

KRAFTSAMLING ELFÖRSÖRJNING

Scenarioanalys

240 TWh



Innehållsförteckning

Sammanfattning	3
1 <i>Introduktion</i>.....	4
1.1 Studiens målsättning	4
1.2 Författare, modellerare och extern expertis	4
1.3 Finansiering	4
2 <i>Direktreduktion av järnmalm med vätgas i Sverige</i>.....	5
3. <i>Kraftsystemets samlade utveckling till år 2045</i>.....	9
3 <i>Uppdaterade ingångsvärden</i>.....	10
3.1 Sammanfattning	10
3.2 Solkraftens produktionsprofil.....	10
3.3 Möjlig expansion av havsbaserad vindkraft	10
3.4 Modellering av kraftvärme.....	12
4 <i>Modellerade scenarier</i>	13
5 <i>Resultat</i>	14
5.1 Teknikneutrala scenarier	14
5.2 100% förnybart	15
5.3 Jämförelse mellan scenarier	16
6 <i>Referenser</i>	21

Sammanfattning

I detta uppföljningsarbete har vi ökat den slutgiltiga efterfrågan på el i Sverige år 2045 till **240 TWh** per år, från den tidigare nivån om 200 TWh per år¹. Denna ökade efterfrågan härstammar framförallt från de expanderade planer på fossilfri produktion av järnsvamp med hjälp av vätgas som presenterats av LKAB sedan den ursprungliga studien utfördes. De teknikneutrala kostnadsoptimala kraftsystem som dimensionerats för att möta denna ökade efterfrågan ser i grunden ut på samma sätt som tidigare. Den ökade efterfrågan täcks av mer kärnkraft (+22 TWh/år), vindkraft (+15 TWh/år) och biokraftvärme (+4 TWh/år) och den totala systemkostnaden ökar för det mindre urval av scenarier som inkluderats i denna uppdaterade analys med cirka 5 % i genomsnitt (från ~420 kr/MWh till ~440 kr/MWh).

I de specialfall då enbart förnybara kraftkällor tillåts så expanderar havsbaserad vind, solkraft och biokraft markant. Kraftsystemen i de helt förnybara scenarierna saknar i denna analys tillräcklig störningsstabilitet under en större andel av årets timmar (rotationsenergin ligger nu under "miniminivå" cirka 5500 timmar per år), vattenkraften drifas än mer volatilt (med längre perioder av minimal respektive maximal produktion), ytanspråken för kraftsystemet ökar och även livscykelutsläppen av CO₂ (baserat på dagens värden) ökar något.

Kostnaderna per MWh växer i samtliga fall, främst på grund av en lägre relativ andel av de mest kostnadseffektiva men begränsade teknikalternativen (existerande vattenkraft och kärnkraft och ny landbaserad vindkraft). Den genomsnittliga kostnadsskillnaden mellan de modellerade teknikneutrala scenarierna och de helt förnybara scenarierna, utan att inkludera kostnader för att garantera kraftnätets störningsstabilitet och spänningshållning, ligger i denna analys kvar på ungefär samma nivå – helt förnybara system är i genomsnitt 42 % dyrare nu, jämfört med +40 % tidigare. Kostnadseskaleringen för helt förnybara fall hålls nere i modelleringen bland annat på grund av att hela den tillkommande lasten i samtliga scenarier modellerats som *flexibel* utan associerade kostnader², vilket möjliggör en mycket hög sammanlagd efterfrågefleksibilitet på upp till $\pm 11\,500$ MWh/h, vattenkraften tillåts att drifas mycket volatilt, samt att vindkraften tillåts expandera långt över nuvarande planeringsmål för år 2040. Kostnadsskillnader mellan teknikneutrala och helt förnybara scenarier ska därför tolkas som en miniminivå, då en mer detaljerad analys med fler relevanta kostnadsposter (till exempel för kraftnätets stabilitet och med robusthet mot längre tidserier av väderdata) och/eller mindre optimistiska antaganden kring till exempel efterfrågefleksibilitet och vindkraftens expansion sannolikt skulle öka denna skillnad.

¹ Både siffror representerar slutgiltig elanvändning och inkluderar därför inte förluster inom transmission och distribution av el.

² Kostnaderna för att möjliggöra denna flexibilitet, framförallt i form av överkapacitet i elektrolys och vätgaslagring, har ställts utanför modelleringen

1 Introduktion

1.1 Studiens målsättning

Denna studie utgör en uppföljning inom delprojektet "Långsiktig Scenarioanalys" inom Svenskt Näringslivs projekt "Kraftsamling Elförsörjning". I detta uppföljningsarbete har vi ökat den samlade modellerade slutgiltiga efterfrågan till **240 TWh** per år istället för den tidigare nivån om 200 TWh per år. Denna ökning härstammar framförallt från de expanderade planer på fossilfri produktion av järnsvamp med hjälp av vätgas som presenterats av LKAB sedan den ursprungliga studien utfördes [1]. För en fullständig beskrivning av delprojektets metoder, ingångsvärden och tidigare resultat hänvisar vi till:

- [Resultatrapport](#) för "Långsiktig Scenarioanalys" (104 sidor, 9.8 MB)
- [Underlagsrapport](#) för "Långsiktig Scenarioanalys" (160 sidor, 24.4 MB)

Denna rapport presenterar uppdaterade scenarioanalyser som baseras på det tidigare arbetet, denna rapport beskriver därför *enbart* de förändringar som införts.

1.2 Författare, modellerare och extern expertis

Denna rapport och dess underlag har framtagits av projektmedlemmarna i Tabell 1.

Tabell 1, Projektmedlemmar

Roll	Namn	Organisation
Uppdragsledare & huvudförfattare av rapport	Dr. Staffan Qvist	Qvist Consulting Limited
Modellering	Prof. Jesse Jenkins	DeSolve LLC
	Dr. Nestor Sepulveda	DeSolve LLC
Projektledare (beställare)	Lina Håkansdotter	Svenskt Näringsliv AB

1.3 Finansiering

Detta arbete har finansierats av Svenskt Näringsliv.

2 Direktreduktion av järnmalm med vätgas i Sverige

Den tidigare scenarioanalysen inkluderade 15 TWh/år ökad årlig flexibel last för att möjliggöra produktion av fossilfritt stål från svensk järnmalm. Denna nivå vilket motsvarade den då publicerade långsiktiga ambitionen för projektet HYBRIT i Sverige [2]. 15 TWh per år motsvarar den beräknade ökade elanvändningen för att göra SSAB:s ståltillverkning i Sverige (med konventionella fossila masugnar idag i drift i Luleå och Oxelösund) fossilfri med nuvarande produktionsvolym.

Den huvudsakliga energiåtgången för fossilfria järn & ståltillverkningen enligt den metod som utvecklas i Sverige ligger i produktion av vätgas för reduktionen av järnmalm, då man planerar att använda vätgas istället för koks för att frigöra järnet i malmen från syre³. LKAB, som idag främst producerar pellets för användning i masugnar, lanserade under hösten 2020 en strategi inom vilken man ämnar styra om hela sin produktion till järnsvamp producerad med vätgasbaserad direktreduktion för vidare användning i ljusbågsugnar [1]. Utöver inhemsk försörjning på 4–5 miljoner ton per år till främst SSAB så exporterar LKAB idag över 17 miljoner ton av masugnspellet per år. LKAB:s omställning är därför ett betydligt mer omfattande och energikrävande projekt än att enbart ställa om SSAB:s stålproduktion och förse just denna med järnsvamp.

För att producera 1 ton järnsvamp från hematit genom direktreduktion krävs cirka 50 kg vätgas⁴. Mängden elektricitet som krävs för att producera ett kg vätgas beror på vilken typ av elektrolysörer som används, hur stor andel icke-elektrisk värme som används inom processerna och vilken teknikutveckling som antas ske. En elförbrukning för elektrolys i spannet 37–55 kWh/kgH₂ ger ett elbehov i spannet 2–2.8 MWh per ton järnsvamp producerad enbart för elektrolyssteg. Det totala framtida elbehovet för en fossilfri svensk järn- och stålsektor beror på en mängd olika faktorer, men bestäms framförallt av:

- Mängden järnmalm som skall förädlas till järnsvamp per år
- Mängden järnsvamp som skall förädlas till stål i ljusbågsugnar i Sverige per år, och vilken andel av denna som sker i direkt anslutning till järnsvampsproduktionen⁵
- Metod och effektivitet för elektrolys av vatten

³ Järnmalm består av järn (Fe) bundet till syre (O). LKAB:s järnmalm består främst av magnetit (Fe₃O₄) som oxideras till hematit (Fe₂O₃) i pelleteringsprocessen.

⁴ Den fullständiga direktreduktionsprocessen med start från Hematit och en reaktionstemperatur över 570°C går genom stegen: Hematit (Fe₂O₃) → Magnetit (Fe₃O₄) → Wüstit (FeO) → Metalliskt järn (Fe). Den stökiometriska konsumtionen av vätgas är 54.15 kg H₂ per ton av metalliskt järn. Räknar vi med en icke-fullständig metalliseringsgrad (94–96 %), en viss andel gråberg/gångarter (ca 3 %) och en viss förlust av vätgas i reningen av toppgasen från reduktionsreaktorn, så blir den effektiva vätgasåtgången cirka 50–51 kg H₂ per ton produkt.

⁵ En ljusbågsugn som använder varm järnsvamp i anslutning till järnsvampsproduktionen använder ungefär 0.16 MWh/ton-stål mindre elektricitet jämfört med en som matas med kall järnsvamp.

Utöver energiåtgången för elektrolys så måste även behoven av för-värmning av vätgas och möjligen också järnmalm i processen beaktas för att hålla korrekt energibalans i reduktionsreaktorn. Beroende på teknikval, processparametrar⁶ och värmeintegrering så kan det totala *elbehovet* för produktionen av 1 ton järnsvamp för användning i ljusbågsugn därför variera i spannet ~2.3–3.6 MWh/ton. Ståltillverkning i ljusbågsugn från järnsvamp kräver ~0.45 MWh per ton stål producerad om den använder varm järnsvamp i anslutning till järnsvampstillverkningen⁷, och ~0.6 MWh/ton från kalla järnsvampsbriketter.

En fossilfri svensk årsproduktion av järnsvamp motsvarande dagens produktion av masugnspelletts (~20 miljoner ton) och stål (~4 miljoner ton) ger ett *ungefärligt* tillkommande årsbehov av el (utöver dagens användning) i spannet 48–75 TWh, varav >90 % stammar från reduktionen av järnmalm, majoriteten av resten konsumeras i ljusbågsugnar. I modelleringarna i denna uppföljningsstudie uppdaterades den tillkommande lasten för fossilfritt järn & stål från den tidigare nivån om 15 TWh/år till 55 TWh/år, en ökning om 40 TWh/år. LKAB:s egna preliminära beräkningar visade under hösten 2020 på ett sannolikt elbehov om cirka 55 TWh per år när omställningen är klar 2045 [1], vilket innebär att den sammanlagda ökade efterfrågan för hela järn & stål-sektorn kan komma att överstiga detta betydligt. I februari 2021 presenterade företaget H2 Green Steel en plan som inkluderar 800 MW elektrolyskapacitet i ett första steg, och en långsiktig plan på 5 miljoner ton av stålproduktion per år [3]. Elkonsumtionen för den kombinerade anläggningen kan därför långsiktigt väntas landa på minst 9 TWh/år⁸, maximalt 19 TWh/år⁹, och kanske mest sannolikt cirka 11–12 TWh/år¹⁰. I det absoluta "maximalfallet" skulle därför järn & stålindustrins tillkommande last fram mot mitten av seklet kunna uppgå till över 90 TWh/år.

I modelleringen förläggs hela den ökade lasten på +40 TWh/år jämfört med tidigare analys till elområde SE1, och den samlade årslasten (exkl. förluster) för Sverige växer därför i modelleringen från 200 TWh/år till 240 TWh/år. De ingångsvärden som uppdaterats vad gäller fossilfri järn -och ståltillverkning i Sverige år 2045 sammanfattas i Tabell 2.

⁶ Den viktigaste processparametern är hur mycket mer vätgas som matas in i reduktionsreaktorn jämfört med det stökiometriska kravet för reaktionerna (ett vanligt antagande är 50 % övermatning). Ju högre vätgasflödet är in i reduktionsreaktorn, desto högre blir den totala energiåtgången för processen.

⁷ Direktreduktionsprocessen resulterar i en produkt som är cirka 94–95 % metalliskt järn och 5–6 % wüstit (FeO). Om anläggningarna samlokaliseras så kan syrgas (O₂) som produceras från vattenelektrolysen tillsättas direkt i ljusbågsugnen för produktion av CO för att minska mängden FeO.

⁸ 800 MW elektrolys med utnyttjandegrad på 85% förbrukar 6 TWh/år, 5 miljoner ton stålproduktion i ljusbågsugn, varav ~63% återvinning, ger ytterligare 3 TWh/år.

⁹ Med all stålproduktion direkt från järnmalm som reduceras i den anläggningen uppgår elanvändningen till cirka 16 TWh/år för reduktion och 3 TWh/år för ljusbågsugnar.

¹⁰ Med 50 % återvunnet material och 50 % egenproducerad järnsvamp från malm blir den sannolika användningen för 5 miljoner ton stål/år cirka 11 TWh/år. Frågan är vilken järnmalm som kommer reduceras i H2GS anläggning, och vilket "malmöverlapp" det finns med LKAB:s planer.

Tabell 2, Ingångsvärden för modellering av fossilfri järn & stål tillverkning i Sverige 2045 (SE1)

Parameter	Tidigare modellering	Uppdaterad modellering
Årslast	15 TWh/år	55 TWh/år
Genomsnittligt effektbehov	1712 MW	6279 MW

Denna scenarieanalys är fokuserad på kraftsystemet utifrån ett användarperspektiv, och måste då även ta hänsyn till faktorer på användarsidan utöver direkta elbehov, framförallt när det gäller incitament och kostnader för flexibilitet. När flexibilitet inte medför någon större kostnad, till exempel att förskjuta laddning av elbilar under några timmar, så modelleras denna förskjutning (flexibilitet) som gratis för systemet. Då "flexibilitet" har en direkt och uppenbar samhällsekonomisk kostnad, som till exempel när svensk industri drar ner på produktion i modelleringen för att minska lasten, så modelleras detta med en kostnad. Denna kostnad vägs sedan mot den kostnadsbesparing som görs på kraftsystemssidan för att hjälpa till att avgöra den optimala dimensioneringen av kraftsystemet. Neddragen konsumtion (och produktion) skulle i teorin kunna undvikas om det på användarsidan fanns möjlighet till flexibilitet genom investeringar i "överkapacitet" i de komponenter som använder el samt möjligheter att lokalt lagra el, vilket då skulle möjliggöra bibehållen produktion även om el inte finns tillgänglig från kraftnätet. Överkapacitet och lagring på användarsidan ger alltså en flexibilitet som möjliggör ett billigare och mindre kraftsystem. Men var bör kostnaderna för investeringar i en sådan kapacitet på användarsidan i sådana fall bokföras? Om kostnader för att möjliggöra flexibilitet på användarsidan ses som en del av den samhällsekonomiska kostnaden för kraftsystemet så skulle i teorin dessa kunna bokföras som en kostnadsökning relativt ett system med noll incitament för flexibilitet. Inget kraftsystem med fri prissättning har konstanta elpriser, och det finns därför alltid ett ekonomiskt incitament att investera i möjligheten att exponeras mot ett lägre genomsnittligt elpris, speciellt om elpriset utgör en stor del av de totala produktionskostnaderna.

I de modelleringsfall som inkluderats i denna scenarieanalys så har vi ställt kostnaderna för flexibilitet på användarsidan för den tillkommande lasten utanför optimeringen (flexibilitet är med som grundförutsättning) och utan att inkludera dess merkostnader i systemkostnaden¹¹. Den installerade kapaciteten för konsumtion inom elektrolys jämfört med det genomsnittliga elbehovet samt vätgaslagringskapaciteten är de parametrar som avgör flexibiliteten hos den tillkommande lasten. LKAB:s egna studier för att avgöra optimal dimensionering för dessa komponenter pågår, och inga beslut har tagits vad gäller dessa värden för någon av LKAB:s anläggningar¹².

¹¹ Cirka 10 miljarder kr merinvestering för elektrolys (drifttid upp till 10 år innan ersättning), 5 miljarder kr för vätgaslager och 500 mkr årlig driftkostnad, motsvarande en annuitet + driftkostnad på cirka 2.5 miljarder kr/år.

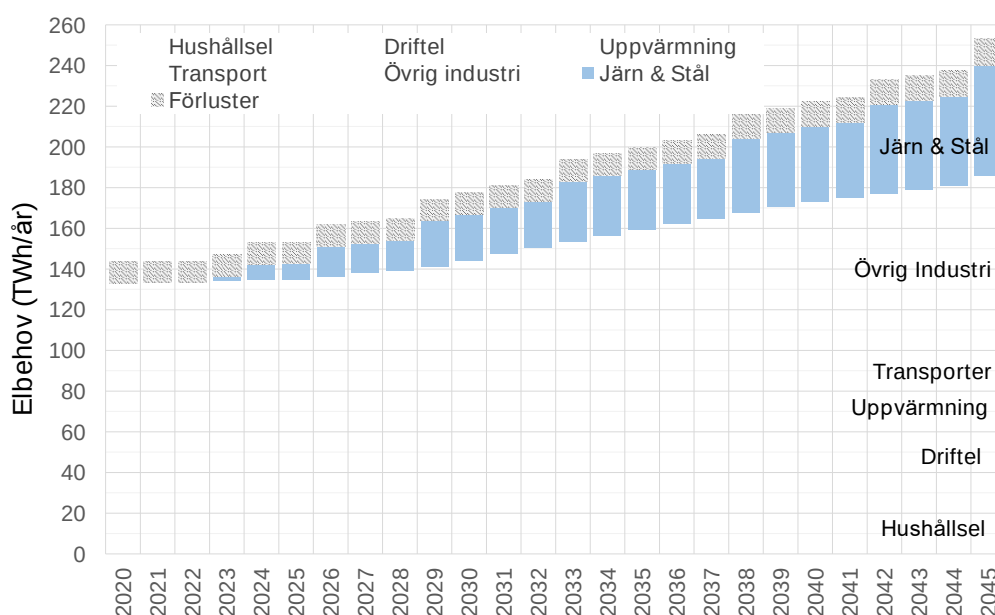
¹² Om elförsörjning till dessa projekt sker genom egenproduktion eller till exempel genom PPA med fast volymleverans, kan investeringar i överkapacitet som möjliggör flexibilitet komma att bli mycket låga.

Tabell 3, Ingångsvärden för modellering av fossilfri järn & stål tillverkning i Sverige 2045 (SE1)

Parameter	Tidigare modellering	Uppdaterad modellering
Maximal möjlig konsumtion ("Kostnadsfri" överkapacitet)	2569 MW (857 MW)	7534 MW (1255 MW)
Vätgaslagringskapacitet inkluderad utan kostnad i systemoptimeringen	41 GWh	121 GWh

3. Kraftsystemets samlade utveckling till år 2045

Sveriges ambition att eliminera utsläpp av växthusgaser förväntas öka behovet av elektricitet från nuvarande nivåer på cirka 130 TWh/år (exkl. förluster) upp till en nivå år 2045 på *minst* 240 TWh/år när vi även inkluderar en helt fossilfri järn och stålsektor. Dessa siffror *inkluderar* satsningar på energieffektivisering över hela ekonomin, och innefattar till exempel ett minskat behov av el för uppvärmning med cirka 5 TWh/år, trots en växande befolkning. Figur 1 visar en uppdaterad övergripande bild av det svenska elbehovet år 2020–2045, med det signifikant ökade elbehovet för fossilfritt järn & stål visat separat i blå färg.



Figur 1, Övergripande bild över elanvändande sektorers utveckling för en fossilfri ekonomi

Ett antal faktorer sammanfaller för att göra den stundande etappen i kraftsystemets utveckling, från idag fram till 2045, till en mycket stor utmaning, för vilken planering och djupgående analys är ett absolut krav redan idag. Utan utökade re-investeringar och moderniseringar kommer i stort sett *all existerande produktionskapacitet* utöver vattenkraften fasas ut under denna period. Utan re-investeringar sker huvudparten av denna utfasning samtidigt för både vindkraft och kärnkraft under främst 2040-talet. Detta sker samtidigt som elbehoven ökar markant för att åstadkomma fossilfrihet i ekonomin. Fram till 2045 så förloras en existerande produktionskapacitet om cirka 90 TWh/år utan reinvesteringar, samtidigt som elbehovet ökar med cirka 100 TWh/år. Netto-behovet av ny och moderniserad kapacitet på årsbasis för att kraftsektorn på bästa sätt ska möjliggöra en konkurrenskraftig fossilfri svensk ekonomi blir därför *minst* 190 TWh/år¹³ över de närmaste 24 åren.

¹³ Denna siffra relaterar till den årliga produktionskapaciteten vid slutet av perioden, inte till en årlig ökning av produktion. Det genomsnittliga behovet per år är cirka $190/24 = 8$ TWh/år per år.

3 Uppdaterade ingångsvärden

3.1 Sammanfattning

Samtliga ingångsvärden från tidigare scenarieanalys har bibehållits med undantag från efterfrågan (som nu är 40 TWh/år högre än i tidigare i form av flexibel last inom elområde SE1) och de uppdateringar som anges i detta avsnitt.

3.2 Solkraftens produktionsprofil

Både denna uppdaterade modellering och tidigare modelleringar använder 2018 som generellt basår för ingångsvärden. Tidigare modellering använde dock produktionsprofiler för solkraft från 2016 snarare än 2018. Detta har i denna modellering uppdaterats med profilvärden för 2018¹⁴. Eftersom 2018 var det soligaste året i Sverige på flera decennier så har dessa värden sedan justerats ned till långsiktigt representativa kapacitetsfaktorer för solkraften i varje elområde.

3.3 Möjlig expansion av havsbaserad vindkraft

I tidigare modellering sattes ingen begränsning för möjligheterna att expandera havsbaserad vindkraft, varken totalt i Sverige eller inom enskilda elområden. Utfallen av optimeringsberäkningarna visar att detta antagande var relativt oproblematiskt i de teknikneutrala fallen då utbyggnaden av havsbaserad vindkraft då stannade på en rimlig nivå. En detaljerad utredning om det tekniska och tillståndsmässiga taket för utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige har inte ingått inom ramen för detta projekt. Mer detaljerade bedömningar har gjorts av Energimyndigheten, som inom rapporten "100% förnybar el" (2020) säger att den samlade framtida potentialen uppgår till "mindre än 45 TWh/år" [4]:

*"Enligt Havs- och vattenmyndighetens förslag till havsplaner, vilka ska vara vägledande i tillståndsprövningen och kommunernas fysiska planering, finns det **inte** enligt Energimyndighetens bedömningar förutsättningar för att bygga så mycket som 45 TWh havsbaserad vindkraft som anges i detta scenario."*

I Energimyndigheten och Naturvårdsverkets gemensamma rapport "Fördelning av vindkraft" från oktober 2020 sägs följande [5]:

¹⁴ Profilerna (timvisa kapacitetsfaktorer) för solkraften varierar relativt lite från år till år, och solkraften under 2016 och 2018 har snarlika profiler med liknande korrelation med både last och vindkraftens produktion, varför denna förändring i sig inte har någon nämnvärd påverkan på studiens övergripande resultat eller på solkraftens roll inom olika scenarier.

*“När det gäller geografisk fördelning av den havsbaserad vindkraften hänvisar vi till de ställningstaganden som görs inom ramen för havsplaneringen. Vår bedömning är att 20-30 TWh är möjligt att inrymma i de områden som hittills pekats ut för energiutvinning i granskningsversionen av havsplanerna. **Detta ska dock inte uppfattas som ett tak för den havsbaserade vindkraften.**”*

Energimyndigheten och Naturvårdsverket refererar till Havs- och Vattenmyndigheten (HAV) för planering kring möjligheter för havsbaserad vindkraft. HAV skriver i sitt förslag till havsplaner (Dec. 2019) [6]:

*“De områden som anges för energiutvinning i havsplanerna möjliggör för sammanlagt ungefär **23 TWh till 31 TWh** i årlig elproduktion”*

I resultaten från Energimyndighetens scenario-rapport från 2021 [7] så uppgår den maximala mängden havsbaserad vindkraft i något modellerat scenario år 2050 till 34 TWh/år. I vår modellering har vi antagit en genomsnittlig produktion för havsbaserade vindparker motsvarande en kapacitetsfaktor på strax över 50 % under ett medelvindår. Det högsta värdet för havsbaserad vindkraft inom den tidigare scenarioanalysen (med 200 TWh/år efterfrågan) uppstod inom scenariot “F2” (ett scenario som också är med i denna uppdaterade analys), och hade då ett maximalt produktionsvärde om 64.3 TWh per år från 15.5 GW kapacitet. Kapaciteten i detta analysfall översteg alltså Energimyndighetens bedömda potential med ~50 %. När den modellerade efterfrågan nu höjs med ytterligare 40 TWh/år är det därför av relevans att analysera begränsningar för den möjliga expansionen av havsbaserad vindkraft, då denna annars kan komma att bli mycket högre än myndigheternas potentialbedömning i de fall som enbart tillåter förnybar kraftproduktion. De begränsningar som införts för expansionen av havsbaserad vindkraft i den uppdaterade modelleringen sammanfattas i Tabell 4. Vi har här antagit en begränsning som ligger 60–80 % högre än Energimyndighetens bedömning av maximal potential. Kapacitetsfördelningen mellan elområden är inspirerad av resultaten av tidigare studier av potentialen inom svenska vatten inom t.ex. BASREC [8] och EC [9], men är inte resultatet av en detaljerad analys av just denna fråga.

Tabell 4, Modelleringsbegränsning för expansion av havsbaserad vindkraft

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Kapacitet (MW)	2445	2445	5705	5705	16 300
TWh/år möjlig	10.8	10.8	25.1	25.1	71.7

3.4 Modellering av kraftvärme

En utmaning vad gäller modellering och optimering av kraftsystemet är att hantera den direkta kopplingen mellan el och värmeförsörjning inom kraftvärmen, både för fjärrvärme och inom industrin. Ett kraftvärmeverk kan producera både elektricitet och värme, vilket innebär att investeringsanalysen skiljer sig från anläggningar som enbart producerar elektricitet¹⁵. Den tidigare scenarioanalysen ställde antingen kraftvärmeverk helt utanför optimeringen (i två specialfall) eller med i optimeringen men med reducerade driftkostnader för att på så sätt försöka representera sektorkopplingen med värmeförsörjningen. I denna uppdaterade modellering har vi infört en mer nyanserad representation av kraftvärmen med tre olika kostnadskategorier med olika mängd möjlig kapacitet, vilket för kraftvärmen som helhet innebär mer fördelaktiga ingångsvärden. Den första kategorin (#1) har en modellerad investeringskostnad på enbart en fjärdedel av den tidigare modellerade kostnaden (nu 10.25 tkr/kW_{el}), och nedskrivna driftkostnader samtidigt som totalverkningsgraden fortsatt är satt vid 90 %. En mellankategori (#2) har relativt sett mindre nedskrivna kostnader medan den tredje kategorin använder fullständiga kostnader från underlagsrapporten till den ursprungliga scenarioanalysen. Den sammanlagda kapaciteten och produktionsprofilen över året begränsas likt tidigare enligt det antagna värmeunderlaget. Resultatet blir att kapacitet inom kategori #1 är mycket konkurrenskraftig och därför kan förväntas byggas ut fullt i de flesta modellerade scenarier, medan kategori #3 representerar relativt sett dyrare kraftvärmekapacitet och kategori #2 ligger däremellan. Modelleringsantaganden för de tre kategorierna av modellerad kraftvärmekapacitet sammanfattas i Tabell 5 och Tabell 6.

Tabell 5, Relativa ingångsvärden för kategorier av modellerad kraftvärme

Kategori	#1	#2	#3
Investeringskostnad	25 %	67 %	100 %
Fast driftkostnad	50 %	67 %	100 %
Rörlig driftkostnad	67 %	100 %	100 %

Tabell 6, Möjlig kapacitet per kategori av modellerad kraftvärmekapacitet (MW)

Kategori	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
#1	88	200	923	283	1494
#2	88	200	923	283	1494
#3	261	1204	370	261	2096
Summa	291	662	3050	937	4940

¹⁵ De tillgängliga alternativen för kraftvärme i studien är i nuläget begränsade till förbränning av biomassa och avfall. Alla andra produktionsalternativ antas enbart kunna producera elektricitet. I Sverige har kärnkraftsvärmeverk varit i drift (Ågesta), och i stort sett samtliga moderna små modulära kärnkraftverk som är under utveckling går att konfigurera som kraftvärmeverk. Dessa alternativ har inte beaktats i studien. Ett annat tekniskt möjligt alternativ som inte tagits med är att använda naturgas med koldioxidinfångning (CCS) för fjärrvärme och processvärmeförsörjning.

4 Modellerade scenarier

Den ursprungliga analysen innehöll totalt 39 stycken modellerade scenarier inom 3 scenariofamiljer: teknikneutralt (TN), ingen driftförlängd kärnkraft (NN) samt 100 % förnybart (F). I denna uppföljningsstudie har vi replikerat en mindre uppsättning av dessa scenarier, enbart från TN och F-serien, med ambitionen att försöka behålla ett representativt spann av ingångsvärden (från konservativt/pessimistiskt till fördelaktiga förhållanden). De uppdaterade modelleringsfallen som inkluderats i denna studie, samt en beskrivning av de förhållanden som de representerar, är sammanfattade i Tabell 7.

Tabell 7, Uppdaterade modelleringsfall

Namn	Kostnadsutv. sol, vind & lager	Kostnad ny kärnkraft ¹⁶	SMR ¹⁷	Flexibilitet ¹⁸	Handel ¹⁹	Kalkylränta
TN-1	Låg	Låg	Nej	Låg	Nej	3.5%
F-1	Låg	N/A	N/A	Låg	Nej	3.5%
Beskrivning: Låga investeringskostnader, konservativa systemförutsättningar ("låg" flex, ödrift)						
TN-3	Låg	Låg	Nej	Låg	Nej	6.0%
F-2	Låg	N/A	N/A	Låg	Nej	6.0%
Beskrivning: Likt de första två scenarierna men med högre kalkylränta						
TN-5	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	3.5%
F-5	Låg	N/A	N/A	Hög	Ja	3.5%
Beskrivning: Optimistiska förutsättningar för samtliga ingångsvärden (dock ingen SMR i TN-5)						
TN-10	Medel	Medel	Nej	Låg	Nej	3.5%
F-7	Medel	N/A	N/A	Låg	Nej	3.5%
Beskrivning: Generellt relativt pessimistiska förutsättningar						
TN-4	Låg	Medel	Nej	Låg	Nej	6.0%
F-8	Medel	N/A	N/A	Låg	Nej	6.0%
Beskrivning: Maximalt pessimistiska förutsättningar för kärnkraft (TN-4) och förnybart (F-8)						
TN-5-SMR	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	3.5%
Beskrivning: Maximalt optimistiska förutsättningar						

¹⁶ "Låg" innebär 40 kkr/kW, "Medel" 58 kkr/kW

¹⁷ Tillåter Små Modulära Reaktorer (SMR) som ett teknikalternativ

¹⁸ Den modellerade efterfrågefleksibiliteten är i samtliga modellerade fall mycket hög. Värdet "låg" i denna tabell ska därför inte ses som en bedömning i absoluta termer som "låg flexibilitet" utan enbart i relation till modelleringsfallet "hög", där den antagna flexibiliteten är *ännu* högre.

¹⁹ Då internationell handel används är det i samtliga fall "Handel" i denna tabell avser enbart *systemdimensioneringsberäkningar* och ett "nej" är *inte* ett antagande om att det framtida svenska kraftsystemet inte kommer handla med omvärlden. Ett "nej" i denna kolumn innebär enbart att systemet *dimensioneras* för att klara av att förse justerad efterfrågan utan att *förlita* sig på att importkapacitet från utlandet är tillgänglig är den behövs. Det resulterande systemet kan och kommer givetvis att handla med omvärldens kraftsystem precis som idag!

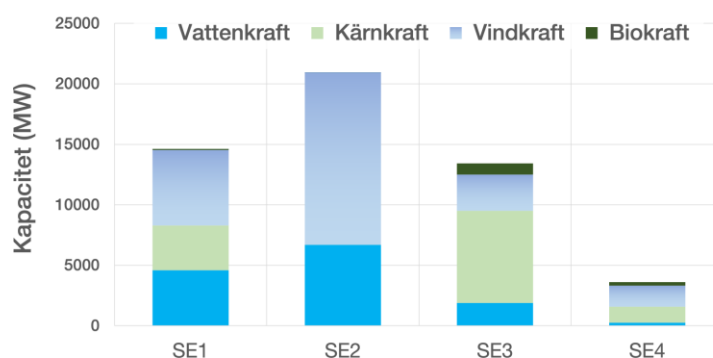
5 Resultat

5.1 Teknikneutrala scenarier

De uppdaterade resultaten för de teknikneutrala modelleringsscenarierna liknar de tidigare resultaten i termer av kostnader och fördelning av installerad kapacitet och årlig elförsörjning mellan kraftslagen. I samtliga modellerade scenarier faller den relativa andelen vattenkraft då dess produktion hålls konstant medan efterfrågan ökar. Re-investeringar sker för att driftförlänga all existerande kärnkraft (6.9 GW), och landbaserad vindkraft och ny kärnkraft fyller precis som tidigare majoriteten av resterande behov. Inget scenario innehåller naturgas med koldioxidinfångning, och endast ett innehåller solkraft (TN₄). Den nya kategori-baserade modelleringen av biokraftvärme ger ökad kapacitet jämfört med tidigare. I genomsnitt över de fem scenarier som saknar möjligheten för investeringar i Små Modulära Reaktorer (SMR) så kommer årsförsörjningen av el huvudsakligen från:

- Vattenkraft – 22 % under modellerat torr-år (25 % under normalår)
- Vindkraft – 36 % (spann 31.2–49.6 %)
- Kärnkraft – 40 % (spann 20.7–46.7 %)
- Biokraft – 2 % (spann 0.8 – 5.6 %)

Då SMR tillåts ökar andelen kärnkraft och andelen vindkraft minskar. Det teknikneutrala kraftsystemets tre ben är alltså fortsatt den existerande vattenkraften, existerande och ny kärnkraft samt vindkraft, även om det exakta förhållandet mellan de tre i den utvalda uppsättningen uppdaterade scenarier är något annorlunda. I genomsnitt över scenarierna möts den ökade efterfrågan (jämfört med tidigare modellering) på årsbasis med 22 TWh/år mer kärnkraft, 15 TWh/år mer vindkraft och 4 TWh/år mer biokraft. Om ingen begränsning införs kring var ny kärnkraft kan lokaliseras, placeras cirka 4–5 GW ny kapacitet i område SE1 i fem av sex teknikneutrala fall²⁰. Kapacitetsfördelningen i scenario TN₁ visas i Figur 2, och system i TN₃ och TN₁₀ är snarlika.



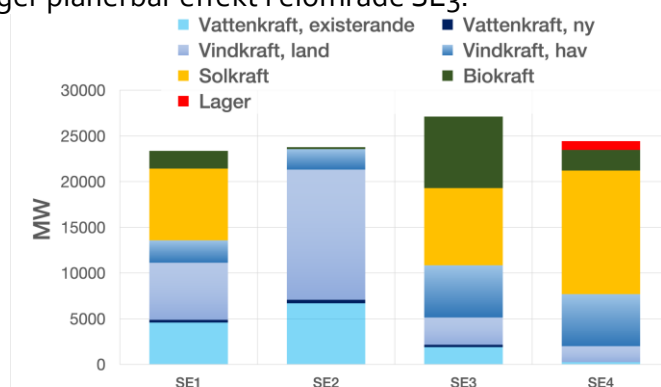
Figur 2, Kapacitetsfördelning i scenario TN₁

²⁰ Direkt samlokalisering av termisk kraftproduktion och last skulle i detta fall kunna ha *mycket* stora processfördelar, då kraftvärmeverk (bio eller kärnkraft) kan direktleverera processvärme och därmed dramatiskt minska elanvändning och kostnader.

5.2 100% förnybart

I de scenarier som frångår principen om teknikneutralitet och enbart tillåter förnybara kraftkällor kommer huvudparten av elförsörjningen från vindkraft. De sammanlagda kapacitetsbegränsningarna i modelleringen för vindkraft begränsar dess maximala årsproduktion under det modellerade vindåret till cirka 142 TWh. I två av fem modellerade scenarier slår den samlade vindkraftskapaciteten i detta produktionstak, medan de tre andra scenarierna har "fullt" utbyggd landbaserad vindkraft och ligger utöver det nära kapacitetstaket för havsbaserad vind. Sverige har idag ett politiskt planeringsmål för att kunna uppnå 100 TWh/år produktion från vindkraft till år 2040²¹. Det är på tekniskt plan ett rimligt mål i ett teknikneutralt system, men det är ett uppenbart orealistiskt lågt planeringsmål i system som frångår teknikneutralitet och styr mot enbart "förnybar" kraft, då samtliga helt förnybara system har betydligt högre årlig vindkraftsproduktion än så.

Det faktum att tre helt förnybara scenarier *inte* slår i vindkraftens *modellerade* kapacitetstak medan två gör det innebär att ett högre kapacitetstak för havsbaserad vindkraft inte skulle påverka systemkostnader alls i 3 av 5 fall, och endast i begränsad utsträckning i återstående två. Ett högre kapacitetstak för landbaserad vindkraft hade däremot inneburit en minskad andel av både havsbaserad vindkraft och solkraft, och något minskade systemkostnader. I genomsnitt ökar produktionen av vindkraft i dessa scenarier jämfört med tidigare med 8 TWh/år, från 131 TWh/år till 139 TWh/år. Med en så stor kapacitet av i hög grad korrelerad vindkraftsproduktion ökar det relativa värdet av andra kraftslag. Biokraftproduktionen ökar med 15 TWh/år (till 29 TWh/år) och solkraften ökar relativt sett mest dramatiskt med 17 TWh/år (till 21 TWh/år). Figur 3 visar kapacitetsfördelningen över landet i scenario F1. Eftersom modellerat flexibel efterfrågan ökar markant i elområde SE1 ser vi en expansion av både sol och biokraft längst i norr, samt en stor kapacitet ny solkraft i söder. Ökad biokraftkapacitet ger planerbar effekt i elområde SE3.

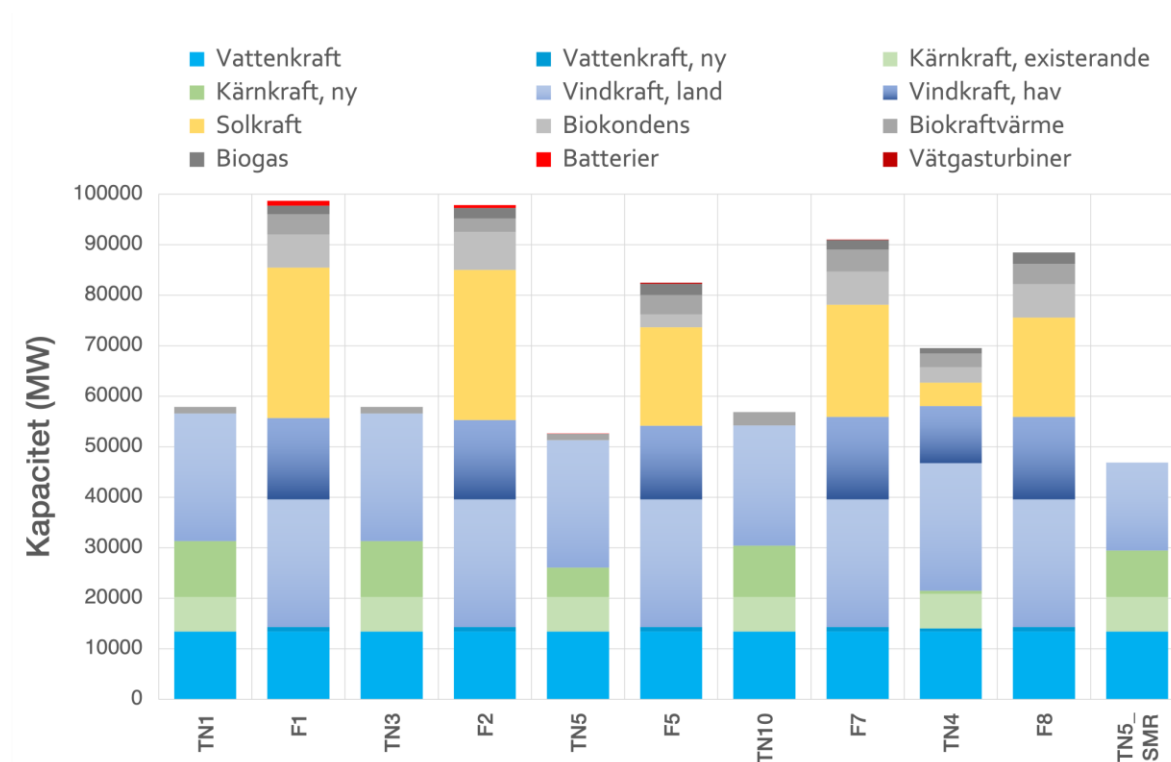


Figur 3, Kapacitetsfördelning i scenario F1

²¹ Totalt har en potential om 89.5 TWh/år under ett medelvindår identifierats för landbaserad vindkraft över hela Sverige [11], vilket indikerar att den totala teoretiska planeringspotentialen för vindkraft enligt berörda myndigheter, inklusive "fullt utbyggd" havsbaserad vindkraft, ligger i spannet 112.5-120.5 TWh/år.

5.3 Jämförelse mellan scenarier

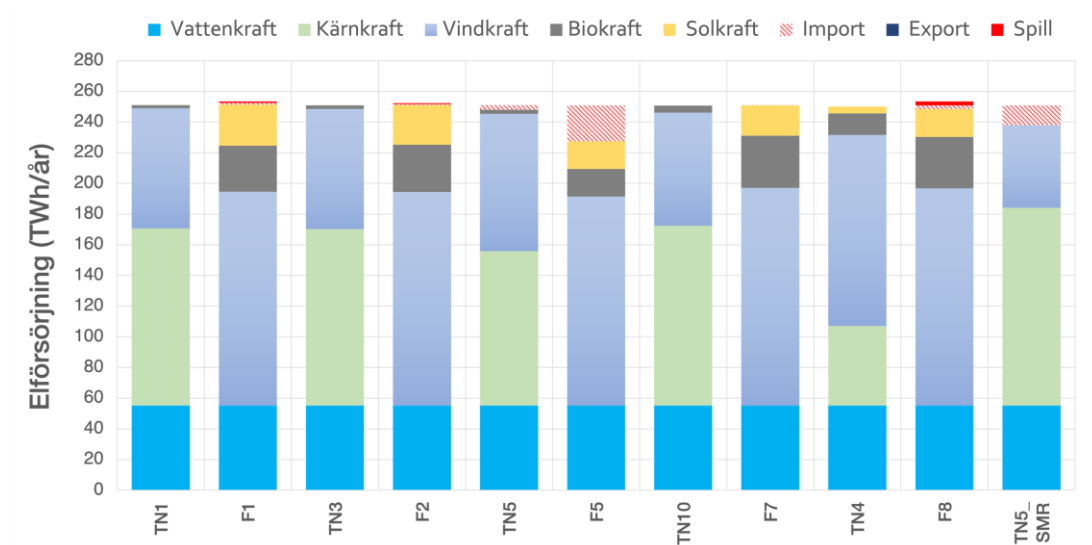
Figur 4 visar installerad kapacitet för kraftproduktion (och lager) för de olika modellerade scenarierna, och Figur 5 visar motsvarande för årlig elförsörjning. Den samlade kapaciteten i teknikneutrala fall är cirka 58 GW i fall som inte kan förlita sig på import för systemdimensionering, och 47–52 GW i de fall då detta är möjligt. I fallet TNo₄, där ingen ny kärnkraft byggs, är den samlade kapaciteten 70 GW. I helt förnybara system är motsvarande kapacitet cirka 90–100 GW (utan handel) och ~82 GW med handel.



Figur 4, Installerad kapacitet för kraftproduktion (MW)²²

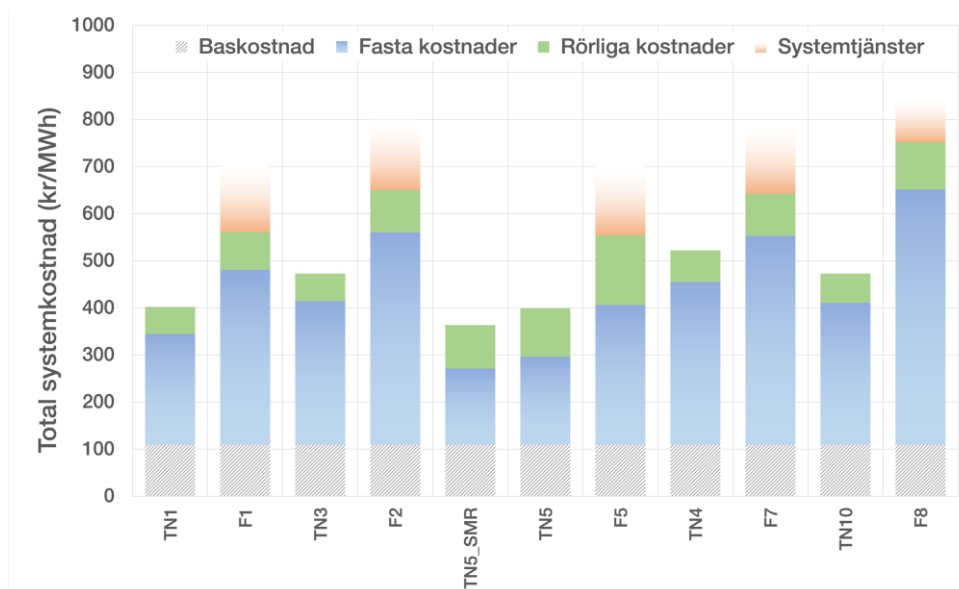
Likt tidigare så nyttjar samtliga handlande system en viss nettoimport på årsbasis för elförsörjning, vilket möjliggör minskade totalkostnader för systemet jämfört med de system som dimensionerats för ödrift.

²² För existerande vattenkraft visas tillgänglig maximal effekt om 13 400 MW istället för installerad effekt.



Figur 5, Elförsörjning på årsbasis (torrår)

Figur 6 visar de totala systemkostnaderna för samtliga scenarier. I teknikneutrala fall ligger kostnaderna i spannet 362–522 kr/MWh (snitt 439 kr/MWh) för de teknikneutrala scenarierna, och motsvarande spann för förnybara scenarier är 544–741 kr/MWh (snitt 622 kr/MWh). Kostnaderna för dessa scenarier har i båda fall gått upp med cirka 5 % jämfört med den tidigare analysen med lägre efterfrågan, på grund av en lägre relativ andel av de mest kostnadseffektiva men begränsade teknikalternativen (vattenkraft, existerande kärnkraft och landbaserad vindkraft).



Figur 6, Total systemkostnad (kr/MWh)²³

²³ För att erhålla "årliga kostnader" i form av driftkostnader och annuiteter på investeringar, multiplicera med levererad elektricitet (inkl. förluster) om 251.1 TWh. 400 kr/MWh * 251.1 TWh/år = 100 miljarder kr/år. "Baskostnad" är kostnader för elnät och vattenkraftens reinvesteringar som ställts utanför optimeringen.

För detta nya urval av scenarier har helt förnybara system cirka +42 % högre kostnader än teknikneutrala system (utan att beakta några kostnader för systemtjänster etc.). Det teknikneutrala scenariot som har mest fördelaktiga ingångsvärden (TN5-SMR) har 50 % lägre kostnader än det mest fördelaktiga helt förnybara scenariot (F5), medan kostnadsskillnaden mellan de mest pessimistiska respektive scenariona är cirka 40 % (TN4 och F8). Den tidigare kostnadsskillnaden mellan teknikneutrala och helt förnybara fall låg på ungefär samma nivå i genomsnitt i tidigare analys (+40 %), även detta utan att beakta merkostnader för att upprätthålla störningsstabilitet och spänningsstöd i kraftnätet. Kostnadseskaleringsen för helt förnybara fall har hållits nere i modelleringen bland annat på grund av följande antaganden:

- Den existerande vattenkraften tillåts i modelleringen att driftas på ett mycket volatilt sätt, och klarar med ett optimalt driftmönster med "perfect foresight" av att balansera ett helt förnybart system med hjälp av förhållandevis begränsade mängder lagring och mer generöst modellerad planerbar biokraft även vid en efterfrågan om 240 TWh/år.
- Ett kapacitetstak har ansatts för vindkraften som ligger mer än 50 % högre än myndigheternas planeringsmål under ett normalvindår.
- Den tillkommande lasten modelleras som flexibel från utgångsläget. Kostnaderna för att möjliggöra denna flexibilitet har ställts utanför modelleringen²⁴. Sammanlagt innebär flexibilitetsantaganden att lasten som måste förses kan avvika från grundlasten med upp till $\pm 11\,000$ MWh/h om och när det passar kraftsystemet, och en betydande del av denna last kan förskjutas i tid upp till 16 timmar. Dessa antaganden gör det långt lättare (och billigare) att möta lasten med system med en hög andel variabel väderberoende kraftproduktion, som annars skulle behöva större investeringar i mer planerbar effekt och/eller lagring.
- Inga kostnader för tillhandahållande av tjänster för till exempel störningsstabilitet (rotationsenergi) eller spänningshållning (reaktiv kompensering) för att upprätthålla överföringskapacitet i transmissionsnätet har inkluderats. Under cirka 60 % av årets timmar understiger rotationsenergin i den svenska delen av det synkrona elnätet den "acceptabla" miniminivån om 35 GW:s i de helt förnybara fallen. Det kvarstår att i detalj utreda hur stora kostnaderna blir för att kompensera för dessa och andra faktorer.
- Modelleringen baseras enbart på väderåret 2018. En uppenbar begränsning med att dimensionera systemet utifrån ett enskilt väderår är att systemet då inte är robust mot mer extrema vädersituationer (till exempel långa kalla perioder med låg vind och solkraftsproduktion) som kan uppstå med låg frekvens och sannolikhet. Ett sådant exempel över en längre tidsperiod ges i Figur 7 nedan.

²⁴ Det finns från järn & stålindustris egen sida inga grundläggande ekonomiska incitament för att investera i storskalig överkapacitet och vätgaslagring, utan dimensionering för detta blir ett resultat från en samoptimering av energiförsörjningsmöjligheter (framförallt volatiliteten på levererat elpris) och processkostnader.

Figur 7, Exempel med längre tidserie med väderdata för det helt förnybara systemet "F5"

Under det modellerade väderåret 2018 så är skillnaden mellan sol & vindkraftens samlade produktion och efterfrågan i system "F5" som mest 7.4 TWh under en tvåveckorsperiod (21.4 GWh/h i snitt över perioden, med start 18:e Februari). Detta kan därför hanteras energimässigt av systemets cirka 23 GW av planerbar kapacitet. Mer tillfälliga större bristsituationer under perioden hanteras med en mycket stor mängd modellerad efterfrågefleksibilitet, betald bortkoppling och med hjälp av import.

Om systemet F5, som dimensionerats utifrån väderåret 2018, exponeras för en längre tidsserie med väderdata 40 år bakåt i tiden, så utsätts systemet för betydligt mer utmanande 2-veckorsperioder. För de mest utmanande 2-veckorsperioderna så är motsvarande genomsnittliga skillnad cirka 9.6 TWh (28.4 GWh/h över perioden). Här saknas alltså cirka 7000 MW uthållig planerbar kraftproduktionskapacitet i systemet "F5" för att möta last under denna period. Att i systemdimensioneringen ta höjd för robusthet mot längre tidsserier av väderdata över alla relevanta tidsperioder skulle innebära en markant kostnadsökning för alla system med låg andel planerbar kapacitet med låg marginalproduktionskostnad.

Ovanstående punkter illustrerar att de kostnadsskillnaderna mellan teknikneutrala och helt förnybara scenarier på 40–42 % i genomsnitt kan tolkas som en miniminivå, och en mer detaljerad analys med fler relevanta kostnadsposter (till exempel för kraftnätets stabilitet och robusthet mot längre tidsserier av väderdata) och/eller mindre optimistiska antaganden kring till exempel efterfrågefleksibilitet skulle med hög sannolikhet öka denna skillnad.

Vid en ökad efterfrågan utöver 240 TWh/år kan systemkostnaderna väntas fortsätta stiga men i relativt långsam takt för teknikneutrala scenarier, då framförallt ny kärnkraft (som i de flesta fall *modelleras* som relativt dyr) tar en allt större del av den totala försörjningen. Om efterfrågan stiger ytterligare utan möjlighet för utökad vindkraftskapacitet (utöver ~152 TWh/år som är modelleringens nuvarande teoretiska gräns under ett normalvindår) så kommer systemkostnaderna börja stiga ännu mer kraftigt relativt de teknikneutrala systemen, då systemet måste tillföras kraft från för systemet mindre kostnadseffektiva källor (sol & biokraft) samt tillföra allt större lagersystem för att hantera variationer i produktion.

Tabell 8 ger en sammanfattning av relevanta resultat mellan de olika scenarie-kategorierna. De huvudsakliga skillnaderna från tidigare modellering är:

- Inga timmar med "för låg" rotationsenergi i fem av sex av de teknikneutrala scenarierna, då en större mängd synkront kopplad produktion är med i systemet.
- Ytanvändningen ökar för de helt förnybara fallen då nya havsbaserade vindkraftsparker och solkraftparker läggs till.
- Livscykelutsläppen av koldioxid (räknade efter dagens nivåer) ökar i de förnybara fallen på grund av en högre andel solkraft och sjunker i de teknikneutrala fallen på grund av en något högre andel kärnkraft.

Tabell 8, Sammanfattade resultat mellan olika scenario-kategorier, uppföljningsstudie

Parameter	Teknikneutral	100% förnybart
Total grundsystemkostnad (snitt)	~440 kr/MWh	+42 % (>625 kr/MWh)
Sannolika merkostnader för systemtjänster	Obetydliga	Betydande
Systemkritiska timmar med låg rotationsenergi	250 timmar (Spann: 0 – 1200 timmar ²⁵)	5500 timmar (Spann: 5000 – 5600 timmar)
Huvudsaklig elförsörjning på årsbasis	25 % Vattenkraft 30–35 % Vindkraft 35–40 % Kärnkraft 2–5 % Biokraft	25 % Vattenkraft 55 % Vindkraft 10 % Solkraft 10 % Biokraft
Ytanvändning för elproduktion	8000 km ²	16 500 km ²
Vattenkraftens driftmönster	Från snarligt dagens situation till betydligt mer volatilt i scenarier med hög andel vindkraft	Mycket volatilt i samtliga scenarier
Livscykelutsläpp av växthusgaser ²⁶	11 gCO ₂ /kWh	17 gCO ₂ /kWh

Det existerande svenska kraftsystemets bas, dess planerbara fossilfria vatten och kärnkraftskapacitet, utgör en ideal startposition för kraftsystemets framtida roll i en övergång till ett helt fossilfritt samhälle, och bör tas tillvara. Frångås principen om teknikneutralitet för att istället hålla fast vid ett mål om "helt förnybar produktion" så måste planeringsmålen för utbyggnad av vindkraft, både på land och till havs, öka markant för att kunna hålla nere systemets totala kostnader.

²⁵ Noll timmar i samtliga fall förutom TNo₄, som driver upp snittet till 250 timmar över alla TN-scenarier.

²⁶ Beräknat för dagens svenska förhållanden enligt Vattenfalls LCA (ref. [10]).

6 Referenser

- [1] LKAB, "Frågor och Svar om vår nya strategi (2020-11-23)," LKAB, Luleå, 2020.
- [2] HYBRIT, "Summary of findings from HYBRIT pre-feasibility studies," HYBRIT Development AB, 2018.
- [3] H2 Green Steel, "Launch Presentation + Q&A," H2GS, 2021.
- [4] Energimyndigheten, "100 procent förnybar el Delrapport 2 – Scenarier, vägval och utmaningar," Energimyndigheten, Eskilstuna, Sweden, 2019.
- [5] Energimyndigheten & Naturvårdsverket, "Fördelning av vindkraft," EM & NVV, Eskilstuna, 2020.
- [6] Havs- och vattenmyndigheten, "Havsplaner för Bottniska viken, Östersjön och Västerhavet, Förslag till regeringen 2019-12-16," HAV, 2019.
- [7] Energimyndigheten, "Scenarier över Sveriges energisystem 2020," EM, 2021.
- [8] BASREC, "Conditions for deployment of wind power in the Baltic sea region Analysis part II Strategic Outline offshore wind promotion," Baltic Sea Region Energy Co-operation, 2013.
- [9] EC, "STUDY ON BALTIC OFFSHORE WIND ENERGY COOPERATION UNDER BEMIP," European Commission, Luxembourg, 2019.
- [10] Vattenfall AB, "Life Cycle Assessment for Vattenfall's electricity generation," Vattenfall AB, Solna, Sweden, 2018.
- [11] Energimyndigheten och Naturvårdsverket, "Nationell strategi för en hållbar vindkraft ER 2021:02," Energimyndigheten, 2021.