

KRAFTSAMLING ELFÖRSÖRJNING

Jämförelse av scenarioanalyser
för svensk kraftförsörjning



Innehållsförteckning

1	<i>Sammanfattning</i>	4
2	<i>Introduktion</i>	6
3	<i>Energimyndigheten (EM) – Scenarier över Sveriges energisystem 2020</i>	7
3.1	Introduktion.....	7
3.2	Verktyg, metod och modelleringsförutsättningar	7
3.3	Vattenkraft	7
3.4	Existerande kärnkraft	8
3.5	Ny kärnkraft.....	8
3.6	Vindkraft.....	8
3.7	Solkraft	8
3.8	Biomassa / Kraftvärme	9
3.9	Elhandel och andra länder	9
3.10	Utsläpp och miljö	9
4	<i>Svenska Kraftnät (SvK) – Långsiktig marknadsanalys 2021</i>	10
4.1	Introduktion.....	10
4.2	Verktyg, metod och modelleringsförutsättningar	10
4.3	Vattenkraft	10
4.4	Existerande kärnkraft	11
4.5	Ny kärnkraft.....	11
4.6	Vindkraft.....	11
4.7	Solkraft	11
4.8	Biomassa / Kraftvärme	12
4.9	Elhandel och andra länder	12
4.10	Utsläpp och miljö	12
5	<i>Jämförelse av metoder</i>	13
6	<i>Jämförelse av resultat</i>	14
6.1	Kraftsystemets uppbyggnad	14

6.2	Generell rimlighetsanalys	15
6.3	Kraftsystemets stabilitet -- Effektbrist.....	18
6.4	Kraftsystemets stabilitet – Rotationsenergi.....	19

Denna rapport är framtagen av Qvist Consulting på uppdrag av Svenskt Näringsliv inom ramen för projektet Kraftsamling elförsörjning.

Syftet med denna rapport är att öka förståelsen för skillnaderna mellan de några av de långsiktiga scenarioanalyser som görs av det svenska elsystemet och därigenom bidra till ett utvecklat analysarbete och utökad kunskap om hur olika analysmodeller påverkar resultaten.

1 Sammanfattning

Sedan 2020 har tre stora scenarie-analyser för Sveriges framtida kraftförsörjning presenterats av respektive Energimyndigheten (EM), Svenska Kraftnät (SvK) och Svenskt Näringsliv (SNL). Detta dokument jämför metoder, antaganden och huvudsakliga resultat av dessa studier. Läsaren av denna rapport antas vara bekant med Svenskt Näringslivs studie så denna presenteras inte i detalj utan är enbart med i jämförande analys. Ambitionen med samtliga rapporter är att ge insikter kring framtidens svenska kraftsystem, men inriktning och upplägg på studierna skiljer sig fundamentalt, vilket även påverkar valet av beräkningsmetod, modelleringsverktyg och vilka resultat som presenteras. SvK och EM är myndigheter med politiskt definierade uppdrag och ansvarsområden, och fokuserar därför främst på kraftnätets stabilitet/leveranssäkerhet respektive politiska mål kring förnybar energi och el. Svenskt Näringsliv utför studien i rollen som företrädare för svenska elkonsumenter och fokuserar på systemets totala kostnader.

Det finns fördelar och nackdelar med både verktyg, metoder och upplägg för varje enskild studie, och en utvärdering av dessa kräver en definition av vad för typ av resultat & analys som är intressant. Från perspektivet att förstå och belysa ett framtida helt fossilfritt kraftsystems totala kostnader (vilket var SNL-studiens ambition), finns följande sammanfattande fördelar och nackdelar:

Studie	Fördelar	Nackdelar
SvK	Mycket detaljerad analys av olika systems stabilitet/leveranssäkerhet med hög tidsupplösning, god representation av internationell elhandel och många olika väderscenarion.	• Ingen ekonomisk analys – ansatta system utan investeringsoptimering • Ingen analys kring utsläpp/miljömål • Individuella analysår istället för en kontinuerlig analys • Enbart kraftmarknaden inkluderad
SNL	Fullständig drift & investeringsoptimering med hög geografisk och tidsupplösning och representation av driftbegränsningar hos olika kraftslag med ansatta krav kring tillåtna CO ₂ -utsläpp för systemet.	• Förenklad modellering av internationell elhandel (inkl. ödrift) • Individuella analysår istället för en kontinuerlig analys • Enbart kraftmarknaden inkluderad
EM	Fullständig energisystemsmodell som hanterar sektorkopplingar (till exempel värme och el), med kontinuerlig investeringsoptimering över hela analysperioden snarare än enskilda år.	• Mycket låg tidsupplösning och låg geografisk upplösning • Existerande styrmedel (subventioner) och politiska målsättningar inbakade i samtliga analysfall

En utmaning med SvK:s rapport är att modelleringsupplägget saknar ekonomisk analys vilket kan leda till inkonsekventa resultat. Det genomsnittliga elpris som de förnybara kraftslagen i flera scenarier SvK:s analys erhåller är så lågt under produktionskostnaderna att ekonomiska incitament saknas för att bygga ut kraftsystem med sådana upplägg (utan implicita antaganden om mycket stora subventioner). Även om kraftsystemen som analyseras i SvK:s rapport i viss mån är orealistiska, så är den mycket detaljerade analysen av dessa systems stabilitet högtintressant. Analysen visar på betydande effektbrist under samtliga modelleringskörningar (245 kombinationer av olika väderår

och övriga inställningar) för helt förnybara system. Det genomsnittliga resultatet för SvK:s huvudscenario som används som bas för att representera Sveriges framtida kraftsystem i internationella analyser visar på effektbrist mer än var 10:e av årets alla timmar och en genomsnittlig förlorad (icke-levererad) volym på cirka 1.6 TWh per år då antaganden om efterfrågefleksibilitet är låga. Detta kan innebära en merkostnad som skulle kunna dubblera den totala systemkostnaden från basnivån (upp till 145 miljarder kr extra per år eller cirka +500 kr/MWh för 240 TWh/år total konsumtion). I tillägg till detta uppger SvK:s rapport att under ungefär en tredjedel av årets så kommer det framtida nordiska synkrona elnätet sakna tillräcklig rotationsenergi för att upprätthålla störningsstabilitet.

EM:s modellering innehåller till skillnad från SvK:s en inneboende ekonomisk analys och inkluderar inte bara kraftsystemet utan hela energisystemet. Modellen använder sig dock bara av 12 tidssteg eller perioder inom ett modellår (fyra årstider och dag/eftermiddag/natt per årstid) när det gäller efterfrågan på och tillförsel av el och fjärrvärme (8760 tidssteg i SvK:s och SNL:s analys). Man saknar därför möjligheter att korrekt modellera och optimera system med betydande andel intermittent kraft (vilket är fallet i samtliga av EM:s scenarier) och drift av lagersystem. Ingen analys kring systemstabilitet, effektbrist, importbehov eller liknande görs i EM:s rapport för något scenario, och en del antaganden som görs kring ingångsvärden för framförallt kärnkraft framstår som mindre välgrundade.

Svenskt Näringslivs rapport bekräftar SvK:s analys vad gäller systemstabilitet (mycket betydande utmaningar och kostnader för helt förnybara system) och EM:s analys vad gäller kraftsystemets uppbyggnad vid betydligt högre konsumtion i framtiden (existerande och ny kärnkraft är konkurrenskraftig, ett välfungerande systems bas är vattenkraft, kärnkraft och vindkraft). SNL:s studie fokuserar enbart på kraftsystemet och saknar därför EM:s kapacitet för modellering av sektorkopplingar mellan till exempel el och värme. SNL använder samma höga upplösning i både tid och geografi som SvK, men modellerar internationell elhandel på ett mindre sofistikerat sätt och har en betydligt mindre avancerad analys av både kraftnät och varierande väder. Samtliga studiers metoder och upplägg har fördelar och nackdelar som kan härledas till vilka frågor de är menade att besvara. Kombinerat tillför de mer information än varje rapport var för sig, men ingen studie är individuellt komplett och även tillsammans ger de fortfarande en ofullständig bild av framtida utmaningar.

2 Introduktion

Ambitionen med samtliga rapporter som presenteras i denna jämförelse att ge insikter kring framtidens svenska kraftsystem, men uppläggen i de olika studierna skiljer sig åt. En avgörande skillnad i upplägg för modelleringen avgörs av i vilken grad modelleraren på förhand ansätter de system som ska analyseras, och till vilken grad man låter modelleringsverktyget självt räkna fram hur systemet "bör" se ut, givet en målfunktion och randvillkor (till exempel att minimera kostnader i ett system utan CO₂-utsläpp). Att analysera driftmönster i ett system som det svenska (med vattenkraft med stora magasin¹) kräver att verktyget kan hantera formell optimering av driften av systemet, vilket innebär ett grundkrav på relativt sofistikerade verktyg för att erhålla rimliga resultat. Givet en kapacitet att optimera drift, så kan modelleraren välja att även låta verktyget optimera nyinvesteringar och avveckling av resurser i kraftsystemet (om verktyget har denna funktion), eller att ansätta dessa förändringar exogent. EM och SNL har i sina studier valt att låta verktyget optimera investeringar (i varierande utsträckning mellan olika fall), medan SvK har ansatt systemen som analyseras exogent.

En annan icke-teknisk aspekt där studiernas upplägg skiljer sig är appliceringen av randvillkor. SNL:s studie ansätter till exempel en strikt konsumtionsbaserad begränsning för CO₂-utsläpp från det svenska kraftsystemet (inga operativa utsläpp tillåts), samt tillåter effektbrist men till en förutbestämd och skarpt stegrande kostnad. Motsvarande randvillkor saknas i EM:s och SvK:s studier, där aspekter som utsläpp och effektbrist istället upptäcks i resultaten av analysen av olika kraftsystem. Behandlingen av randvillkor för utsläpp och effektbrist kan ha en fundamental påverkan på de system som analyseras och optimeras fram. En studie som tillåter effektbrist undviker behov att investera i resurser som avvärjer problemet. I studier som prissätter eller dimensionerar bort risk för effektbrist men inte begränsar utsläpp, har kraftsystemen möjlighet att lösa utmaningen med hjälp av fossila bränslen. Om varken risk för effektbrist eller utsläpp analyseras eller prissätts (inom investeringsoptimering), föreligger en uppenbar risk att studien missar att belysa vad som skulle krävas för att uppnå ett utsläppsfritt system utan effektbrist. SNL:s studie anammar ett unikt perspektiv på framförallt begränsningar om utsläpp då systemet dimensioneras, där är utsläppsanalysen är konsumtionsbaserad istället för produktionsbaserad (som är normen). Med detta upplägg kan ett områdes kraftsystem, som i analysen ska betraktas som fossilfritt (i detta fall Sverige), inte förlita sig på att importera kraft från gas och kolkraftverk utanför landet (då dessa står för marginalproduktionen), eftersom utsläppen som uppstår rimligen då kan bokföras till den svenska konsumtionen. I en framtida värld (modelleringarna siktar på år 2045) där grannländerna är fossilfria har detta ingen stor effekt. Det kan dock ha ett relativt stort utslag på de lokala kapacitetsbehoven jämfört med en modellerad situation där man fritt kan luta sig på import från utländska kolkraftverk, direkt modellerade eller implicit, när detta behövs.

¹ Budbeteendet hos vattenkraftresurser med stora magasin är mycket komplext och går inte att beskriva utan formell optimering som tar hänsyn till vattenvärdet i magasinerna. System utan motsvarande resurser med lagringskapacitet är möjliga att analysera med enklare verktyg då andra resurser kan antas buda in sin produktion till marknaden vid en kostnadsnivå som motsvarar dess marginalkostnad för produktion.

3 Energimyndigheten (EM) – Scenarier över Sveriges energisystem 2020

3.1 Introduktion

Vartannat år tar Energimyndigheten fram långsiktiga scenarier över energianvändning och energitillförsel. Flera av scenarierna tas fram som ett underlag till den klimtrapportering som Sverige gör till EU. Rapporten "Scenarier över Sveriges energisystem 2020" (ER 2021:6) är den senaste av dessa rapporter. Huvudsyftet med scenarierna är att utifrån dagens energisystem och befintliga styrmedel visa på energianvändning och tillförsel framöver.

3.2 Verktyg, metod och modelleringsförutsättningar

Analyserna utförs inom verktyget TIMES-NORDIC, som är en fullständig energisystemsmodell. Modellen använder sig av 12 tidssteg eller perioder inom ett modellår (fyra årstider och dag/eftermiddag/natt per årstid) när det gäller efterfrågan och tillförsel av el och fjärrvärme. Sverige behandlas som ett elområde och inte, som i verkligheten, fyra olika elområden. För alla investeringar inom el- och fjärrvärmeproduktion ansätts en real kalkylränta på 6 procent och individuella driftlängder för olika kraftslag (t.ex. solkraft 30 år, kärnkraft 50 år, vindkraft 25 år). Med utgångspunkt från systemet år 2020 så kostnadsoptimeras framtida energisystem med olika scenarier där ingångsvärdena för styrmedel, kostnader, elanvändning i Sverige och utomlands och politiska mål varierar. För el- och fjärrvärmeproduktion redovisas fyra scenarier samt två känslighetfall:

- Referens EU
- Lägre energipriser
- Lägre BNP
- Elektrifiering
 - Elektrifiering utan ny kärnkraft
 - Elektrifiering med lägre produktionskostnader för vindkraft

Total elanvändning inklusive överföringsförluster ligger på 178 TWh år 2050 i scenarierna Referens EU, Lägre energipriser och på 170 TWh i scenariet Lägre BNP. Dessa scenarier inkluderar inte en övergång till fossilfrihet inom industrin via elektrifiering, och är därför av mindre intresse för en jämförande analys. Inom scenarierna "Elektrifiering" ökar elanvändningen till 234 TWh 2050 och inkluderar "delvis" en övergång till fossilfrihet inom industrin.

3.3 Vattenkraft

Den svenska och norska vattenkraften modelleras med en normalårsproduktion som motsvarar medelvärdet av de senaste 20 årens vattenkraftsproduktion². I Norge modelleras även en potential för nyinvesteringar i vattenkraft som uppgår till drygt 10 TWh till 2035. Ingen information ges kring hur driften av vattenkraften har modellerats eller om några begränsningar ansatts för dess drift.

² Med viss justering för ökad tillrinning pga klimatförändringar och lägre produktion pga miljöanpassningar.

3.4 Existerande kärnkraft

Förutsättningar och kostnader för förlängd drifttid från 60 till 80 år för existerande svensk kärnkraft modelleras med informationen i Svensk Näringslivs rapport som bas. Däremot har Energimyndigheten själva valt att begränsa möjligheten för driftförlängning till enbart reaktorerna Ringhals-4, Oskarshamn-3 och Forsmark-3. Ingen förklaring eller motivering till detta antagande, som skiljer sig från analysen i Svenskt Näringslivs rapport, ges av Energimyndigheten.

3.5 Ny kärnkraft

Potentialen för nyinvesteringar i kärnkraft har i EM:s modellering strypts till en ny reaktor tidigast 2040, ytterligare en reaktor tidigast 2045 och ytterligare två reaktorer tidigast 2050, det vill säga totalt maximalt fyra nya reaktorer. Därmed är antalet reaktorer i drift 2050 begränsade till maximalt sju stycken inklusive tre livstidsförlängningar. Kring detta antagande skriver EM: *"Antagande om maximalt fyra nya reaktorer under scenarioperioden är gjorda för att reflektera flaskhalsar i form av personal för byggandet av reaktorerna samt långa planeringshorisonter."* Som jämförelse med antagandet att Sverige enbart antas vara kapabelt att få en ny reaktor i drift över de närmaste 19 åren (till år 2040) kan nämnas att Sverige tidigare över en period om 19 år (mellan byggstart för Oskarshamn-1 och driftstart för Forsmark-3 och Oskarshamn-3), *utvecklade*, byggde och driftsatte 12 reaktorer i Sverige samt två reaktorer i Finland. Sveriges senast byggda reaktor Oskarshamn-3, nu världens största kokvattenreaktor, byggdes på mindre än 5 år. All ny potentiell kärnkraft modelleras som storskalig (alternativet "små modulära reaktorer" inkluderas ej) med samma kostnadsförutsättningar (50 tkr/kW).

3.6 Vindkraft

100 TWh landbaserad vindkraft antas vara tillgänglig för utbyggnad utöver de drygt 40 TWh som antas utgöra existerande projekt samt projekt under uppförande, för en total potential om 140 TWh. Havsbaserad vindkraft är beskriven kostnadsmässigt upp till en potential om maximalt 30 TWh. Havsvind byggs endast ut i ett modellerat specialscenario där dess kostnader sänks med ytterligare 40% gentemot referensvärdena. Kostnader beskrivs via 12 olika landbaserade klasser och 9 olika havsbaserade klasser i modellen. I ursprungsläget varierar kostnaden från cirka 33 öre/kWh för den billigaste landbaserade vindkraften upp till 75 öre/kWh för den dyraste havsbaserade vindkraften. Kostnadskurvan parallellförflyttas sedan nedåt för att avspegla en framtida kostnadsminskning. Hur denna förflyttning går till eller vad de framtida kostnaderna är anges inte. Ingen information ges kring vilken produktionsprofil som angetts för vindkraften, eller hur denna kan korrekt modelleras då enbart fyra representativa timmar på dygnet per årstid är representerad av modelleringen.

3.7 Solkraft

Solkraften modelleras med hjälp av ett antal kostnadsklasser för respektive villatak, flerbostadshus och lokaler samt stora markanläggningar. I utgångsläget varierar kostnaderna mellan 140 öre/kWh (högsta kostnadsklass villatak) ner till cirka 58 öre/kWh (lägsta kostnadsklass storskaliga parker).

Solkraften är i samtliga av EM:s scenarier fortsatt subventionerad på flera sätt över de närmaste 30 åren. I beräkningarna antas att en skatterabatt på 60 öre/kWh erhålls för såld el för takapplikationer. Denna skatterabatt finns kvar under hela scenarioperioden, det vill säga fram till 2050. Vid egenförbrukning slipper man också betala elskatt och rörlig elnätsavgift.

3.8 Biomassa / Kraftvärme

Den totala produktionen från kraftvärme och industriellt mottryck antas ligga kvar på dagens nivå under hela perioden fram till 2050 i samtliga scenarier.

3.9 Elhandel och andra länder

Modellen inkluderar "i huvudsak" de stationära energisystemen (exklusive transporter) i de fyra nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark. Dessutom omfattar modellen elproduktion och elförbrukning samt en aggregerad beskrivning av fjärrvärme-systemen i Tyskland, Polen och de tre baltiska staterna Estland, Lettland och Litauen.

Elhandeln mellan de ingående länderna begränsas initialt av existerande överföringskapaciteter. Från och med modellår 2030 antas att den planerade förstärkningen mellan Tyskland och Sverige, Hansa Powerbridge på 700 MW, är på plats. Om det är ekonomiskt lönsamt så finns det i modellverket en möjlighet att ytterligare förstärka överföringsförbindelserna genom nya investeringar, men det finns ingen beskrivning angående hur analysen om ekonomisk lönsamhet utförs³. I modellen finns dessutom ett antagande om en rimlig övre utbyggnadstakt för ny överföringskapacitet om den blir lönsam i beräkningarna. Ingen beskrivning om hur dessa begränsningar har satts ges i rapporten.

Elhandel modelleras mellan länderna inom Norden (Sverige, Norge, Finland, Danmark, utan uppdelning i faktiska elområden) och mellan dessa länder och Tyskland/Polen/Baltikum. Underlaget för kraftsystemen utanför Norden bygger på ENTSO-E (2020) "National Trends", förutsättningar från Energimyndigheten samt konsultföretaget Profus antaganden.

3.10 Utsläpp och miljö

Fossilfrihet uppnås inte i något modellerat scenario ens inom kraftsektorn specifikt, och 1 procent av elen är producerad med fossila bränslen i samtliga scenarion. Samtliga mål som eftersträvas och mäts handlar om andelen "förnybar" el eller energi, och inte om faktiska miljö eller klimatmål.

³ I stort sett all investeringsoptimering för kraftsystem har som objektfunktion att minimera kostnader över hela området som inkluderas inom optimeringen. Det är oklart var gränsen går för detta geografiskt i EM:s analys.

4 Svenska Kraftnät (SvK) – Långsiktig marknadsanalys 2021

4.1 Introduktion

Svenska kraftnät uppdaterar vartannat år långsiktsscenarier för Nordeuropas energisystem. Scenarierna används för att identifiera framtida utmaningar och behov i det svenska transmissionsnätet för el och möjliggör ett proaktivt arbetssätt.

4.2 Verktyg, metod och modelleringsförutsättningar

I rapporten presenteras fyra scenarier för kraftsystemet:

- Småskaligt förnybart (SF)
- Färdplaner mixat (FM)
- Elektrifiering planerbart (EP)
- Elektrifiering förnybart (EF)

Inget av de presenterade scenarierna sägs utgöra en "bästa uppskattning". Rapporten anger dock tydligt scenariot "*Elektrifiering Förnybart*" som referens i internationella studier:

"Inför NGDP2021 tar Svenska kraftnät tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer: Energinet, Fingrid och Statnett, fram det gemensamma scenariot Klimatneutrala Norden. [...] Utvecklingen i ett av scenarierna i LMA2021 (Elektrifiering förnybart) har använts som ingångsvärden för Sverige i scenario Klimatneutrala Norden." (sida 14)

I scenarierna varierar elbehovet beroende bland annat på omställningstakt, genomslag för vätgasproduktion med hjälp av el, energieffektivisering, digitalisering, importberoende gentemot självförsörjningsgrad och i vilken utsträckning till exempel biobränslen utgör en del i energimixen. Simuleringar har gjorts för år 2035 och 2045 i elmarknadsmodellerna BID3 och EMPS. Elanvändningen år 2045 varierar mellan 174 TWh (SF) upp till 286 TWh (EF). I scenarierna varierar produktionskapaciteten för olika kraftslag exogent, alltså som ett ingångsvärde till modelleringen snarare än ett modelleringsresultat. Vilken produktionsmix som kommer möta den ökade elanvändningen antas vara frikopplad från behovet. Utvecklingen för olika kraftslag antas istället bero på "*rådande opinion och politiska landskap*". Varje analysår simuleras för 35 olika väderår för att beakta vilken inverkan som variationer i väderutfall har på produktion, elanvändning, priser och elflöden.

4.3 Vattenkraft

Produktionskapaciteten för vattenkraft i Sverige har antagits vara konstant (samma som idag) i alla scenarier. I modellen kan 13 400 MW vattenkraftskapacitet köras samtidigt över hela landet.

4.4 Existerande kärnkraft

- SF: En reaktor på 990 MW (motsvarande Forsmark-1, även om detta inte skrivs i rapporten) avvecklas till år 2030 och samtliga reaktorer har avvecklats till 2045.
- FM: En reaktor på 990 MW (motsvarande Forsmark-1, även om detta inte skrivs i rapporten) avvecklas till år 2030, ytterligare en reaktor på 1060 MW (möjligen Ringhals-3) stängs innan 2040. 2570 MW kapacitet av kärnkraft är i drift efter 2045, vilket får antas utgöra Forsmark-3 och Oskarshamn-3.
- EP: Samtliga reaktorer driftförlängs.
- EF: Kärnkraftsreaktorerna avvecklas allteftersom de uppnår 60-års livslängd.

4.5 Ny kärnkraft

Ny kärnkraft tillåts enbart i scenariet "EP" och begränsas där till 1500 MW till år 2050.

4.6 Vindkraft

SvK:s analys inkluderar ingen investeringsmodellering utan istället en serie ansatta kapaciteter för olika kraftslag i olika scenarier. För vindkraft varierar detta mellan scenarier mycket betydligt. Rapporten inkluderar ingen diskussion kring begränsningar i hur mycket vindkraft (hav och land) som går att bygga. Mängden havsbaserad vindkraft varierar år 2050 från 1.5 GW (SF) upp till 35 GW (EF), motsvarande siffror för landbaserad vindkraft är 22.5 GW (SF) och 28.2 GW (EF).

Det genomsnittligt erhållna elpriset för havsbaserad vindkraftsproduktion, som alltså producerar över 150 TWh/år i vissa scenarier, ligger enligt rapporten på mellan 15–25 öre/kWh. Inga produktionskostnader rapporteras men enligt kostnadstrappan i Energimyndighetens rapport har de mest konkurrenskraftiga havsvindsprojekten en kostnad på 60 öre/kWh och över. Det är därför oklart med vilka incitament denna produktion förväntas byggas. SvK:s rapport indikerar att "*Någon form av stöd har även antagits för den havsbaserade vindkraften i scenarierna som annars skulle ha svårt att få lönsamhet.*" men beskriver inte detta vidare.

4.7 Solkraft

Kapaciteten på solkraft ansätts till mellan 10 GW (EP) till 32 GW (SF) i SvK:s scenarier. Det erhållna genomsnittliga elpriset för solkraft ligger vid större expansion på cirka 10 öre/kWh enligt SvK:s analys. Detta motsvarar en sjättedel till en tiondel av produktionskostnaderna för solkraft beräknade av Energimyndigheten, vilket även här gör det oklart vad som har förväntas ha drivit på denna expansion. SvK skriver att "Stöd- och skattesubventioner som till exempel antagits för solkraften." men förklarar inte detta vidare.

4.8 *Biomassa / Kraftvärme*

”Övrig termisk kraft” ligger kvar på ungefär dagens nivåer i samtliga scenarier.

4.9 *Elhandel och andra länder*

Produktionskapacitet och profiler i andra länder modelleras enligt ENTSOE:s TYNDP-databas. Det är från dokumentationen i rapporten oklart hur mycket av omvärlden som inkluderas och hur denna modellering går till i praktiken.

4.10 *Utsläpp och miljö*

Rapporten inkluderar ingen diskussion kring CO₂-utsläpp eller övriga miljöaspekter av de olika scenarierna. Inga begränsningar har ansatts för Sveriges möjligheter att importera el producerad av fossila kraftverk i andra länder.

5 Jämförelse av metoder

Det finns fördelar och nackdelar med var och en av de metoder som används i de studier som denna rapport jämför. Energimyndighetens verktyg och metod är mycket grova vad gäller tidsupplösning och geografi och man modellerar inte lagring eller flexibilitet. Det görs heller ingen känslighetsanalys mot olika väderförhållanden, men det är den enda modelleringen som täcker hela energisystemet och inte bara kraftsystemet. EM:s metoder och verktyg, som utvecklades för att simulera planerbara energisystem, gör det mycket svårt (eller omöjligt) att korrekt modellera system med betydande andel vind och solkraft och aspekter som batterilagring och efterfrågefleksibilitet, däremot har man en bra modellering av sektorkopplingar och en mer korrekt modellering av kraftvärmesektorn. Svenska kraftnät modellerar inte fram kraftsystem utan antar dessa exogent och de utför ingen ekonomisk rimlighetsanalys. För de kraftsystem som ansätts utförs sedan en mycket detaljerad driftanalys med exponering av upp till 35 väderår med timvis upplösning, och en relativt högupplöst modellering av internationell elhandel och flöden. Svenskt Näringslivs studie låter modelleringen räkna fram kostnadsoptimala kraftsystem (likt EM) och modellerar dessa med timvis upplösning per elområde (likt SvK) men modelleringen inkluderar bara kraftsystemet (till skillnad från EM) och med lägre upplösning på internationell handel än SvK.

Tabell 1, Övergripande jämförelse i upplägg och verktyg

Rapport	EM	SvK	SNL
Verktyg	TIMES-NORDIC	BID3 och EMPS	GenX
Analystyp	Kostnadsoptimering givet varierande antaganden	Simulering av exogent antagna kraftsystem (ingen investeringsoptimering)	Kostnadsoptimering givet varierande antaganden
Geografisk uppdelning	Inga elområden	Per elområde	Per elområde i Sverige
Tidsupplösning	Dag/eftermiddag/natt en gång per årstid	Timvis över hela år	Timvis över hela år
Sektorkoppling	Hela energisystemet	Enbart kraftsystemet	Enbart kraftsystemet
Flexibilitet elbilar	Ej modellerat	30–50 % år 2045, okänd förskjutning	100 % år 2045 med förskjutning upp till 5 timmar
Lagring	Ej modellerat	Test med "14 dagars" lager för vätgas, oklart i övrigt	Batterier och vätgaslager byggs ut enligt optimering. Exogent antaget LKAB-lager av vätgas.

Väderår	Ej definierat, ingen känslighetsanalys och inga torrår	35 simulerade väderår	År 2018 som bas, robust mot torrår
Kalkylränta investeringar	6 % real	Ingen investeringsanalys. "Marginalnytta" beräknas med 3,5% real ränta	6 % och 3,5 % real
Subventioner	Subventioner för förnybart i samtliga fall. Explicit beskrivet för specifikt solkraft.	Ingen ekonomisk analys.	Inga subventioner.
Utsläppsmål	Inget explicit definierat	Ingen diskussion kring detta	Noll produktions och konsumtionsutsläpp av CO ₂ i drift (exkl. livscykelutsläpp)

6 Jämförelse av resultat

6.1 Kraftsystemets uppbyggnad

Både EM:s och SNL:s studier är ekonomiskt konsekventa, vilket innebär att kraftsystemets komponenter byggs ut på basis av en övergripande ekonomisk beräkning som ger dess investerare en avkastning som motsvarar den kalkylränta som ansätts för scenariot (6% reell i båda fall). Detta garanterar en mer eller mindre "realistisk" uppsättning av kraftslag, transmission och lagring för den givna uppsättningen ingångsvärden. De resulterande kraftsystemen från ett scenario från varje studie som är "relativt sett jämförbara" visas i Tabell 2.

Tabell 2, Kapacitet för kraftsystemets komponenter i olika scenarier

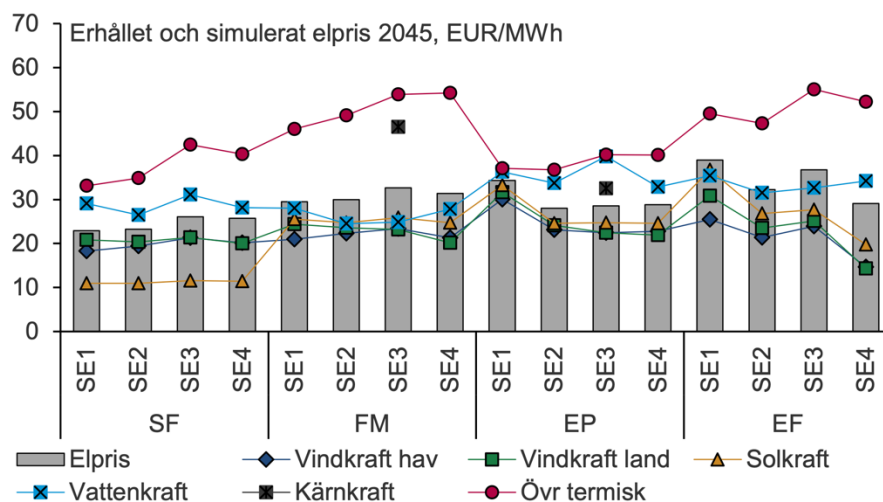
Scenario	SNL Teknikneutral #5	EM Elektrifiering	SvK Elektrifiering planerbart
Konsumtion år 2045 exkl. förluster	240 TWh	200 TWh	241 TWh
Vattenkraft (effektivt)	13 400 MW	13 500 MW	13 400 MW
Kärnkraft	12 651 MW	5900 MW	8370 MW
Vindkraft land	25 250 MW	N/A MW 124 TWh	23 690 MW
Vindkraft hav	0 MW		10 130 MW
Solkraft	0 MW 0 TWh	N/A MW 11 TWh	11050 MW 11 TWh

Kraftvärme	1300 MW	N/A MW 17 TWh	5200 MW
Import-Export	14.6 TWh	-39 TWh	-2 TWh
Systemkostnad	ca. 400 kr/MWh	ca. 500 kr/MWh (från genomsnittligt elpris)	Ingen relevant analys

Samtliga kraftsystem i tabellen ovan utgörs av en kombination av huvudsakligen vattenkraft, kärnkraft och vindkraft, med visst bidrag från solkraft och kraftvärme.

6.2 Generell rimlighetsanalys

I SvK:s studie ansätts olika kapacitetsalternativ exogent som sedan analyseras, vilket innebär att det inte finns någon inbyggd ekonomisk rimlighetsanalys i dessa scenarier. För att vara långsiktigt hållbart så måste ett kraft- eller lagerslags totala intäkter motsvara dess kostnader plus en avkastning för ägarna. Om intäkter enbart antas komma från den avreglerade elmarknaden så måste därför det genomsnittliga säljpriset för el för ett visst kraftslag motsvara eller överstiga dess totala produktionskostnad (LCOE). Problemet som kan uppstå när ingen ekonomisk analys utförs som del av systemets utformning illustreras med hjälp av SvK:s resultatsfigur för elpriser (Figur 1).



Figur 1, Erhållna elpriser per kraftslag och scenario, SvK, 2045

Det är svårt att se realismen i de kraftsystem som har modellerats i SvK:s studie är då det saknas ekonomiska incitament för sådana upplägg. Om vi använder Energimyndighetens kostnadsanalys för sol och vindkraft (Figur 2 & Figur 3) blir det tydligt att ingen solkraft eller havsbaserad vindkraft är i närheten av att bära sina egna kostnader i något elområde i något scenario. I det scenario där solkraften byggs ut till stor del (SF) så ligger dess erhållna elpris på cirka 10 öre/kWh i samtliga elområden, att jämföra med en antagen nuvarande produktionskostnad på, i bästa fall, cirka 58

öre/kWh i EM:s analys. Då havsbaserad vindkraft expanderar ordentligt i elområde 4 i scenario EF, så erhåller den cirka 15 öre/kWh i snitt, att jämföra med en antagen produktionskostnad idag om cirka 60 öre/kWh. Landbaserad vindkraft kommer någonstans i närheten av break-even i elområde 1 i två av scenarierna, givet antaganden om aggressiva fortsatta kostnadsminskningar, men är i övrigt grovt olönsam. I SvK:s analys är det enbart avskriven vattenkraft, existerande kärnkraft och vissa delar av kraftvärmen som kan stå på egna ben ekonomiskt, möjligen med tillägget av ny kärnkraft i scenariot FM.

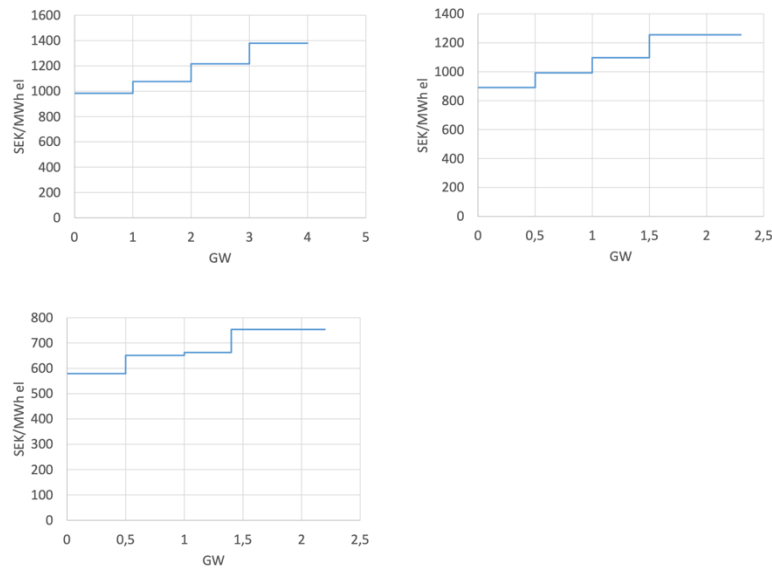
Beskrivningen av EM:s modelleringsmetod ger däremot intrycket av att de ekonomiska förutsättningarna är inbakade i modelleringen. Vissa kommentarer i texten är dock inkompatibla med det generella påståendet, vilket gör den faktiska situationen mer oklar. I beskrivningen av vindkraftens modellering skriver EM:

”Dessutom tar modellen viss hänsyn (författarens understrykning) till att intjäningsförmågan förändras till det sämre när andelen vindkraft når en viss gräns (ju mer vindkraft i systemet desto mer reduceras det elpris som vindkraftverken erhåller).”

Det relativa systemvärdet jämfört med kostnader är det som i en optimeringsanalys avgör hur mycket av ett visst kraftslag som byggs ut. Det är därför mycket oklart hur en optimeringsanalys kan ta ”viss hänsyn” till detta. I verkligheten är värdeminskningen vid vidare utbyggnad också en kontinuerlig funktion (det finns inte ett visst gränsvärde där detta sker eller inte sker). En annan kommentar som spär på denna förvirring är:

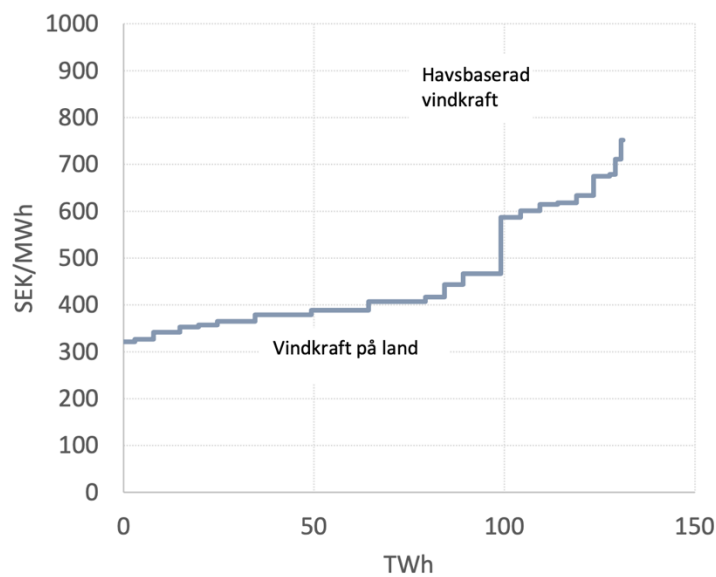
”Utnyttjningstiden för de befintliga svenska kärnkraftverken antas ligga på typiskt 85–90 procent under stora delar av beräkningsperioden.”

Driftbeslut för planerbara kraftverk styrs inom optimeringsberäkningar inte av exogena antaganden (annat än max och min-värden) utan av själva optimeringen, vilket gör detta påstående förvirrande. Det är därutöver mycket vagt formulerat. Det är möjligt att det är den mycket grova tidsupplösningen i EM:s analys som gör det svårt eller omöjligt att faktiskt beräkna värdefaktorer för intermittenta kraftslag, vilket givetvis är problematiskt då dessa dominerar kraftproduktionen i EM:s studie.



Figur 51. Produktionskostnader för sol i Sverige på villatak (uppe till vänster), flerbostadshus och lokaler (uppe till höger) och på mark (nedre figuren). För samtliga investeringar räknar vi med en livslängd på 30 år och en kalkylränta på 6 procent realt.

Figur 2, Energimyndighetens kostnadsanalys för solkraft (2020)



Figur 50. Produktionskostnad för ny vindkraft i Sverige, givet 25 års livslängd och 6 procent kalkylränta (realt).

Figur 3, Energimyndighetens kostnadsanalys för vindkraft (2020)

6.3 Kraftsystemets stabilitet -- Effektbrist

EM:s studie inkluderar ingen information kring kraftsystemets störningsstabilitet, momentana effektunderskott eller andra liknande aspekter, sannolikt på grund av att den mycket grova tidsupplösningen gör en sådan analys mycket utmanande. SNL:s studie har lagts upp så att systemet ska vara dimensionerat för robusthet mot effektbrist för det simulerade året, och en kostnadskurva för forcerad bortkoppling har inkluderats i optimeringsberäkningen.

SvK använder två metoder för att bedöma effekttillräckligheten i scenarierna: en probabilistisk och en statisk metod. Den probabilistiska metoden simulerar hela det nordeuropeiska elsystemet med import och export mellan elområden. Slumpmässiga avbrott (baserad på historisk data) appliceras på produktion och överföringsförbindelser. Den statiska metoden beskriver skillnaden mellan antagen tillgänglig inhemsk produktion och elförbrukning under timmen med högst elanvändning. Metoden kan därför anses bedöma importbehovet, snarare än risken för effektbrist. När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist, vilket presenteras som LOLE (Loss Of Load Expectation) och EENS (Expected Energy Not Served). LOLE mäts i antal timmar per år med effektbrist. I verkligheten motsvaras det av lastfrånkoppling. EENS redovisas i antal GWh elenergi per år som inte kan levereras under bristtimmarna. Modellen minimerar effektbrist i elsystemet som helhet vilket kan leda till överoptimering och därmed en underskattning av risken för effektbrist. Inte heller tas eventuella interna nätbegränsningar (förutom snitten) i beaktning och ingen ekonomisk hänsyn tas.

I genomsnitt uppstår effektbrist i SvK:s scenario EF (det scenario som delas med andra länders organisationer) under 889 av årets 8760 timmar, om inte en hög nivå av flexibilitet antas i den tillkommande lasten. Detta värde sjunker till 229 timmar i det motsvarande scenariot EP med en högre andel planerbar kraft. Samtliga simulerade år inkluderar effektbrist, och i termer av volym så är den genomsnittliga effektbristen cirka 1.6 TWh/år i scenario EF och 0.1 TWh/år i scenario EP. Med den Europeiska Kommissionens definition av VOLL⁴-värdet för Sverige på cirka 2800–7600 €/MWh⁵ så är den *direkta* kostnaden för denna effektbrist i *genomsnitt* 46–125 miljarder kr per år. Detta inkluderar inte eventuella merkostnader för förstörd utrustning och hälsorisker som stammar från uteblivna elleveranser. För en total konsumtion om 240 TWh/år motsvarar denna direkta kostnad 190–500 kr/MWh, eller alltså upp till en ungefärlig dubbling av kostnaden för hela systemet. Som jämförelse kan nämnas att effektbristen i Texas under vintern 2021, som varade i 70.5 timmar och med en volym på strax under 1 TWh, beräknas ha medfört totala kostnader på över 1000 miljarder kr⁶.

Den maximala bristen på effekt i scenario EF med probabilistisk metod är cirka 13 000 MW, ett värde som mer än halveras i scenario EP. Med SvK:s statiska metod ökar den modellerade bristen upp till

⁴ VOLL – Value Of Lost Load, värdet av den energi som inte kunnat levereras till användarna.

⁵ https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanism_swd_en.pdf

⁶ <https://www.accuweather.com/en/winter-weather/damages-from-feb-snowstorms-could-be-as-high-as-155b/909620>

28 400 MW i EF, men med mer planerbar kapacitet i systemet minskar detta värde med mer än 10 000 MW. Inga kostnader eller föreslagna åtgärder för att undvika dessa problem diskuteras av SvK, och problemet nämns och analyseras inte av EM. Dessa problem undviks per definition genom upplägget i SNL:s studie, och är en av anledningarna till att helt förnybara system med mycket hög andel väderberoende kraft har betydligt högre systemkostnader än teknikneutrala system med mer planerbar kraft.

6.4 Kraftsystemets stabilitet – Rotationsenergi

Utmaningar med det nordiska synkrona elnätets framtida rotationsenergi nämns inte i EM:s studie, beräknas för hela det nordiska synkrona elnätet i SvK:s studie (utan sär-redovisning av Sveriges bidrag) och beräknas specifikt och enbart för Sveriges bidrag i SNL:s studie.

Gränsvärdet då systemet anses ha för låg rotationsenergi för att upprätthålla tillräcklig störningsstabilitet anges som 35 GWs för Sverige separat i SNL:s studie och 120 GWs för hela det Nordiska synkrona systemet i SvK:s studie. Det svenska gränsvärdet understigs under cirka 5000 av årets timmar i SNL:s studie för helt förnybara system (men i stort sett inte alls i teknikneutrala system), medan det nordiska gränsvärdet understigs under cirka en tredjedel av årets alla timmar i SvK:s analys för helt förnybara system. Det nordiska värdet är givetvis mycket känsligt för antaganden om driften av den norska vattenkraften och finska termiska kraftverk under perioder av hög produktion i vindkraften och mycket låga elpriser. I båda fall är det Sveriges bidrag till den gemensamma rotationsenergi som faller bort och måste kompenseras med något för att upprätthålla stabiliteten (och Sveriges "beskärda del" av stabiliteten). Ingen studie försöker beräkna kostnaderna för detta och de merkostnader detta tillför helt förnybara svenska system.