknar balansen timme för timme. Varje timme måste den sammanlagda produktionen vara lika stor som den totala elanvändningen. Skillnaden mellan elanvändningen och produktionen varje timme är import/export. Är elanvändningen högre än produktionen så importerar modellen el från angränsade länder.

Modellen minimerar totalkostnaden för systemet så att kraftslag som har lägst marginalkostnad - i regel sol och vind - producerar i första hand och i sista hand används gasturbiner och kondenskraft. Dessa kraftslag producerar endast när efterfrågan på el är stor och priserna är höga. På kommande sidor visas utvalda resultat för vecka 4 som är en representativ kall vintervecka med hög efterfrågan på el och låg vindkraftsproduktion. Samt resultat från vecka 28 – en sommarvecka med låg efterfrågan och hög vindkraftsproduktion. Sommartid är efterfrågan på el låg och det finns risk att det uppstår spill när elproduktionen är större än efterfrågan. I Referensscenariot har vindkraften byggts ut mer än i Fjärr- och Kraftvärmescenariot vilket innebär mer intermittent kraftproduktion. De tre scenarierna är dimensionerade så att nettoexporten för helåret är densamma i samtliga. När efterfrågan på el är låg sommartid i Sverige är den normalt även det i grannländerna vilket begränsar möjligheterna till export av flera tusen MW även om det finns överföringskapacitet.

Det genomsnittliga spotpriset sett över hela året är som högst i Referensscenariot. Priserna är höga vintertid då effektsituationen är som mest ansträngd. Sommartid är priserna lägre då den stora andelen vindkraft bidrar till ett överskott på el i perioder. Prisvariationen är som högst i Referensscenariot. I Fjärrvärmescenariot och Kraftvärmescenariot är både prisnivån och prisvariationen lägre. Lägst är priserna i Kraftvärmescenariot men skillnaden mellan scenarierna är marginella.

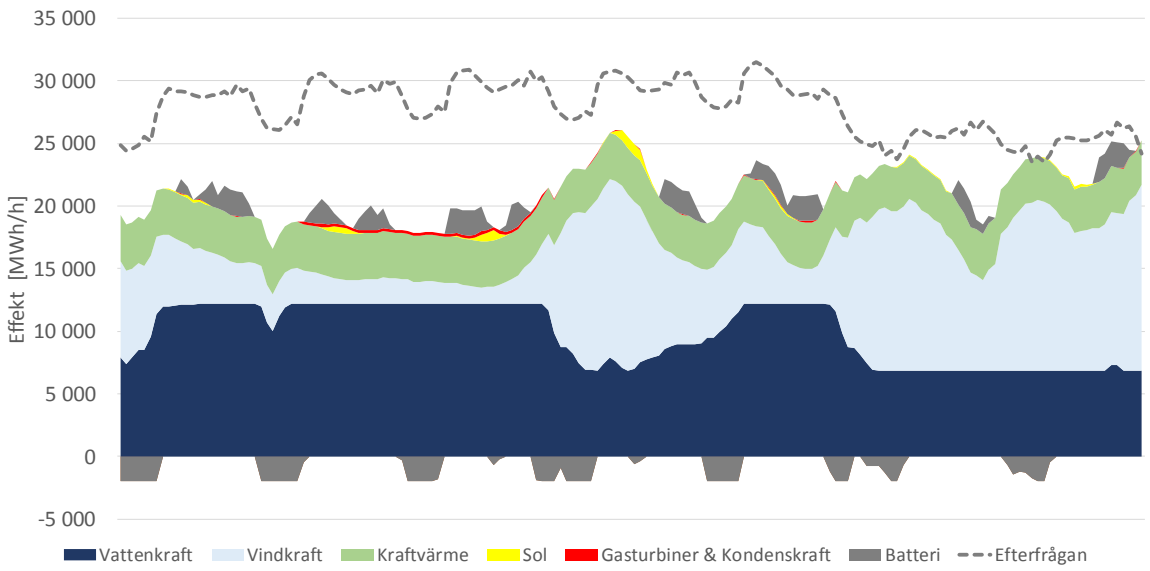
3.2.1 Balansen en kall tioårsvintervecka 2040

Vi har valt att illustrera situationen under vintertid med hjälp av en närmare analys av vecka 4 under en tioårsvinter. Elanvändningen har en tydlig dygnsprofil, det finns två efterfrågetoppar per dag, en på morgonen och en på kvällen. Under natten minskar elanvändningen och är som lägst på helgnätter. I Figur 10 visas balansen för en 10–årsvintervecka för Referensscenariot. Sverige importerar el-importen är differensen mellan efterfrågan och produktionen i Sverige – om elanvändningen är större än produktionen.

I *Referensscenariot* importerar Sverige under alla timmar vintervecka 4, trots att alla reglerbara kraftslag producerar för fullt. Detta eftersom elefterfrågan är över 30 000 MW och därmed överstiger produktionen. Vattenkraften och kraftvärme utnyttjas till dess fulla kapacitet. Vattenkraften producerar närmare 13 000 MW när elanvändningen är som störst vilket är nivå med historisk maxproduktion. Kraftvärmen styrs av värmebehovet då det första hand är viktigast att leverera tillräckligt med värme till fjärrvärmekunderna. Det finns en liten mängd el som produceras av gasturbiner och kondenskraft. Detta sker med befintliga kraftverk som inte antas ha avvecklats till år 2040.

I vår exempelvecka varierar vindkraftsproduktionen kraftigt. I början på veckan är den mycket låg och Sverige är därav helt beroende av import av för att kunna möta efterfrågan på el. Under exempelveckans helg är vindkraftsproduktionen hög och Sverige är nästintill exportör av el under några timmar nattetid. Solkraftproduktionen är mycket låg. Detta illustrerar hur Sveriges varierande roll som importör och exportör beror till stor del på väderleken under kalla veckor.

Figur 10: Timmesbalans Sverige vecka 4 – Referensscenario 100% förnybart 2040

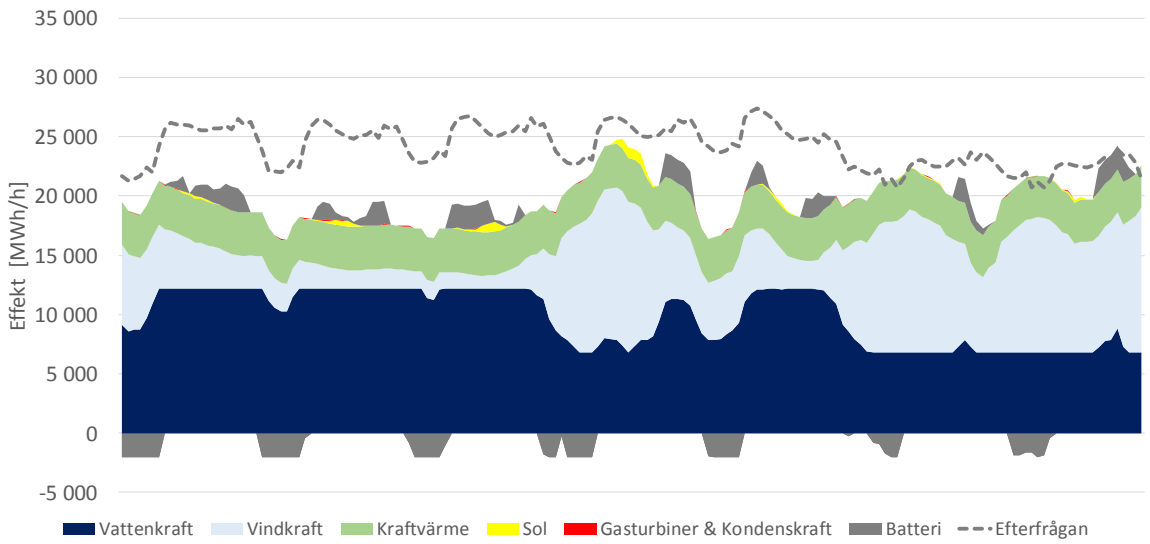


Källa: Sweco

Den största fördelen med Fjärrvärmescenariot är att efterfrågan på el är lägre när det som kallast. Dock är det fortfarande import under de flesta timmarna vecka 4, även om effektbehovet är betydligt lägre. Detta eftersom även den installerade elproduktionskapaciteten för framförallt vindkraften är lägre. I Figur 11 visas samma tioårsvintervecka men för Fjärrvärmescenariot. Den största skillnaden i Fjärrvärmescenariot jämfört med referensscenariot är att elanvändningen för uppvärmning är betydligt mindre – ca. 4000 MW - då en stor andel bostäder och lokaler har konverterats från el till fjärrvärme. Vattenkraften har samma produktionsmönster som i Referensscensscenariot med hög produktion dagtid under veckan och lägre under helgen. Gasturbiner och kondenskraft står för en något lägre andel av produktionen jämfört med Referensscenariot då det är ekonomiskt mer fördelaktigt att importera el. Kraftvärmeproduktionen är i princip densamma som Referensscenariot då den installerade effekten är den samma. Vidare är vindkraftsproduktionen något lägre då den installerade effekten reducerats så att nettoexporten är densamma som i Referensscenariot. Solkraftsproduktionen är även den samma som i Referensscenariot.

Balansen är betydligt bättre än i Referensscenariot under några timmar men importen är fortsatt 7 100 MW i snitt under veckan.

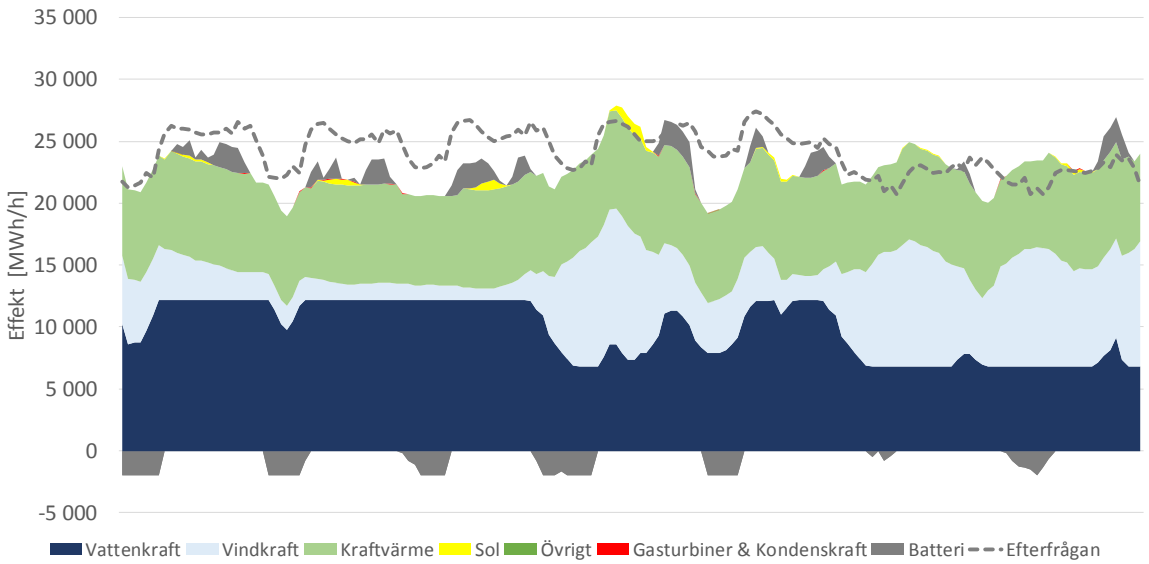
Figur 11: Timmesbalans Sverige vecka 4 – Fjärrvärmescenario 100% förnybart 2040



Källa: Sweco

I *Kraftvärmescenariot* minskar Sveriges importberoende vintertid betydligt och under ett stort antal timmar är Sverige till och med en exportör av el, till skillnad från tidigare scenarier. I Figur 12 visas motsvarande tioårsvintervecka för Kraftvärmescenariot som på föregående sidor visats för Fjärrvärme- och Referensscenariot. Elanvändningen är exakt densamma som i Fjärrvärmescenariot då samma konverteringsgrad till fjärrvärme använts. Sverige är fortsatt en nettoimportör av el sett över hela veckan men med en mycket liten marginal. Den installerade effekten i kraftvärmen har ökat betydligt vilket är ett välbehövligt tillskott. Produktionen från vattenkraft är även den lika stor som i de två andra scenarierna. Vindkraften har samma produktionsprofil som i Fjärrvärme- och Referensscenariot men en något lägre produktion totalt sett då den installerade effekten justerats ned så att nettoexporten sett över hela året är densamma som i övriga scenarier. Solkraft står även här endast för ett mindre tillskott. Detsamma gäller för den lilla andelen gasturbiner och kondenskraft som har en marginell produktion som knappt syns i figuren.

Figur 12: Timmesbalans Sverige vecka 4 – Kraftvärmescenario 100% förnybart 2040

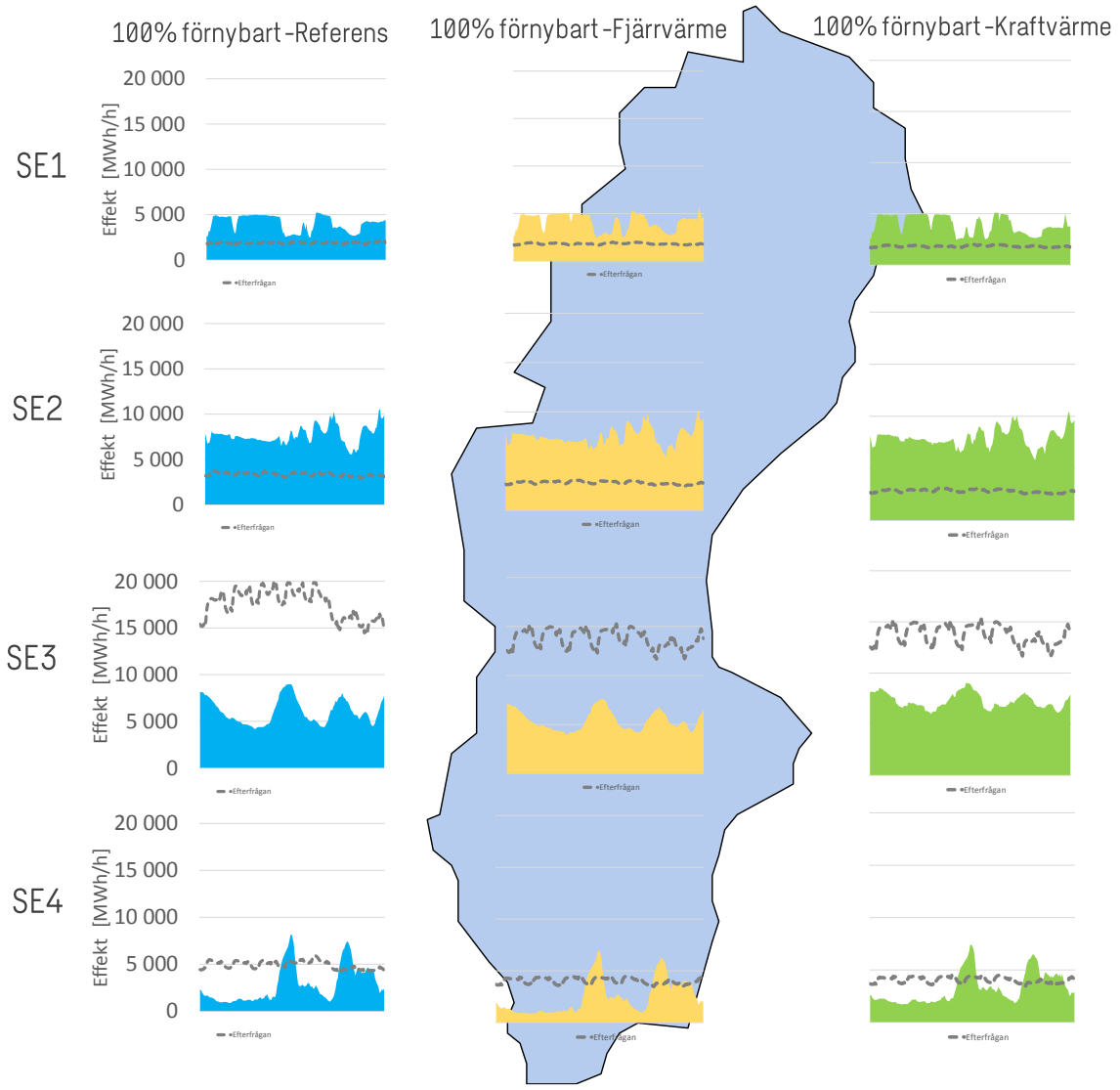


Källa: Sweco

Av de tre studerade scenarierna är Kraftvärmescenariot det mest fördelaktiga ur effektsynvinkel. Risken för effektbrist under årets kallaste dagar är mycket lägre jämfört med övriga scenarier, då kraftvärmen producerarar 7 500 MW i snitt under hela veckan jämfört med 3 600 MW i de övriga två.

Förbättringarna i effektbalansen vintertid är som tydligast i elprisområden SE3 och SE4. Figur 13 illustrerar samma vecka som ovan fast på prisområdesnivå. Konverteringen till fjärrvärme reducerar elanvändningen mest i SE3 som har ett stort underskott då kärnkraften förväntas vara avvecklade till år 2040. I och med att SE3 avlastas behövs mindre förstärkningar av stamnätet i nord-sydlig riktning. I Kraftvärmescenariot ökar även elproduktionen i SE3 vilket reducerar behovet av överföringskapacitet ytterligare. I SE4 som motsvarar södra Sverige är det samma positiva effekter som i SE3 då även SE4 är ett underskottsområde med stort importbehov. Påverkan på produktion och elanvändning är liten i SE1 och SE2 då konverteringspotentialen till fjärrvärme är mindre då Norrland är mer glesbefolkat än Svealand och Götaland. Elområdena SE1 och SE2 exporterar el under alla timmar i de tre studerade scenarierna.

Figur 13: Effektbalans i olika 100%-förnybart scenarier under en tioårsvinter- vecka 4



Källa: Sweco

I Referensscenariot byggs stamnätet ut mer än i de övriga scenarierna. Det behövs mindre överföringskapacitet i Fjärrvärme- och Kraftvärmescenariot då mindre vindkraft installeras i de norra delarna av Sverige. I Sverige finns tre större flaskhalsar i nätet som benämns snitt, 1, 2 och 4 och motsvarar kapaciteten mellan Sveriges elområden. Behovet av överföringskapacitet har tagits fram genom elmarknadssimuleringar med Swecos elmarknadsmodell. Genom att studera prisskillnader mellan elområden fås ett mått på behovet av överföringskapacitet.

Tabell 3 Överföringskapacitet i de tre scenarierna

	Referensscenariot	Fjärrvärmescenariot	Kraftvärmescenariot
Snitt 1	5100	4600	4100
Snitt 2	12 000	10 500	9000
Snitt 4	4200/7600	4200/7600	4200/7600

Sweco

Som riktlinje byggs stamnätet ut så att prisskillnaderna mellan de svenska elområdena inte ökar jämfört med dagens situation. Detta är förenklande metod, då det inför investeringsbeslut genomförs omfattande samhällsekonomiska analyser av stamnätsoperatören där elmarknadsnyttan är en av flera effekter som värderas i samband med investeringar i stamnätet. I kapitel 4 redovisas hur investeringskostnaderna för

stamnätet reduceras genom att det byggs ut mindre Fjärrvärmescenariot och Kraftvärmescenariot. Investeringar i stamnätet kan ta mer än 10 år från planering till färdigt ledning och det finns stora värden av att reducera dem.

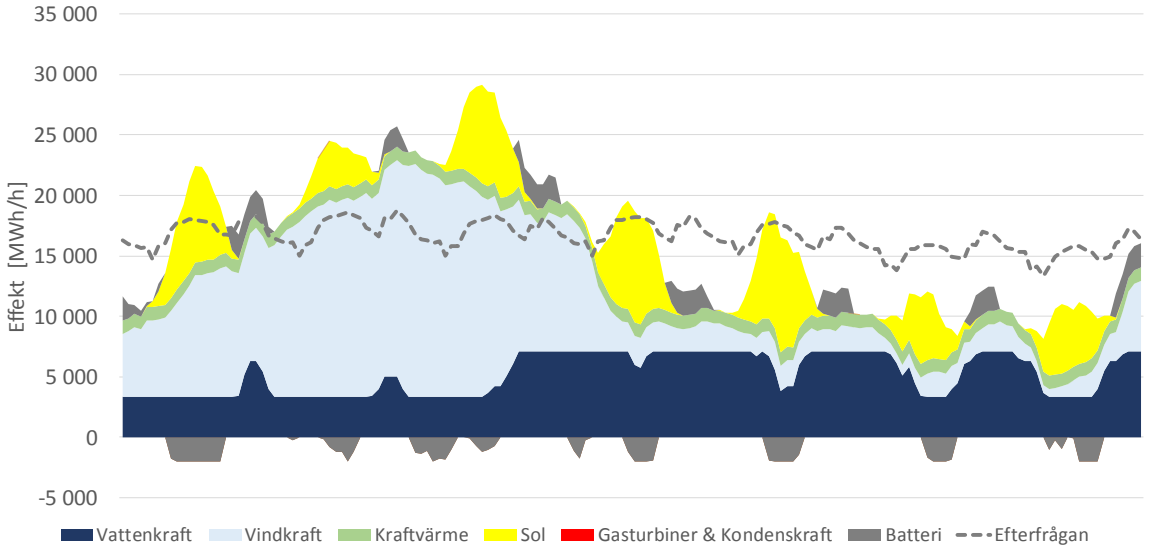
Faktaruta

Kapacitetsutmaningen inom elnätet består av två delar, en nationell - överföring av el över långa sträckor från produktion i norr till elanvändning i söder och en regional - brist på överföringskapacitet in till städerna. Sveriges elnät har idag inte tillräckligt med kapacitet för att möta alla behov av överföring av el som finns inom en snar framtid. I flera storstadsregioner är det risk att det snart inte går ansluta ny förbrukning. I Stockholm kan det i sämsta fall exempelvis innebära att drifttagning av ny infrastruktur påverkas. Förutom Stockholm är situationen ansträngd i Göteborg, Uppsala, Malmö och Västerås det vill säga majoriteten av Sveriges storstadsregioner. Den andra delen av kapacitetsutmaningen är att behovet av överföringskapacitet från norr till söder kommer att öka när kärnkraften avvecklas och mer vindkraft installeras i norr. Bara fram till utgången av år 2022 bedömer Svensk Vindenergi att det kommer installeras över 5000 MW vindkraft i elområde 1 och 2 i Sverige. Om all den vindkraften producerar nästan fullt en blåsig dag måste el motsvarande 4 kärnkraftsreaktorer överföras söderut där större delen av Sveriges elanvändning finns. Fjärrvärme och lokal kraftvärme är idag och kan bli ännu vikitigare delar av lösningen på kapacitetsutmaningen för elnätet både regionalt/lokalt och nationellt. Lokalt i städerna förbättras effektbalansen avsevärt, såväl genom konverteringen till fjärrvärmen (lägre topplast) och ökad lokal elproduktion där elanvändningen finns. Nationellt minskar behovet av att bygga ut stamnätet i nord-sydlig riktning som skulle vara fallet vid en stor utbyggnad av landbaserad vindkraft i norra Sverige.

3.2.2 Balansen under en sommarvecka med låg efterfrågan

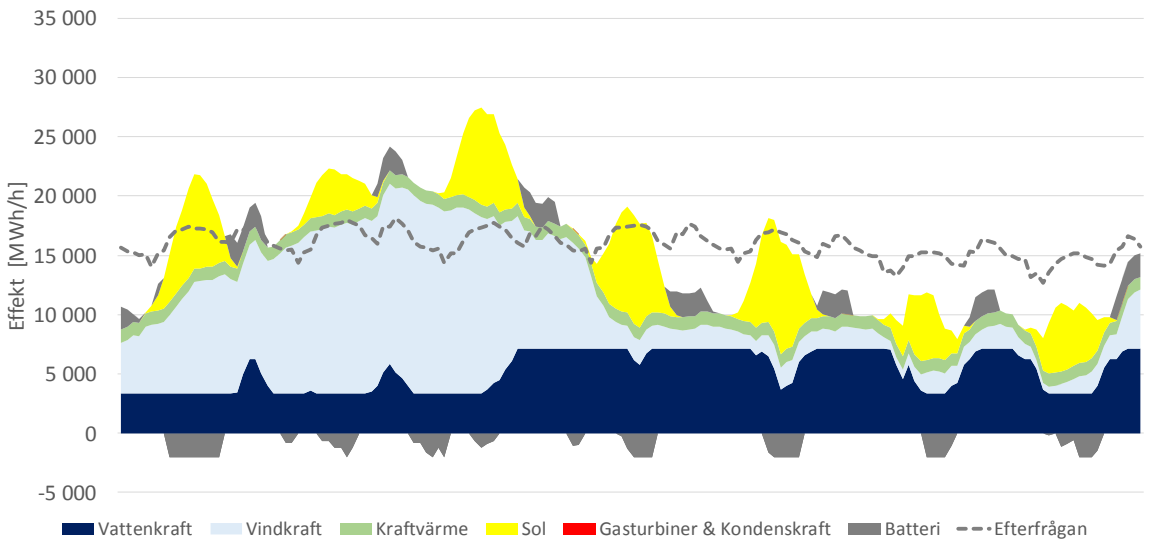
Under sommaren är utmaningen den motsatta, istället för brist på effekt är produktionen mycket högre än elefterfrågan när solen skiner och vinden blåser för fullt, vilket kan leda till låga eller till och med nollnivåpriser. Scenerierna är dimensionerade så att nettoexporten sett över hela året är densamma i samtliga tre vilket innebär att den installerade effekten vindkraft är högst i Referensscenariot och lägst Kraftvärmescenariot. Detta resulterar i att problemet med överskott av el sommartid när elanvändningen är låg är som störst i Referensscenariot vilket kan utläsas ur Figur 14. Konverteringen från eluppvärmning till fjärrvärme påverkar elanvändningen sommartid i lägre utsträckning då värmebehovet är obefintligt, resultatet kan överskådas i Figur 15 samt Figur 16. Överskottsproblematiken beror därmed i första hand på mängden installerad vindkraft i de olika scenarierna. I Figur 14 till Figur 16 visas samma sommarvecka för de tre olika scenarierna. Produktionen är som högst i Referensscenariot och når en topp på över 30 000 MW. Under några timmar är produktionsöverskottet nästan lika stort som den maximala exportkapaciteten i modellen på 12 790 MW.

Figur 14: Timmesbalans Sverige vecka 28 – Referensscenario 100% förnybart 2040



Källa: Sweco

Figur 15: Timmesbalans Sverige vecka 28 - Fjärrvärmescenario 100% förnybart 2040

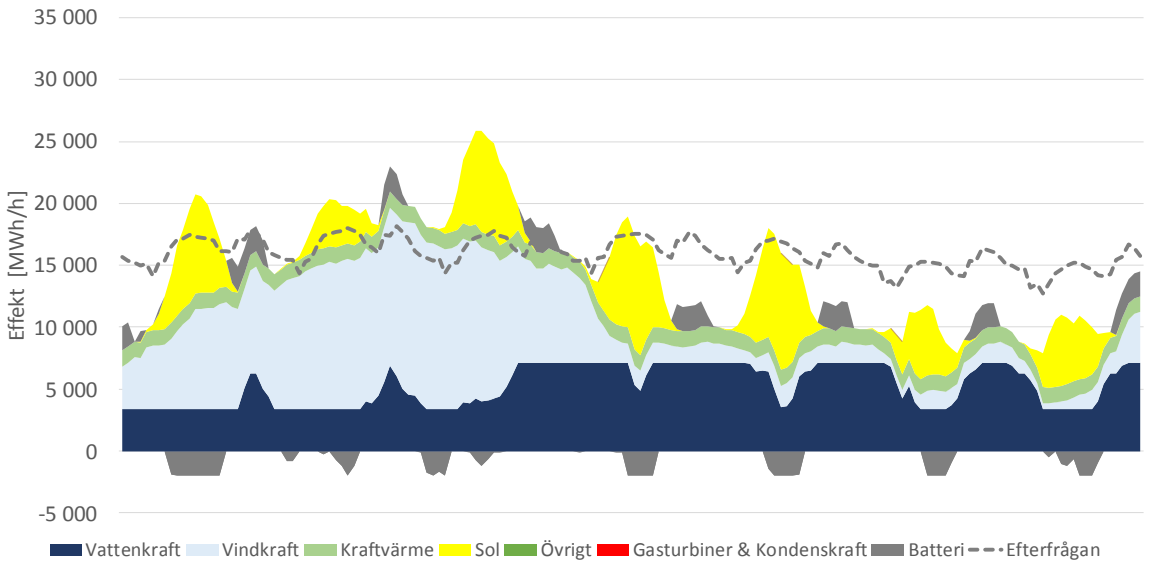


Källa: Sweco

Spotpriserna är samtidigt noll vilket har sin orsak i att det inte är möjligt att exportera all el till de länder som Sverige är sammankopplade med. Överskottet på el måste då spillas.

Det är en marginell skillnad i vattenkraftsproduktion mellan Fjärrvärmescenariot (Figur 15) och Kraftvärmescenariot (Figur 16). Den installerade effekten kraftvärme som tillkommer ökar kraftvärmens produktion marginellt. I och med att den installerade effekten vindkraft är lägre i Kraftvärmescenariot producerar vindkraften därför en mindre andel. Elanvändningen och produktion från solkraft är densamma båda i scenarierna.

Figur 16: Timmesbalans Sverige vecka 28 - Kraftvärmescenario 100% förnybart 2040



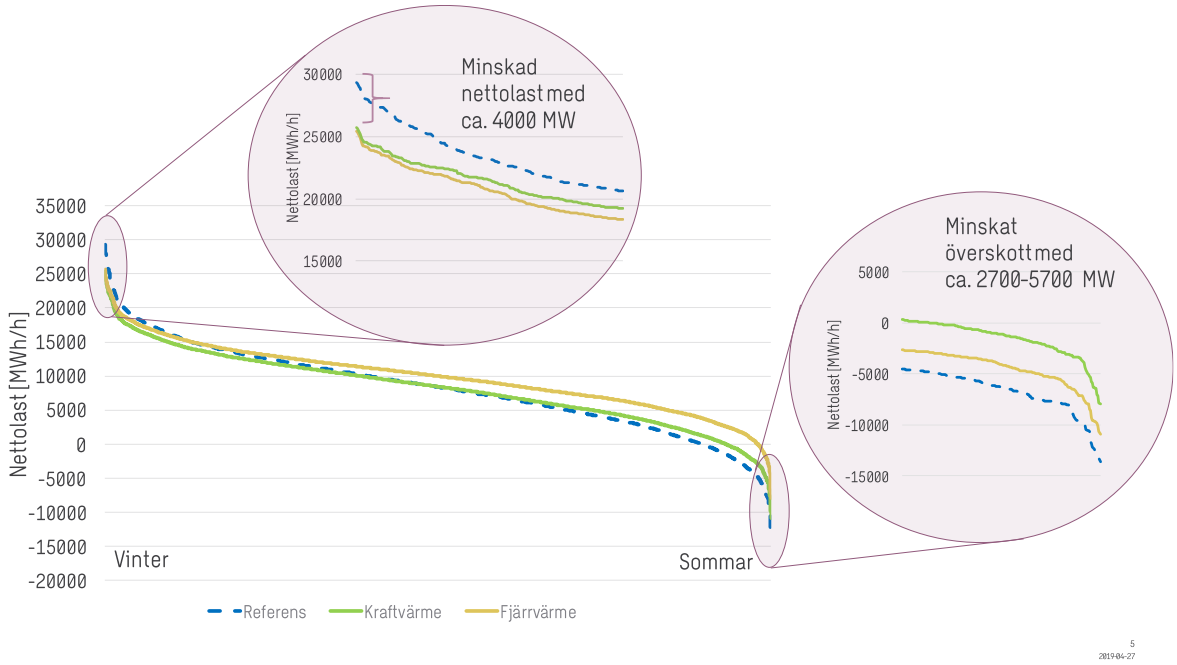
Källa: Sweco

3.3 Effektbehovet och nettolasten sjunker under årets kallaste dagar

En ökad konvertering till fjärrvärme reducerar efterfrågetoppar och nettolasten under vintern med som mest cirka 4 000 MW. Under vintertid är efterfrågan på el högre i Referensscenariot än i både Fjärr- och Kraftvärmescenariot då en större andel av uppvärmningen sker med el. Eluppvärmning resulterar i högre

efterfrågetoppar när det är kallt och behovet av värme är som störst . Om efterfrågetoppar sammanfaller med låg vindkraftsproduktion utgör nettolasten som måste täckas av reglerbara kraftslag en betydande andel vilket kan utläsas urvaraktighetskurvorna i Figur 17.

Figur 17: Nettolast i de tre 100% förnybart 2040-scenarierna



Källa: Sweco

Nettolasten är därför högst i Referensscenariot och cirka 4 000 MW lägre i både Fjärr- och Kraftvärmescenariot under årets kallaste timmar.). En ökad konvertering till fjärrvärme innebär således en betydande reduktion av efterfrågetoppar vintertid.

Under sommartid minskar elöverskottet med cirka 2 700 - 5 700 MW under blåsiga och soliga timmar om kraftvärme byggs istället för vindkraft. Under sommaren alla timmar producerar vind- och solkraft tillsammans mer el än vad som behövs i Sverige , oavsett 2040-scenario. Det kan då uppstå problem med att få avsättning för all el som produceras och även om exportkapaciteten är betydligt högre år 2040 sammanfaller normalt sett låg elanvändning i Sverige med låg elanvändning i angränsande länder. I Apollo visas detta genom att elpriserna faller ned till noll. I Sverige är det än så länge ovanligt med så pass låga elpriser, men på kontinenten och i Danmark förekommer nollpriser och till och med negativa priser när vind- och solkraften producerar för fullt. I framtiden riskeras att det uppstår spill eller att lagring av el behöver ske i större omfattning om den inte kan användas direkt i Sverige eller exporteras till Kontinentaleuropa. Det momentana överskottet, och därmed den negativa nettolasten, är lägst i Kraftvärmescenariot eftersom en del av vindkraftsproduktionen är ersatt av kraftvärme. Denna har dock ingen nämnvärd produktion under sommaren.

Faktaruta

Nettolasten är den elefterfrågan som är kvar efter att icke reglerbar produktion, såsom vind- och solkraft dragits av. Nettolasten motsvarar efterfrågan på el som måste täckas med produktion från reglerbara kraftslag eller via import. I framtiden då andelen ickereglerbar produktion är större i kraftsystemet kommer flera utmaningar uppstå kopplat nettolasten. Vintertid när efterfrågan på el är hög och det blåser lite är nettolasten hög och risken för effektbrist ökar. Sommartid är utmaningen det motsatta med hög produktion från solkraft och vindkraft samtidigt som efterfrågan på el är låg. Om nettolasten är negativ så är produktionen av el större än efterfrågan vilket innebär att export är ett måste för att undvika att el spills.

3.4 Mängden svängmassa ökar i systemet

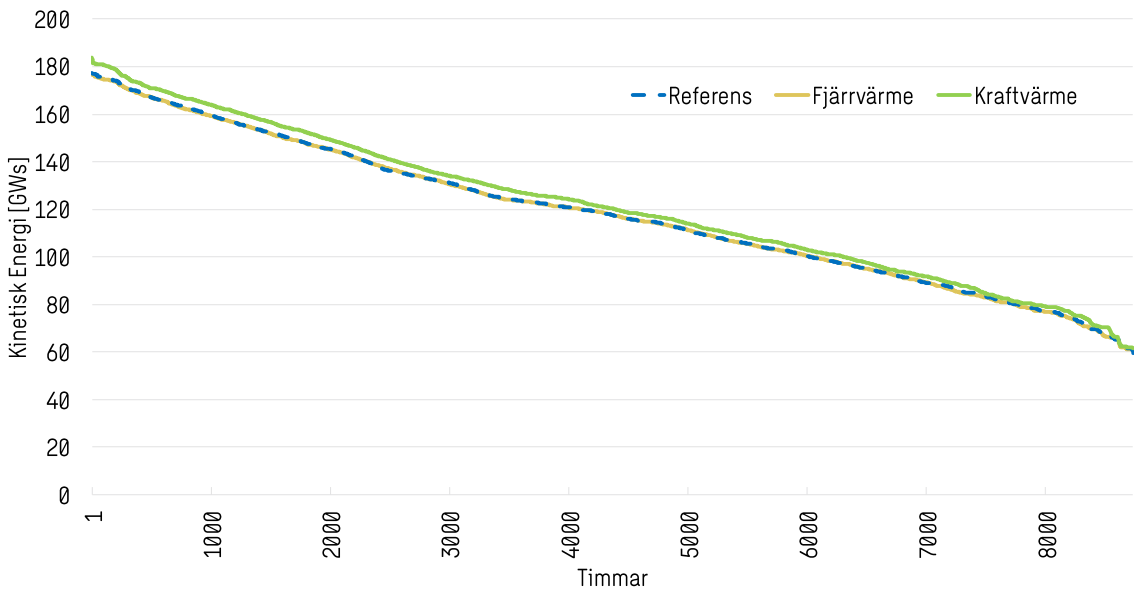
I kraftvärmescenariot ökar mängden svängmassa i systemet, vilket har fördelar för frekvensstabiliteten i kraftsystemet. Kraftvärmen bidrar till att minska frekvensavvikelserna vintertid men i lägre grad sommartid, då elproduktion av kraftvärme är kopplat till värmebehovet. Vintertid är kraftsystemet "tyngre" då efterfrågningen på el är större och fler kraftverk producerar el och bidrar med svängmassa. Sommartid är systemet "lättare" och ett plötsligt fel på ett stort kraftverk resulterar då i ett större frekvensfall. År 2018 blev Oskarshamn kärnkraft som i dag är det största kraftverket i systemet i perioder tvingat att producera med reducerad effekt på grund av bristen på svängmassa. I Figur 18 visas ett varaktighetsdiagram över svängmassan för de studerade scenarierna, detta med anledning av att denna typ av diagram sorterar och därmed visar skillnaden från hög till låg andel svängmassa. I Fjärrvärmescenariot och Referensscenariot är svängmassan nästan exakt densamma varje timme. Den större mängden vindkraft i Fjärrvärmescenariot bidrar inte, som beskrivits tidigare, med svängmassa till systemet. I den nedre grafen visas svängmassan timme för timme, de stora variationerna är direkt kopplat till hur produktionen varierar. Sammanfattningsvis är den ökade mängden svängmassa i systemet inte den största fördelen med kraftvärme utan en av flera.

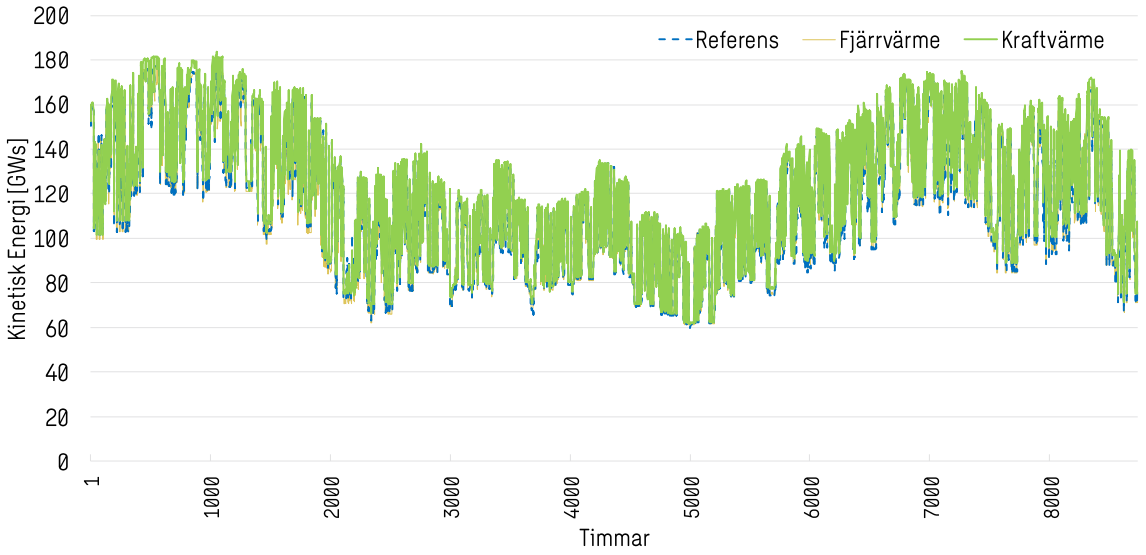
Faktaruta

Frekvensen i kraftsystemet hålls konstant genom att produktion av el hela tiden anpassas till konsumtionen: om produktionen understiger konsumtionen så sjunker frekvensen. Mekanisk svängmassa utgör en första mycket viktig balansering av systemet och är fundamental för systemets frekvensstabilitet. Vid mindre produktionsfall (upp till ca. 100 MW) bidrar svängmassan till att hålla frekvensen inom 0,1 Hz bandet. Vid ett större fel ger en större mängd mekanisk svängmassa mer tid för att andra produktionsresurser att reagera och bromsa upp frekvensfallet.

Stora kraftverk med roterande massa, såsom vattenkraftverk och kärnkraftverk, ger per automatik många systemfördelar, systemtjänster som gör att vi har goda marginaler, god leveranssäkerhet och bra elkvalitet. Ju mindre mekanisk svängmassa som finns i systemet, desto mer påverkan har en till- eller frånkoppling av en viss effekt. Svängmassa skapar alltså motståndskraft mot snabba svängningar. I ett sårbart system kan även mindre fel leda till att hela kraftsystemet slås ut. Vatten- och kärnkraften står idag för majoriteten av svängmassa med även kraftvärmen bidrar med svängmassa medan till exempel vindkraft och solkraft inte bidrar med mekanisk svängmassa.

Figur 18 Svängamassa i det nordiska systemet år 2040 för det studerade scenarierna som varaktighetskurva överst och tidsserie nederst.



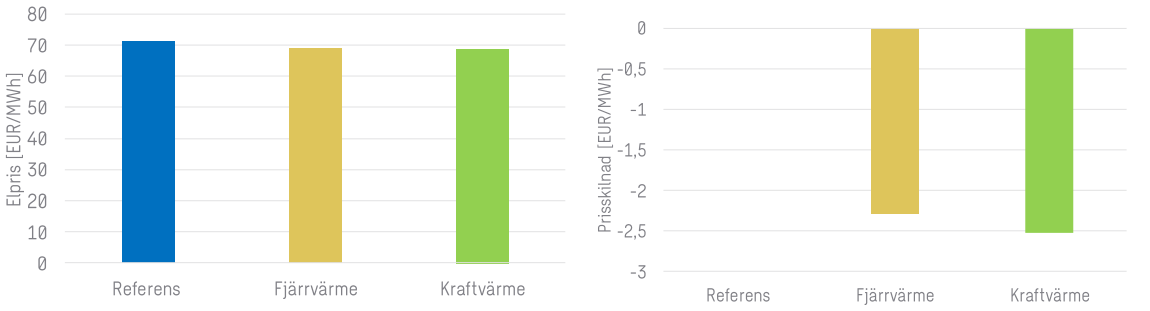


Källa: Sweco

3.5 Lägre elpriser i genomsnitt

Elpriserna blir i genomsnitt lägre med en utbyggd fjärrvärme och kraftvärme. Årsmedelpriset i SE3 är i både Fjärrvärme och Kraftvärmescenariot, 2,2 EUR/MWh respektive 2,5 EUR/MWh lägre jämfört med Referensscenariot. Det blir färre pristoppar på vintern då elanvändningen reduceras när det är som kallast. Sommartid blir det färre timmar elöverskott då mindre vind och solkraft behövs. Själva prisnivån styrs i hög grad av antaganden om bränslepriser och utsläppsrätter. Sweco utgår från IEA:s20-framtidsscenarier för bränslepriser. Det är därför mest relevant att studera prisskillnaden mellan olika scenarier än nivån i absoluta tal, resultatet visas i Figur 19 nedan. I de tre scenarierna är elpriset noll i 150 – 200 timmar, under dessa är elproduktionen större än efterfrågan och det finns inte möjlighet att exportera överskottet. Dessa timmar inträffar under sommaren när efterfrågan på el är lägre och solkraften producerar för fullt.

Figur 19 Årsmedelpriser för elområde SE3 år 2040



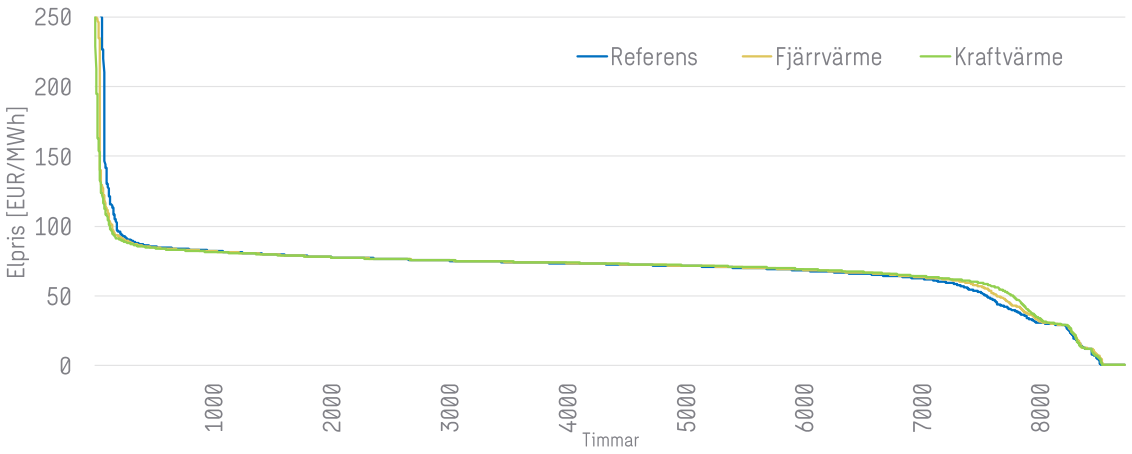
Källa: Sweco

I Figur 20 visas elpriserna sorterade från högst till lägst, själva profilen på kurvan är typisk för elpriser som marginalprisätts. Under ett år är elpriset vanligen mycket högt under några timmar på vintern och mycket lågt på sommaren, vid överskott av produktion. Överskottet består av vindkraft-, solkrafts- eller oreglerad vattenkraftsproduktion där de två förstnämnda kommer öka betydligt till år 2040. Då kommer

[20] International Energy Agency

prisvariationerna att öka och det kommer bli fler timmar med betydligt högre elpriser och fler timmar med betydligt lägre.

Figur 20 Varaktighetskurva, elpriser sorterade från högt till lågt



Källa: Sweco

4 Investeringskostnader 100% förnybart med fjärr- och kraftvärme

Det totala investeringsbehovet för att nå 100% förnybart – uppskattad för perioden 2021-2050 och inkluderande produktion, nät, energilager, och värme - estimeras till mellan 1600 och 1660 miljarder SEK för de tre scenarierna i studien. Investeringsbehovet är störst under åren som leder fram 100% förnybart. Både Fjärrvärme- och Kraftvärmescenariot bedöms ha något lägre investeringskostnader under 2021-2050 än Referensscenariot.

Det estimerade investeringsbehovet för elproduktionskapacitet i Sverige mellan 2021-2050 uppgår till 578 miljarder SEK i fjärrvärmescenariot och 586 miljarder i kraftvärmescenariot, medan Referensscenariot bedöms kosta runt 632 miljarder SEK. Det totala investeringsbehovet i alla nätnivåer bedöms uppgå till cirka 498-528 miljarder SEK under 2021-2050 i alla tre scenarier. Investeringsbehovet är med 528 miljarder högst i Referensscenariot och ca. 30 miljarder lägre i Kraftvärmescenariot.

Investeringsbehovet för värmesystemet uppgår till mellan 448 och 506 miljarder SEK under perioden 2021-2050, beroende på scenario. Fram till år 2040 är investeringarna betydligt högre i fjärrvärme- och kraftvärmescenariot och Referensscenariot bedöms vara billigast. Efter år 2040 minskar investeringsbehovet i värmesystemet igen då fjärrvärme har en lång livslängd och relativt låga underhållskostnader.

För att bedöma investeringsbehovet för de tre scenarierna har vi estimerad investeringsbehovet för kraftproduktionen ”bottom-up” baserad på åldersstruktuen för befintliga anläggningar och behov för re- och nyinvesteringar i likhet med tidigare analyser. För investeringsbehovet inom nät har vi utgått ifrån åldersstrukturen och reinvesteringsbehovet samt gjort ingenjörsmässiga bedömningar av tillkommande investeringar för ny produktion, ny förbrukning och marknadsintegration. Medan reinvesteringsbehovet kan bedömas relativt säkert, är bedömningen av tillkommande investeringar naturligtvis förknippad med en stor osäkerhet. För investeringsbehovet inom värmesektorn används befintlig statistik inom området och investeringsbehovet bedöms baserat på både ”bottom-up” och ”top-down” analyser. I den grad det är möjligt används samma metodik som för investeringar i elproduktion och elnät.

4.1 Investeringsbehovet

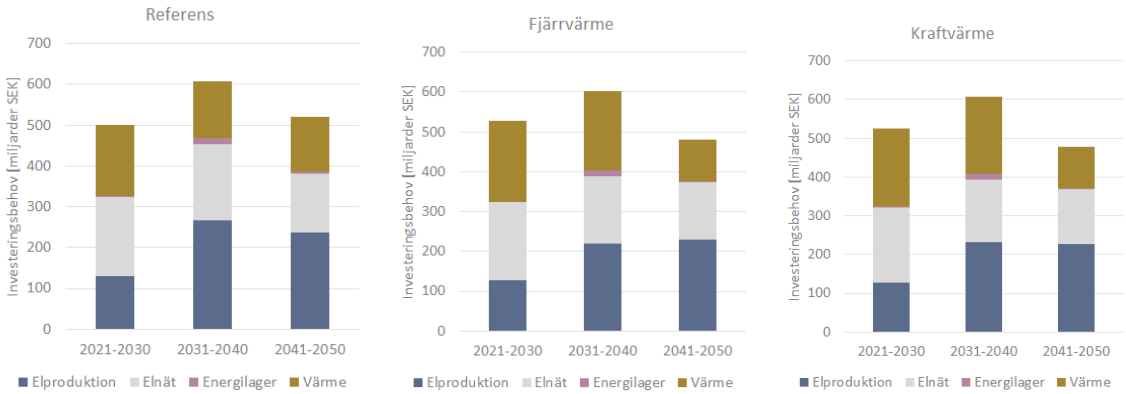
Analysen visar att investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet kommer att öka de kommande decennierna. Detta gäller oavsett produktionsscenario. Det totala investeringsbehovet för att nå 100% förnybart – uppskattad för perioden 2021-2050 och inkluderande produktion, nät, energilager, och värme - estimeras till mellan 1600 och 1660 miljarder SEK. Både Fjärrvärme- och Kraftvärmescenariot bedöms ha något lägre investeringskostnader under 2021-2050 än Referensscenariot tack vare minskad investeringsbehov i stamnätet och något mindre investeringar i landbaserad vindkraft som inte helt vägs upp av ökade kostnader för nyanslutningar i fjärrvärmenätet och ny värme- och kraftvärmeproduktion.

Det är tydligt att investeringsbehovet är störst under åren som leder fram 100% förnybart, uppskattningsvis 2030-talet. Från nuvarande investeringstakt 2011-2020, som redan är en fördubbling från nivåerna mellan 1991-2000 ser vi mer än en fördubbling mot 2031-2040, alltså innan 100% förnybarmålet ska nås. Detta beror på samtidiga reinvesteringar i befintlig kraftproduktion och deras investeringscykel samt behovet för nyinvesteringar i förnybar kraftproduktion samt nätutbyggnaden och behovet för energilager. Det ska dock påpekas att det finns stora osäkerheter[21] i bedömningen av investeringsbehovet för nätinvesteringar framförallt på distributions- och lokalnätnivå och energilager, både med tanke på omfattningen av behovet

[21] En tidsmässig avgränsning som denna till 2050 medför givetvis också att analysen påverkas av den valda tidshorisonten.

och dess kostnad. Osäkerheterna för kostnadsbedömningar av de olika produktionsslag är betydligt mindre, eftersom kapaciteterna bestäms genom scenarierna och det är endast utfasningen av befintliga anläggningar samt kostnadsutvecklingen för framförallt förnybar elproduktion som innebär en viss osäkerhet.

Figur 21: Estimerade investeringar 2021-2050 i Sverige (reala termer 2018) för tre scenarier



Källa: SCB, Svk, Sweco

Det estimerade investeringsbehovet för elproduktionskapacitet i Sverige mellan 2021-2050 uppgår till 578 miljarder SEK i fjärrvärmescenariot och 586 miljarder i kraftvärmescenariot, medan Referensscenariot bedöms kosta runt 632 miljarder SEK.

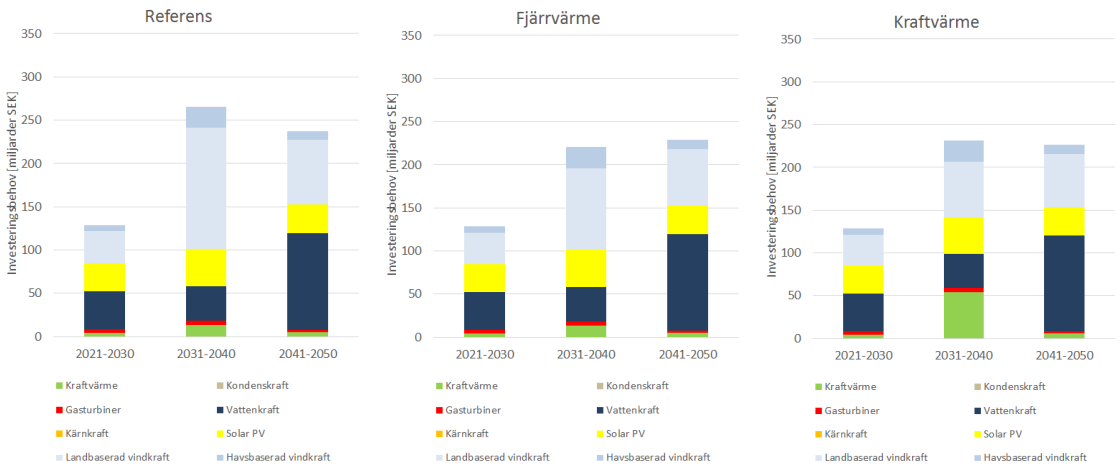
Investeringsbehovet för värme uppgår till mellan 448 och 506 miljarder SEK under perioden 2021-2050, beroende på scenario. Fram till år 2040 är investeringarna betydligt högre i fjärrvärme- och kraftvärmescenariot och Referensscenariot bedöms vara billigast. Efter år 2040 minskar investeringsbehovet i väremsystemet igen då fjärrvärme har en lång livslängd och relativt låga underhållskostnader.

4.1.1 Investeringar i elproduktionskapacitet

Det estimerade investeringsbehovet för elproduktionskapacitet i Sverige mellan 2021-2050 uppgår till 578 miljarder SEK i fjärrvärmescenariot och 586 miljarder i kraftvärmescenarot, medan Referensscenariot bedöms kosta runt 632 miljarder SEK. Investeringsbehovet inkluderar såväl reinvesteringsbehovet[23] i befintlig kraftproduktion baserad på ålderstruktur som nyinvesteringar. För den landbaserade vindkraften antas att repowering sker för cirka 50% av den utfasande kapaciteten, vilket sänker investeringsbehovet, då delar av vägnätet, det interna elnätet och nätanslutningen antas kunna återanvändas. För kraftvärmen redovisas den investeringskostnaden som kan hänföras kraftproduktionen här, medan den delen som kan hänföras värmeproduktionen redovisas under värmeinvesteringarna.

[23] Underhållskostnader för att hålla tillgångarna i befintlig skick tas inte med här

Figur 22: Estimerad investeringsbehov i elproduktionskapacitet (reala termer 2018)



Källa: Sweco

Nätanslutningskostnader tas inte med i investeringskostnaden här, utan läggs under elnätsinvesteringen. Utvecklingen i de tre produktionsscenarierna antas vara ungefär lika fram till 2030, för att divergera därefter.

Den största delen av produktionsinvesteringen behöver göras efter 2030, eftersom behovet av nyinvesteringar för förnybar elproduktion då sammanfaller med utfasningen från befintliga produktionsanläggningar, i huvudsak landbaserad vindkraft, som antas ha en livslängd på 25 år. Samtidigt förväntas ett stort reinvesteringsbehov för svensk vattenkraft vid 80-90 års åldern under 2040-talet. Scenarierna skiljer sig främst i investeringsbehov för landbaserad vindkraft och kraftvärme.

Den årliga underhållskostnaden för elproduktionen uppgår till mellan 14 och 20 miljarder SEK, beroende på scenario och år.

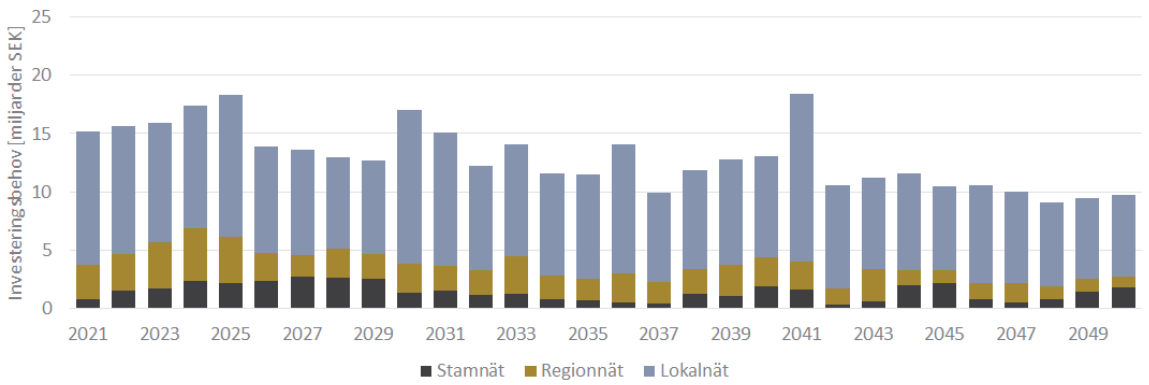
4.1.2 Investeringsbehov i nätet

Behovet av nätinvesteringar skiljer sig mellan de olika scenarierna då produktionssammansättningen, behovet av nyanslutning för elproduktion och lokalisering varierar mellan scenarierna. Uppskattningarna av det totala investeringsbehovet i elnät kan delas upp mellan reinvesteringar och nyinvesteringar.

Reinvesteringsbehovet bedöms utifrån åldersstrukturen i befintliga stam-, region- och lokalnät. Åldersstrukturen på befintliga ledningar, transformatorer och andra komponenter har använts för att bedöma storleken av det framtida reinvesteringsbehovet. Stora investeringar gjordes i det svenska stamnätet under 1980-talet. Under 1990 och början av 2000-talet så sjönk dock investeringstakten och var på låga nivåer, omkring 0,5 miljarder koronor per år. Stamnätet har därför åldrats kraftigt och Svenska Kraftnät bedömer att mellan 8 000-9 000 km ledningar är över 59 år gamla. Under den kommande 10-årsperioden så räknar SvK att man behöver byta ut över 800 km ledning, 30 stamnätsstationer, 15 kontrollanläggningar samt tio reaktorer och transformatorer. Det långsiktiga reinvesteringsbehovet har uppskattats med hjälp av SvK:s kapitalbas och antagna anläggningsspecifika livslängder.

Även åldersstrukturen i befintliga region- och lokalnät går att utläsa ur företagens inrapporterade kapitalbaser till Energimarknadsinspektionen från reglerperiod 2 (RP2). I inrapporterade data anger elnätsföretagen vilka komponenter och anläggningar som finns i befintliga nät, samt ålder och nyanskaffningskostnad (NUAK) för dessa. I tillägg har vi tagit hänsyn till ökad kablifiering i storstadsregionerna och kapacitetshöjnigen som antas genomförs samtidigt som anläggningar byts ut. Med hjälp av dessa uppgifter har det kommande reinvesteringsbehovet uppskattats. Reinvesteringsbehovet antas inte förändras mellan scenarierna.

Figur 23: Bedömd årligt reinvesteringsbehov i stam, region- och lokalnät till år 2050



Källa: Energimarknadsinspektionen, Sweco

Behovet av nyinvesteringar för att ansluta ny förbrukning, ny elproduktion, förstärka och integrera elnätet bedöms baserat på scenariospecifika ingenjörsmässiga antaganden. Svenska Kraftnät delar in nyinvesteringsbehov i tre olika kategorier baserat på drivkrafter; *anslutning*, *marknadsintegration* och *systemförstärkning*. Motsvarande uppdelningar har nyttjats i detta projekt för att uppskatta nyinvesteringsbehovet i elnäten till år 2050. Svenska kraftnät har i sin systemutvecklingsplan[24] uppskattat det totala investeringsbehovet i stamnätet, inklusive ny- och reinvesteringar fram till 2027. Några skillnader mellan scenarierna eller större avvikelser från denna plan innan år 2027 är inte troligt på grund av de långa ledtiderna för stamnätsinvesteringar. Svenska kraftnäts planer för stamnätsinvesteringar har därför analyserats och nyttjats fram till år 2027, därefter används Swecos bedömningar för investeringsbehovet.

Scenariernas antaganden belastar stam-, region- och lokalnät på olika sätt. Kostnaden för marknadsintegration med andra länder efter 2027 uppskattas baserad på Swecos antaganden om en fortsatt europeisk marknadsintegration och kostnader för tidigare marknadsintegrationsprojekt. Överföringskapaciteten mellan länderna antas vara lika i alla scenarier. Behovet för marknadsintegration mellan elområden fås genom simuleringar i Swecos elmarknadsmodell Apollo, där en maximal tolererad prisskillnad mellan angränsade elprisområden är 1,5 EUR/MWh i årsgenomsnitt. Överskrids denna skillnad så måste förstärkningar i snitten tillkomma för att minska skillnaderna. Systemförstärkningsbehovet inom elområden uppskattas vara direkt relaterad till marknadsintegrationen.

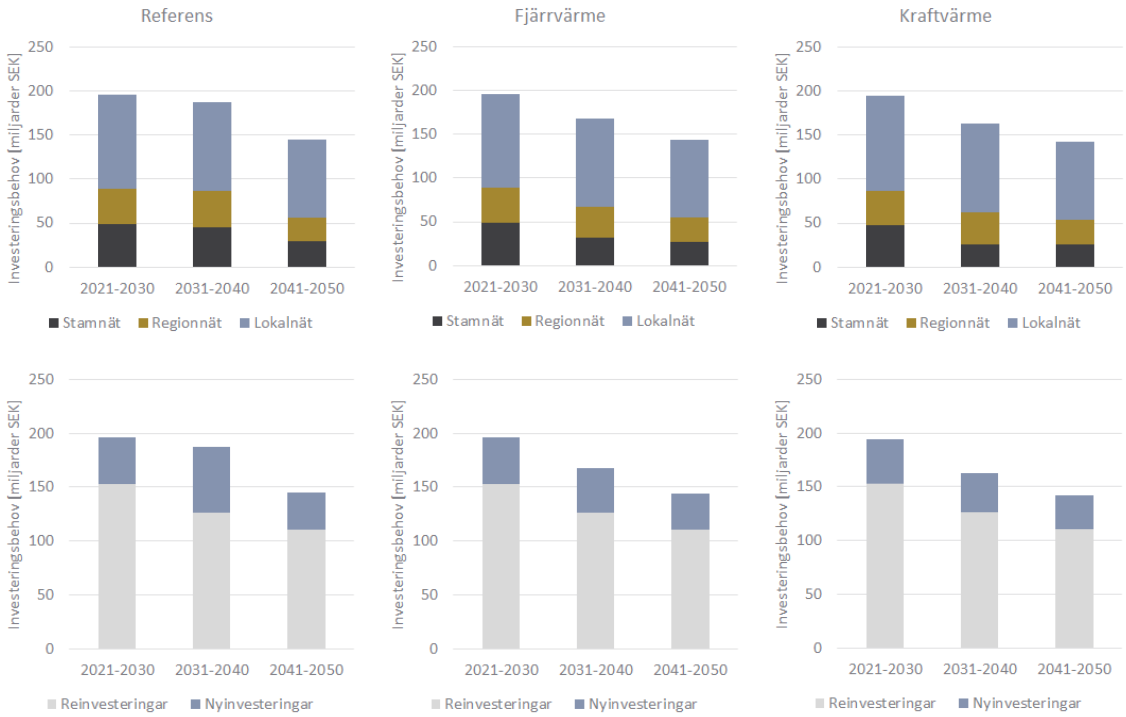
Nyanslutningar för ny tillkommande elanvändning och produktion beräknas specifikt och för varje nätnivå. Olika produktionsslag ansluts på olika spänningsnivåer framförallt på grund av ansluten effekt och påverkar därmed olika delar av elnätet. Småskalig produktion som solkraft ansluts huvudsakligen till lokalnäten, medan storskalig elproduktion som havsbaserad vindkraft och landbaserad vindkraft med mer än 300 MW ansluts till stamnätet. Medelstor produktion ansluts till regionnätet. De tre produktionsscenarierna innebär att olika mycket ny produktionskapacitet måste anslutas vid olika delar av nätet och spänningsnivå.

Det totala investeringsbehovet i alla nätnivåer bedöms uppgå till cirka 498-528 miljarder SEK under 2021-2050 i alla tre scenarier. Investeringsbehovet är med 528 miljarder högst i Referensscenariot och ca. 30 miljarder lägre i Kraftvärmescenariot. Reinvesteringsbehovet utgör den största delen av investeringen, cirka 73-78%[25].

[24] Svk (2017): Systemutvecklingsplan 2018-2027

[25] Här räknas dock även kablifiering av befintliga luftledningar och kapacitetshöjningar av existerande ledningar i lokal- och regionnät som reinvesteringar och inte som nyinvesteringar, vilket hade varit en möjlighet.

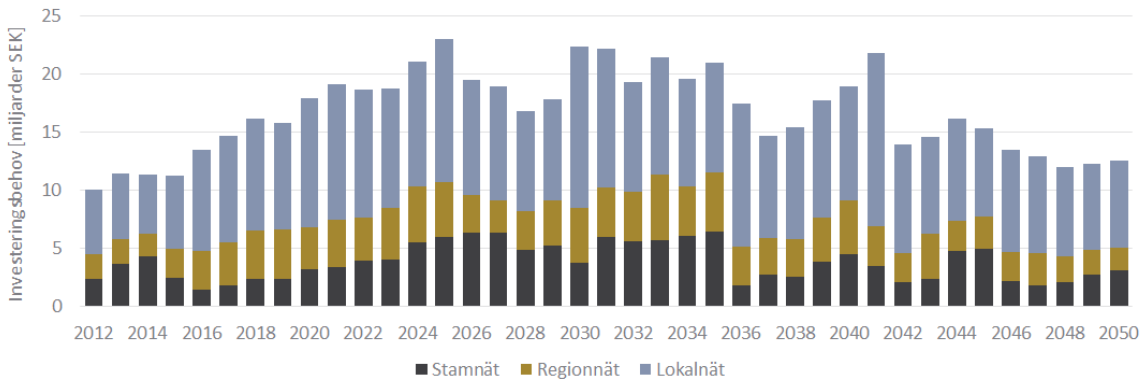
Figur 24: Estimerad investeringsbehov i elnätet, alla scenarier



Källa: Sweco

I Referensscenario behöver stamnätet förstärkas ytterligare på grund av marknadsintegrationen med utlandet, utbyggnaden den landbaserade vindkraften i främst SE1 och SE2 i tillägg till bortfallet av kärnkraften i SE3. Det finns ett ökat behov att överföra energi från norra till södra Sverige. Även inom elområden behöver stamnätet förstärkas, även regionnätet behöver förstärkas. Vindkraftsparker mindre än 300 MW vilket under en överskådlig tid kan antas utgöra majoriteten av de nya projekten förväntas anslutas till regionnätet som därmed kräver utbyggnad och förstärkning, främst i norra Sverige. Utbyggnaden av biokraften är begränsad, solkraften påverkar mest lokalnätet.

Figur 25: Estimat investeringsbehov på olika nätnivåer i Sverige 2012-2050, scenario Referens



Källa: Sweco

Även i fjärrvärmescenariot behöver stamnätet förstärkas en hel del på grund av utbyggnaden vindkraften i främst SE1 och SE2. Det finns fortfarande ett ökat behov att överföra energi från norra till södra Sverige, dock i mindre grad än i Referensscenariot, eftersom en 14 TWh elvärme har ersatts med fjärrvärme. Totalt bedömer vi att scenariot visar 21 miljarder lägre investeringskostnad under perioden 2021-2050 än Referensscenariot.

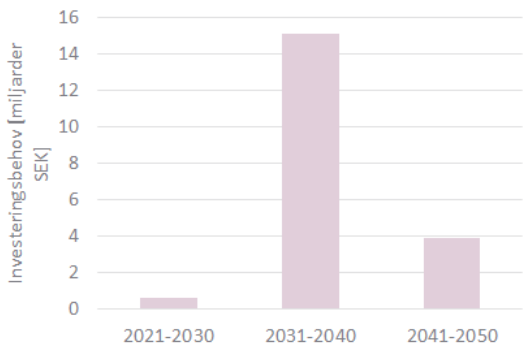
I Kraftvärmescenariot minskar behovet för utbyggnad av landbaserad vindkraft i norra Sverige ytterligare och därmed även utbyggnadsbehovet av stamnätet. Totalt bedömer vi att scenariot visar 8 miljarder lägre investeringskostnad för elnätet under perioden 2021-2050 än Fjärrvärmescenariot och 29 miljarder lägre än Referensscenariot.

Underhållskostnaden utgör ca. 6-8 miljarder SEK per år i alla scenarier, lite lägre i fjärr- och kraftvärmescenariot än i Referensscenariot.

4.1.3 Investeringsbehov i energilager

Resultaten från marknadsmodelleringen indikerar både ett behov för energilager i någon form samt behov för någon form av frekvensstabiliserande åtgärd. Vi har antagit totalt 2000 MW batterier till år 2040 i samtliga scenarier.

Figur 26: Estimerad investeringsbehov i energilager 2021-2050

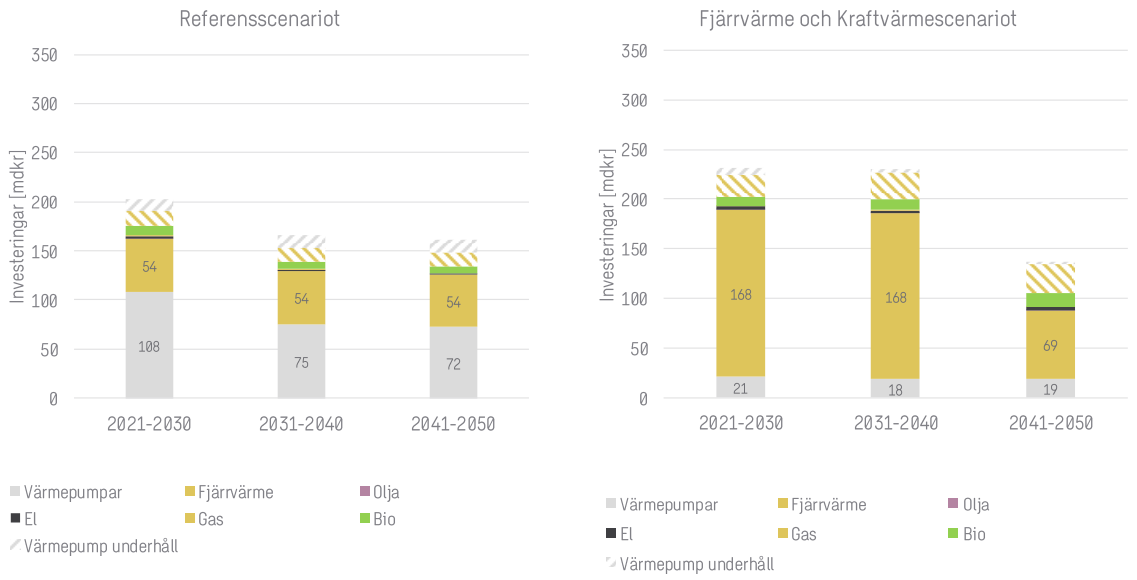


Källa: Sweco

4.1.4 Investeringsbehov i värme

Investeringsbehovet för värme uppgår till mellan 448 och 506 miljarder SEK under perioden 2021-2050, beroende på scenario. I de tre scenarierna kommer det behövas stora investeringar i värmeproduktion varav majoriteten av dessa kommer vara i fjärrvärme och värmepumpar. I Figur 27 visas det totala investeringsbehovet för värmeproduktion i 10-års intervaller till och med år 2050. Fram till år 2040 är investeringarna betydligt högre i fjärrvärme- och kraftvärmescenariot. Efter år 2040 minskar investeringsbehovet då fjärrvärme har en lång livslängd och relativt låga underhållskostnader. Som streckade linjer redovisas årligt underhåll som behövs för att bibehålla produktionsanläggningarna i god skick vilket i strikt mening inte är en investering. Investeringsbehovet i värme är detsamma i Fjärrvärmescenariot och Kraftvärmescenariot då elproduktionsdelen för kraftvärmeverk redovisas under investeringar i elproduktion.

Figur 27: Totalt investeringsbehov för värmeproduktion i tre scenarierna



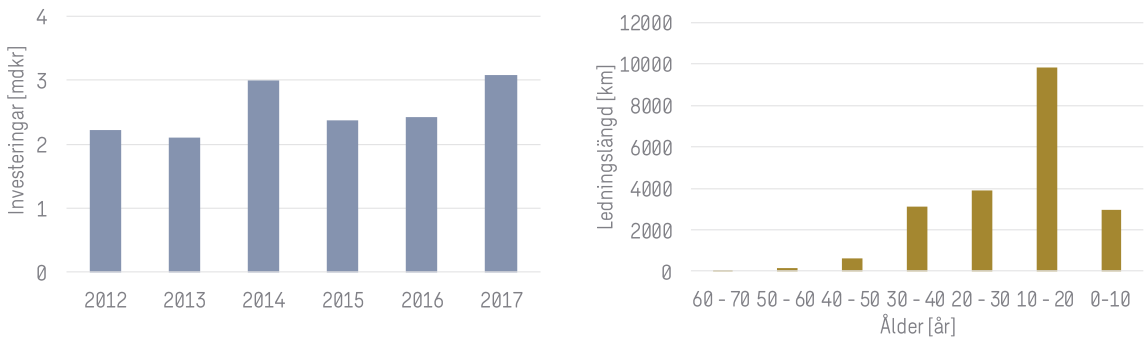
Källa: Sweco

Fjärrvärmenät

Investeringar fjärrvärme kan delas in i två huvudkategorier: nät och produktion. Med nät avses investeringar i själva fjärrvärmenätet med vilket värmen överförs till slutanvändaren, med produktion avses investeringar i värmeproduktion. Produktion av värme kan göras med flera olika metoder till exempel pannor, stora värmepumpar eller spillvärme från industrin. Pannor kan delas i flera kategorier beroende på bränsle. Det vanligaste i Sverige är bioeldade och avfallseldade pannor. Oljeldade pannor används enbart som spetslast.

Investeringsnivån i fjärrvärmenätet har varit relativt konstant de senaste åren och varierat mellan 2 och 3 miljarder SEK per år. Det framtida reinvesteringsbehovet under de kommande 30 åren bedöms vara relativt lågt och inte höga från dagens nivåer. Fjärrvärmenätet i Sverige beräknas idag vara 24 000 km dubbelrör. Den stora ökningen i längd (cirka 8000 km) mellan 2000 och 2010 beror till största delen på förtätningar och att fler småhus anslutits till fjärrvärmenät. Sedan 1980 används i första hand plaströr med en estimerad livslängd på 70–80 år. Av Sveriges fjärrvärmenät är endast 3 % äldre än 1980. I och med att de rör som ligger i marken idag inte nått sin livslängd är reinvesteringsbehovet för att byta ut befintliga rör begränsat under de kommande decennierna. Detta innebär att behovet av reinvesteringar i nätet som behövs för att fortsätta använda Sveriges befintliga fjärrvärmenät fram till och med år 2050 inte kommer att öka.

Figur 28 Investeringar i fjärrvärmenätet 2012–2017 samt nätets åldersstruktur



Källa: Energimarknadsinspektionen

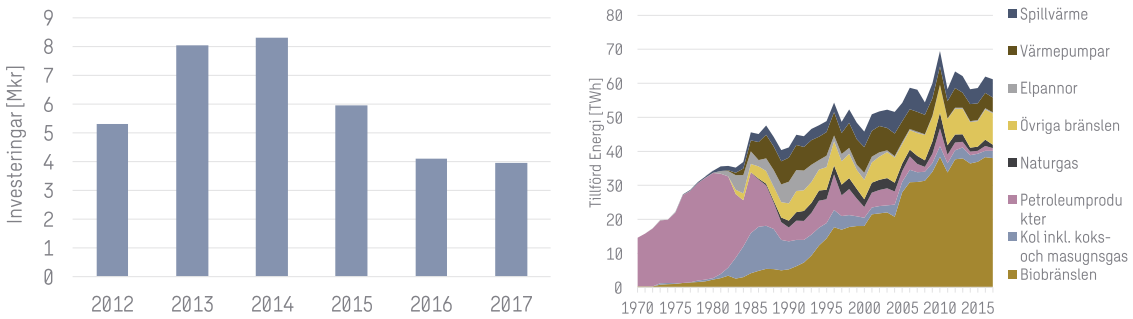
Nyinvesteringar utgörs av nyanslutningar och här är utfallsrummet för investeringsbehovet rätt så stort, beroende på avstånd till nät, komplexitet samt nuvarande anslutningsgrad, dvs om ett område kan anslutas i

en omgång eller anslutning för anslutning. Här har det inte gjorts en fördjupad analys för hela Sverige utan ett estimat baserad på en viktning av enskilda datapunkter.

Fjärrvärmeproduktion

Det finns ingen komplett publik sammanställning av alla pannor och andra produktionsenheter som används för värmeproduktion, vilka pannor som är i drift och vilka som avvecklats. En del fjärrvärmenät har en stor överkapacitet av produktion och andra nät små marginaler när värmebehovet är som högst på vintern. I mindre nät med färre antal pannor är andelen av värmeproduktionen som sker med fossila bränslen större då äldre oljepannor i större grad används som spetslast. Figur 29 visar historiska investeringar produktion. Investeringar i produktion skiljer sig från nät i det avseende att de varierat mer från år till år de senaste 5 åren. Enstaka större investeringar i produktion ger större utslag i statistiken. Under 1980-talet och 1990-talet ersatte biobränslen och förbränning av avfall i allt större grad värmeproduktion med fossila bränslen. Under denna period investerade fjärrvärmeföretagen i pannor avsedda för avfall och biobränslen. Tillförd energi för fjärrvärmeproduktion visar när pannkapaciteten för förbränning av avfall och biobränslen ökat.

Figur 29 Investeringar i produktion 2012–2017 samt tillförd energi för fjärrvärmeproduktion



Källa: Energimarknadsinspektionen och Energimyndigheten

Av Sveriges avfallsförbränningskapacitet är cirka 12 % äldre än 30 år varav hälften av kapaciteten står inför beslut om reinvestering och fortsatt drift eller nedläggning, enligt branschorganisationen Avfall Sverige. Sverige är idag en importör av avfall och har en överkapacitet. Det är troligt att fjärrvärmeproduktionen med avfall kommer vara fortsatt på samma nivå eller något lägre i framtiden. Exempelvis importerar Sverige avfall från Norge som har betydligt mindre produktion av värme och el från avfall.

I Referensscenariot minskar fjärrvärmeproduktionen jämfört med idag vilket innebär att de investeringar som genomförs i första hand är för att bibehålla befintlig produktionskapacitet och existerande nät. Åldersstrukturen på befintlig produktionskapacitet resulterar i att reinvesteringar måste genomföras fram till år 2050 för att bibehålla produktion med låga utsläpp av koldioxid. Sweco bedömmer att merparten av all fjärrvärmeproduktion kommer ske med biobränslen och avfall.

I Fjärrvärmescenariot och Kraftvärmescenariot ökar leveranserna av fjärrvärme betydligt vilket innebär att investeringar måste genomföras i både fjärrvärmenät och i ny produktionskapacitet utöver befintligt reinvesteringsbehov. Behovet av att investera i produktionskapacitet skiljer sig från nät till nät beroende på befintlig pannkapacitet idag. Generellt består dock överkapacitet idag av äldre oljeeldade pannor som används som spetslast eller reservkapacitet. Merparten av investeringsbehovet i själva fjärrvärmenätet består av anslutning av småhus. Som tidigare nämnt i kap 2 är det baserat på erfarenhet av fjärrvärmeföretag antagits att en konverteringsgrad till fjärrvärme på 75 % är möjligt för småhus. De investeringar i nätkapacitet som behövs för att ansluta småhus kan delas in i servisledningen, förstärkning av lokalt nät, värmeväxlare samt installation av vattenburet system inne i huset om det saknas sedan tidigare. Anslutningskostnaderna minskar betydligt om ett stort antal hus i ett område ansluts samtidigt vilket de antas göras där det är möjligt.

Behovet av pannkapacitet kommer öka med den större mängden fjärrvärme. I ett typiskt fjärrvärmenät används avfallsförbränning som basproduktion som sedan kompletteras med spillvärme, biopannor och till sist fossilt eldade oljepannor som spetslast. Enligt rapporten *Spillvärme från industrier och värmeåtervinning*

från lokaler[27] är potentialen för spillvärme i Sverige 6,2–7,9 TWh. År 2017 stod spillvärme för 4,3 TWh av tillförd energi till fjärrvärmenäten. Vid byggnation av ett nytt fjärrvärmenät måste en kostnadnyttoanalys genomföras för att se på möjligheterna för spillvärme. Andelen spillvärme som matas ut i fjärrvärmenäten kommer troligtvis öka något men potentialen är begränsad i tilägg till att spillvärme inte är prima energi i det avseende att den garanterat finns tillgänglig när det är som kallast och värmebehovet är som störst. En liten mängd av den fjärrvärme som produceras idag med hjälp av direkt el eller värmepumpar bedöms inte öka. Övriga fossila bränslen som används väntas fasas ut helt eller användas som spetskapacitet och reservkapacitet. Majoriteten av den tillkommande fjärrvärmeproduktionen väntas ske med bioeldade pannor.

I fjärrvärme och kraftvärme scenarierna är det en stor investeringspuckel inför år 2045 då. Det bör beaktas att den tekniska livslängden för utbyggnation av fjärrvärmenätet är mycket lång. Avfallseldade pannor antas ha en livslängd på cirka 30 år och bioeldade pannor på 30–40 år. När den tekniska livslängden uppnås måste en reinvestering genomföras för att fortsätta produktionen av värme. För själva fjärrvärmenätet antas det att reinvesteringsbehovet fortsatt är på samma nivå som idag.

Värmpumpar

I Referensscenariot kommer värmepumpar fortsätta värma upp allt fler småhus med även lokaler och flerbostadshus. Värmepumpars verkningsgrad väntas öka i framtiden men Sweco bedömer att livslängden fortsatt kommer vara mellan 15–20 år. Investeringsbehovet i Referensscenariot kommer därmed till stor del bestå av att äldre värmepumpar ersätts med nya. Enligt statistik från Svenska Värmepumpsföreningen är den vanligaste uppvärmningsformen vid köp av en ny värmepump en redan befintlig, äldre värmepump. När ersättningsmarknaden för värmepumpar växer kommer marknaden för värmepumpar stabiliseras på en jämn nivå. Andra former av uppvärmning än värmepumpar och fjärrvärme kommer fortsatt att existera på sikt men succesivt fast ut i samband med renoveringar av hus och ersättas med värmepumpar. Framtida investeringar i värmepumpar estimeras utifrån när tidigare installerade värmepumpar behöver ersättas.

I Fjärrvärmescenariot och Kraftvärme scenariot kommer värmepumpar stå för en allt mindre del av värmeproduktionen, vilket innebär att värmepumpar succesivt kommer fasas ut ur systemet. En mycket liten mängd nya värmepumpar kommer installeras.

Tabell 4 Kostnad installation av värmepump i småhus med värmebehov på (20 000 kWh/år)

Värmepump	Kostnad	Livslängd
Luft-luft	25 000 kr	10-15 år
Luft-vatten	110 000 kr	15-20 år
Frånluft	70 000 kr	15-20 år
Bergvärme	150 000 kr	15-20 år

Källa: Svenska värmepumpsföreningen, Sweco

Värmepumpar kan delas in fyra huvudkategorier vilka är listade i Tabell 4 samt tillhörande investeringskostnad för var och en av dem i dagens penningvärde. När en värmepump når sin tekniska livslängd måste normalt hela värmepumpen bytas ur även om det ibland möjligt att enbart byta kompressorn. För bergvärmepumpar kan själva borrhålet normalt fortsätta att användas under en mycket längre tid än en pump håller även om hålen för tidigt installerade pumpar ofta är grunda.

[27] Spillvärme från industrier och värmeåtervinning från lokaler, Rapport 2009:12, Svensk Fjärrvärme

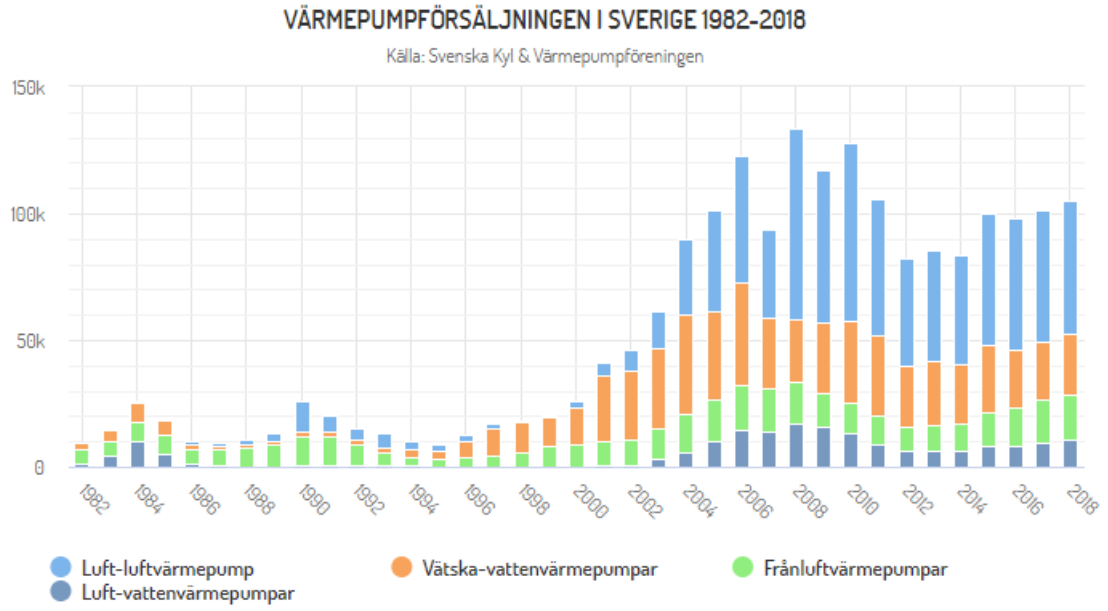
5 Bilaga

Tabell 5: Energibalans för 2040-scenarier

Energibalans, TWh	2018	2040 Referens	2040 Fjärrvärme	2040 Kraftvärme
Kärnkraft	66	0	0	0
Vattenkraft	61	68	68	68
Kraftvärme	14	18	18	32
Vindkraft	17	98	84	70
Sol	0	10	10	10
Gasturbiner & Kondenskraft	1	1	1	1
Summa	158	195	181	181
Efterfrågan	141	180	166	166
Balans (Export)	17	15	15	15

Källa: Analyser med Sweco's elmarknadsmodell Apollo

Figur 30: Värmepumpförsäljningen i Sverige 1982- 2018



Källa: Svenska värmepumpsföreningen