

KRAFTSAMLING ELFÖRSÖRJNING

Långsiktig Scenarioanalys



Qvist Consulting Ltd

Innehållsförteckning

Sammanfattande förord.....	5
1 Introduktion.....	8
1.1 Författare, modellerare och extern expertis.....	8
1.2 Finansiering.....	8
1.3 Tillägsrapporter.....	8
2 Studiens målsättning och struktur.....	9
3 Bakgrund: Det svenska kraftsystemet.....	10
3.1 Uppbyggnad och historia.....	10
3.2 Framtidsutsikter.....	14
4 Verktyg, antaganden och upplägg.....	20
4.1 Typer av modelleringsverktyg.....	20
4.1.1 Introduktion.....	20
4.1.2 Driftoptimering (DO) och elmarknadsanalys.....	20
4.1.3 Investeringsoptimering (IO).....	21
4.2 Verktöget GenX och dess konfiguration.....	23
4.3 Systemavgränsningar och internationell elhandel.....	25
4.3.1 Yttre gräns för optimering och handel.....	25
4.3.2 Modellering av handelsförutsättningar.....	26
4.3.3 Elhandel med Norge.....	29
4.4 Utsläpp av växthusgaser.....	30
4.4.1 Driftutsläpp eller livscykelutsläpp?.....	30
4.4.2 Konsumtions eller produktionsutsläpp?.....	31
4.5 Grundläggande systemförutsättningar.....	31
4.6 Framtidens elbehov.....	32
4.6.1 Utveckling av elbehovet.....	32
4.6.2 Efterfrågefleksibilitet och betald bortkopplad last.....	32
4.7 Elnät.....	33
4.8 Produktion och lagring.....	34
4.8.1 Vindkraft.....	34
4.8.2 Vattenkraft.....	35
4.8.3 Kärnkraft.....	38
4.8.4 Solkraft.....	43
4.8.5 Biobränslebaserad el.....	43

4.8.6	Naturgas med koldioxidinfångning	45
4.8.7	Lagring av el	45
5	Resultat för teknikneutrala system	48
5.1	Modelleringsfall	48
5.2	Årlig elförsörjning	50
5.3	Installerad kapacitet i systemet.....	51
5.4	Kostnader	53
5.5	Övergripande resultat-diskussion	54
5.5.1	Systemets uppbyggnad	54
5.5.2	Värde och kostnad	54
5.5.3	Effektbalans under pressade situationer	58
5.5.4	Systemtjänster, leveranssäkerhet och elnätets drift	59
5.5.5	Vattenkraftens driftmönster	65
5.5.6	Behov av ny kapacitet i transmissionsnäten	67
5.5.7	Kraftvärmens roll	68
5.6	Analys av specifika systemkonfigurationer	69
5.6.1	TN-5-Serien – Lägst total systemkostnad.....	69
5.6.2	TN-2 och TN-4 – Vikten av låga kapitalanskaffningskostnader	72
6	Resultat för specialfall	74
6.1	Ingen driftförlängning av kärnkraft.....	74
6.1.1	Modelleringsfall	74
6.1.2	Årlig elförsörjning.....	75
6.1.3	Installerad kapacitet i systemet	77
6.1.4	Kostnader	78
6.2	100% förnybart	79
6.2.1	Modelleringsfall	79
6.2.2	Årlig elförsörjning.....	79
6.2.3	Installerad kapacitet i systemet	80
6.2.4	Lagringskapacitet	82
6.2.5	Kostnader	84
6.2.6	Behov av systemtjänster	85
6.2.7	Effektbalans under pressade situationer	85
6.2.8	Effektbalans under längre perioder av låg väderberoende produktion.....	86
6.2.9	Effektbalans under perioder med hög produktion	93
7	Sammanfattade resultat och slutsatser.....	95
8	Referenser	98

9	<i>Appendix. Data-tabeller</i>	103
9.1	Kostnader för kraftslag (ny kapacitet)	103
9.2	Kostnader för lagring	104

Sammanfattande förord

Lina Håkansdotter

Projektledare Kraftsamling Elförsörjning, Svenskt Näringsliv

Introduktion

Inom ramen för projektet Kraftsamling Elförsörjning har *Qvist Consulting* med hjälp av ett stort antal experter på det svenska elsystemet och internationella experter på kraftsystemsoptimering tagit fram rapporten '*Långsiktig Scenarioanalys*' åt Svenskt Näringsliv. Rapporten utreder hur det framtida svenska elsystemet långsiktigt kan möjliggöra en konkurrenskraftig och fossilfri ekonomi. Modelleringen minimerar investeringar och driftskostnader från givna ingångsvärden. Underlaget kommer att användas för att utveckla nödvändiga konkreta rekommendationer för att Sverige ska kunna övergå till ett fossilfritt samhälle.

Ingångsvärden

Kraftsamling Elförsörjning tar fram faktaunderlag och policyförslag för att bidra till att Sverige även i det längre tidsperspektivet har ett elsystem som är fossilfritt, leveranssäkert och konkurrenskraftigt. Projektet har ett tydligt användarperspektiv - kostnadseffektivitet och försörjningstrygghet (inklusive leveranssäkerhet) är avgörande. Tidigare analyser inom projektet har visat att Sverige bör ha ett elsystem som år 2045 kan försörja konsumenter med minst 200 TWh el per år, en 60 % ökning jämfört med dagens elanvändning. Tidigare analyser i projektet har fokuserat på elektrifieringen av transportsektorn, behovet av lagring och flexibilitet, elnätets utveckling etc. Dessa aspekter har tagits med i scenarioanalysen.

Avvägningar

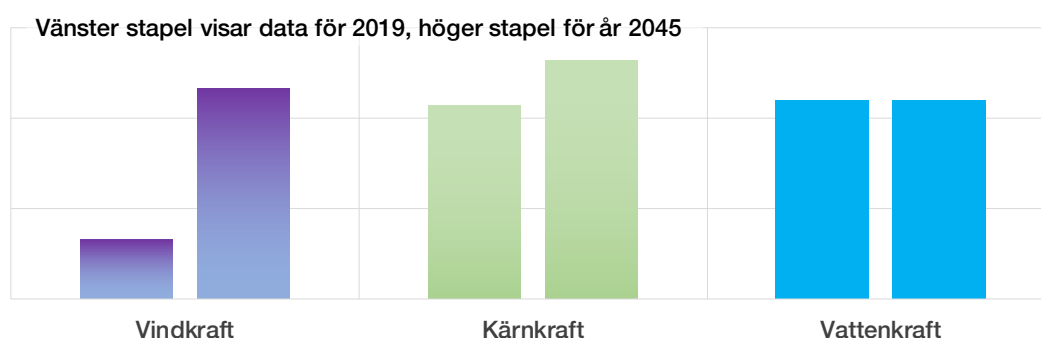
Den långsiktiga Scenarioanalysen utgörs i grunden av tolv teknikneutrala modelleringar. Modelleringarna baseras på investerings och driftkostnaden för olika kraftslag och dess produktionsprofils värde för elsystemet. Det är alltså inte en analys som enbart baseras på produktionskostnad (kWh-pris) för olika kraftslag. Detta tillvägagångssätt säkerställer att kostnadsoptimeringen sker för elsystemet som helhet. Modelleringen är gjord för ett år med låg tillgång till vattenkraft, ett sk torrår. Denna avvägning är gjord för att dimensionera ett robust elsystem. Torråret som använts som modelleringsbas har ca 10 TWh lägre vattenkraftsproduktion än ett normalt vattenår. Ett sådant torrår har historiskt sett inträffat ungefär ett år av tio.

I varje optimeringsstudie måste systemavgränsningar väljas och motiveras. Modelleringsverktyget har i denna analys utfört investeringsoptimeringen för Sverige. Analysområdet är däremot större, utbyte med områden i vår närhet har stor påverkan på den optimala lösningen. Trots att optimering av ett begränsat område i isolation (sk ödrift) hade varit enklast och lett till det mest robusta elsystemet, hade det fört med sig nackdelar

i form av överdimensionering och kostnadsineffektivitet. En förenklad modell för elhandel med Sveriges grannländer har därför *också* använts som en del av underlaget för systemdimensioneringen. Samtliga modelleringar som använder handel som en del av systemdimensioneringen använder ett handelsförhållande som motsvarar 100 % fossilfri el på årsbasis i grannländerna år 2045, och tillåter enbart import av fossilfri el.

Resultat

Den mycket kortfattade sammanfattningen av analysens resultat är att det kostnadsoptimala framtida teknikneutrala elsystemet på årsproduktionsbasis år 2045 består i huvudsak av: 1/3 bibehållen vattenkraft, 1/3 vindkraft samt 1/3 bibehållen och ny kärnkraft.



Figur 1, En schematisk illustration över hur de största kraftslagen i det svenska elsystemet producerar på årsbasis idag (vänster stapel) och i det mest kostnadseffektiva elsystemet modellerat för 2045 (höger stapel). Illustrationen ger ett snittvärde för den modellerade produktionen i de teknikneutrala scenarierna, resultaten varierar i de olika scenarierna.

Den största skillnaden från nuvarande elsystem är alltså en växande andel vindkraft och en mer begränsad ökning av mängden kärnkraft. De teknikneutrala scenarierna väljer i samtliga fall investeringar i driftförlängning av all existerande svensk kärnkraft. Biokraft främst i form av kraftvärme står idag för ca 9 % av elproduktionen. När kraftvärmens ställs utanför optimeringen, vilket kan vara relevant då hänsyn även bör tas till andra aspekter av kraftvärmens (värmeleveransen) fortsätter den att bidra med 5–9% av den framtida produktionen, medan en inkludering i optimeringen leder till en mindre andel. Inget teknikneutralt scenario leder till investeringar i solkraft eller naturgas med koldioxidinfångning. I de scenarier som tillåter handel för systemdimensionering förses i snitt 6% av den årliga lasten genom import. I den kostnadsoptimerade modelleringen, som för robusthetsskäl är gjord för ett år med låg tillgång på vattenkraft, ett sk torrår, är samtliga system nettoimportörer på årsbasis. Ett år med normal tillgång till vattenkraft är de flesta system i balans där produktion och konsumtion matchar varandra på årsbasis, och Sverige är inte nettoimportör.

I samtliga modellerade scenarier antas att identiska grundinvesteringar motsvarande cirka 500 miljarder kronor sker i elnätet mellan i dag och modelleringsåret 2045. Dessa investeringar står utanför optimeringsberäkningarna då de anses nödvändiga i samtliga fall.

De totala systemkostnaderna består i samtliga fall främst av fasta investeringskostnader. Kostnaden varierar från 320 kr/MWh upp till strax över 500 kr/MWh. De mest kostnadseffektiva systemen är de som tillåter handel som en del av systemdimensioneringen, då de kräver lägre investeringskostnader. När analysen frångår principen om teknikneutralitet och begränsas till enbart förnybar elproduktion stiger de totala systemkostnaderna med i snitt minst 40% jämfört med de teknikneutrala scenarierna. Detta utan att inkludera merkostnader för systemtjänster. Vid 100% förnybar elproduktion sjunker den planerbara elproduktionen från ungefär 50% i de teknikneutrala scenarierna till cirka 36%. Vidare ökar systemets direkta land- och havsanvändning. Systemets minskade stabilitet för störningar ökar och resulterande driftmönstret för vattenkraften kan komma att utgöra ett allvarligt miljömässigt problem.

Rapporten konkluderar att genom ett teknik neutralt angreppssätt kommer det framtida svenska kraftsystemet kunna leverera leveranssäkerhet såväl som fossilfrihet på ett mycket konkurrenskraftigt sätt för den svenska ekonomin. Det existerande svenska elsystemets bas, dess planerbara fossilfria vattenkraft samt dess kärnkraftskapacitet, utgör en ideal startposition för elsystemets framtida roll i en övergång till ett helt fossilfritt samhälle.

Sammantaget tar vi från Kraftsamling Elförsörjning med oss nedan stående observationer till vårt vidare arbete med att ta fram rekommendationer och policyförslag för elsystemet som helhet:

- Elsystemets kostnadseffektivitet, leveranssäkerhet och fossilfrihet är avgörande för svenskt välbefinnande och klimatomställning
- Ett elsystem i balans, med ungefär lika delar av vattenkraft, kärnkraft och vindkraft utgör ett kostnadsoptimerat elsystem
- Ett teknik neutralt elsystem är mer kostnadseffektivt och mindre känsligt än ett som är 100% förnybart
- Sverige ska inte vara beroende av fossil elimport för att klara elförsörjningen
- Kostnadseffektivitet måste vägas mot försörjningstrygghet
- Dagens elmarknadsdesign är otillräcklig för att säkerställa ett kostnadseffektivt elsystem
- Vattenkraften kommer se ett avsevärt förändrat körmönster till följd av ökad mängd variabel elproduktion
- Ny kärnkraft kan komma att utgöra en del av ett kostnadseffektivt elsystem 2045
- Andelen solkraft är marginell i ett kostnadsoptimerat elsystem
- Kalkylräntan har stor betydelse för den totala systemkostnaden
- Det framtida svenska elsystemet bör inte dimensioneras för ett ökat beroende av den norska vattenkraften

1 Introduktion

1.1 Författare, modellerare och extern expertis

Denna rapport och dess underlag har framtagits av projektmedlemmarna i Tabell 1, med hjälp av en stor mängd externa experter.

Se **avsnitt 1.1** i underlagsrapporten för mer information

Tabell 1, Projektmedlemmar för "Kraftsamling elförsörjning, delprojekt scenarieanalys"

Roll	Namn	Organisation
Uppdragsledare & huvudförfattare av rapport	Dr Staffan Qvist	Qvist Consulting Limited
Modellering	Prof. Jesse Jenkins	DeSolve LLC & Princeton University
	Dr. Nestor Sepulveda	DeSolve LLC & MIT
Teknisk konsult	Dr Carl Hellesen	Carl Hellesen Konsult AB
Projektledare (beställare)	Lina Håkansdotter ¹	Svenskt Näringsliv AB

1.2 Finansiering

Detta arbete har huvudfinansierats av Svenskt Näringsliv med viss delfinansiering från stiftelserna *The Rodel Foundation* och *The Rasmussen Foundation*. Svenskt Näringsliv har deltagit med att utarbeta definitionen av studiens övergripande mål samt expertis från sina medlemsföretag i bedömningen av det framtida fossilfria svenska elbehovet, men har i övrigt inte varit inblandad i studiens utförande. De både amerikanska stiftelserna är helt passiva sponsorer.

1.3 Tillägsrapporter

Som komplement till denna rapport finns en teknisk underlagsrapport som i mycket större detalj beskriver metodik och ingångsvärden för modelleringen. Vid varje kapitel eller avsnitt i denna rapport finns en ruta som anger var i underlagsrapporten det går att finna mer information på samma ämne (se till exempel rutan längst upp till höger på denna sida).

¹ Med stöd av Marcus Morfeldt, Lennart Evrell och Robert Thorburn samt tidigare projektledare Linda Flink (nu på WSP) och Maria Sunér Fleming (nu på Swemin).

2 Studiens målsättning och struktur

Den övergripande frågeställningen som har styrt detta arbete definieras i Figur 2.

Se **avsnitt 3.1** i underlagsrapporten för mer information

Figur 2, Definition av studiens övergripande målsättning

I denna studie vill vi utforska *konturerna* av hur ett *kostnadsoptimalt* fossilfritt svenskt kraftsystem år 2045 kan se ut. Ambitionen är att detta underlag ska användas för att kunna utveckla konkreta rekommendationer för att Sverige ska kunna övergå till ett fossilfritt samhälle med bästa konkurrenskraft för den svenska ekonomin.

Varje analys av elförsörjning och användning 25 år framåt i tiden kommer i hög grad att baseras på många osäkra antaganden och förenklingar. Då det framtida kraftsystemet är ett resultat av investeringar för många hundra miljarder kronor, och där enskilda investeringarna ofta har leddider på över 10 år så är det nödvändigt att utvärdera långsiktiga scenarios idag, så att redan de närliggande investeringsbesluten lägger grunden för ett optimalt framtida system. Med ny teknik och förändrade behov kommer analysen givetvis att behöva utvärderas och uppdateras många gånger innan 2045.

Resultaten i denna studie kan främst användas för bedömningar av effekterna av olika teknikval och övergripande policyalternativ. Syftet är att ge en färdriktning och tekniskt underlag för att stödja beslut inom energisektorn som skapar fortsatt konkurrenskraft för det svenska näringslivet och övriga elkonsumenter.

Denna rapport inleds med en kort beskrivning av den historiska utvecklingen av det svenska kraftsystemet (avsnitt 3.1) följt av en översikt av de utmaningar systemet står inför från idag fram till mitten av seklet (avsnitt 3.2). Kapitel 4 beskriver verktyg, metoder och ingångsvärden som använts i studien. Detta innefattar en beskrivning av olika typer av modelleringsverktyg (avsnitt 4.1.1-4.1.3), verktyget som användes i studien (avsnitt 4.2), systemavgränsningar och handel (avsnitt 4.3), behandling av växthusgasutsläpp (avsnitt 4.4), grundläggande systemförutsättningar (avsnitt 4.5), det modellerade framtida elbehovet (avsnitt 4.6) och modelleringen av elnätet (avsnitt 4.7). De ingångsvärden som använts för olika sorters kraftproduktion och lagring beskrivs i avsnitt 4.8. Kapitel 5 ger resultaten av modelleringen för teknikneutrala system, medan kapitel 6 beskriver resultat för specialfallen med ingen möjlighet för driftförlängd kärnkraft och för 100 % förnybara system. Sammanfattade resultat och slutsatser ges slutligen i kapitel 7.

3 Bakgrund: Det svenska kraftsystemet

3.1 Uppbyggnad och historia

Sveriges resa mot ett elektriskt kraftsystem tog sina första steg i slutet av 1800-talet. Korsnäs och Marmas sågverk i Gästrikland använde el för belysning redan 1876, och 1882 hade både Rydals Bomullsspinneri i Västergötland och Örebro kvarn också installerat elbelysning, försedda med el från lokala kraftverk [1]. Under 1890-talet började många fler industrier anlägga egna lokala kraftverk för både belysning och för att driva elmotorer. Dessa tidiga system använde likström vid låg spänning och kunde bara erbjuda kraft till förbrukare maximalt ett par hundra meter bort från kraftverken.

En viktig förutsättning för elektricitetens genombrott, både i Sverige och globalt, var övergången från likströms- till växelströmsteknik. Växelströmstekniken öppnade möjligheten att överföra elektricitet över längre sträckor och möjliggjorde därför att kraftverk kunde placeras långt ifrån konsumenter. För Sverige, med större städer främst längs kusterna och i södra delen av landet, och med stora vattenkraftresurser i inlandet och norröver, var detta helt avgörande för samhällets elektrifiering. Trefastekniken, vars tidiga utveckling leddes bland andra av den svenska ingenjören Jonas Wenström, och vars kommersialisering la grunden för storföretaget ASEA (idag ABB), var i sin tur avgörande för växelströmmens framgångar. År 1893 kunde ASEA bygga världens första kommersiella trefasöverföring av växelström mellan Hällsjöns vattenkraftverk och gruvorna i Grängesberg i Dalarna, en sträcka på 14 km. En lång rad mindre vattenkraftverk etablerades vid slutet av 1800-talet och 1900-talets början, många i Bergslagen, som då var Sveriges industriella mittpunkt med sin gruv- och metallindustri. År 1909 bildas Kungliga Vattenfallsstyrelsen, dagens Vattenfall, som sedan spelar en avgörande roll för utvecklingen av både kraftproduktion och elnät i Sverige. Elsamarbetet mellan de nordiska länderna inleddes redan år 1914, när den första förbindelsen mellan Sverige och Själland i Danmark invigdes².

Under elkraftens första decennier i Sverige var det framför allt industrin och järnvägen som var målgruppen för utbyggnaden av både produktion och elnät. Vid tiden för första världskrigets utbrott användes endast 4 % av elen för allmänna ändamål såsom hushåll och stadsbelysning [2]. Fotogen var på den tiden den huvudsakliga källan till belysning i svenska hushåll. Priset på fotogen rusade under krigsåren och en total bristsituation uppstod mot slutet av krigstiden på grund av sinande exportvolymerna från USA. Nya glödlampor med metalltråd trädde sedan fram som ett billigare och säkrare alternativ för belysning i både hushåll och industri. År 1920 förbrukas totalt cirka 2,6 TWh el i Sverige, lika mycket på ett år som förbrukas under en vanlig vintervecka nuförtiden. Under mellankrigstiden stiger den

² 1959 sammankopplas sedan Sverige med Finland med en linje mellan Petäjäkoski och Kalix. 1960 sker samma sak mellan Sverige och Norge med ledningen mellan Nea kraftstation i Norge och Järpströmmens kraftstation i Sverige.

svenska elkonsumtionen och produktionen till cirka 10 TWh/år, som till stor del förses av småskaliga vattenkraftverk.

Omkring 1930 beräknas att hälften av den möjliga vattenkraftsresursen redan var utbyggd i älvarna söder om Dalälven, medan bara 5 % av den nordligare vattenkraftspotentialen var utnyttjad [3]. Den stora utmaningen blev därför bygga ett transmissionssnät som kunde överföra kraft från Norrland till södra Sverige. Den första 200 kV-ledningen från mellersta Norrland byggdes från Krångede kraftverk vid Indalsälven till Horndal i Dalarna 1936. Därefter byggdes i snabb takt ett antal 200 kV kraftledningar som sammanband Norrland med södra Sverige av både privata kraftbolag och Vattenfall. Efter andra världskriget ökar efterfrågan på el i Sverige mycket snabbt. Samtidigt som överföringskapaciteten från norr till syd expanderar så byggs därför en lång rad större vattenkraftverk. I slutet av 1930- och början av 1940-talet i Jämtland, på 1940- och 1950-talen i Västernorrland, på 1950-talet i Västerbotten och från 1950-talet och framåt i Norrbotten. Som mest arbetar på sent 1950-tal nästan 60 000 personer med att bygga vattenkraftverk enbart för Vattenfall [2]. För att överföra denna kraft byggs nya 380 kV ledningar³ ändå från övre Norrland till södra Sverige i början av femtiotalet. Epoken av storskalig vattenkraftsutbyggnad går sedan mot sitt slut i och med skyddet av Vindelälven år 1970, och utbyggnaden på 1970 och 80-talet bestod framförallt av kompletterande effektutbyggningar vid existerande verk. En efterföljande serie beslut om förbud för ny etablering innebär att i stort sett alla större kvarvarande vattenkraftresurser i Sverige (till exempel nationalälvarna Vindel-, Pite-, Kalix- och Torneälven) enligt grundlag är undantagna från vidare exploatering.

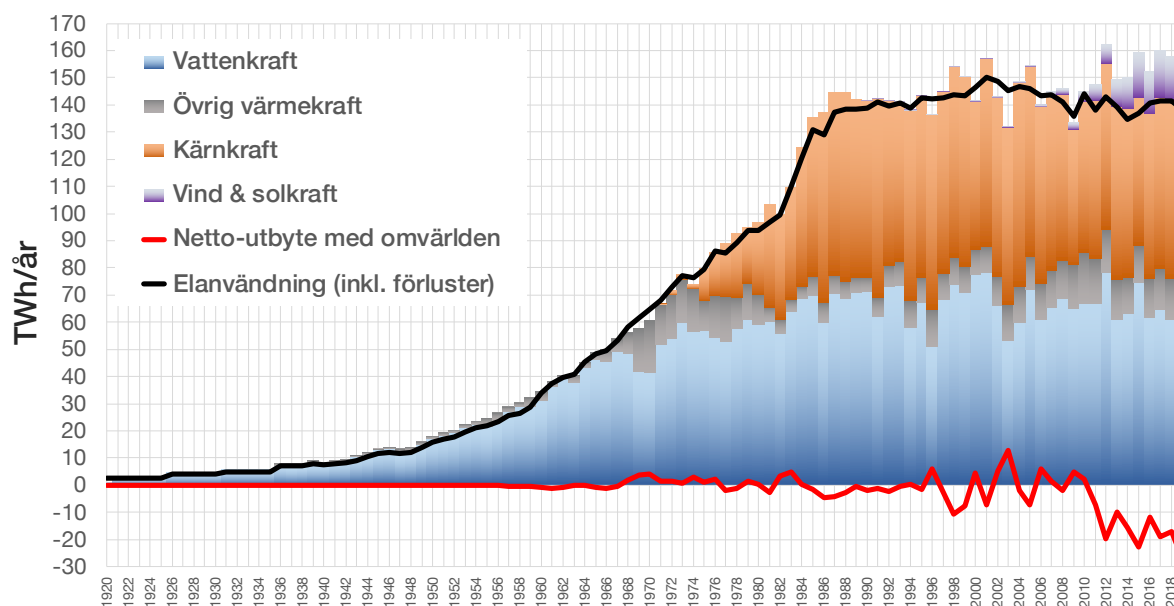
Nästa stora våg av svenskt kraftverksbyggande baseras på kärnkraft. År 1964 börjar kärnkraftvärmeverket i Ågesta, den första av sitt slag i världen, att både leverera fjärrvärme till stockholmsförorten Farsta, samt elektricitet till elnätet. Från 1972 till 1985 driftsätter Sverige tolv lättvattenreaktorer vid fyra olika kärnkraftverk (Oskarshamn, Ringhals, Forsmark och Barsebäck), med en sammanlagd installerad effekt på cirka 10 GW.

Sverige är nu (2020) inne i en tredje expansionsvåg av ny kraftproduktion, denna gång med landbaserad vindkraft främst i norra Sverige. Vid slutet av 2023 beräknas upp till 15 GW vindkraft finnas på plats, en dubblering sedan 2018. Parallellt med de tre expansionsvågorna av vind, vatten och kärnkraft har det svenska kraftsystemet också byggt och underhållet en flotta av värmekraftverk, idag till stor del baserat på kraftvärmeverk med biomassa och avfall som bränsle. Det svenska kraftsystemet har genom historien producerat cirka 7400 TWh elektricitet, varav 4000 TWh (55%) från vattenkraft, 2600 TWh från kärnkraft (34%), 660 TWh från övrig värmekraft⁴ (9%) och 140 TWh från vind och solkraft (2%). En översiktsbild

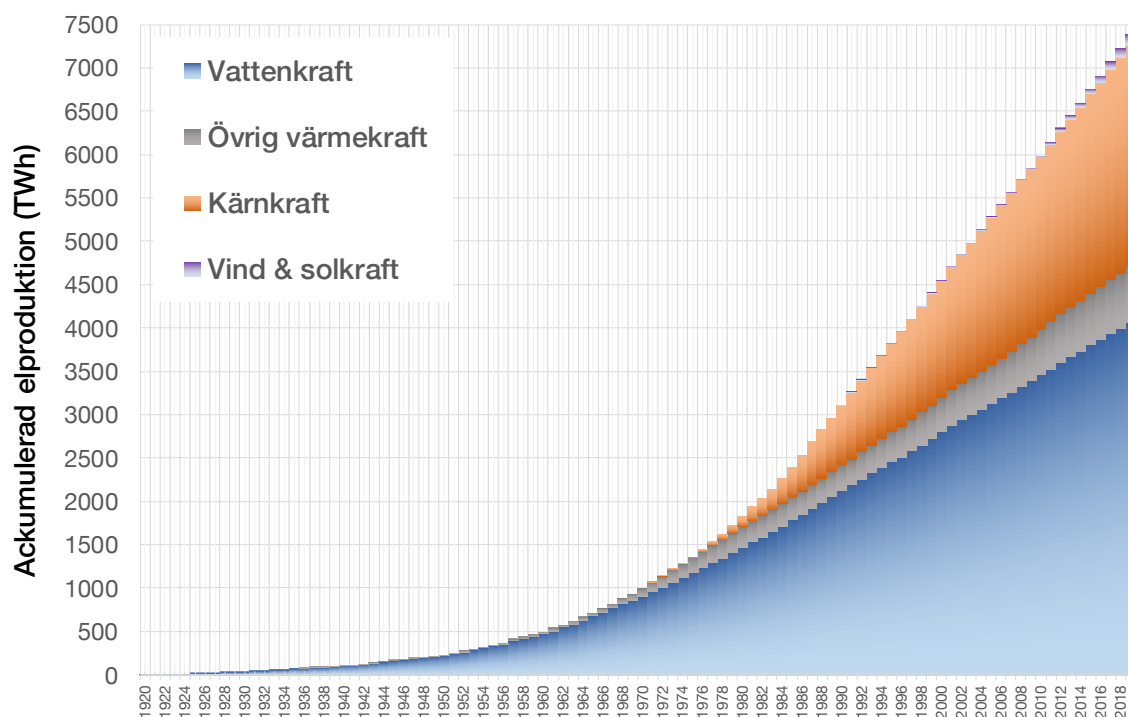
³ Spänningen på dessa ledningar är idag ofta över 400 kV för att minimera överföringsförluster, och de är markerade som "400 kV" på kartor över det svenska transmissionsnätet.

⁴ I kategorin övrig värmekraft ingår kraftvärme, kondenskraft och gasturbiner samt diesel- och gasmotorer.

av det svenska systemets uppbyggnad och utveckling under från 1920 till 2019 ges i Figur 3, och den ackumulerade produktionen visas i Figur 4.

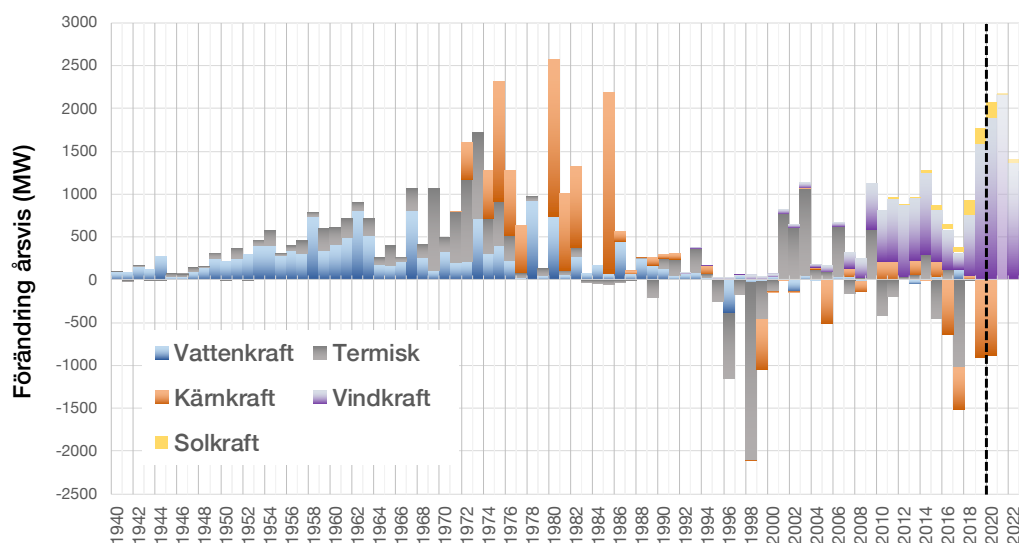


Figur 3, Produktion, konsumtion och netto-handel i det svenska kraftsystemet (1920–2019)



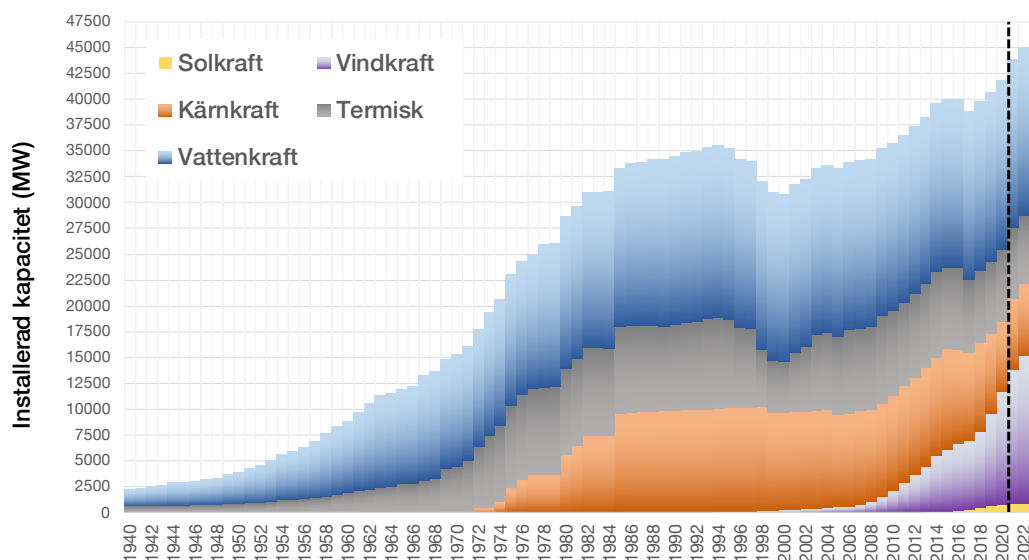
Figur 4, Ackumulerad kraftproduktion (1920–2019) per kraftslag

Figur 5 visar en uppskattning av tillägg och avvecklingar i systemet, mätt i installerad kapacitet (netto) från 1940 fram till 2023⁵. Totalt har det under denna period brutto-installerats cirka 55 GW kapacitet i det svenska kraftsystemet.



Figur 5, Tillägg och avveckling av elproduktionskapacitet i Sverige (1940–2023)

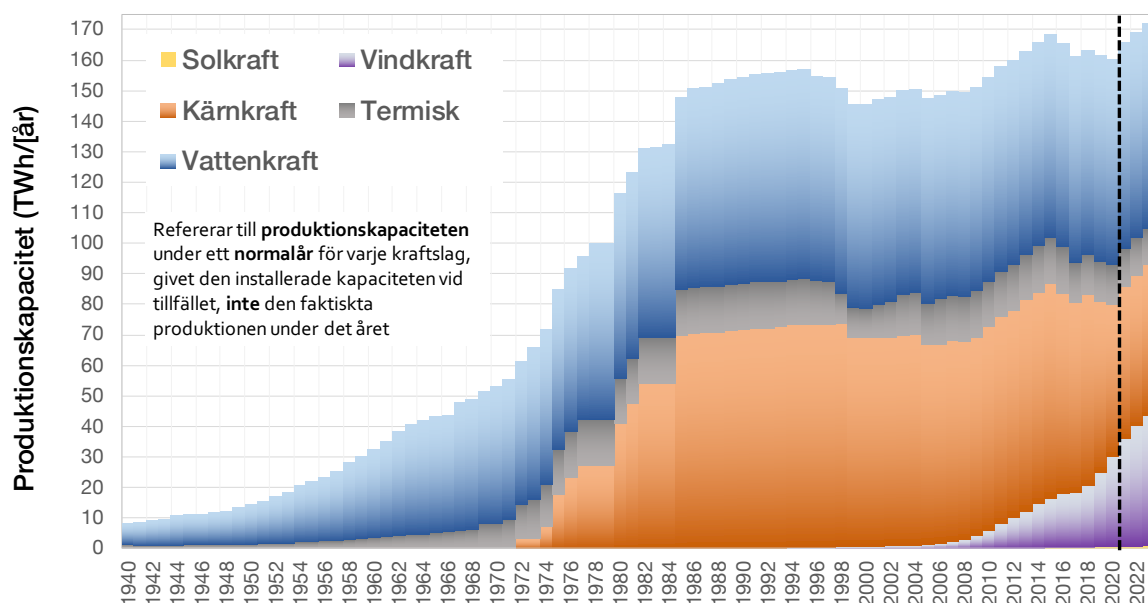
Den resulterande utvecklingen av den installerade effekten i systemet per kraftslag visas i Figur 6. Produktionskapaciteten, alltså den motsvarande mängd elektricitet som kan förväntas tillföras systemet under ett normalår⁶ per kraftslag, visas i Figur 7.



Figur 6, Utveckling av det svenska kraftsystemets installerade kapacitet (1940–2023)

⁵ Framtida kapacitet för vilka investerings eller avvecklingsbeslut ligger (för kärnkraft och vindkraft) eller är sannolikt (för solkraft) har inkluderats fram till 2023.

⁶ Ett *normalår* för vattenkraften motsvarar idag cirka 67 TWh/år, för övrig värmekraft cirka 15 TWh/år, och för kärnkraft och vindkraft en antagen kapacitetsfaktor på 85% respektive 32%.

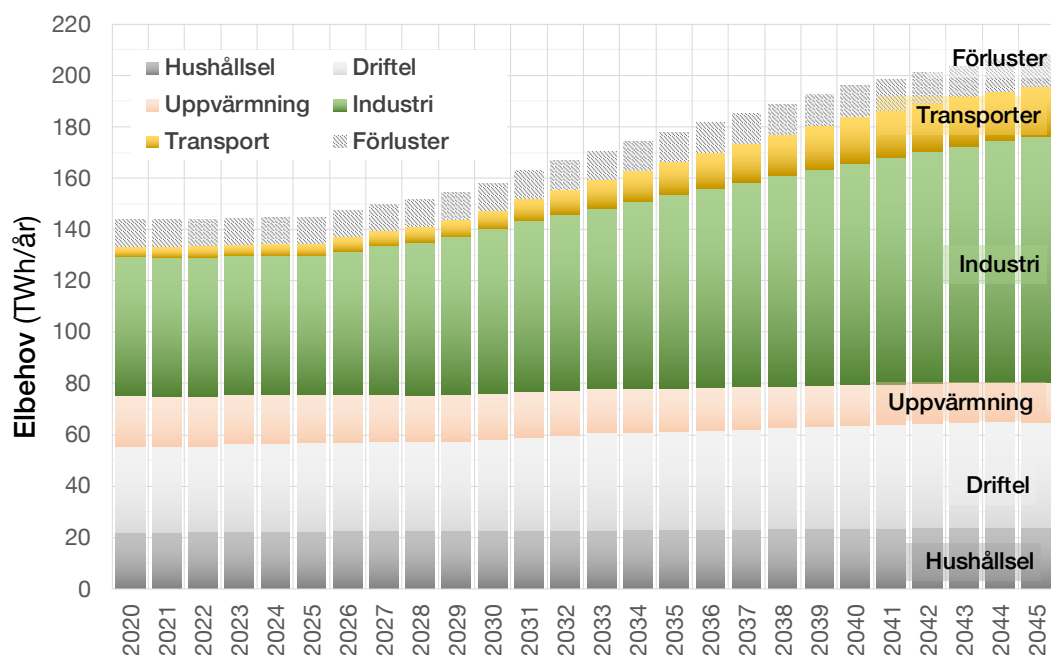


Figur 7, Utveckling av det svenska kraftsystemets produktionskapacitet (1940–2023)

3.2 Framtidsutsikter

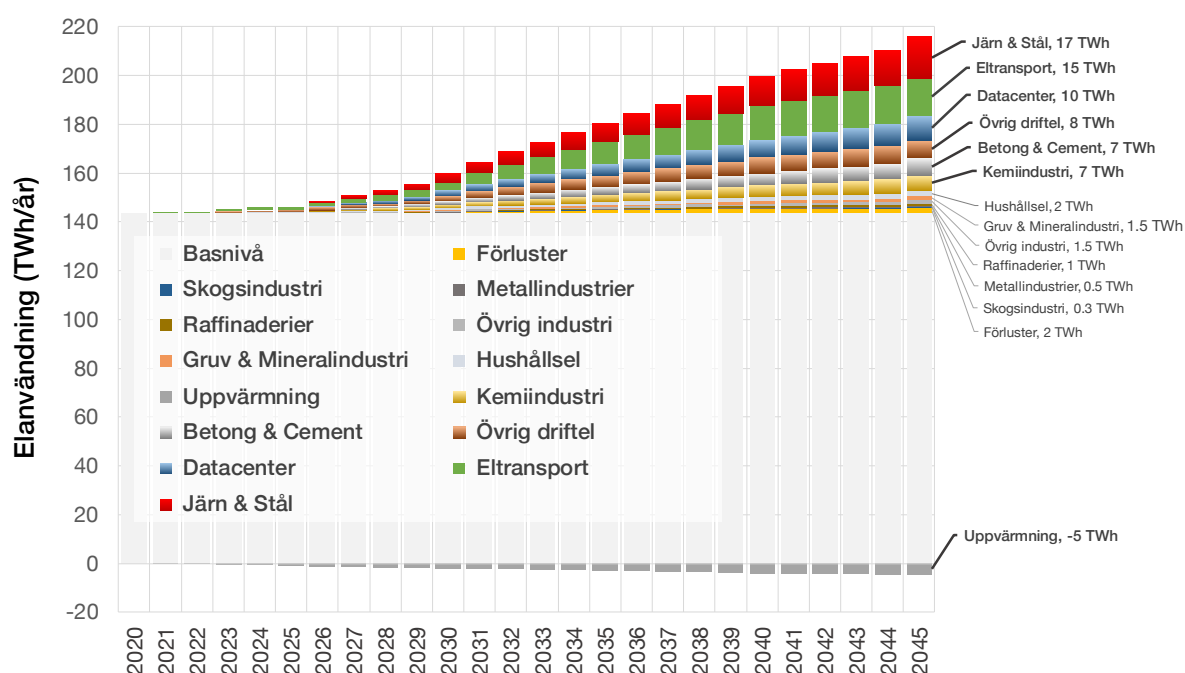
Under sommaren 2017 beslutade den svenska riksdagen om att införa ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige med nya klimatmål till 2030, 2040 och 2045, samt en klimatlag och ett klimatpolitiskt råd. Det långsiktiga klimatmålet innebär att Sverige senast år 2045 inte ska ha några *nettoutsläpp* av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp. Den sista hälften av 2040-talet är också på flera sätt en avgörande tidsperiod för det svenska kraftsystemet. Enligt den *nuvarande* beslutade investeringsramen så kommer kvarvarande befintlig kärnkraft och en stor del av den övriga värmekraften (kraftvärme och kondenskraftverk) vara tagen ur drift vid utgången av år 2045. Samtidigt så kommer samt all existerande och ny vindkraft för vilken investeringsbeslut ligger (de som byggs under 2020–2023) också nå sin förväntade ekonomiska livstid under 2040-talet⁷. Det nuvarande svenska kraftsystemet behöver därför successivt utvecklas för att under de närmaste 25–30 åren kunna antingen ersätta eller drifttidsförlänga en mycket stor del den nuvarande kapaciteten. Sveriges ambition att eliminera utsläpp av växthusgaser förväntas öka behovet av elektricitet från nuvarande nivåer på cirka 140 TWh/år (inkl. förluster) upp till en nivå år 2045 på över 200 TWh/år. 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. De främsta källorna till det ökade behovet av el kommer från en övergång från fossil bränsleanvändning till elektricitet för processer inom industrin och genom att eldrift till stor del ersätter förbränningsmotorer inom transportsektorn. Figur 8 visar en övergripande bild av det svenska elbehovet år 2020–2045.

⁷ Energimyndigheten ansätter en effektiv ekonomisk drifttid för nybyggd vindkraft på 22 år [71], medan vi i denna studie räknar med 25 år.



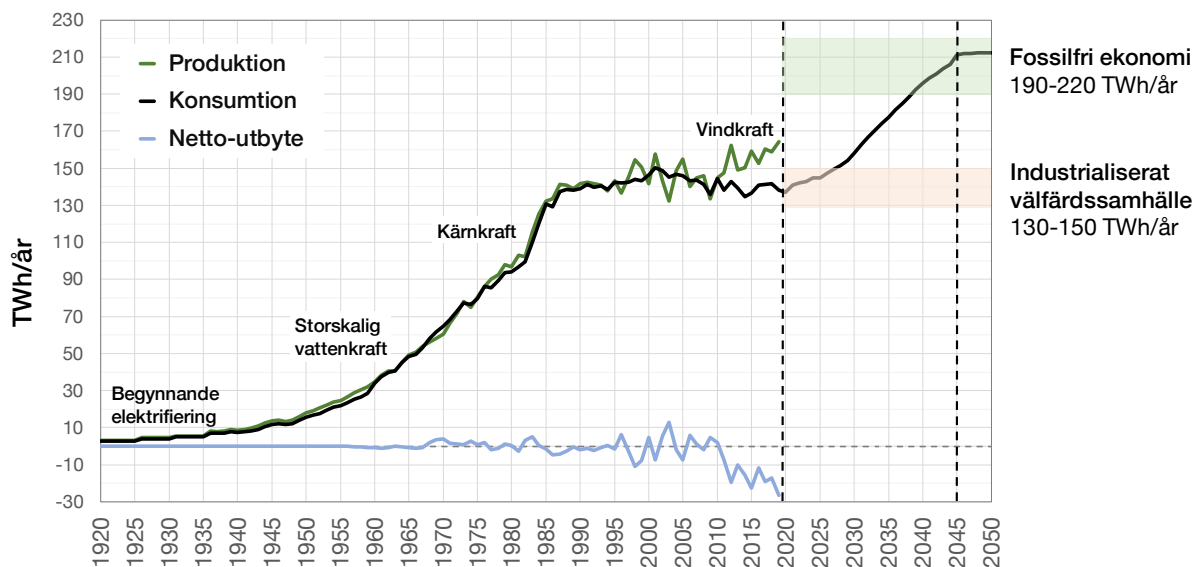
Figur 8, Övergripande bild över elanvändande sektorers utveckling för en fossilfri ekonomi

Figur 9 ger en mer detaljerad bild av olika sektorers bidrag till det förväntade ökade elbehovet, och är framförallt baserade på de utredningar som gjorts inom Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademiens (IVA) projekt "Vägval för klimatet".



Figur 9, Sektoruppdelad förändring i förväntad elanvändning för en fossilfri ekonomi, 2020–2045

Figur 10 visar det svenska kraftsystemets historiska produktion, konsumtion, netto-handel med omvärlden, samt den antagna utvecklingen i elbehov fram till år 2050 i perspektiv.



Figur 10, Kraftsystemets historia och framtida utveckling

Det svenska kraftsystemets utveckling från 1870 till 2050 kan sammanfattas i fem etapper, där den femte etappen, som varar från idag till mitten av seklet, är övergången till en helt fossilfri ekonomi. Dessa etapper beskrivs i Tabell 2. Huvuddelen av det nuvarande kraftsystemet, den idag kvarvarande kapaciteten från de tre första etapperna, byggdes på en reglerad och planerad marknad⁸. Den svenska elmarknaden avreglerades år 1996, och den nuvarande fjärde expansionsetappen har därför istället skett på en avreglerad marknad men med stöd av riktade subventioner, sedan 2003 främst genom elcertifikatssystemet. Det huvudsakliga syftet med avregleringen av elmarknaden från svenskt perspektiv var att investeringar i framtiden skulle ske på marknadsmässiga grunder utifrån priserna på elmarknaden, och att man då skulle undvika de "överinvesteringar" i ny elproduktion som man ansåg tidigare skett. I praktiken har dock förändringar i kapacitet sedan avregleringen främst drivits genom politiska interventioner (riktade subventioner och straffskatter).

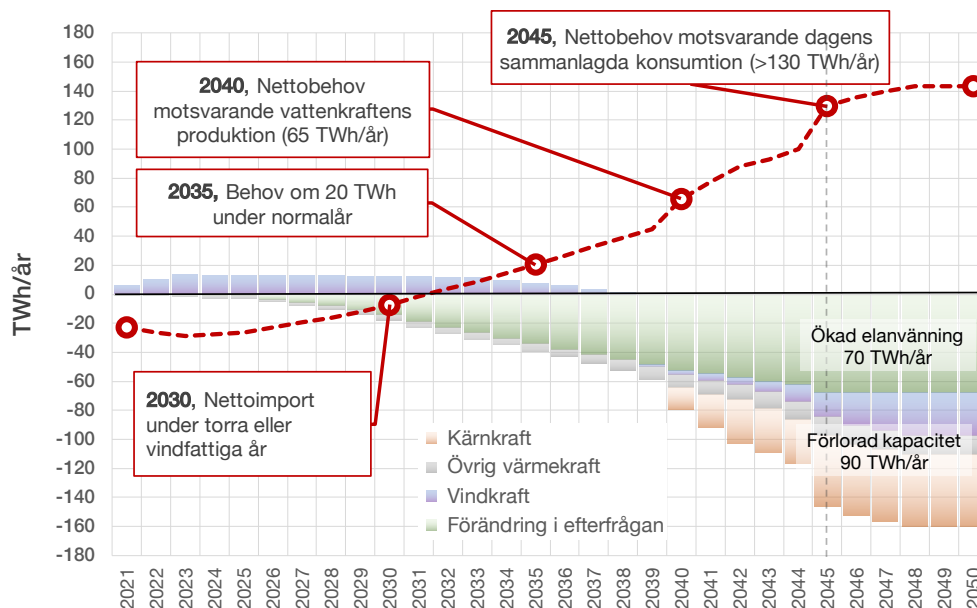
Eftersom konsumtionen inte ökat nämnvärt sedan mitten av 1980-talet så har den senaste vågen av ny kraftproduktion istället resulterat i en motsvarande ökning av netto-export av el från Sverige. Varje etapp hittills har inneburit att ny kraft har lagts till en existerande produktionsflotta, vilken har hållits igång genom kontinuerliga re-investeringar och moderniseringar. Efterkrigstidens storskaliga vattenkraft lades till den värmekraft och småskaliga vattenkraft som redan fanns på plats. Ny kärnkraft kompletterade den storskaliga vattenkraften, som kontinuerligt moderniserats, och vind och solkraft har på senare år byggts på toppen av detta redan existerade system.

⁸ Det sammanlagda "nyanskaftningsvärdet" av kapaciteten som byggdes under dessa tre etapper, här definierat som den investering som skulle krävas för att få en motsvarande ny kapacitet på plats idag (och alltså inte tar hänsyn till avskrivning av värde för åldrande utrustning), är cirka 1500 miljarder kr.

Tabell 2, Det svenska kraftsystemets "fem etapper", 1870–2050

Etapp	Beskrivning	Konsumtion	Produktionstillägg, brutto
1. 1870–1945	Elektrifiering	~13 TWh/år	~15 TWh
2. 1945–1972	Storskalig vattenkraft	~70–75 TWh/år	~70 TWh
3. 1972–1986	Storskalig kärnkraft	~135 TWh/år	~70 TWh
4. 2003–2023	Storskalig vindkraft	~140 TWh/år	~40 TWh
5. 2023–2050	Fossilfri ekonomi	~200 TWh/år	~90–150 TWh

Ett antal faktorer sammanfaller för att göra den femte etappen till en mycket stor utmaning, för vilken planering och djupgående analys är ett absolut krav redan idag. Det går inte längre att anta att kapaciteten som finns på plats idag kommer att moderniseras och finnas på plats vid den femte etappens slut. Den antagna ekonomiska driftlängden för ett vindkraftverk är till exempel vanligtvis satt i spannet 20–25 år, vilket är den drifttid då det inte beräknas vara ekonomiskt försvarbart att fortsätta investera i underhåll för fortsatt drift. Även om det är tekniskt möjligt att hålla enskilda vindkraftverk i drift längre, är det osannolikt att verkets ägare väljer att göra detta på grund av ökande underhållskostnader. Den nuvarande investeringsramen för den kvarvarande svenska kärnkraften gäller för en drifttid på 60 år. Utan utökade re-investeringar för moderniseringar innebär detta därför att i stort sett *all produktionskapacitet* som byggdes under etapp 3 och 4 kommer att fasas ut, samtidigt, under 2040-talet. Detta under samma period som elbehoven ökar markant för att åstadkomma fossilfrihet i ekonomin. Med moderniseringar för ökad drifttid för den existerande kärnkraften till 80 år eller mer, och ett antagande om att den storskaliga vattenkraften fortsätter att moderniseras, blir netto-behovet av ny årlig produktionskapacitet cirka 90–100 TWh inom den femte etappen. Redan detta är en mer aggressiv utbyggnad än under samtliga tidigare etapper. Utan större re-investeringar i den existerande kärnkraften kan behovet av helt ny kapacitet bli lika stort som dagens sammanlagda årliga konsumtion (~145 TWh/år), och hälften av det behovet uppstår på 2040-talet. Figur 11 visar balansen mellan existerande produktionskapacitet och det förväntade elbehovet framöver under den femte etappen under ett normalår, med ett antagande om noll netto-handel och en fullt bibehållen kapacitet i den existerande vattenkraften.



Figur 11, Förändring i årlig elbalans, 2020–2050⁹

Den antagna ökade efterfrågan som utgör basis för denna analys är *inte en prognos* för framtiden, utan det behov som uppstår för att på mest effektiva sätt möjliggöra både fortsatt välbefinnande och industriell produktion i Sverige, samtidigt som utsläppen av växthusgaser elimineras. Utbud och efterfrågan är dock väldigt tätt sammankopplade. **Finns inte ett kostnadseffektivt och mycket pålitligt kraftsystem på plats som klarar att matcha den fossilfria ekonomins behov, både på årsbasis och varje minut över året, så uppstår i realiteten ingen ökad efterfrågan, och inga möjligheter för ökad konsumtion.**

Om ökningen i efterfrågan, produktion och överföringskapacitet inte håller hyfsat jämn takt under etappen, så kommer den avreglerade kraftmarknaden att utsättas för mycket svåra utmaningar, något som är mycket tydligt på den svenska elmarknaden redan år 2020.

⁹ Den röda linjen visar utvecklingen av behovet, på årsbasis, av ny eller moderniserad elproduktionskapacitet i Sverige för att förse lokal konsumtion under ett normalår. Just nu är Sverige nettoexportör av el, med en överproduktion som exporteras som motsvarar ett "netto-behov" av *minus* 20 TWh/år för år 2021. Detta överskott går sedan nedåt med ökande elbehov (gröna staplar) till noll TWh runt år 2030 (produktionen motsvarar då konsumtionen på årsbasis för ett normalår). Avvecklingar av existerande värmekraft (gråa staplar), vindkraft (lila staplar) och kärnkraftskapacitet (orangea staplar, om re-investeringar ej sker) tillsammans med ökande elbehov ökar sedan, vilket ger ett nettobehov av ny eller moderniserad kapacitet (röd linje) om totalt 130 TWh/år 2045 och 145 TWh/år 2050.

Om effektiva och långsiktiga planer *inte* definieras för kraftsystemet (både för produktion och konsumtion), och elproduktionen och konsumtionen därför istället ligger kvar runt dagens nivåer eller sjunker, så kommer en av följande två scenarier realiseras:

- Sverige fortsätter att vara en framgångsrik industrination med betydande export och **högt välstånd**, men **missar klimatmålen** eftersom ett adekvat dimensionerat och driftsäkert kraftsystem *inte* finns på plats för att möjliggöra att industrin kan bli *fossilfri* med bibehållen konkurrenskraft.
- Sveriges ekonomi blir helt fossilfri och **klimatmålen infrias**, men detta åstadkoms på **bekostnad av välstånd och industriell utveckling**. Det underdimensionerade kraftsystemet jämfört med de fossilfria behoven gör att energikrävande verksamheter väljer att förlägga nyinvesteringar i andra länder.

Ingen av ovanstående scenarier är önskvärda för Sveriges framtida utveckling. Det är därför av värde att utreda hur den femte etappen för det svenska kraftsystemet, **som möjliggör både en konkurrenskraftig och fossilfri ekonomi**, mest kostnadseffektivt kan komma till stånd, och utifrån detta underlag sedan avgöra lämplig policy, styrmedel och lagar. Detta är den huvudsakliga ambitionen bakom arbetet med denna rapport och tillhörande underlagsrapporter, samt med de beräkningar och analyser som presenteras här.

4 Verkt yg, antaganden och uppl agg

4.1 Typer av modelleringsverkt yg

4.1.1 Introduktion

Det lämpligaste valet av typ av verktyg, systemavgränsningar och det generella upplägget för en studie beror på typen av frågor man söker svar på. De följande avsnitten introducerar olika typer av modelleringsverkt yg och deras respektive användningsområden, fördelar och nackdelar. Frågeställningen i denna studie leder till behovet att använda ett verktyg av typen *”investeringsoptimering”* (se avsnitt 4.1.3), som är en familj av verktyg som från grunden kan ta fram *sammansättningen* av ett kraftsystem som minimerar sammanlagda kostnader för investeringar och drift givet en specifik uppsättning antaganden.

4.1.2 Driftoptimering (DO) och elmarknadsanalys

Målsättningen för verktyg för driftoptimering (eller dispatch-optimering, DO)  r att avgöra det optimala driftmönstret f r olika kraftslag, eller i mer detaljerad analys, enskilda kraftverk, i ett *existerande* eller *ansätt* kraftsystem. DO-verktyg som används i större utsträckning i Norden inkluderar till exempel EMPS (*”samkj ringsmodellen”*), Apollo och BID. DO-verktyg används effektivt för att beräkna, planera och prognosticera till exempel driftm nstre och elpriser i existerande, ofta i stor detalj beskrivna, kraftsystem. De saknar däremot kapacitet att från grunden beräkna till exempel den optimala, kostnadsminimerande, *sammansättningen* av ett kraftsystem. Eftersom ingen optimering av kraftsystemets uppbyggnad utförs (en fördefinierad uppsättning av produktionsteknologier, lagringsmetoder och elhandelsf ruts ttningar *ansätts*) så är det beräkningsmässigt rimligt att i DO-verktyg inkludera stora mängder historiska väderdata (tillr nning, vind, sol och temperatur¹⁰) som ingångsvärden i modellerna, samt att använda en avancerad och detaljerad modellering av internationell elhandel och kraftsystemen i andra länder. DO-verktyg kan också användas för att analysera möjliga framtida system i såkallade *”scenarie-studier”*. I scenarie-studier analyseras vanligtvis 3–5 olika fördefinierade kraftsystem, från vilket det g r att dra sluts tser kring vilket av just dessa 3–5 olika system som, till exempel, innebar lägst samhällsekonomiska kostnader. Det g r dock inte att säga särskilt mycket kring frågan om det g r att finna mer fördelaktiga systemkonfigurationer utanför just de scenarier som ansättes. Framtida kraftsystem kan i teorin fritt sättas samman av kombinationer av 10–20 olika produktionsslag, 5–10 olika lagringsmetoder samt ett antal olika alternativ för förbindelser från svenska elområden till omvärldens kraftsystem. Den totala mängden olika kombinationer g r det därför praktiskt omöjligt att manuellt pröva sig fram till ett kostnadsoptimalt system genom att ansätta olika scenarier.

Se **avsnitt 3.2.1** i underlagsrapporten f r mer information

¹⁰ Dessa ingångsvärden beskriver tillsammans ett *”väderår”*

DO-verktyg som EMPS, BID och Apollo har ett stort spann av användningsområden och är de mest avancerade och validerade verktygen för analys av existerande eller ansatta kraftsystem som finns tillgängliga. Men scenarie-studier som utförs med DO-verktyg, även om de utförs iterativt och därmed analyserar och jämför ett flertal olika scenarier, skiljer sig fundamentalt från studier och verktyg som fokuserar på *investeringsoptimering*, som är utvecklade för att *från grunden* identifiera kostnadsoptimala kraftsystem.

4.1.3 Investeringsoptimering (IO)

Investeringsoptimeringsmodeller (IO) är verktyg som optimerar ett fullständigt kraftsystem från grunden, vanligtvis med målsättningen att minimera de totala kostnaderna för investeringar och drift. IO-verktyg måste därför samtidigt kunna utföra *både* investerings och driftoptimering. IO-verktyg är utan undantag mer approximativa både i metoder och i sina beskrivningar av kraftsystemet än kommersiella DO-verktyg och har därför mycket begränsad användning för de ändamål som DO-verktyg används för. Den stora fördelen med IO-verktyg är att de från en uppsättning ingångsdata klarar av att analysera ett mycket stort antal möjliga olika konfigurationer av kraftsystem och utifrån detta identifiera det system som minimerar en specifik målfunktion. Målfunktionen är vanligtvis den sammanlagda kostnaden för ett kraftsystem under ett antal begränsningar, i vårt fall till exempel mängden CO₂-utsläpp. På grund av de frågeställningar vi har i detta projekt och den specifika målsättningen som definierad i Figur 2 är det uppenbart någon sorts IO-verktyg måste användas. I detta projekt har vi definierat följande generella krav som måste uppfyllas av systemoptimeringen:

Se avsnitt 3.2.2 i underlagsrapporten för mer information

Figur 12, Systemoptimeringskrav

Krav som måste uppfyllas av systemoptimeringen:

1. Efterfrågan på elektricitet i Sveriges elområden minus efterfrågefleksibilitet och betald bortkoppling av last måste mötas av systemet, inklusive internationell elhandel, för varje timme under den simulerade perioden (ett år)
2. Vattenkraftens magasinnivå (i form av energiinnehåll) i varje svenskt elområde vid det simulerade årets sista timme måste motsvara årets första timme med en maximal skillnad på $\pm 1\%$.
3. Driftutsläpp av växthusgaser från den elproduktion som tillgodoser *konsumtionen* i Sverige måste sammanlagt på årsbasis ligga under en ansatt övre gräns: antingen noll gCO₂/kWh eller 10 gCO₂/kWh, beroende på scenario.

Det resulterande *kostnadsoptimerade systemet* är det som minimerar den totala systemkostnaden¹¹ samt uppfyller krav 1–3 ovan.

De mest välkända och använda IO-verktygen i Sverige är MARKAL och TIMES (som nu ersatt MARKAL). På grund av ett antal viktiga förenklingar och approximationer i TIMES, främst gällande tidsupplösning och driftbegränsningar för kraftslag, och på grund av att fokus i detta projekt ligger specifikt på en detaljerad optimering av det *svenska kraftsystemet*, valdes inte TIMES som verktyg för detta projekt. En mängd avancerade IO-verktyg finns tillgängliga utöver de som hittills har använts för större studier som involverar Sverige (vilka inkluderar TIMES, BalmoreI, ELIN, REX [4] och Hong et. al [5]). Etablerade verktyg som framgångsrikt skulle kunna användas i detta projekt, som kan systemoptimera på basis av analys av hela år med minst timvis tidsupplösning (>8760 tidssteg) med alla relevanta driftbegränsningar är till exempel GenX [6], Calliope [7], WIS:dom [8], Switch [9], E3 Resolve [10] och EER RIO [11]. En avvägning av verktygets tillgänglighet och kostnad, applicerbarhet på svenska förhållanden och den tekniska kapaciteten och erfarenheten hos samarbetspartners som hjälper till att utföra modelleringsarbetet ledde till ett val av verktyget GenX och, i samband med detta, ett samarbete med ledande forskare aktiva vid universiteten MIT, Harvard och Princeton.

¹¹ I systemkostnaden inkluderas kapitalkostnader, rörliga och fasta underhållskostnader, bränslekostnader samt de skatter och avgifter som direkt kompenserar för negativa externa effekter. Systemtjänster för elnätets fysiska drift har inte prissatts och är inte inkluderade i optimeringsberäkningen. Inga subventioner eller fiskala skatter är inkluderade. Kärnkraftens avgifter för slutförvar av använt kärnbränsle tas med i systemkostnaden eftersom detta är en avgift för en negativ extern effekt. Kapitalkostnaderna består av räntekostnader och avskrivningar för investeringar i produktion, lagring och elnät. Kostnader för importerad el till Sverige läggs till systemkostnaden, medan intäkter från exporterad el från Sverige minskar systemkostnaden.

4.2 Verktöget GenX och dess konfigurering

Se **avsnitt 3.3** i underlagsrapporten för mer information

För att utforska kostnadsoptimerade kraftsystemsalternativ för Sverige har verktöget GenX använts i detta projekt. GenX (The Optimal Electricity **G**eneration **eX**pansion Model) har utvecklats av forskare inom energisystemsmodellering vid Massachusetts Institute of Technology (MIT) och Harvard University sedan 2014. För en beskrivning av GenX metodik se ref. [6]. Funktionaliteten i verktöget GenX har vidareutvecklats inom detta projekt för att möta de ökade krav på som denna studie medförde framförallt vad det gäller att korrekt modellera driften av den svenska vattenkraften, behandlingen av internationell elhandel samt efterfrågefleksibilitet. GenX optimerar i detta projekt både produktion, lagring och transmissionskapacitet i kraftsystemet för de fyra svenska elområdena (SE1-SE4). GenX-verktöget möjliggör samtidig optimering av sju sammanlänkade beslutslager, fyra av vilka används för denna studie (se Tabell 3). I alla större optimeringsstudier måste ett antal svåra överväganden göras, eftersom problemets komplexitet oftast är sådant att det inte är praktiskt eller beräkningsekonomiskt möjligt att använda *all* funktionalitet som finns tillgängligt i mycket avancerade verktyg. Upplägget får då förenklas till en nivå som möjliggör att de optimeringskörningar som är av intresse kan utföras utan att studien för den skull går miste om viktig funktionalitet. Vår modellering i GenX har konfigurerats enligt Tabell 3.

Förenklat så kan målfunktionen för GenX-optimeringen av Sveriges kraftsystem i denna studie kan beskrivas som en **minimering av sammanlagda kostnader** i samband med fyra olika typer av beslut:

- Var och hur investeringar ska ske i kapacitet¹²
- Driftbeslut för denna kapacitet¹³
- När och var en last bör bli försörjd, förskjuten i tid eller nedstyrd (mot betalning)¹⁴
- Var och hur investeringar i transmissionsnätkapacitet bör ske

Var och en av dessa komponenter betraktas gemensamt och optimeringen utförs som ett samoptimeringsproblem. De fyra svenska elområdena behandlas individuellt och optimeringen söker efter den minsta kostnaden summerat över alla fyra elområden.

¹² Kostnader för denna post innefattar alla fasta kostnader, vilket inkluderar investeringskostnader samt fasta driftkostnader för den kapacitet som byggs. Begreppet kapacitet omfattar både kraftproduktion och lagring.

¹³ Kostnader innefattar här rörliga driftkostnader (som för till exempel kärnkraften även inkluderar avgifter för avfallshantering), start/stopp-kostnader och bränslekostnader. Denna kostnadspost innefattar även beslut om användande av internationell elhandel (import eller export).

¹⁴ Eftersom förskjutning av last i tid ("efterfrågefleksibilitet") har modellerats utan kostnad, är det enbart betald bortkoppling av last som medför kostnad för denna post.

Tabell 3, GenX konfigurering av funktionalitet i detta projekt

Lager	Funktion	Behandling i detta projekt
1	Samoptimering av investering och drift för kraftsystemet	Inkluderat och behandlat separat för de svenska elområdena (SE1-SE4) för att fånga upp optimal lokalisering av kapacitet samt relevanta kostnader för ökad överföringskapacitet internt inom Sverige
2		
3	Drift och investeringsbegränsningar	Följande driftbegränsningar har ansatts för varje modellerad typ av kraftslag: • Max. relativ effektförändring per timme (uppåt & nedåt) • Uppstartskostnad & förbränning av bränsle under uppstart • Enhetsstorlek på särskilda kraftslag (X MW, t.ex. stora kärnkraftverk) • Minimal stabil elproduktion (% av effekt) • Minimal tid i drift innan avställning är möjlig • Minimal tid i avställning innan uppstart är möjlig • Själv-urladdning (för lagringsalternativ) Vattenkraftens drift är utöver detta begränsad enligt lagar och praxis kring tillåtna magasinifyllnadsgrader över året.
4	Driftreserver	Ej beaktat
5	Transmissionsnät	Modellerat på zon-nivå med begränsningar för kraftflöden mellan zoner. För existerande transmissionsnät är detta baserat på NTC-värden. Förluster är explicit modellerade för alla förbindelser som en %-andel av flöde.
6	Distributionsnät	Ej beaktat
7	Värmesektor	Ej beaktat
Tidsupplösning		8760 timmar per år (timvis)
Geografisk upplösning		Investeringsoptimering för Sveriges fyra elområden (SE1-SE4) Internationell elhandel modellerad antingen som: Ödrift (ingen internationell handel) Begränsad handel enligt avsnitt o-o
År för väderdata		2018 som bas, med justerad tillrinning och vindprofil. 2016 för solkraft.
Konsumtionsår		2018 som bas, med justeringar för att representera år 2045
Kalkylränta för investeringar		3,5% och 6,0%

4.3 Systemavgränsningar och internationell elhandel

4.3.1 Yttre gräns för optimering och handel

I en kraftsystemsoptimeringsstudie finns det två övergripande systemavgränsningar som måste väljas (och motiveras):

Se **avsnitt 5.1** i underlagsrapporten för mer information

- **Optimeringsområde:** det område inom vilket verktyget utför investeringsoptimering och ska finna en kostnadsoptimal systemlösning
- **Analysområde:** de områden i optimeringsområdets närhet vars lokala förutsättningar kan ha en viktig påverkan på den optimala lösningen inom optimeringsområdet och därför bör, på något sätt, inkluderas i analysen.

I de flesta fall då en studie ämnar identifiera policyrelevanta observationer så är det rimligt att optimeringsområdet sammanfaller med motsvarande politiska nivå och område där beslutsfattandet sker. Den absolut avgörande beslutsfattande makten kring energi och klimatpolicy ligger på nationell nivå, även i mer tätt sammanbundna områden som EU. I detta projekt ligger fokus specifikt på Sverige och på svensk energi och klimatpolicy, och därför har vi valt att begränsa *optimeringsområdet* till just Sverige och dess elområden.

Det enklaste möjliga upplägget för en investeringsoptimering av ett begränsat område är att anta "**ödrift**", vilket innebär att ingen hänsyn tas till möjligheter för internationell elhandel när systemet dimensioneras. Ödriftsanalys har den stora fördelen att det optimerade systemet dimensioneras på ett robust sätt gentemot osäkerheter i utvecklingen i kringliggande kraftsystem. Ett system som dimensioneras enligt dessa förutsättningar kan alltså sägas "**klara sig själv**" (det är inte *beroende* av import) under alla modellerade tillstånd, men motsvarande system (om det skulle byggas) *kan* givetvis nyttja internationell elhandel i verkligheten. Den stora nackdelen med dimensionering för ödrift är att:

1. Systemet kan aldrig kan förlita sig på importkapacitet när sådan i verkligheten finns tillgänglig, och överdimensionerar därför systemlösningen med avseende på bristsituationer
2. Systemet kan inte tjäna pengar på export av elektricitet och underdimensionerar därför systemlösningen med avseende på möjligheterna för betald (vinstgivande) export

Ett alternativ angreppssätt är att inkludera en förenklad modell för elhandel med Sveriges grannländer som en del av underlaget för systemdimensioneringen, vilket beskrivs i följande kapitel.

4.3.2 Modellering av handelsförutsättningar

Se avsnitt 5.2.2 i underlagsrapporten för mer information

Handelsförutsättningarna för Sverige med andra länder som saknar storskalig vattenkraft med magasin bestäms av produktionen i dessa länder från kraftkällor med låg marginalkostnad (LMC: främst vind, sol och strömkraft¹⁵) i dessa länder relativt den inhemska elkonsumtionen. Om LMC-produktion överstiger inhemsk efterfrågan, så är denna skillnad tillgänglig för export till Sverige med mycket låg kostnad (1,5 kr/MWh). I scenarier där konsumtionsbaserade driftutsläpp av CO₂ inte tillåts, är det främst vid dessa tillfällen som dessa länder kan exportera kraft till Sverige, varför svensk import från andra länder än Norge i stort sett alltid¹⁶ prissätts till 1,5 kr/MWh. Om LMC-produktionen är lägre än den inhemska efterfrågan antas skillnaden täckas av planerbar elproduktion, prissatt till 450 kr/MWh, vilket motsvarar den antagna rörliga produktionskostnaden inklusive eventuella utsläppsavgifter. I de huvudsakliga modelleringsfall som inte tillåter konsumtionsbaserade driftutsläpp av CO₂ (även genom import), motsvarar därför 450 kr/MWh den antagna rörliga produktions eller alternativkostnaden i *fossilfri* planerbar elproduktion i Sveriges grannländer år 2045. I de scenarier där begränsade driftutsläpp av CO₂ tillåts, så motsvarar denna siffra summan av antagna bränslekostnader och EU ETS priser. Sveriges grannländer antas generellt att vara villiga att betala 450 kr/MWh för att importera en volym på upp till skillnaden mellan inhemsk LMC-produktion och inhemsk efterfrågan från produktion i till exempel Sverige, snarare än från inhemska resurser¹⁷.

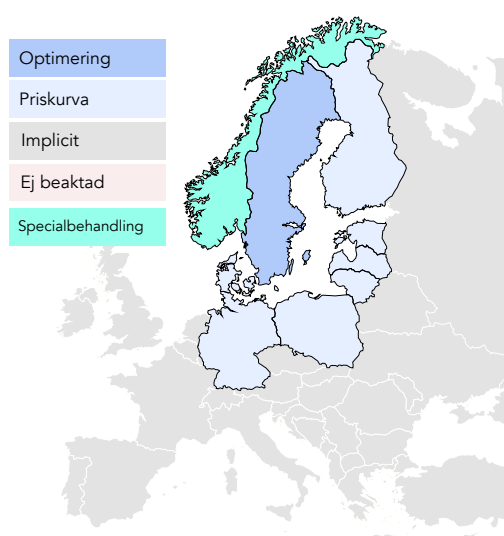
Produktionsprofilerna för varje timme över det simulerade året i grannländerna, som bestämmer de momentana handelsförhållanden (behov för import eller möjlighet till export samt prissättning) har beräknats utifrån en antagen produktionskapacitetsmix i varje modellerat grannland. Baltikum (Estland, Lettland, Litauen), Polen, Tyskland och Danmark behandlas här behandlats som en integrerad handelspartner till Sveriges elområden SE₃ och SE₄, vilket innebär ett implicit antagande om obegränsad elhandel sinsemellan dessa länder. Handel mellan Sveriges elområden SE₁-SE₃ och Norge och Finland behandlas separat. För att få ett värde på den timvisa produktionen av olika väderberoende energislag i grannländerna har kapacitetsfaktorn räknats ut från den faktiska installerade kapaciteten och den faktiska produktionen; året 2018 har använts som referensår. Installerad kapacitet är hämtad från ref. [12] och produktionsstatistik från ref. [13]. Från detta underlag har en produktionsprofil av väderberoende elektricitet för modelleringsåret tagits fram.

¹⁵ Vattenkraftverk utan större magasin, var produktionsprofil i stort sett matchar tillrinningsprofilen

¹⁶ Export utan medräknade driftutsläpp av CO₂ är också möjligt där marginalproducenten i utlandet förbränner biomassa. I sådana lägen är dess export prissatt efter marginalkostnaden för biomassaförbränning för el.

¹⁷ Snarlika ingångsvärden och metod används till exempel EMPS (Samkjøringsmodellen) för länder utanför dess interna modelleringsområden [75].

Sannolika bud för produktion på en energy-only marknad kan förutspås i grova drag per kraftslag enligt ovan, med ett mycket viktigt undantag: vattenkraftverk kopplade till större magasin (då magasinerna inte är fulla) och annan lagringskapacitet (till exempel batterier). Den faktiska rörliga produktionskostnaden för vattenkraftverk kopplade till magasin är mycket låg, men det som styr dess bud till marknaden är inte marginalkostnaden utan alternativkostnaden av att förbruka nu eller att spara vattnet till senare. På grund av detta behandlas elhandel med Norge separat från den övriga elhandeln. En sammanfattande bild av de modellerade handelsförhållanden ges i Figur 13. Handelsmöjligheterna för Sverige med de ljusblå länder som modelleras enligt priskurva har justerats nedåt (se avsnitt nedan och Tabell 4), delvis för att reflektera dessa länders handel med figurens gråa områden (som därmed "implicit" inkluderas).



Figur 13, Systemavgränsningar för handel och optimering

Ett flertal olika antaganden kring utvecklingen av grannländernas kraftsystem har testats inom detta projekt för att avgöra hur robust optimeringens resultat för det svenska kraftsystemet är gentemot dessa data, eftersom dessa är behäftade med mycket stor osäkerhet 25 år framåt i tiden. De ingångsvärden som har prövats i modelleringen är hämtade från de två senaste långtidsanalyserna publicerade av ENTSO-E¹⁸, samt beräkningar om den installerade kapaciteten för att nå, på årsbasis (ej timbasis), 100% av *nuvarande* elkonsumtion från fossilfria källor främst genom en expansion av sol och vindkraftskapacitet. **Samtliga modelleringar som använder handel som en del av systemdimensioneringen och som är med i denna rapport använder de handelsförhållanden som motsvarar 100 % fossilfri el på årsbasis i grannländerna år 2045¹⁹.**

¹⁸ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators) är en organisation som representerar 43 olika eltransmissionsnätoperatörer från 36 länder i Europa.

¹⁹ Användningen av just dessa specifika utlandsförhållanden ger inga större skillnader i dimensionering och kostnad för det svenska kraftsystemet jämför med annan indata, men är den uppsättning ingångsvärden som

Beroende på scenario i ENTSO-E:s analyser så varierar mängden installerad kapacitet för elproduktion i länderna i Sveriges närområde (Norge, Danmark, Tyskland, Polen, Finland, Baltikum, Storbritannien och Nederländerna) år 2040 med 191 GW för vindkraft (176–367 GW), 168 GW för solkraft (126–294 GW), 34 GW för fossil energi (90–123 GW) och 16 GW för kärnkraft (14–30 GW). *Spridningen* i den antagna installerade produktionskapaciteten för ett kraftslag i ett enskilt land mellan ENTSO-E:s olika scenarier år 2040 är större än det svenska kraftsystemets totala installerade effekt i alla kraftslag idag²⁰. Givet denna mycket stora osäkerhet är det uppenbart att det är av *mycket begränsat värde* att i hög detalj modellera förutsättningarna för internationell elhandel genom till exempel utföra faktisk driftoptimering för kraftsystemen utanför Sverige.

Då Sveriges kraftsystem är relativt litet i förhållande till andra kraftsystem i Nordeuropa så kommer däremot systemlösningen för Sverige starkt påverkas av antagandena kring hur elproduktionen och den installerade produktions och lagringskapaciteten i grannländerna ser ut i framtiden då detta explicit modelleras. I optimeringsanalyser som beaktar elhandel till och från ett avgränsat optimerat system så räknas import som en kostnad som höjer systemkostnaden och export som en intäkt som sänker systemkostnaden. För att göra systemdimensioneringen robust mot osäkerheterna ovan har en strypning av möjliga handelsförutsättningar har gjorts enligt Tabell 4 för att åstadkomma en systemdimensionerande bruttohandelsvolym som är i linje med nuvarande handelsvolym (30–50 TWh/år).

Tabell 4, Sammanfattning av strypt internationell elhandel

Handelspartner	Andel av landets totala handelspotential som Sverige kan nyttja
Norge	50 %
Finland	60 %
Övriga handelsområdet (Tyskland, Danmark, Baltikum, Polen)	15 %

gav lägst skillnad i total systemkostnad mellan teknikneutrala och 100 % förnybara system av alla utlandsförhållanden som prövats. Detta antagande är därför till viss fördel för 100 % förnybara system relativt teknikneutrala system, jämför med andra potentiella relevanta ingångsvärden för utlandsförhållanden som skulle kunna användas.

²⁰ I ENTSO-E och ENTSO-G (samarbetsorgan för Europas gastransmissionsoperatörer) senaste gemensamma "Ten-Year Network Development Plans (TYNDPs)" varierar till exempel Tysklands antagna installerade solkraftskapacitet från 95 GW i scenariot "National Trends" till 144 GW i scenariot "Distributed Energy", en skillnad på 49 GW. Sveriges kraftsystem har en total installerad effekt på cirka 39 GW år 2020.

4.3.3 Elhandel med Norge

Se avsnitt 5.3 i
underlagsrapporten
för mer information

Norges kraftsystem består till största del av vattenkraftverk kopplade till magasin (>95 % av årsproduktionen av el i Norge). Elhandel med Norge fungerar därför i grunden annorlunda än resterande elhandel. Norska vattenkraftsoperatörer måste ständigt avväga om de ska släppa på vatten för att producera elektricitet för stunden eller om vattnet ska sparas i magasin. Skillnaden mellan det nuvarande och det förväntade framtida priset på elektricitet avgör om det är fördelaktigt eller inte att spara på vatten. Det är därför omöjligt att helt realistiskt modellera elhandel med Norge med motsvarande metod som används för övrig elhandel. Idag netto-exporterar Norge i snitt cirka 4 TWh per år till Sverige, vilket motsvarande cirka 3 % av Sveriges nuvarande elanvändning. Den norska vattenkraften, med små bidrag från vindkraft och termisk kraft, klarar idag av att täcka den nuvarande norska elkonsumention på årsbasis med en nettoexport av i snitt 7% av produktionen, men den långsiktiga planeringen av den norska vattenkraften gör Norge till netto-importör under torrare år även med dagens system (detta skedde senast 2010, och med mycket låg export 2011 och 2013). I denna studie har vi valt att modellera driften av den norska vattenkraften approximativt baserat på timvisa faktiska handelsdata från 2017–2019. Norge skiftar mellan export och import i genomsnitt vid ett elpris på cirka 330 kr/MWh (vid högre priser export, vid lägre priser import). Gränsvärdet för detta skifte varierar mellan 220 kr/MWh (2017) upp till 440 kr/MWh (2019) beroende på tillrinning och den generella prisnivån. Vid mycket höga elpriser (>680 kr/MWh) så exporterar Norge i genomsnitt cirka 3600 MW (cirka 60 % av nuvarande total exportkapacitet), medan vid mycket låga priser (<200 kr/MWh) så ligger importen i genomsnitt på ungefär 1500 MW (begränsad av tillgänglig exportkapacitet från grannländerna). En sådan approximativ behandling av handeln med Norge (som inte vore rimlig för en elmarknadsanalys) har bedömts som rimlig för *dimensioneringen av det svenska kraftsystemet* för år 2045 på grund av de stora osäkerheter som föreligger. Även om osäkerheten kring uppbyggnaden av det norska kraftsystemet är begränsat så föreligger trots detta en relativt stor osäkerhet i de framtida handelsförutsättningarna för el mellan Sverige och Norge, som minimerar relevansen för en *mycket detaljerad* modellering av driften av norsk vattenkraft. Detta beror främst på den stora osäkerheten i hur kraftsystemen utvecklas under de kommande 25 åren i de länder som utgör Norges övriga elhandelspartners, och Norges kapacitet för handel med dessa länder. Norges sannolika framtida möjligheter för netto-export av vattenkraft motsvarar på årsbasis mindre än 1 % av efterfrågan på el i de länder till vilka Norge har möjlighet att exportera el.

Givet dessa förhållanden har det bedömts som rimligt att approximativt modellera handel med Norge, specifikt för studier med syftet att identifiera kostnadsoptimala kraftsystem för Sverige år 2045.

4.4 Utsläpp av växthusgaser

4.4.1 Driftutsläpp eller livscykelutsläpp?

I denna studie har enbart direkta utsläpps begränsningar *vid drift* av kraftverk ansatts som en modelleringsförutsättning. Detta skiljer sig från det ramverk som vanligen används i klimatrelaterad analys, där ett kraftverk eller kraftslag oftast belastas med utsläppen från hela sin livscykel: från råmaterial ur gruva ända till demontering, avveckling och avfallshantering. Det finns tre generella anledningar till att fokusera på *driftutsläpp* snarare än livscykelutsläpp för denna studie:

Se avsnitt 9.1 i underlagsrapporten för mer information

- För fossilfria kraftslag som sol, vind, vatten och kärnkraft så sker ingen kemisk förbränning av bränsle och det uppstår alltså inga löpande driftutsläpp av växthusgaser²¹. Livscykelutsläppen, som redan är små för alla fossilfria kraftslag, är mycket känsliga för externa faktorer som kan komma att ändras dramatiskt innan år 2045. Livscykelutsläpp för sol och vindkraft är mycket känsliga för energimixen i de länder eller områden där dess fabriker finns. Kärnkraftens livscykelutsläpp är känsligt mot energimixen och energieffektiviteten i gruvverksamheten för uran, anläggningar för urananrikning och bränsleframställning. I en generellt antagen övergång mot minskade utsläpp och minskad användning av fossila bränslen så kommer dessa livscykelutsläpp, för alla dessa kraftslag, att sjunka. Om ekonomin som producerar råmaterial och komponenter för dessa kraftslag i övrigt är fossilfri så sjunker även livscykelutsläppen för dessa kraftslag ner till mot noll. Det är i stort sett omöjligt att förutsäga hur livscykelutsläpp för fossilfria kraftslag som byggs i Sverige eller i länder som Sverige handlar el med, kommer utvecklas över de närmaste 25 åren. Därför blir det mycket svårt att inkludera antagna livscykelutsläpp (snarare än faktiska driftutsläpp) som en fast begränsning i systemoptimeringen.
- Normaliserade livscykelutsläpp (i enheten utsläpp *per kWh*) kräver att bedömare applicerar en förväntad produktionsprofil (kapacitetsfaktor och livstid) på det specifika kraftslaget som analyseras. För en systemoptimeringsberäkning är det oftast inte möjligt att i förhand veta hur en driftprofilen (och därmed kapacitetsfaktorn) för planerbara kraftslag kommer att se ut, och därför är det möjligt att de applicerade livscykelutsläppssiffrorna inte gäller för systemet ifråga. En iterativ beräkning skulle då behövas där livscykelutsläppssiffran kontinuerligt uppdateras mot konvergens, något som för optimeringsberäkningar är orealistiskt beräkningstungt.

²¹ Små löpande driftrelaterade utsläpp finns visserligen i form av transporter till och från kraftverk (som idag till betydande del sker med fossil energi), samt till exempel tester av backup-diesel-aggregat i kärnkraftverk. Dessa utsläpp (som är en del av livscykelutsläppen) kan i stort sett elimineras i god tid innan år 2045 i samband med övergången till en fossilfri transportsektor, och dieselaggregaten kan till exempel tankas med biodiesel.

4.4.2 Konsumtions eller produktionsutsläpp?

Denna studie fokuserar på att dimensionera ett framtida kraftsystem som möjliggör att utsläppen av växthusgaser från svensk *elkonsumtion* kan elimineras. Skillnaden mellan att fokusera på utsläpp från konsumtion eller enbart från produktion uppstår i hur importerad el behandlas. Den enda generella anledningen att fokusera på att minimera eller eliminera växthusgasutsläpp är för att försöka begränsa globala klimatförändringar. För atmosfären och klimatet spelar det ingen roll om den el som en konsument i Sverige använder kommer från ett fossilt kraftverk inom eller utanför Sveriges landsgräns. Det fossila bränslet som förbränns för att tillgodose denne hypotetiska svenska konsument hade inte använts om denna konsument inte efterfrågat elen, eftersom fossila kraftslag utan undantag har betydande marginalproduktionskostnader. De växthusgaser som uppstår genom denna förbränning når atmosfären och påverkar klimatet på samma sätt oavsett om kraftverket ifråga ligger inom Sveriges, Danmarks, Finlands, Tysklands eller Polens gränser. Därför är det rimligt att behandla importerade utsläpp på samma sätt som inhemska produktionsutsläpp vid systemdimensionering och optimering.

Se **avsnitt 9.2** i underlagsrapporten för mer information

4.5 Grundläggande systemförutsättningar

Studien utgår främst ifrån en "greenfield"²² analys för det svenska elsystemet, givet att den tekniska och ekonomiska livslängden på stora delar av det existerande produktionssystemet, inklusive de delar som ännu inte är på plats men för vilka investeringsbeslut är tagna, redan är ur drift eller på väg ur drift runt år 2045. Detta generella antagande om "greenfield" har ett antal mycket viktiga undantag:

Se **avsnitt 6** i underlagsrapporten för mer information

- Den existerande svenska vattenkraften, som till största del byggdes på 1950–70-talet, antas fortsätta vara i drift i alla modelleringsfall, utan slutdatum.
- Reinvesteringar för att hålla igång det existerande svenska stamnätet (220 kV och 400 kV) med nuvarande överföringskapacitet mellan de svenska elområdena och internationella kopplingar antas ske i alla modelleringsfall och kostnaderna för detta har därför exkluderats från optimeringsberäkningarna
- Reinvesteringar samt nyinvesteringar för att hålla igång och expandera det existerande svenska regionala och lokala näten med utökad kapacitet för den ökade elanvändningen antas ske i alla modelleringsfall och har därför exkluderats från optimeringsberäkningar.

²² Greenfield är en generell engelsk term (utan direkt svensk motsvarighet) som innebär att något nytt byggs upp från grunden.

4.6 Framtidens elbehov

4.6.1 Utveckling av elbehovet

Inga nya bedömningar kring framtida förväntat elbehov har utförts i denna studie. Antagandena för Sveriges elbehov år 2045 utgår från de senaste resultaten från de av Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) koordinerade pågående studier kring framtidens elbehov, främst inom arbetsgrupperna Vägval Klimat Industrigruppen, Vägval Klimat Transportgruppen och Vägval El, Framtidens elanvändning. I Sverige antas en ökning av elbehovet från dagens cirka 130 TWh/år till 200 TWh år 2045. Ökningen beror främst på antaganden om en ökad elanvändning, primärt för att möjliggöra en utfasning av fossila bränslen, inom fem sektorer:

Se **avsnitt 10.1** i underlagsrapporten för mer information

- Transportsektorn, där en stor del av transporterna antas vara elbaserade år 2045.
- Service- och företagssektorn, där bland annat utbyggnaden av datahallar ingår
- Processindustrin, där flera branschers processer antas ställa om till elbaserade lösningar
- Stålintustrin, som ska fasa ut användningen av kol
- Kemiindustrin, som antyder ett eventuellt tillkommande elbehov på 4–22 TWh/år

Tabell 5, Sammanställning av förändring i elbehov mellan 2018 och 2045

Användning	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Referensår 2018 (exkl. överföringsförluster)	9.8	15.5	82.3	23.0	130.6
+ Laddning av vägbaserad eltransport	1.2	1.9	10.1	2.8	16.0
+ Övrig elektrifierad transport	0.4	0.6	3.2	0.9	5.0
+ Datacenters	4.0	4.0	1.0	1.0	10.0
+ HYBRIT	10–15	0	0–5	0	15.0
+ Övrigt inom industri, bostad & service	1.6	2.7	14.9	4.2	23.4
Förändring 2018–2045	22.3	9.3	29.7	9	70.2
Sammanlagt elbehov år 2045 (exkl. förluster)	32.0	24.7	111.5	31.9	200.0

4.6.2 Efterfrågefleksibilitet och betald bortkopplad last

Efterfrågefleksibilitet modelleras genom tre antaganden och ingångsvärden:

Se **avsnitt 10.6** i underlagsrapporten för mer information

- En tidsserie av den last som bedömts vara flexibel
- En maximal tidsperiod under vilken denna flexibla last kan förskjutas framåt
- En motsvarande installerad effekt (MW) för konsumtion av last i den flexibla lasten

Energianvändningen av en flexibel last är per definition alltid konserverad, men förskjuten i tid (till skillnad från bortkopplad last, som minskar den totala energianvändningen).

Möjligheterna för flexibilitet har modellerats som ett "lågfall" och ett "högfall". Även lågfallet inkluderar långt högre möjligheter för flexibilitet än vad som är praktiskt möjligt idag, och skulle kräva betydande investeringar i automatisk styrning som inte är inkluderade i den ekonomiska analysen i denna studie. Den maximala last som bedömts som flexibel uppgår till upp till cirka 9000 MW i högfallet och 3600 MW i lågfallet. Hur mycket av denna flexibilitet som kan påkallas beror både på veckodag och tid på dygnet (när det gäller laddning av eltransport) och är både säsongs och temperaturberoende (främst när det gäller eluppvärmning). Utöver den *kostnadsfria* flexibilitet som antas ovan finns även en möjlighet till betald fränkoppling av last inom industrin. Modelleringsmässigt skiljer sig detta från efterfrågefexibilitet eftersom det är associerat med ett ersättningskrav (kr/MWh), och att denna last inte förskjuts i tid utan helt elimineras. Potentialen för detta är starkt icke-linjärt beroende av den tidsperiod av bortkoppling som krävs, där en längre period av bortkoppling är storleksordningar dyrare än korta perioder. En pris och utbudstrappa för industriell bortkopplad last har implementerats i studien baserat på en tidigare analys [14].

4.7 Elnät

Elnät modelleras enbart på transmissionsnätetsnivå, och då enbart med fokus på överföringskapaciteten mellan olika elområden. Inget av underliggande regional och lokalnät, samt modellering av transmissionsnät *inom* ett elområde är inkluderat. Elnätets fysiska drift och systemtjänster är inte modellerat eller medtaget i investeringsoptimeringen. Den existerande transmissionskapaciteten har fastställts med hjälp av ENTSO-E:s sammanställning av NTC (Net Transfer Capacity) från december 2018 [15]. Som komplettering för detta har all kapacitetsuppgradering lagts till för vilken investeringsbeslut redan ligger fast eller som annars uppskattas vara sannolika. Sammanlagt inkluderas investeringar motsvarande 450–500 miljarder kr på samtliga nätnivåer under perioden 2020–2045 i *samtliga* modellerade scenarier, vilka därmed har ställts utanför systemoptimeringsberäkningarna. För att underlätta modelleringen har likvärdig kapacitet i båda riktningar ansatts vid den högre kapacitetsnivån vid varje linje. Den timvisa tillgängligheten för all överföringskapacitet som ansatts i modelleringen har satts till 100%, vilket innebär en markant antagen förbättring i modellen jämfört med dagens faktiska situation²³.

Se **avsnitt 11** i underlagsrapporten för mer information

²³ Under vintern 2019/2020 låg den svenska importkapaciteten på i snitt 83% av det maximala värdet under samma period (8400 MW respektive 10150 MW), och nådde momentant ner på en nivå om 56% (5 700 MW). Motsvarande värden för exportkapaciteten var 91% i medel (9600 MW medel, 10600 MW max) och en bottennotering på 70% (7450 MW) [79].

4.8 Produktion och lagring

4.8.1 Vindkraft

4.8.1.1 Produktionsprofil

Se avsnitt 13 i underlagsrapporten för mer information

Den framtida svenska vindkraftens produktion har modellerats baserat på genomsnittliga timvisa kapacitetsfaktorer per elområde som beräknats av Dr Jon Olauson, med metoden som beskrivs i ref. [16]. Databasen över vindkraftparker baseras på data från Vindbrukskollen [17] och Svensk Vindenergi. En stor andel av Sveriges nuvarande vindkraftverk är mer än 5 år gamla och dess historiska produktionsprofil kan inte anses som representativ för framtida vindkraft. Teknikutvecklingen innebär generellt att de individuella verken blir allt större, högre, med lägre installerad effekt per svept rotoryta och med betydligt mycket mer produktion vid en given vindresursprofil än med dagens (och gårdagens) turbinteknik. I denna modellering beaktas endast nya moderna vindparker med ny turbinteknik²⁴. Produktionsprofilsberäkningen per elområde är baserad på ett antagande om att "re-powering" är mest sannolikt, följt av nya parker med tillstånd och parker i tillståndsfasen. Antalet fullasttimmar (FLH) för landbaserade parker antas vara 3200 (36,5% kapacitetsfaktor) för ett medelvindår. För havsbaserade vindparker antas 4400 FLH (kapacitetsfaktor 50,2%) under ett medelvindår. Inga begränsningar har ansatts vad gäller möjlig framtida kapacitet av havsbaserad vindkraft i de olika elområdena. Expansionen av specifikt landbaserad vindkraft har begränsats enligt Energimyndighetens "norrvindscenariot" till 25 200 MW för hela Sverige²⁵. Den tekno-ekonomiska drifttiden för all vindkraft har ansatts till 25 år.

4.8.1.2 Sammanfattande ingångsvärden

Tabell 6, Modelleringsantaganden för vindkraft

Typ	Parameter	Antagen kostnadsutveckling	
		Lågkostnadsfall	Referensfall
Landbaserad	Investeringskostnad [kr/kW]	9000	11 500
	Driftkostnad [kr/kW/år]	220	260
	Kapacitetsfaktor (medelvindår)	36,5%	
Havsbaserad	Investeringskostnad [kr/kW] ²⁶	19 000	27 000
	Driftkostnad [kr/kW/år]	260	470
	Kapacitetsfaktor (medelvindår)	50,2%	

²⁴ Inklusive re-powering, alltså ersättning av existerande äldre vindparker med nya turbiner

²⁵ För att sätta detta i perspektiv: Branschorganisationen Svensk Vindenergis scenario för ett 100% förnybart kraftsystem år 2040 antar en total utbyggnad av landbaserad vindkraftsproduktionskapacitet på cirka 60 TWh/år [62], långt under den begränsning som ansatts i denna studie. Inga begränsningar har ansatts för expansionen av havsbaserad vindkraft.

²⁶ Denna siffra inkluderar anslutningsavgifter.

4.8.2 Vattenkraft

4.8.2.1 Kapacitet och driftförutsättningar

Sverige har idag cirka 2100 vattenkraftverk, varav 208 verk med installerad effekt över 10 MW. Dessa större vattenkraftverk står för 96% av total installerad effekt samt för 94% av normalårsproduktionen. I denna studie så antas nuvarande *storskalig* vattenkraftskapacitet underhållas och moderniseras i *alla* modellerade scenarion. Ett antal faktorer begränsar det faktiska effektuttaget ur vattenkraften till en lägre nivå än den installerade effekten (på ~16.3 GW). Den antagna praktiskt tillgängliga effekten i svensk vattenkraft anges i Tabell 7.

Se **avsnitt 14** i underlagsrapporten för mer information

Tabell 7, Praktiskt tillgänglig maxeffekt i svensk vattenkraft per område

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Praktiskt tillgänglig effekt [MW] [18]	4581	6689	1884	246	13 400

Det finns viktiga begränsningar i vilken takt effekten kan förändras i den svenska vattenkraften. Varje älvsystem har specifika förutsättningar för att öka eller minska effekt. De i modelleringen angivna begränsningarna för effektförändringar ges i Tabell 8.

Tabell 8, Modellerad maximal effektförändringsrat i svensk vattenkraft

Parameter	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Effektförändring max uppåt (MWh/h)	+1616.5	+1749.5	+457.4	+77.2	+3900.7
Effektförändring max nedåt (MWh/h)	-1700.0	-1700.0	-600.0	-100.0	-4100.0

4.8.2.2 Tillrinning

Vattenkraftens årliga produktion och produktionsprofil begränsas av mängden vatten som flödar in i systemets älvar, sjöar och magasin som är kopplade vattenkraftverken. I historiska data från 1950 upp till och med 2019, varierar tillrinningen från ett minimum av 49.2 TWh/år (1969) till ett maximum av 90.6 TWh/år (2000). Vattenkraften kan inte långsiktigt producera mer elektricitet än den genomsnittliga tillrinningen på cirka 67TWh/år [19], även om man under enskilda år kan ha en högre produktion. Som totaltillrinning för dimensionerande indata till det framtida svenska kraftsystemet har vi ansatt 10%-värdet från tillrinningens historiska varaktighetskurva (det värde då 10% av år förväntas ha lägre tillrinning), som är

54.9 TWh/år. Referensväderåret 2018 används för elområdesuppdelad tillrinningsdata, men med nerskalad sammanlagd tillrinning från 59,5 TWh/år till 54,9 TWh/år.

4.8.2.3 Vattenkraftsmagasin

Den svenska vattenkraftens magasin har följande kapacitet:

Tabell 9, Kapacitet i den svenska vattenkraftens magasin, per elområde

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Total kapacitet [TWh]	14.81	15.73	2.91	0.22	33.67

För modellering av magasinssystemet behövs utöver kapaciteten även följande data:

- Fyllnadsgrad vid start av modellering (första timmen på kalenderår) och,
- Minimalt tillåten fyllnadsgrad i magasin varje timme över året

För att definiera fyllnadsgraden vid första timmen på året, då modelleringen startar, användes återigen värden från en varaktighetskurva enligt historisk statistik. Under 10% av årets första timme i statistiken 1950–2019 har Sveriges magasin haft ett energi-innehåll på lägre än 15.7 TWh, vilket därför ansattes som dimensionerande värde för modelleringen. Uppdelningen mellan elområdena ges i Tabell 10, och innehållsbegränsningen som ansatts i modelleringen över året ges i Tabell 11.

Tabell 10, Dimensionerande fyllnadsgrad i vattenkraftens magasin för årets första timme

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Magasinfyllnadsgrad första timmen på året (TWh)	6.78	7.42	1.40	0.10	15.70

Tabell 11, Minimalt modellerad magasinfyllnadsgrad räknad som energiinnehåll

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Minimal fyllnadsgrad [TWh] året om	1.58	0.87	0.71	0.04	3.20
Minimal fyllnadsgrad [TWh] under sommar (Juni-Augusti)	8.89	9.44	1.75	0.13	20.2

4.8.2.4 Minimalt flöde ur magasin

Svensk vattenkrafts spillvägar är dimensionerade för att kunna spilla motsvarande mängd (eller mer) än det maximala dimensionerande flödet genom turbinerna, så det existerar inget minimalt *elproduktionskrav*. Däremot finns det lagliga krav i flertalet älvar och älvsträckor på ett minimalt flöde av vatten, vilket sätter en basnivå för utflödet av energi ur magasinerna. Detta har estimerats från det uppmätta minimivärdet från den elområdesuppdelade produktionsstatistiken för varje elområde separat, sammanfattat i Tabell 12.

Tabell 12, Minimalt antagen flödesrat ur magasin (omvandlad till elenergiinnehåll)

Elområde	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela Sverige
Minimum momentant flöde ur magasin [MWh/h]	171.3	615.7	258.5	1.3	1046.9

4.8.2.5 Möjligheter till utökad effekt i existerande vattenkraft

Det är möjligt att genom "effektutbyggnad" öka effekten ur den existerande vattenkraften utan att mängden energi som produceras över året påverkas nämnvärt. I denna studie kontaktade vi flera av de kraftbolag som äger majoriteten av den svenska vattenkraften för att få deras konsensusbild av hur stor effektutbyggnad man realistiskt tror kan vara tillståndsmässigt och tekniskt möjlig. Bedömningen delades upp i potentialen för ökad tillgänglig effekt i existerande vattenkraft enligt nuvarande vattendomar, samt en mer optimistisk bild av möjliga framtida godkännanden av ansökningar för ändringar i vattendomar. Modelleringsdata för detta sammanfattas i Tabell 13.

Tabell 13, Potential och förutsättningar för ökad effekt i existerande vattenkraft

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Potential för ökad tillgänglig effekt i existerande vattenkraft enligt nuvarande vattendomar [MW]	300	380	260	0	940
Realistisk potential för ökad effekt i existerande vattenkraft med godkännanden av nya ansökningar för ändringar i vattendomar	500	560	520	0	1580
Investeringskostnad effektökningar i existerande vattenkraft [20]	7000 kr/kW				

4.8.3 Kärnkraft

4.8.3.1 Existerande kapacitet och teknisk livslängd

Svensk kärnkraft i drift består för tillfället (2020) av sju reaktorer i drift fördelade på 3 anläggningar, alla i elområde SE3. En åttonde reaktor, Ringhals-2, har permanent stängts av men är för tillfället i ett skick i vilken den med lagändring, nya tillstånd och nytt bränsle skulle kunna återgå i kommersiell drift inom ett par år. En nionde reaktor, Oskarshamn-2, är avstängd sedan 2017 men i ett sådant tillstånd att den med mycket omfattande investeringar troligen går att återföra i drift igen. Sammanfattande information kring den svenska kärnkraften, med nuvarande och potentiella framtida investeringar, finns i Tabell 14.

Se **avsnitt 15** i underlagsrapporten för mer information

Tabell 14, Existerande och tidsförlängd svensk kärnkraft
(förlängd drift av reaktorer i grått har inte inkluderats i modelleringens *huvudscenarier*)

Reaktor ²⁷	Netto-effekt [MW]	Slutdatum utan nya investeringar	"Ålder" då nuvarande investeringshorisont löper ut (år)	Tekniskt möjlig driftlängd (år)	År då förlängd drifttid löper ut
R2	907	2019	44	80	~2060 ²⁸
R1	882	2020	44	80	~2060
F1	988	2040	60	>80	2060
R3	1062	2041	60	80	2061
F2	1118	2041	60	>80	2061
O2	818	2017	42	80	~2061
R4	1102	2043	60	80	2063
F3	1172	2045	60	>80	2065
O3	1400	2045	60	>80	2065

4.8.3.2 Kostnader för drifttidsförlängning av existerande kärnkraft

De svenska reaktorerna är olika lämpade för tidsförlängningar och därmed finns olika kostnadsbilder för att öka deras totala drifttid upp till 80 år (från dagens investeringshorisont på 60 år). För kostnader har därför de 9 aktuella reaktorerna delats upp i 7 grupper enligt Tabell 15.

²⁷ De svenska reaktorerna förkortas enligt första bokstaven på den anläggning de tillhör (R1, R2, R3, R4 tillhör Ringhals, O2 och O3 tillhör Oskarshamn, och F1, F2, F3 tillhör Forsmark).

²⁸ Ringhals 1 och 2 skulle behöva stå stilla ett flertal år för uppgraderingar för drift till 80 år. Tiden stillastående sliter inte på verken på samma sätt som under drift, vilket gör att den effektiva "åldern" inte räknas upp. Detta förflyttar slutdatum för förlängd drifttid, sannolikt blir därför slutdatum för den förlängda drifttiden för 80 effektiva år runt år 2060. Slutdatum för Oskarshamn-2 är för en re-investering i återstart under 2020 för en infasning på elnätet igen under 2024, om denna fördröjs så fördröjs även slutdatum med motsvarande tid.

Tabell 15, Kostnad för tidsförlängd svensk kärnkraft till 80 år²⁹
(förlängd drift av reaktorer i grått har inte inkluderats i modelleringens *huvudscenarier*)

Reaktor	Investering kr/kW	Investering totalt mSEK ³⁰	Utökad prod. potential (TWh) ³¹
R2 80 år	11 500	1500 för 44–50 år 3000 för 50–60 år 6000 för 60–80 år	250
R1 80 år	12 500	200 för 44–50 år (1000 har modellerats) 500 för 50–60 år (3000 har modellerats) 7000 för 60–80 år	242
R3, R4 80 år	9250	20 000	330
F1, F2, F3, O3 80 år	6850	32 000	713
O2 80 år	6100	5000	237

Av de reaktorer som har inkluderats ovan som möjliga att drifttidsförlänga, har en reaktor redan börjat rivras (Oskarshamn-2), en är permanent avstängd (Ringhals-2) och för en reaktor föreligger stängningsbeslut (Ringhals 1 i slutet av 2020). Oskarshamn-2 har därför inte inkluderats i analysen. En fortsatt drift av Ringhals 1 och 2 är med enbart i ett specialfall i modelleringen av denna studie. En återstart av Ringhals-2 eller Oskarshamn-2 skulle kräva en ändring i kärntekniklagen, som i nuvarande formulering förbjuder att ta en permanent avstängd kärnkraftsreaktor åter i kommersiell drift.

4.8.3.3 Driftkostnader

Det långsiktiga totala produktionskostnadsmålet i den existerande svenska kärnkraften är cirka 19 öre/kWh [21], inklusive avskrivningar, men så lågt har man ännu inte nått. Under 2018 var den totala produktionskostnaden (inklusive avskrivningar av äldre och nya investeringar samt avfallsfondsavgift) vid Ringhals 22 öre/kWh och Forsmark cirka 24 öre/kWh. Värdena i Tabell 16 återspeglar den nuvarande produktionskostnadsbilden.

²⁹ Värdena i denna tabell är framtagen genom egen analys och litteraturstudier (bland annat ref. [74]), samt omfattande intervjuer med en rad experter inom den svenska kärnkraften. Dessa siffror har validerats som rimliga av experter från de svenska kärnkraftverkens huvudägare.

³⁰ Avser investeringar utöver nuvarande löpande investeringar

³¹ Antagen framtida genomsnittlig kapacitetsfaktor på 87%

Tabell 16, Löpande kostnad, existerande, livstidsförlängd och ny kärnkraft

Kostnadspost	Värde (kr/MWh)
Bränslekostnad	43
Rörlig produktionskostnad inkl. bränsle och avfallsfondsavgift	110
Avskrivningar (ej från ursprunglig investering ³²) och annan fast löpande kostnad	550

4.8.3.4 Start, stopp och effektförändringar

Tabell 17, Parametrar för start, stopp och effektförändringar för kärnkraft

Kostnadspost	Existerande	Livstidsförlängd	Ny
Startkostnad (extra kall omstart, kr/start)	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Startkostnad (från varm avställning, kr start)	500 000	500 000	500 000
Minimal stadig produktionsnivå (% av maxeffekt) under kontinuerlig lastföljning	60%	60%	25%
Maximal positiv effektförändring (% av maxeffekt/timme) under lastföljning	40% (60%-100%)	40% (60%-100%)	75% (25%-100%)
Maximal negativ effektförändring (% av maxeffekt/timme) under lastföljning, ej snabbstopp	40% (100%-60%)	40% (100%-60%)	75% (100%-25%)

4.8.3.5 Kostnad för nybyggd kärnkraft

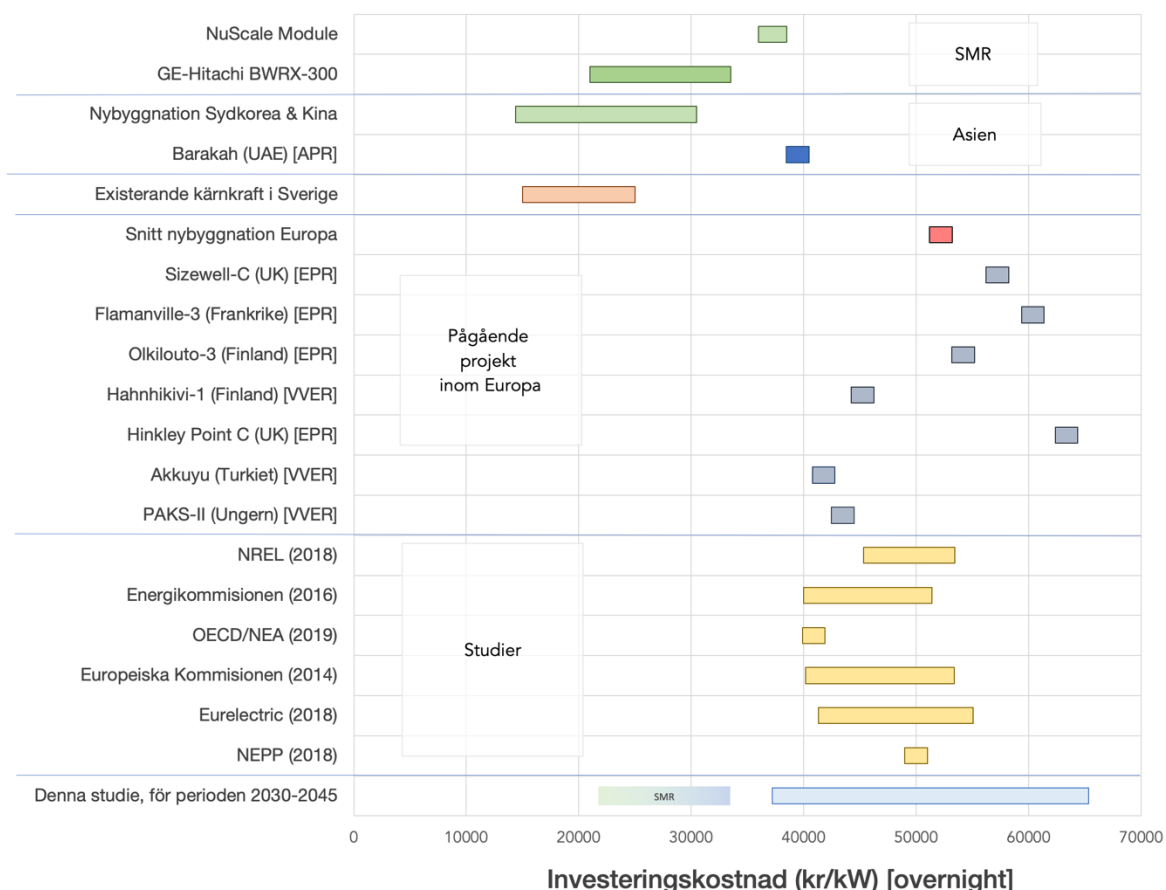
Kostnaden för nybyggd kärnkraft idag varierar dramatiskt, och det är därför svårt att avgöra vad kostnaden för ett nytt projekt i Sverige skulle landa på under 2030-talet. I denna studie har vi analyserat scenarier för stora konventionella lättvattenreaktorer med overnight-kostnader³³ från 37 200 kr/kW upp till 65 400 kr/kW. Den lägre siffran är i linje med vad *bör* kunna uppnå³⁴ i Europa inom ett drygt decennium om nya projekt som idag är i startgroppen inte drabbas av extrema förseningar och problem när byggperioden väl påbörjas. Medelvärdet i spannet på 58 000 kr/kW (overnight) ligger cirka 8% högre än den nuvarande

³² Den ursprungliga investeringen (från 1970/80-tal) är i till stor del avskriven för existerande svenska verk och redovisas därför inte separat från avskrivning av löpande investeringar.

³³ Alla kostnader för alla investeringsmöjligheter (i produktion, lagring och elnät) är rapporterade som "overnight", alltså innan finansiella kostnader under byggtiden räknas in. Alla kostnader, inklusive ränta och avkastningskrav under byggperioden, är inkluderade i modelleringen och baseras på den angivna reella kalkylräntan för simuleringsscenarioet.

³⁴ Den lägsta siffran som är inkluderad i studien för stora konventionella reaktorer är därmed betydligt högre än dagens världsgenomsnitt för nybyggnation, högre än kostnaden var för alla av Sveriges existerande reaktorer och mer än dubbelt så hög som för de mer kostnadseffektiva projekten i världen idag i länder som Sydkorea, Ryssland, Förenade Arabemiraten och Kina. Detta reflekterar det faktum att nybyggen av specifikt den nya reaktortypen EPR i Europa har varit dyrare än förväntat och dyrare än världsgenomsnittet.

motsvarande genomsnittet för nybyggd storskalig kärnkraft i Europa. Detta motsvarar ett mycket pessimistiskt stagnant utvecklingsscenario in på 2030-talet och tar dessutom höjd för att Sverige har högre arbetskraftskostnader än Turkiet och Ungern som är med i snittkostnadsberäkningen.



Figur 14, Investeringskostnad (exkl. ränta under byggnation) för nybyggd kärnkraft samt data för jämförelse. Källor: [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30] [31] [32] [33]³⁵

Tabell 18 sammanfattar studiens spann av antaganden för ny storskalig kärnkraft.

³⁵ I tillägg byggs även reaktorer i den geografiskt europeiska delen av Ryssland. Enligt siffror från den ryska vetenskapsakademien (ref. [72], 2020) så bygger Rosatom sina tryckvattenreaktorer av typen VVER-1200 (gen 3+) för den inhemska ryska marknaden för 18 500 kr/kW (år 2020), och den ännu modernare VVER-TOI för en förväntad kostnad på 15 700 kr/kW (år 2025). VVER-1200 byggs just nu utöver vid ryska verk även i Vitryssland, Turkiet och Bangladesh. Två VVER-TOI är under byggnation i Kursk, nära gränsen till Ukraina och två nya VVER-TOI ska byggas i Smolensk (nära gränsen till Vitryssland) [73]. Inkludering av dessa projekt hade sänkt snittkostnaden för kärnkraftsbyggen i Europa mycket markant, men de har exkluderats från studien eftersom motsvarande kostnadsnivåer för närvarande inte är tillgängligt på exportmarknaden.

Tabell 18, Ekonomiska antaganden, investering, nybyggd storskalig kärnkraft

Kostnadsscenario	Lågkostnadsfall	Referensfall	Höggkostnadsfall
Investeringskostnad exkl. ränta under byggnation (kr/kW)	37 200	58 000	65 400
Byggtid (år)	5	7	10

I modelleringen har även små modulära reaktorer (SMR), med en antagen enhetsstorlek på 300 MW, inkluderats. Data för dessa är baserade på GE-Hitachi's BWRX-300. Denna valdes som representativ för SMR eftersom ny kärnkraft i Sverige mycket sannolikt underlättas om den tillhör teknikfamiljen kokvattenreaktorer (vilket BWRX-300 gör), som är den typ av teknik som både kraftbranschen och den tillståndsgivande myndigheten är mest erfarna och bekväma med. Ingen BWRX-300 är ännu konstruerad eller i drift, men den genomgår just nu licensieringsprocesser i både USA och Kanada. USA:s energimyndighet har för avsikt att stödja kommersialiseringen och konstruktionen av två SMR-koncept som ska vara i drift i perioden 2025–2027 [34]. Förstudier för konstruktion av enheter av denna typ mot slutet av 2020-talet pågår även i Sveriges närområde, bland annat i Estland [35] (i ett projekt där både svenska Vattenfall och finska Fortum deltar [36]), Polen [37], Finland och Tjeckien [38]. Ingångsvärden för SMR-modellering ges i Tabell 19.

Tabell 19, Ekonomiska antaganden, investering, nybyggd småskalig kärnkraft (BWRX-300)

Kostnadsscenario	Aggressiv (Serieproducerad)	Konservativ (Enskilt projekt)
Investeringskostnad exkl. ränta under byggnation (kr/kW)	21 000	33 500
Byggtid (år)	2	3

4.8.4 Solkraft

4.8.4.1 Produktionsprofil

Elproduktionsprofilen från solpaneler i Sverige har beräknats genom Renewables Ninjas Sverigedatabas [39] baserad på MERRA-2 [40], vilken sedan har omviktats per elområde. Databasen hade vid modelleringstillfället inte data tillgänglig för år 2018, vilket innebär att det senaste året för vilken data fanns tillgänglig, 2016, användes. Den resulterande produktionsprofilen motsvarar strax över 800 fullasttimmar längst upp i norr (SE1), och cirka 1000 fullasttimmar längst i söder (SE4).

Se avsnitt 17 i underlagsrapporten för mer information

4.8.4.2 Kostnader

En investeringskostnad på mellan 4300 kr/kW_{AC}³⁶ i lågfallet och upp till 5 400 kr/kW_{AC} i referensfallet har antagits för solcellsparker. Från ett systemkostnadsoptimeringsperspektiv så gör modellen ingen formell åtskillnad mellan distribuerad (på hus och industritak) och solcellsparksbaserad solkraft. Både teknikformer har modellerats med en identisk produktionsprofil per elområde och inga begränsningar för solkraftsexpansion (vare sig i parkform eller distribuerad) har ansatts. Den rörliga marginaldriftkostnaden (öre/kWh) är satt till noll. Den fasta driftkostnaden har satts till cirka 40 kr/kW/år i lågkostnadsfallet och 55 kr/kW/år i högkostnadsfallet. Den tekniska livslängden är satt till 30 år.

4.8.5 Biobränslebaserad el

4.8.5.1 Kostnad och driftförutsättningar

Modelleringsmässigt utgör biobränslen en unik utmaning eftersom det finns en konkurrens för råvaran från många olika sektorer (även utanför energisektorn), vilket är svårt att fånga upp utan en modellering som täcker mycket stora delar av ekonomin. I denna studie har vi utgått ifrån en begränsad möjlig expansion av den nuvarande användningen av biomassa för elproduktion från fjärrvärmesektorn, samt en begränsad ytterligare expansion utöver fjärrvärmeunderlag. De ekonomiska basförutsättningarna för elproduktion från biobränslen har tagits från underlaget till Energikommissionens arbete under 2016 [23]. Bränslekostnaden för biogas har tagits från ref. [41] via ref. [42]. Modelleringen av el från kraftvärme är bristfällig på grund av att de ekonomiska förutsättningarna för investeringar i biokraftvärme styrs mer av situationen på värmeförsörjningssidan (som inte modelleras) än på elförsörjningssidan (som modelleras). Investeringskostnaden för biokraftvärme inom systemoptimeringen har därför justerats i ett spann från dess fulla kostnad ända ner till ingen kostnad alls (då den antas finnas på plats utanför optimeringen, likt vattenkraften).

Se avsnitt 16 i underlagsrapporten för mer information

³⁶ I båda fall baserat på ett antaget snittförhållande om 1.3:1 DC/AC

Tabell 20, Modelleringsantaganden för biokraftvärme [23]

Parameter	Värde
Investeringskostnad (Se underlagsrapport, avsnitt 4.2)	0 -41 000 kr/kW _{el,netto}
Byggtid	2 år
Drifttid	40 år
Fast driftkostnad	700 kr/kW _{el} /år
Variabel driftkostnad (exkl. bränsle)	21 kr/MWh
Bränslekostnad	200 kr/MWh _{bränsle}
Totalverkningsgrad (inkl. fjärrvärme)	90%
Ramprat per timme (% av installerad effekt)	±50%

Tabell 21, Modelleringsantaganden för biokondens, biogas & kombi-biogas [23]

Parameter	Biokondens	Biogas	Kombi-biogas
Investeringskostnad	29 500 kr/kW	4700 kr/kW	7100 kr/kW
Byggtid	2 år	2 år	2 år
Drifttid	25 år	25 år	25 år
Fast driftkostnad	500 kr/kW _{el} /år	80 kr/kW _{el} /år	80 kr/kW _{el} /år
Variabel driftkostnad (exkl. bränsle)	21 kr/MWh	98 kr/MWh	25 kr/MWh
Bränslekostnad	200 kr/MWh _{bränsle}	1020 kr/MWh _{el}	706 kr/MWh _{el}
Elverkningsgrad	38%	40%	58%
Ramprat per timme (% av installerad effekt)	±50%	±100%	±50%

4.8.5.2 Begränsningar

Kraftvärmen har i studien begränsats till 20% expansion av den sammanlagda nuvarande installerade el-effekten både i industri och i fjärrvärmenätsskopplade kraftvärmeanläggningar. Denna begränsning har ansatts på grund av underliggande begränsningar i värmelast i de fjärrvärmenät och industrier till vilka kraftvärmen är kopplad.

Begränsningar utanför kraftvärmen härrör framförallt från vilken skörd av biomassa som kan anses vara miljö- och klimatomåttligt godtagbart att avvara för elproduktion. Vi har antagit att Sverige, som ett geografiskt stort och glest befolkat land till stora delar täckt av skog, ur globalt hållbarhetsperspektiv inte som underlag för dimensioneringen av kraftsystemet kan göra sig beroende av import av utländska biobränslen. Total användning av solid biomassa (främst trädbränslen) för elproduktionsändamål är begränsat till 25 TWh_{bränsle}/år vid en fast kostnadsnivå på 200 kr/MWh_{bränsle} i denna studie, vilket också tar höjd för de cirka 1 TWh el som idag kommer från den förnybara delen av avfallsförbränning i kraftvärmen.

Den svenska biogasen är idag till en tredjedel importerad, och all expansion av biogas i överskådlig framtid är redan fullt intecknad för andra användningsområden än för elproduktion [43]. I Sverige produceras idag cirka 50 GWh/år el från biogas [44], vilket vi i den här studien har antagit kan expanderas 500% upp till en total bränsleanvändning för elproduktion från biogas på 0.5 TWh_{bränsle}/år, utan att det i modelleringen antas påverka priset på biogasråvaran.

4.8.6 Naturgas med koldioxidinfångning

4.8.6.1 Modelleringsantaganden

Tabell 22, Modelleringsantaganden för kombinatursgasverk med CCS i Sverige [27]

Parameter	Värde
Investeringskostnad	15 400 kr/kW
Finansiell drifttid	25 år
Fast driftkostnad	270 kr/kW/år
Variabel driftkostnad (exkl. bränsle)	57 kr/MWh
Bränslekostnad [23]	280 kr/MWh _{bränsle}
Utsläpp	40 gCO ₂ /kWh
Kostnad för CO ₂ -lagring (gasfält i Nordsjön) [egen utredning]	250–330 kr/ton-Co ₂
Elverkningsgrad	44%
Ramprat per timme (% av installerad effekt)	±50%

Se avsnitt 18 i underlagsrapporten för mer information

4.8.7 Lagring av el

4.8.7.1 Pumpkraftverk

Idag finns det tre pumpkraftverk i drift i Sverige: Lettens kraftstation (36 MW), Kymmens kraftstation (57 MW) och Eggsjöns kraftstation (0.6 MW). Anläggningen Juktan är det enda storskaliga pumpvattenkraftverk som hittills har byggts i Sverige. Pumpregleringen med Blaiksjön i Juktan stängdes dock på grund av dålig lönsamhet i samband med elmarknadens avreglerande under 1995/1996. Investeringskostnaden för att återstarta pumpfunktionen i Juktan har bedömts till cirka 1 miljard kr för kraftverket i sig [45]. En rimlig total kostnad, inklusive renovering av hela anläggningen samt återköp och rening av Blaiksjön, ger en investeringskostnad på 1.8 miljarder kr, eller cirka 6000 kr/kW. För modelleringar antas att magasinkapaciteten kopplad till den pumpade kraftinstallationen utöver Juktan motsvarar 24 timmar vid full effekt. De antagna förutsättningarna för pumpad vattenkraft i Sverige sammanfattas i Tabell 23.

Se avsnitt 14.7 i underlagsrapporten för mer information

Tabell 23, Potential och förutsättningar för pumpad vattenkraft i Sverige, lågt antaganden

Område	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Potential för pumpad vattenkraft (MW)	35	425	164	0	624
Investeringskostnad	12 500 kr/kW	6000 kr/kW för 335 MW (Juktan) + 12 500 kr/kW för 90 MW	0 kr/kW för 93 MW (redan igång) + 12 500 kr/kW för 70 MW	N/A	6600 kr/kW snitt

4.8.7.2 Batterier

Batterier som lagringsmetod har modellerats enligt uppgifter från National Renewable Energy Laboratory (NREL) Annual Technology Baseline (2018) för lithium-jon batterisystem [27]. Investeringskostnaden per kapacitet är mellan 2900–3700 kr/kW_{ac}, och lagringskostnaden per kWh mellan 570 kr/kWh lagringskapacitet (lågkostnadsfall) till 1550 kr/kWh lagringskapacitet (referensfall). Drift och underhållskostnaden är mellan 32 kr/kW/år (låg) upp till 57 kr/kW/år (referens), och den operativa livslängden är från 10 år (referens) upp till 15 år (lågkostnadsfall). Ingen specifik modellering av användningar av batterier i elbilar för tillförsel av el till elnätet (V2G) har utförts.

Se **avsnitt 20.2** i underlagsrapporten för mer information

4.8.7.3 Vätgas

En mängd olika teknikalternativ för vätgasproduktion från vatten är under aktiv utveckling, och det är därför svårt att bestämma vilken teknologi som mest sannolikt är i bruk år 2045, samt vilken kostnadsbild som är mest sannolik. För denna modelleringsstudie har vi utfört en litteraturstudie för att identifiera ett sannolikt spann för de viktigaste parametrarna (kr/kW investering, kr/kW/år drift, verkningsgrad %), utan att specificera teknikalternativ. Modelleringsparametrarna för vätgasproduktion genom elektrolys av vatten är sammanfattade i Tabell 24.

Se **avsnitt 20.4** i underlagsrapporten för mer information

Tabell 24, Valda modelleringsparametrar för elektrolys

Parameter	Antagen utveckling	
	Lågkostnadsfall	Referensfall
Investeringskostnad för totalt system [kr/kW]	3280	7380
Driftkostnad [kr/kW/år]	107	377
Verkningsgrad för elektrolys	66%	66%
Teknisk drifttid [år]	25	20

Sverige saknar lämpliga inhemska lättillgängliga naturliga platser för storskalig lagring av trycksatt gas. Vi har i denna studie utgått ifrån publicerade parametrar för Lined Rock Cavity-metoden som utvecklades för naturgaslagret Skallen, även för lagring av trycksatt vätgas. Efter en litteraturstudie gjordes bedömningen att förbränning av vätgas i gasturbin sannolikt är ekonomiskt överlägset bränsleceller. Leverantörer som Mitsubishi kan redan idag erbjuda nyckelfärdiga integrerade lagersystem med elektrolys, vätgaslagring och vätgasturbiner [46]³⁷. Modelleringsparametrar för vätgaslagring och förbränning för elektricitet sammanfattas i Tabell 25 respektive Tabell 26.

Tabell 25, Modelleringsparametrar för storskalig lagring av vätgas

Parameter	Antagen utveckling	
	Lågkostnadsfall	Referensfall
Lagringskostnad, kr/kWh lagerkapacitet	20.5	41
Verkningsgrad för kompressor [47]	94,4%	94,4%
Lägsta möjliga lagring/uttagsratio (kWh/kW)	140	140
Högsta möjliga lagring/uttagsratio (kWh/kW)	250	250

Tabell 26, Modelleringsparametrar för vätgasturbiner [27]

Parameter	Antagen utveckling	
	Lågkostnadsfall	Referensfall
Investeringskostnad (kr/kW)	4700	6650
Verkningsgrad	50%	40%
Fast driftkostnad (kr/kW/år)	100	100
Variabel driftkostnad (kr/MWh)	25	58

³⁷ I dagsläget är dock gasturbinen i HYDAPTIVE™-systemet konfigurerad för att bränna en blandning av naturgas och vätgas snarare än ren vätgas.

5 Resultat för teknikneutrala system

5.1 Modelleringsfall

De teknikneutrala modelleringarna utgör denna studies huvudspår. I dessa scenarier införs så få begränsningar som är realistiskt möjligt för systemdimensioneringen³⁸. Alla kraftslag och lagringstekniker för vilka trovärdiga ingångsvärden har kunnat samlas in kan väljas som komponenter i det framtida kraftsystemet av optimeringsverktyget, tillsammans med metoder som efterfrågefleksibilitet och betald bortkoppling av last. De tolv huvudsakliga teknikneutrala modelleringsfallen sammanfattas i Tabell 27.

Tabell 27, Huvudsakliga teknikneutrala analysfall

Namn	Kostnadsutv. sol, vind & lager	Kostnad ny kärnkraft ³⁹	SMR ⁴⁰	Flexibilitet	Handel ⁴¹	Kalkylränta
TN-1	Låg	Låg	Nej	Medel	Nej	3.5%
TN-2	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%
TN-3	Låg	Låg	Nej	Medel	Nej	6.0%
TN-4	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	6.0%
TN-5	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	3.5%
TN-5 (SMR)	Låg	Låg	Ja, låg ⁴²	Hög	Ja	3.5%
TN-6	Låg	Medel	Nej	Hög	Ja	3.5%
TN-7	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	6.0%
TN-7 (SMR)	Låg	Låg	Ja, ref. ⁴³	Hög	Ja	6.0%
TN-8	Låg	Medel	Nej	Hög	Ja	6.0%
TN-9	Referens	Låg	Nej	Medel	Nej	3.5%
TN-10	Referens	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%

³⁸ Modelleringen förutsätter fortsatt skydd av nationalälvar och andra skyddade vattendrag. Ett tak för den totala expansionen av *landbaserad* vindkraft på 25.25 GW har ansatts i enlighet med Energimyndighetens "norrvindscenario". Denna begränsning ligger dock i kapacitet till exempel betydligt högre än den expansion branchorganisationen Svensk Vindenergi ser framför sig för ett 100% förnybart kraftsystem för år 2040 [62].

³⁹ "Låg" innebär 40 kkr/kW, "Medel" 58 kkr/kW

⁴⁰ Tillåter Små Modulära Reaktorer (SMR) som ett teknikalternativ

⁴¹ 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!

⁴² Modellerad med låg SMR-kostnad motsvarande serieproduktion (21 kkr/kW)

⁴³ Modellerad med högre SMR-kostnad motsvarande första enheter (34 kkr/kW)

Utöver de tolv huvudfallen har även fyra stycken specialfall studerats, med fokus på utökade reinvesteringar i driftförlängning av kärnkraft (vilket då inkluderar Ringhals 1 och 2) samt fall som ställer elproduktionen i kraftvärmen delvis eller helt utanför optimeringsberäkningarna. Dessa sammanfattas i Tabell 28.

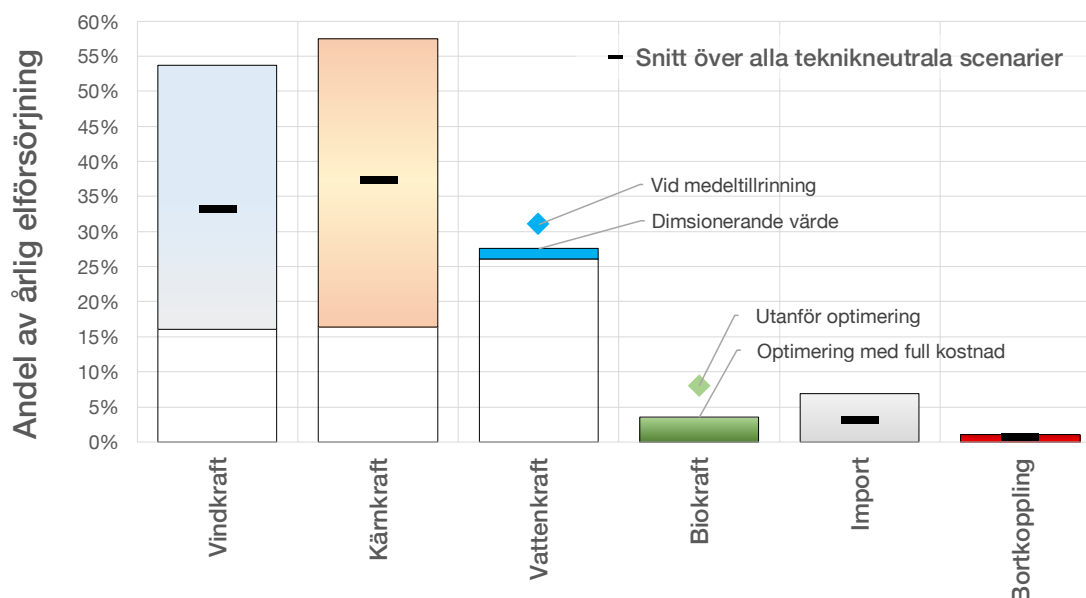
Tabell 28, Teknikneutrala specialfall

Namn	Basfall	Specialförutsättningar
TN-5-R1R2	TN-5	Tillåter även driftförlängning av Ringhals reaktorer 1 och 2
TN-7-R1R2	TN-7	
TN-7-Bio1	TN-7	Investering i kraftvärmen står utanför optimeringen, därmed finns 4.6 GW kapacitet på plats, men driften av denna kapacitet bestäms av optimeringen
TN-7-Bio2	TN-7	Investering <i>och drift</i> av kraftvärmen står utanför optimeringen, därmed finns 4.6 GW kapacitet på plats och producerar enligt värmeunderlaget

5.2 Årlig elförsörjning

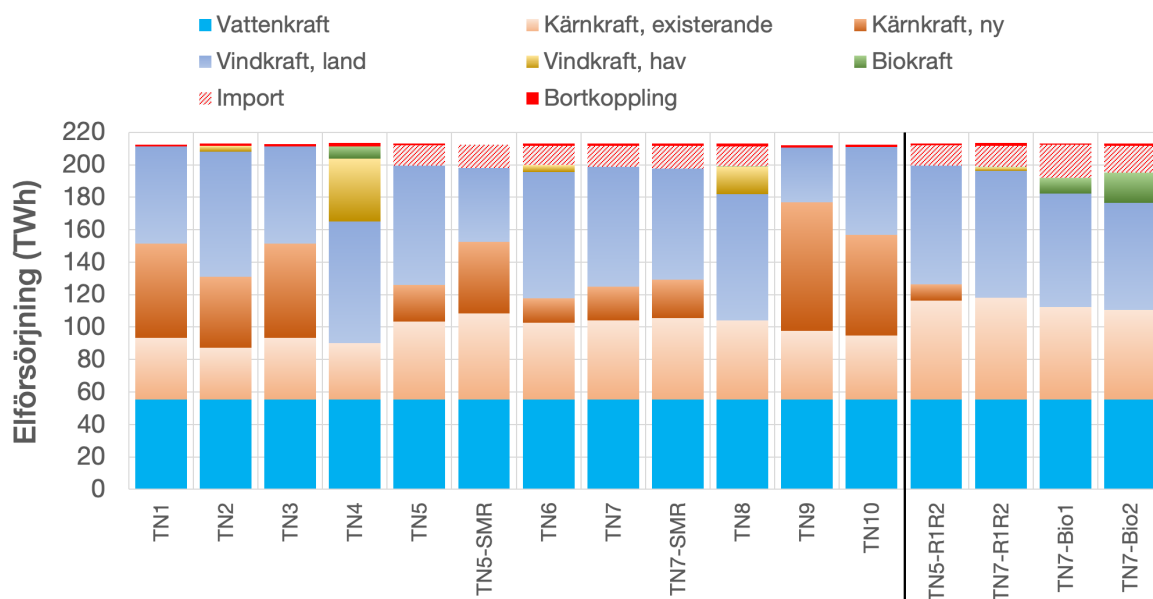
Tolv olika huvuduppsättningar av teknikneutrala ingångsvärden har analyserats i denna studie, med variationer av parametrar såsom investeringskostnader, handelsförhållanden, kalkylränta och efterfrågefleksibilitet (se Tabell 27). Utöver de tolv huvudfallen har även fyra specialfall analyserats (se Tabell 28). Varje unik uppsättning ingångsvärden leder till en unik systemkonfiguration, och det finns därför ett spann av utfall. Några tydliga *övergripande* resultat framkommer dock från modelleringen. De kostnadsoptimala teknikneutrala framtida svenska kraftsystemet har följande karakteristik vad gäller elförsörjning:

- Den årliga kraftförsörjningen består i huvudsak av tre lika stora delar vattenkraft (26–31 %), vindkraft (16–54 %, snitt 33 %) och kärnkraft (17–58 %, snitt 37 %).
- Inget scenario innehåller solkraft eller naturgas med koldioxidinfångning.
- Biokraft står för 0–4 % av årsproduktionen i form av biogas. Om kraftvärmen ställs utanför optimeringen så bidrar den med ytterligare 5–9 %, med en motsvarande minskning av produktion från övrig biokraft och ny kärnkraft.
- I snitt används cirka 1.4 TWh/år (0.5 % av årsbehovet) av betald bortkoppling av last.
- De scenarier som tillåter handel för systemdimensionering, förses i snitt 6 % av den årliga lasten (12–14 TWh/år) genom import. Systemen är utan undantag netto-importörer på årsbasis i modelleringen⁴⁴.
- Figur 15 ger en sammanfattande bild och Figur 16 ger resultaten för varje analysfall.



Figur 15, Sammanfattande fördelning av kostnadsoptimal årlig elförsörjning för Sverige

⁴⁴ Eftersom systemdimensioneringen utförs med ett torr-år med cirka 10 TWh/år mindre vattenkraft än under ett normalår, så är dessa system nära balans under normalår.



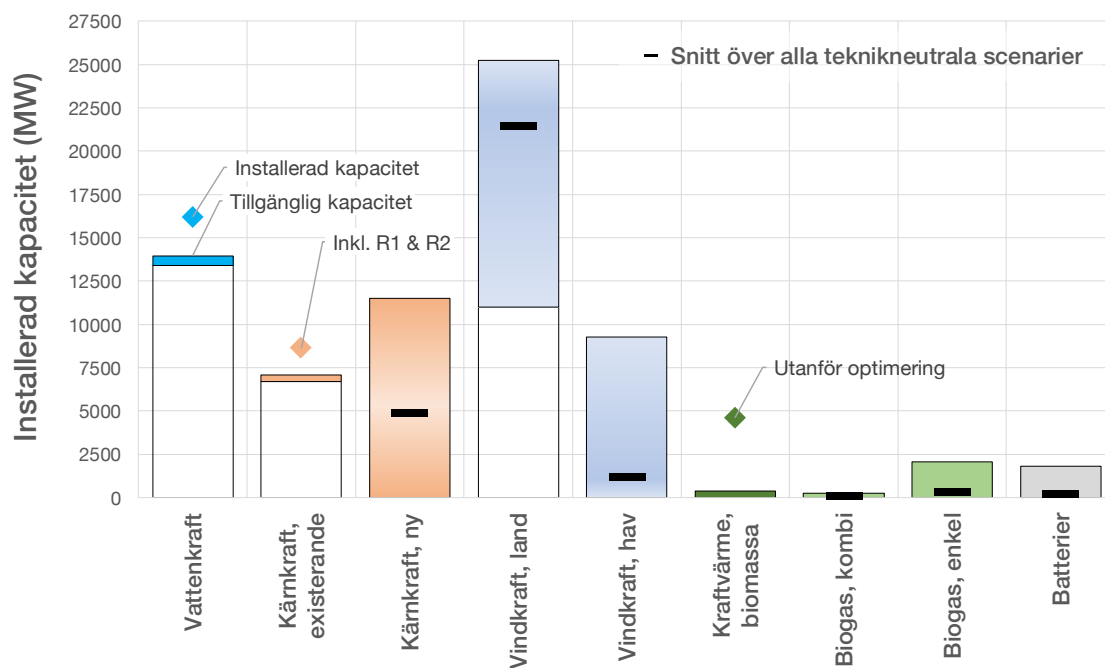
Figur 16, Fördelning av årlig lastförsörjning från kostnadsoptimalt system för Sverige, per analysfall

5.3 Installerad kapacitet i systemet

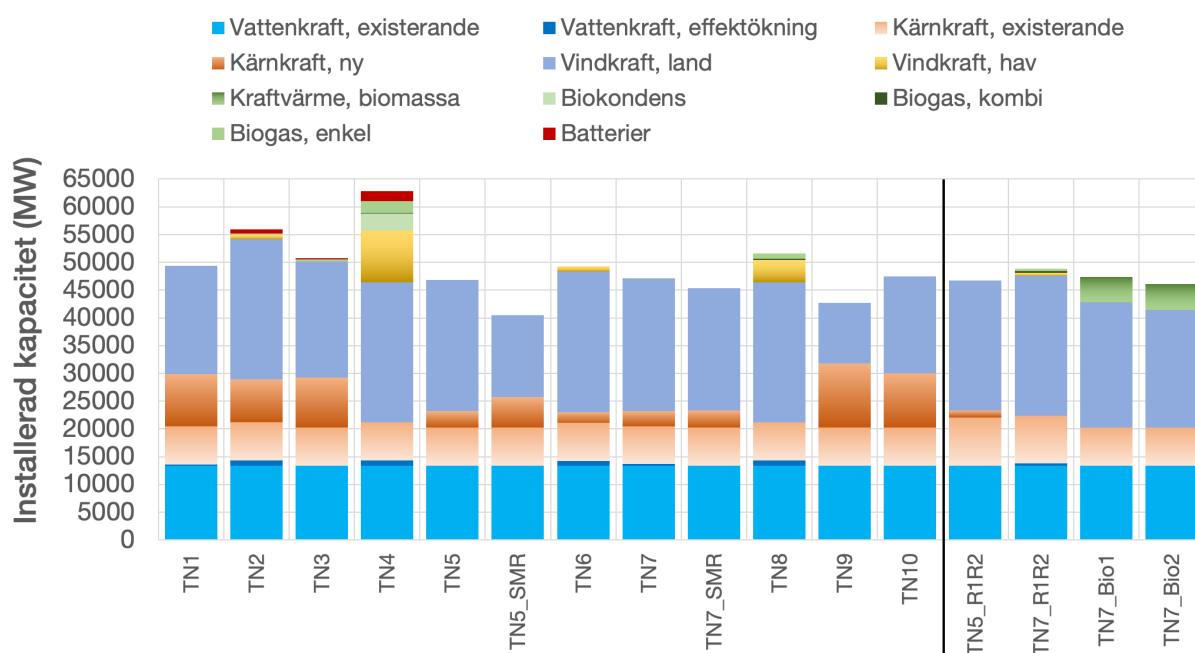
- Den totala installerade effekten i de teknikneutrala systemen varierar mellan 43 och 65 GW (50 GW i snitt), jämfört med dagens system om cirka 40 GW.
- Den installerade effektfördelningen i genomsnitt över de modellerade scenarierna består av cirka 16 GW vattenkraft⁴⁵, 21 GW landbaserad vindkraft (11–25.3 GW), 1.2 GW havsbaserad vindkraft (0–9 GW), 6.9 GW driftförlängd kärnkraft⁴⁶ och 5 GW ny kärnkraft (0–11.5 GW). Ny biogas-kapacitet finns även med i hälften av scenarierna (0.1–2.2 GW).
- Om el-kapaciteten i den nuvarande kraftvärmen på 4.6 GW ställs utanför optimeringen så är den per definition del av det framtida systemet. Ingen elproduktionskapacitet från kraftvärme syns då den inkluderas i optimeringen med fulla investeringskostnader.
- Tre scenarier har batterikapacitet (0.7–1.8 GW, 1–16 GWh), och effektutbyggnad av den existerande vattenkraften sker i sex av tolv scenarier (0.2–0.6 GW).
- Figur 17 ger en sammanfattande bild och Figur 18 ger resultaten för varje analysfall.

⁴⁵ Varav 13.4–14.0 GW är tillgänglig

⁴⁶ Ett modellerat fall inkluderar även driftförlängning av Ringhals reaktorer 1 och 2, för en total kapacitet om 8.6 GW.



Figur 17, Fördelning installerad kapacitet, teknikneutral analys

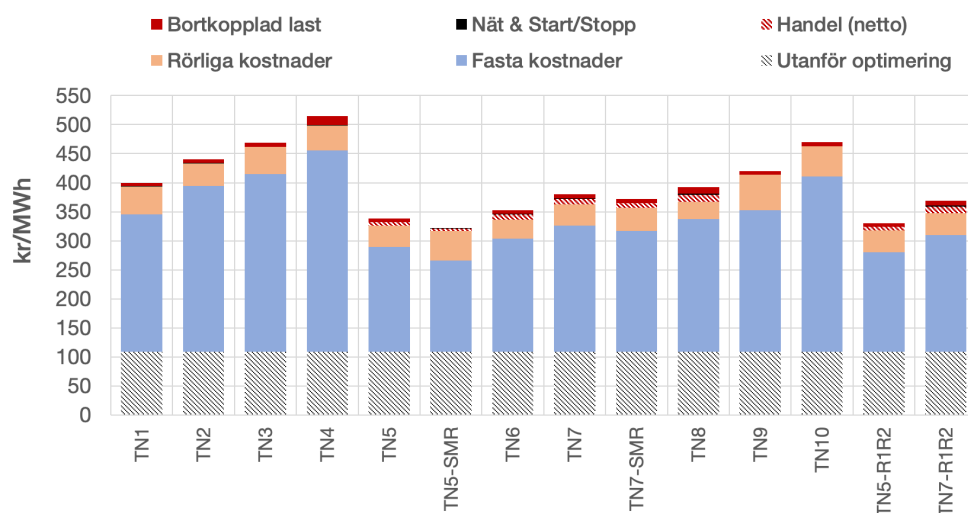


Figur 18, Fördelning av installerad kapacitet⁴⁷ per analysfall

⁴⁷ För vattenkraften anges sammanlagd momentant tillgänglig effekt snarare än total installerad effekt

5.4 Kostnader

- De totala systemkostnaderna består framförallt av fasta investeringskostnader i samtliga fall och varierar från 320 kr/MWh upp till strax över 500 kr/MWh, varav strax över 100 kr/MWh är kostnader relaterade till den existerande vattenkraften och de investeringar i elnäten som står utanför optimeringsanalysen. Kostnadsbilden för de teknikneutrala fallen är sammanfattad i Figur 19.
- De mest kostnadseffektiva systemen är de som tillåter handel som en del av systemdimensioneringen (TN5-TN8), vilka kräver mindre investeringskostnader, mindre total produktionskapacitet och mindre årlig inhemsk produktion (systemen är netto-importörer under torrare år) än övriga system som dimensionerats utan handel. Detta är möjligt då dessa system i *modelleringen* kan förlita sig på betald import istället för egen produktion under ansträngda perioder, samt även kan nyttja mycket lågt prissatt import under perioder med antagen hög produktion i sol och vindkraft i grannländerna. Handel som en del av systemdimensionering, tillsammans med hög efterfrågefleksibilitet, sänker de totala systemkostnaden med upp till 25%, men osäkerheterna för utfallet i dessa fall är relativt stora, på grund av den mycket stora svårigheten i att förutse den faktiskt tillgängliga fossilfria produktionskapaciteten i grannländerna timme för timme år 2045.
- Systemdimensionering med (1) lägre kalkylränta eller (2) lägre kostnad för *ny* kärnkraft, sänker var för sig systemkostnaden med cirka 10–15 % jämfört med motsvarande alternativ med högre värde för den variabeln. I de fall då ett högre kostnadsantagande görs för sol, vind och lagring, höjs kostnaden med cirka 5 %⁴⁸.



Figur 19, Total systemkostnad⁴⁹ för teknikneutrala system

⁴⁸ Baserat på skillnaden i utfall mellan TN-01 och TN-09

⁴⁹ Totala årliga kostnader visas här delat på total ojusterad årlig efterfrågan inkl. förluster (211.4 TWh). Siffrorna kan därför multipliceras med 0.2114 för konvertering till miljarder kr per år. De årliga kostnaderna inkluderar

5.5 Övergripande resultat-diskussion

5.5.1 Systemets uppbyggnad

Grunden i det framtida kostnadsoptimala teknikneutrala svenska kraftsystemet bygger till stor del på reinvesteringar och moderniseringar av det redan idag mycket framgångsrika systemets uppbyggnad. Detta gäller i hög grad för den existerande vattenkraften, vilken antas finnas på plats år 2045 i alla modelleringsscenarier och därför har ställts utanför optimeringsberäkningar, samt för den existerande kärnkraften. I alla teknikneutrala scenarier, oavsett övriga ingångsvärden, så väljer optimeringsverktyget att reinvestera i all tillgänglig driftförlängning av existerande kärnkraft (minst 6.9 GW kapacitet). Moderniserad och driftförlängd vattenkraft och kärnkraft kan dock enbart täcka upp cirka 50–60 % av det framtida elbehovet på årsbasis⁵⁰, samt ungefär samma andel av det momentana maximala effektbehovet (efter flexibilitet och betald bortkoppling). Fördelningen av vad som bör täcka upp resterande behov är mer känsligt för ingångsvärden, men fylls i nästan alla modellerade scenarier av en fördelning av framförallt landbaserad vindkraft och ny kärnkraft. Landbaserad vindkraft, vilket är den nya kraftkälla som har lägst *antagen* total produktionskostnad av alla alternativ i alla scenarier, täcker upp för en betydande andel av det resterande behovet i *samtliga* modellerade scenarier. Vindkraft på land täcker som minst 16 % av det totala årliga elbehovet, som mest 39 %, och i genomsnitt över alla modellerade scenarier cirka 33 %. I tio av tolv modellerade scenarier bygger systemet även *ny* kärnkraft, som maximalt täcker upp över 37 % av det årliga elbehovet. Fyra av tolv modellerade scenarier innehåller havsbaserad vindkraft, varav två av dessa är de scenarier som inte innehåller ny kärnkraft.

5.5.2 Värde och kostnad

För ett kostnadsoptimerat kraftsystem så bestäms andelen (både kapacitet och produktion) av ett visst kraftslag inte enbart genom total⁵¹ *produktionskostnad*, utan också av *värdet för systemet* av dess produktion och kapacitet. Det är många faktorer som bestämmer det relativa *värdet* av en viss typ av produktion. För planerbara kraftslag kan till exempel förmågan att snabbt kunna ändra effektnivå påverka värdet för systemet, och ett kraftslag som kan reagera snabbare har därför ett större relativt värde. Det finns även ett geografiskt

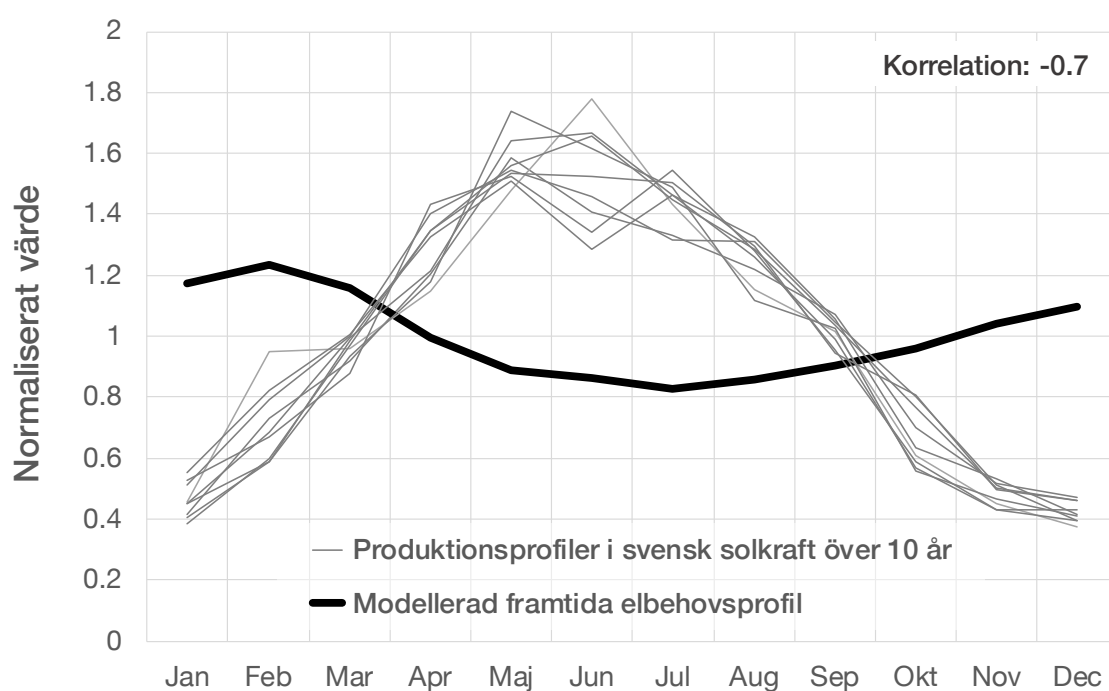
samtliga rörliga och fasta driftkostnader samt annuiteten för investeringar. Annuiteten är den årsvisa kostnaden för grundinvesteringen över den ekonomiska livstiden för varje investering baserat på kalkylräntan. Dessa siffror omfattar inte *alla* kostnaderna för kraftsystemet, och saknar till exempel förstärkningar av transmissionsnät inom elområden, förstärkningar av regional och lokalnät, eventuella merkostnader för systemtjänster samt löpande underhållskostnader för elnäten.

⁵⁰ Hur mycket av det årliga behovet som täcks upp av existerande kärnkraft beror inte enbart på kapacitet utan även på driftmönster. I de scenarier där en stor andel vindkraft byggs så driftsätts den existerande kärnkraften med lägre kapacitetsfaktor, och därför en lägre andel av årsproduktionen.

⁵¹ Vilket inkluderar investeringskostnader och därmed skiljer sig från marginalproduktionskostnaden som används för budgivning för produktion på en energy-only marknad.

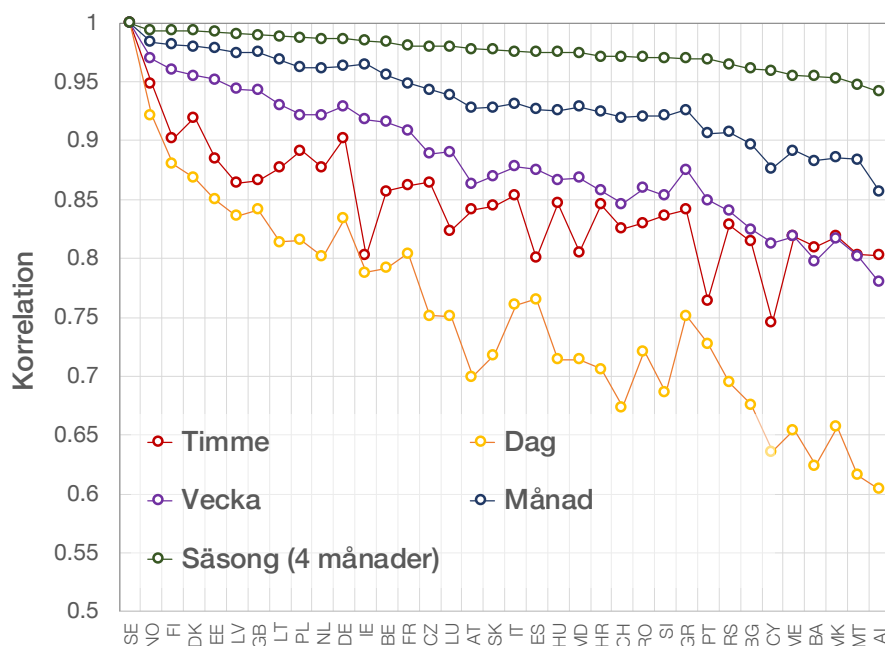
värde i att vara lokaliserad nära konsumtionscentra för att undvika systemutgifter för utökad överföringskapacitet. För icke-planerbara förnybara kraftslag som vind och solkraft, så bestäms värdet bland annat av korrelationen mellan dess produktionsprofil och systemets behovsprofil, samt av korrelationen mellan produktion i Sverige och motsvarande produktion i grannländer. Det är dessa *värdefaktorer* som förklarar varför en dyrare produktionsmetod kan vara med och ta en större andel i ett kostnadsoptimalt system än en annan, billigare produktionsmetod.

För svenska förhållanden blir detta som mest tydligt illustrerat med solkraft. Även med en antagen *mycket låg* framtida produktionskostnad (kr/MWh) så blir det resulterande bidraget från solkraft till de kostnadsoptimala systemen marginellt i optimeringsberäkningarna. Anledningen till att ingen större mängd solkraft byggs i något scenario är dels att produktionen av solkraft över året är starkt anti-korrelerad med elbehovet⁵² (se Figur 20), samt att korrelationen mellan produktionen från svensk solkraft och grannländernas solkraft är mycket hög – se Figur 21.



Figur 20, Månadsvis modellerat elbehov och produktion i svensk solkraft

⁵² Det modellerade timvisa elbehovet år 2045 är bättre korrelerat med solkraftens produktionsprofil än med dagens behovsprofil, på grund av en relativt sett mindre förskjutning mot vinterhalvåret.

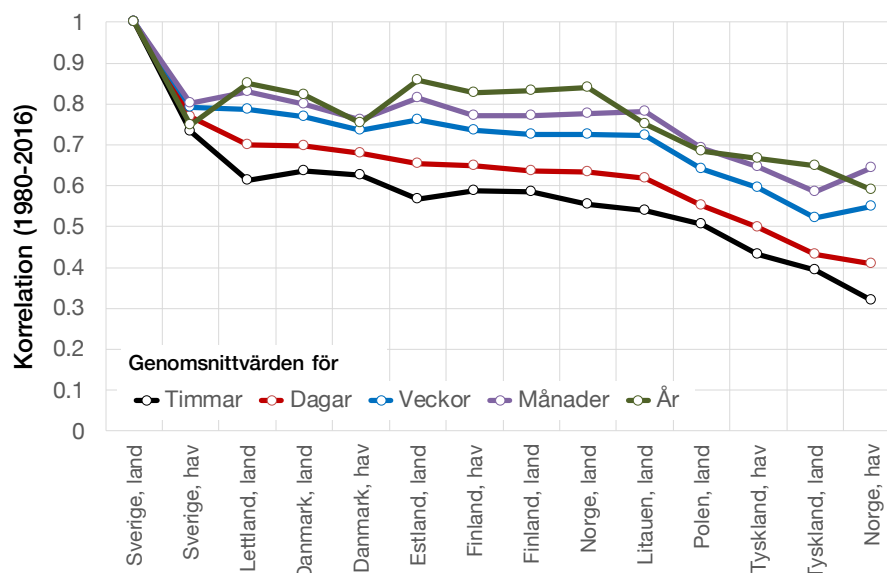


Figur 21, Korrelation med svensk solkraft, Europa (data för 1985–2016 från ref. [48])

Detta innebär att solkraften sett med längre tidsperspektiv framförallt producerar då systemets behov av dess produktion är lågt (på sommaren) och producerar mycket lite då behovet är som högst (på vintern). Solkraften i Sverige producerar dessutom som allra mest samtidigt som grannländernas solkraftsproduktion också är som högst, och det därför vid dessa tillfällen i framtiden ofta kommer att finnas stora mängder lågt prissatt fossilfri el tillgänglig för import. Investeringar i svensk solkraft *sänker* därför *inte* systemets totala kostnader, *även om produktionskostnaden* från framtida solkraft kan antas vara *mycket låg*. Detta förklarar vindkraftens relativt mycket starkare ställning bland de icke-planerbara kraftkällorna i systemoptimeringsresultaten jämfört med solkraften, även vid ett antagande om liknande produktionskostnader. Produktionen från vindkraft i Sverige är visserligen även den positivt korrelerad med grannländernas, men mindre så än för solkraften, och dess produktionsprofil har dessutom oftast en positiv korrelation med elbehovet på säsongsbasis (mer produktion under vintern)⁵³. En bild av korrelationen av svensk landbaserad vindkraft och nordeuropeiska grannländers vindkraftsproduktion, baserat på 36 år av timvis re-

⁵³ Svensk vindresursdata från 433 stycken 12-månadersperioder, processat från databasen NASA/MERRA-2 av Renewables.Ninja Wind v1.1 med metoden som beskrivs i ref. [48], visar att ungefär 1 av 4 år är korrelationen (c) mellan vindkraftens produktion och elbehovet noll ($-0.1 < c < 0.1$) eller negativt ($c < -0.1$), medan den är positiv i snitt 3 av 4 år. Det händer att det är relativt blåsigt på sommarhalvåret och stilla på vintern, och under dessa perioder är den säsongsmässiga korrelationen så låg som -0.39 , till exempel 12-månadersperioden februari 2009 till februari 2010. Detta är indikativa data med en konstant elbehovsprofil som därför inte tar hänsyn till sambandet mellan utomhustemperatur, vindresurs och elbehov. Den genomsnittliga korrelationen mellan det månatliga modellerade elbehovet och den svenska vindkraften under de 433 analyserade 12-månadersperioderna är $+0.35$. På vecko-basis (efter analys av 1881 52-veckorsperioder) sjunker den genomsnittliga korrelationen till $+0.16$, och andelen 52-veckorsperioder med positiv korrelation ($c > 0.1$) är ungefär 6 av 10.

analyserade och justerade data från MERRA-2 [48], ges i Figur 22. En mycket hög grad av korrelation kan ses över längre tidsperioder (dagar, veckor och månader) över hela Nordeuropa eftersom hög och lågtrycksområden med längdskalor i storleksordningen tusen kilometer kan resultera i låg eller hög vindhastighet samtidigt över hela Nordeuropa.



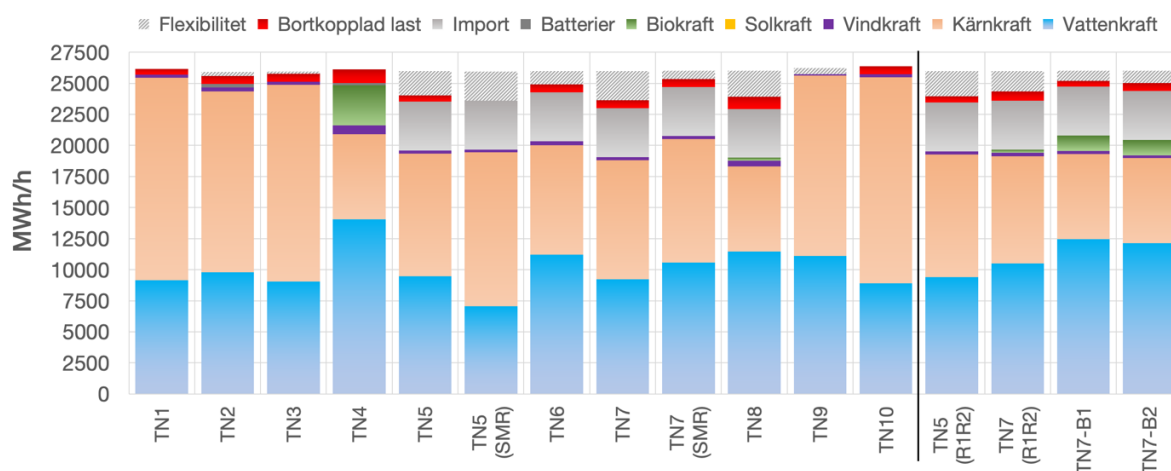
Figur 22, Korrelation med svensk landbaserad vindkraft, Nordeuropa

En relativt sett blåsig eller vindfattig period (dag, vecka, månad, år) i Sverige är därför med hög sannolikhet även en blåsig eller vindfattig period i övriga nordeuropeiska länder (både på land och till havs) medan korrelationen från timme till timme är något lägre⁵⁴. En märkbart positiv korrelation med svensk vindkraft (>0.3 på veckobasis) kan fortsätta ses ungefär till höjd med alperna (800 km från Skåne), varefter ingen direkt fortsatt koppling mellan vädersystem kan ses. Vindkraftsproduktionen i medelhavsländerna uppvisar som väntat ingen korrelation med svensk vindkraft.

⁵⁴ Samma resultat kan ses i tidigare mer sofistikerad analys, till exempel ref. [78]

5.5.3 Effektbalans under pressade situationer

De mest utmanande momentana situationerna som de modellerade systemen ställs inför är då den väderberoende produktionskapaciteten faller bort samtidigt som efterfrågan är relativt hög. Ett exempel på ett sådant tillfälle, som visas i Figur 23 är tidigt på eftermiddagen den 16e april⁵⁵, då den ojusterade⁵⁶ efterfrågan är cirka 26 GW och vinden har mojnät över i stort sett hela landet. Majoriteten av försörjningen kommer då från en kombination av vattenkraft och kärnkraft i samtliga fall, och i alla fall utom två utnyttjas under denna timme även möjligheterna för både bortkoppling och tidsförskjutning av last. I de fall då internationell elhandel är med i systemdimensioneringen så utnyttjas import från Norges vattenkraft (cirka 4 GW i samtliga fall) för effektbalansen.



Figur 23, Fördelning av försörjning under en timme med pressad effektsituation

På grund av den höga graden av korrelation mellan väderberoende produktion i Sverige och grannländerna (se Figur 21 och Figur 22) finns vanligtvis ingen övrig *fossilfri* importkapacitet tillgänglig att nyttja vid dessa tillfällen.

⁵⁵ Modellerad timme nummer 2533. Detta är den timme, i de flesta modellerade scenarier, då skillnaden mellan ojusterad efterfrågan och produktionen i väderberoende kraft är som störst.

⁵⁶ Innan efterfrågeflexibilitet och betald bortkopplad last

5.5.4 Systemtjänster, leveranssäkerhet och elnätets drift

Kraftsystemen som resulterar ur optimeringsberäkningarna är dimensionerade för att möta justerad efterfrågan under varje timme av det modellerade året, men kan trots det uppvisa problem och utmaningar vad gäller leveranssäkerhet och elnätets drift på ett flertal sätt som inte direkt kan fångas upp i denna typ av optimering. Ett problem som uppstår relativt ofta för systemen är en generell brist på stabilitet mot störningar i elnätet, då asynkron produktion som inte bidrar med rotationsenergi dominerar produktionen. Detta sker då produktionen i vindkraften (11–34.5 GW installerad kapacitet i teknikneutrala scenarier) är hög jämfört med justerad efterfrågan. Det finns samtidigt risk för otillräcklig kapacitet för reaktiv kompensation för spänningsstöd på viktiga punkter i södra Sverige, vilket i sin tur gör det mycket svårt att upprätthålla överföringskapaciteten från norr till söder i Sverige i transmissionsnätet utan extra stödåtgärder.

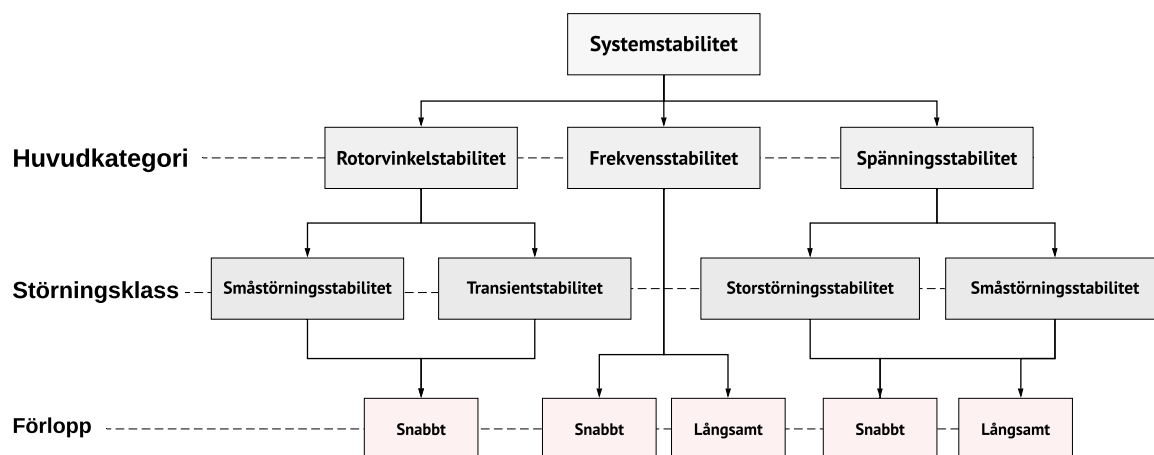
I modelleringen har ingen fast begränsning ansatts för den maximala momentana andelen asynkron produktion, och inte heller en minimal nivå på momentan rotationsenergi för det nordiska synkrona elnätet⁵⁷, och ingen modellering kring reaktiv kompenserings⁵⁸ utförs. Detta har undvikits delvis på grund av att det är mycket komplicerat att implementera i en investeringsoptimeringsanalys⁵⁹, men även för att inte forcera att sådana systemtjänster måste tillhandahållas specifikt av producerande kraftslag. Det finns idag en växande mängd

⁵⁷ Rotationsenergi (tidigare ofta kallat svängmassa⁵⁷) är den upplagrade rörelseenergi som finns i elsystemets roterande maskiner, främst kraftverkens synkront anslutna generatorer och till dessa kopplade turbiner⁵⁷. Denna rotationsrörelseenergi mäts i MW-sekunder (MWs). En kropp i rörelse har ett inneboende motstånd till förändringar av rörelsen, både vad gäller hastighet och riktning. Att kraftsystemet uppvisar en tröghet mot förändringar utgör en viktig balanseringsmekanism som fungerar passivt utan fördröjning eller behov av aktivering. Alla synkront anslutna roterande maskiner tillför rotationsenergi till kraftsystemet enbart genom att vara inkopplade till nätet.

⁵⁸ Det som eftersträvas i ett kraftsystem är att producera och överföra *aktiv* effekt till förbrukarna. För att möjliggöra detta så måste den *reaktiva effekten* balanseras för att hålla spänningen inom acceptabla gränser. Reaktiv effekt måste produceras lokalt där den behövs för att reglera spänningen och kan i praktiken inte överföras på ledningar eller transformatorer, eftersom den tar utrymme från den aktiva effekten och ökar förlusterna. Vid låg belastning kommer elnätets egen *produktion* av reaktiv effekt medföra att spänningarna i olika noder höjs, medan vid hög belastning så *förbrukar* elnätet reaktiv effekt, vilket leder till att spänningen i olika noder sänks. Behovet av upp- eller nedreglering av spänningen beror alltså på den aktuella driftsituationen och lokala förhållanden i systemet. Vid situationer med hög last krävs lokal reaktiv inmatning för att hålla spänningen *uppe* (i rätt spann), medan det vid låg last tvärtom krävs förbrukning av reaktiv effekt för att hålla spänning *nere*.

⁵⁹ Det är till exempel relativt enkelt att ansätta en begränsning kring den minimala momentana andelen synkron elproduktion, eller den minimala rotationsenergin på produktionssidan relativt efterfrågan och dimensionerande fel. Detta riskerar dock att vara för förenklade metoder för att fånga upp det mycket komplexa beteendet hos elnätet när det utsätts för störningar, något som istället bör analyseras i verktyg utvecklade för just detta ändamål, som till exempel PSS/E. En annan komplicerande faktor är att det synkrona elnätet sträcker sig över fyra länder, och dessa fenomen är direkt beroende på produktion och efterfrågan i dessa områden, för vilka stora osäkerheter föreligger på timbasis för det modellerade år 2045.

skraddarsydda andra teknikalternativ som möjligen kan lösa problemen till en lägre kostnad. En övergripande klassificering av störningar som påverkar kraftsystemets stabilitet, för vilket systemet måste vara rustat, återges i Figur 24.



Figur 24, Klassificering av stabilitet för kraftsystemet⁶⁰ från ref. [49]

Diskussionen här fokuserar främst på frekvensstabilitet och systemets inneboende momentana tröghet mot frekvensförändringar genom dess rotationsenergi. Enligt det regelverk som styr Svenska kraftnätets verksamhet måste elkraftsystemet kunna hantera vanligt förekommande felfall (så kallade "N-1" fel) utan att riskera att koppla bort kunder. Det krävs en rotationsenergi i det nordiska synkrona elnätet på cirka 100 GWs för att undvika frekvensavvikelser större än 1 Hz⁶¹, vilket sannolikt orsakar större oacceptabla strömavbrott⁶², vid dimensionerande bortfall om cirka 1400 MW⁶³. Av den totala rotationsenergin i det nordiska synkrona elnätet tillhandahålls idag vanligen cirka 35–45 % från det svenska kraftsystemet, vilket mycket grovt för denna diskussion indikerar ett framtida behov i storleksordningen 35–40 GWs. Även om det globalt sätt finns god tillgång på rotationsenergi i det synkrona nätet, till exempel från infasad norsk vattenkraft och finsk kärnkraft, är det fortfarande viktigt att rotationsenergin har geografisk spridning och att den finns tillgänglig i närheten av större potentiella felkällor. Stora effektflöden och

⁶⁰ För en kort introduktion på svenska till begreppen i denna figur rekommenderas sida 6–8 av ref. [76].

⁶¹ En utvärdering av ekvation 2 i ref. [80] ger ett något högre värde på 126.5 GWs, medan analysen i ref. [81] ger ett värde på 113 GWs. Om man fokusera enbart på förändringshastigheten av frekvensen ("frekvensderivatan"), istället för på den lägsta frekvensnivå som beräknas uppnås i transienten ("frequency nadir"), så kan rotationsenergi krävet istället ges av relationen $E_K = \frac{25 \cdot \Delta P}{f'}$ där ΔP är det dimensionerade bortfallet (1400 MW) och f' är den högsta acceptabla frekvensderivatan. En rimlig gräns för f' är i spannet 0.4–1.0 Hz/s [82] [83] [84] [85], vilket ger ett rotationsenergi krävet på 35–87.5 GWs. Om frekvensderivatakravet snarare än frekvensnadirkravet ansätts för rotationsenergi så måste andra snabbt agerande stödresurser måste i så fall finnas på plats för att klara av frekvensnadirkravet [86].

⁶² I Sverige sker idag automatisk bortkoppling av förbrukning som elpannor och värmepumpar redan om frekvensen underskrider 49,5 Hz i mer än 0,15 sekunder.

⁶³ Detta motsvarar ett bortfall av den största enskilda enheten på nätet, till exempel elkablarna Nordlink, Northsea Link, eller kärnkraftsreaktorn Oskarshamn-3.

frekvenspendlingar skulle uppstå om det skedde ett stort bortfall i den svenska delen av det synkrona elnätet (till exempel bortkoppling av en mycket stor vindkraftspark) samtidigt som ingen lokal rotationsenergi är tillgänglig i Sverige. Det är därför rimligt att anta ett behov av en viss mängd rotationsenergi i olika delar av Sverige även under de tillfällen då bidraget till rotationsenergi är relativt god från de andra delarna av det synkrona nätet. Den genomsnittliga tröghetskonstanten⁶⁴ för svensk kärnkraft är cirka 6.4 s⁶⁵, och för vattenkraften cirka 3.4 s och för kraftvärmeverk 2.8 s, vilket innebär att denna nivå kan uppnås med cirka 5 GW kärnkraft eller cirka 11 GW vattenkraft i drift (eller andra kombinationer, till exempel 3 GW kärnkraft och 6 GW vattenkraft) [50]. I flertalet av de modellerade teknikneutrala scenariona så bidrar det svenska kraftsystemet med så lite som 4 GWs under många timmar över året. Detta sker under perioder då vindkraften levererar för fullt och då står för över 95 % av den samlade produktionen⁶⁶. För att analysera dessa situationer är det viktigt att belysa två förhållanden:

- Systemdimensionerande beräkningar som utförts i denna studie skiljer sig från driftoptimering för de system som dimensionerats utan handel. Utan möjlighet till export så tränger vindkraften alltid ut i stort sett all synkronproduktion i Sverige då det blåser mycket över hela landet. I verkligheten *kan* det fortfarande finnas viss potential för vinstdrivande drift av kärnkraft, annan värmekraft eller vattenkraft för att möjliggöra export (och därmed även rotationsenergi och reaktiv reglering), även om denna potential för det mesta är *mycket begränsad* på grund av samvariationen mellan den svenska vindkraften och vindkraften i grannländerna.
- Det dimensionerande felet som bestämmer kravet på rotationsenergi varierar, och *kan* vara mindre under de tillfällen då rotationsenergin är låg. Detta kan ske genom aktiv nedstyrning⁶⁷ (till en kostnad) eller indirekt genom att större

⁶⁴ En roterande maskins motstånd till förändringar av sin rotationsrörelse benämns tröghet och anges med dess tröghetskonstant, H , vilken beräknas som kvoten av maskinens rotationsenergi (MWs) och dess uteffekt (MW), H har därför enheten sekunder (s).

⁶⁵ Det faktiska genomsnittsvärdet idag är sannolikt något högre än 6.4 s, som är ett värde som beräknades innan avvecklingen av Oskarshamn-1, Oskarshamn-2, Ringhals-2 och den stundande avvecklingen av Ringhals-1. De största reaktorerna F3 och O3 har mycket tunga turbinsträngar (cirka 1100 ton), och till exempel O3 har en beräknad tröghetskonstant på hela 7,932 s [77].

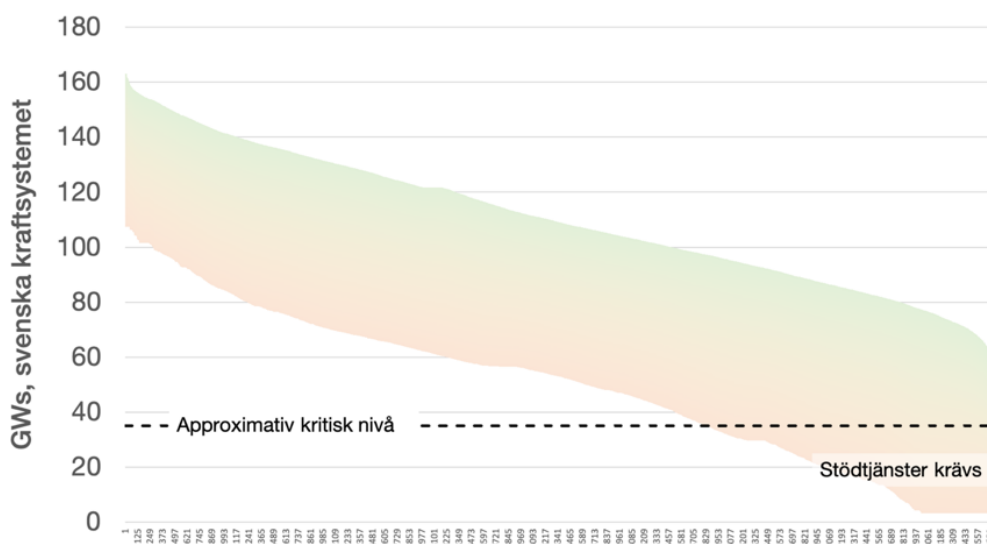
⁶⁶ På grund av den stora mängden installerad vindkraft i Nordeuropa och den höga graden av korrelation i produktionen så finns det sällan ett importbehov i grannländerna under perioder med mycket hög vindkraftsproduktion i Sverige. Därför finns ingen avsättning för den planerbara produktion med högre marginal eller alternativkostnader som annars skulle kunna bidra med rotationsenergi genom produktion för export.

⁶⁷ Under sommaren 2018 behövde Svenska kraftnät under två 2-dagarsperioder och en 3-dagarsperiod reducera det dimensionerande felet med 100 MW genom nedreglering av den största produktionsanläggningen, kärnkraftsreaktorn Oskarshamn-3. Sammanlagt styrde Svenska kraftnät bort cirka 21 GWh av produktion från Oskarshamn-3 till en total kostnad, i form av ersättning till OKG AB för el som *inte* levererades till nätet, på nästan exakt 1 miljon kr. Den beräknade rotationsenergin i det nordiska synkrona elnätet var under dessa tillfällen som lägst cirka 94 GWs (kl 02-03 på natten, den 7e Juli 2018).

produktionsanläggningar som utgör dimensionerande fel då inte är i drift. Att kraftverk såsom stora kärnkraftsreaktorer är avstängda eller går på låg effekt då vindkraften levererar för fullt i Norden behöver dock inte innebära en begränsning av det dimensionerande felet. Större vindkraftsparker som utvecklas idag kan själva utgöra mycket stora felkällor, inte minst stora havsbaserade vindkraftsparker⁶⁸. Även de största internationella elkablarna, idag med 1400 MW kapacitet, utgör dimensionerade fel och används sannolikt fullt ut för export då Nordens vindkraft levererar för fullt. Fel på dessa ledningar skulle driva på ett frekvenshopp uppåt (snarare än ett frekvensfall som sker då produktion faller bort), som även detta måste dämpas genom rotationsenergi eller motsvarande systemtjänst såsom mycket snabb bortkoppling av last.

Figur 25 sammanfattar beräkningarna av varaktighetskurvor för rotationsenergin från den svenska kraftproduktionens del av det nordiska synkrona elnätet över alla teknikneutrala scenarier. Figuren visar att flera scenarier sannolikt kan klara kraven på rotationsenergi enbart genom den aktiva kraftmarknadens driftbeslut året om, medan andra system kommer att kräva stödåtgärder under perioder. Alternativen för att tillhandahålla systemtjänster sträcker sig långt över enbart planerbara kraftslag, och inkluderar även möjligheter för "syntetisk" rotationsenergi från vindkraftverk [51], svänghjul, eller "virtuell" rotationsenergi från solkraft [52]. Eftersom energin som dras från en generator ansluten till en nätformande inverterare för tröghetsstöd i dessa fall inte kommer från en roterande massa måste emellertid en energibuffert reserveras (dvs. en del av den tillgängliga kapaciteten måste begränsas) [53]. Alla sådana lösningar medför både investerings och driftkostnader som inte har analyserats eller inkluderats i något modelleringsfall i denna studie.

⁶⁸ Även de största individuella vindkraftsturbinerna kommer sannolikt att ha en installerad kapacitet på mindre än 25 MW även i framtiden. Kraftsystemet kan därför hantera ett plötsligt bortfall av en vindkraftsturbin utan problem. Många turbiner vid vindkraftsparker sammankopplas dock för överföring av el till transmissionsnätet, något som är extra viktigt då många individuella parallella kablar med högspänd likström (HVDC) kan bli kostnadsdrivande till exempel då det gäller havsbaserad vindkraft. Havsvindparken Dogger Bank kommer till exempel gruppera turbiner så att 240 stycken 5 MW turbiner kopplas till en likriktare, som därför har kapacitet på 1200 MW [69] [70]. Ett felfall ger därför en störning motsvarande ett bortfall av en stor kärnkraftsreaktor.



Figur 25, Varaktighetskurvor för rotationsenergi från svensk kraftproduktion, teknikneutrala scenarier

En annan lösning, som sannolikt är än mer kostnadseffektiv, är att etablera en separat marknad för systemtjänster såsom rotationsenergi och reaktiv kompensering från existerande synkrona produktionsanläggningar även under tidsperioder då deras aktiva effekt inte behövs på marknaden⁶⁹. Sådana lösningar har implementerats som specialåtgärder, till exempel då Svenska kraftnät under sommaren 2020 ingick avtal med Ringhals AB som innebär att de två generatorerna i Ringhals 1 ska vara infasade och tillgängliggöra sin *reaktiva* förmåga under avtalsperioden 1 juli till 15 september 2020⁷⁰. Liknande avtal har även ingåtts med det oljeeldade Karlshamnsverket och det naturgasdrivna Rya Kraftvärmeverk [54].

Givet komplexiteten i att modellera behoven för systemtjänster för olika sammansättningar av kraftsystem, samt att korrekt ta i beaktande den stora mängd olika teknikalternativ som finns tillgängliga för att lösa problemen, så har vi inte försökt att exakt prissätta merkostnaderna för systemtjänster inom denna studie. Även högspända likströmskablar (HVDC) omformare, samt kraftelektronik såsom till exempel shuntreaktorer,

⁶⁹ Vissa existerande synkrongeneratorer skulle istället för att avvecklas efter ombyggnad kunna användas för så kallad synkron drift. De bidrar då med rotationsenergi till systemet utan att producera någon el. Det är potentiellt en relativt billig åtgärd eftersom generatorerna redan finns på plats, men incitament för att bygga om generatorerna för synkron drift måste skapas. Dessutom måste de ersättas för kostnaden att generera rotationsenergi, eftersom synkron drift innebär förluster (elanvändning) och slitage. En maskin i synkron drift kan även användas för spänningsreglering.

⁷⁰ Avtalet innebär en ersättning till Ringhals AB om 95 miljoner kr för uppstart, samt 17.7 miljoner kr per vecka inom avtalsperioden, för en total summa på cirka 290 miljoner kr. Ingen aktiv effekt ingår i avtalet. [66] Kompenseringsåtgärder genom kraftelektronik för det planerade bortfallet av spänningsreglering i Ringhals reaktorer 1 och 2 uppgår enligt Svenska Kraftnäts plan för perioden 2015–2019 till cirka 315 miljoner kr [65], men har alltså inte varit tillräckligt, delvis på grund av förseningar i till exempel Stenkullen, för att undvika behovet av specialavtal likt det som beskrivs ovan.

shuntkondensatorer, statiska var kompensatorer (SVC) och STATCOM-anläggningar kan användas för att reglera reaktiv effekt. Detta är ett högprioriterat framtida ämne för vidare studier. Även om det är svårt att sätta siffror på merkostnaderna, är det betydligt lättare att visa på vilka typer av system som kommer att kräva mer, respektive mindre, investeringar i kompensationsåtgärder. Finns det synkront kopplad kapacitet med en lämplig geografisk spridning över landet och relativt få timmar då den asynkrona produktionen helt dominerar systemet, så är merkostnaderna sannolikt låga och problemen kan helt lösas genom en separat marknad för systemtjänster från det existerande systemet. Denna situation gäller för systemlösningarna TN-1, TN-3, TN-9 och TN-10, där den beräknade systemkostnaden sannolikt är nära den verkliga totala systemkostnaden. Även för fallen TN-6 och TN-7 finns kapacitet i systemet för att tillhandahålla systemtjänster, men marknaden för dessa utöver marknaden för aktiv effekt kan komma att utgöra en märkbar ökning av systemkostnaderna. TN-4 och TN-8 har istället sannolikt stora behov av extra systemtjänster utöver det som inkluderats och prissatts av modelleringen. Systemkostnaden för dessa fall är därför underskattat. En kvalitativ bedömning av denna problematik för samtliga fall är sammanfattad i Tabell 29.

Tabell 29, Systemkonfigurationers behov av stödåtgärder för systemtjänster

Namn	Systemkritiska timmar/år ⁷¹	Merkostnad för stödåtgärder
TN-1	152	Mycket låg
TN-2	921	Låg
TN-3	271	Mycket låg
TN-4	2886	Mycket hög
TN-5	594	Låg
TN-5-SMR	153	Mycket låg
TN-5-R1R2	613	Låg
TN-6	1100	Hög
TN-7	585	Låg
TN-7-SMR	518	Låg
TN-7-R1R2	869	Låg
TN-8	1773	Mycket hög
TN-9	0	Obetydlig
TN-10	0	Obetydlig

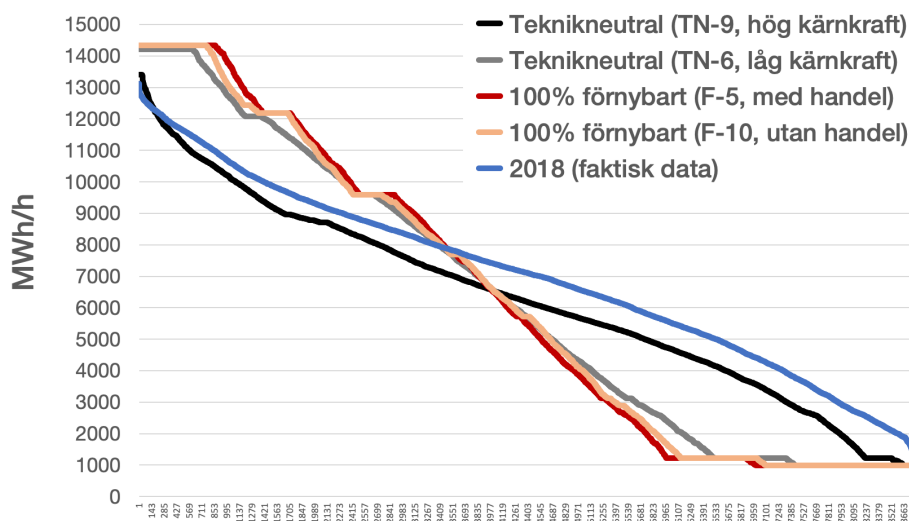
En annan utmaning som inte fångas upp direkt i systemoptimeringen är den statistiska risken för bristande leveranssäkerhet. Kraftsystemen är dimensionerade för att tillsammans med efterfrågeflexibilitet, betald bortkopplad last och import (om detta är inkluderat) klara av att möta justerad efterfrågan för varje timme under det *modellerade* väderåret. Vid

⁷¹ Här definierat som antalet modellerade timmar/år med *svensk* rotationsenergi under 35 GWs.

timmen med högst ojusterad efterfrågan på året så levererar den *modellerade* vindkraften i samtliga fall motsvarande en kapacitetsfaktor på över 40 %, och de system som dimensioneras med handelsförutsättningar har även cirka 4 GW import av norsk vattenkraft tillgänglig. Om det i verkligheten blåser betydligt mindre under en sådana effekt-toppar än antagandet som görs i modelleringen, eller grannländerna har mindre fossilfri produktion tillgänglig för export, så klarar vissa av systemen inte av att möta efterfrågan. I en situation då landbaserad vindkraft levererar med 5 % kapacitetsfaktor och havsbaserad vindkraft med 10 %, och enbart 10 % av den då antagna importkapaciteten är tillgänglig (400 MW), samt all planerbar kraft levererar fullt ut, så saknas upp till 12 GW effekt i fallet TN-08 vid effekttopparna. Detta är betydligt mer än vad som kan justeras med efterfrågefleksibilitet och planerad betald bortkopplad last. Inget försök att statistiskt analysera sannolikheten och de associerade samhällsekonomiska kostnaderna för effektbrist har gjorts inom denna studie, men den relativa risken för detta följer kvalitativt samma fördelning som för behovet av extra stödtjänster i Tabell 29 (lägst risk och merkostnad för TN-9/10, högst för TN-4/8).

5.5.5 Vattenkraftens driftmönster

Sverige har cirka 2100 vattenkraftverk varav 208 verk med installerad effekt över 10 MW. De cirka 1900 mindre verken är av begränsat värde för det framtida kraftsystemet. De större vattenkraftverken, som står för 96% av total installerad effekt samt för 94% av normalårsproduktionen, är däremot utomordentligt viktiga för det framtida kraftsystemet. Vattenkraftens driftmöjligheter har i modelleringen begränsats enligt gällande lagliga ramar i alla analysfall. Figur 26 visar varaktighetskurvan för vattenkraftens produktion i ett teknikneutralt scenario med en hög andel kärnkraft (TN-9), ett teknikneutralt system med en lägre andel kärnkraft (TN-6), ett 100% förnybart scenario (F-5) och den faktiska varaktighetskurvan för år 2018. Driftmönster för övriga scenarier inom F-serien är snarlika den som visas i Figur 26.



Figur 26, Varaktighetskurva för vattenkraftens produktion i Sverige

Den huvudsakliga skillnaden mellan driften av vattenkraften i TN-9 och värdet för år 2018 härrör till nedskalningen av den modellerade tillrinningen (se avsnitt 4.8.2.2) som innebär 6.6 TWh lägre årsproduktion. Den modellerade framtida driften blir dock *mycket mer* volatil i de teknikneutrala scenarierna som har en större mängd vindkraft. Skillnaden blir än mer dramatisk i de 100 % förnybara scenarier som modellerats (som presenteras i avsnitt 6.2). I de scenarier som har en mycket hög kapacitet vindkraft (vilket inkluderar samtliga 100 % förnybara scenarier) så går vattenkraften på sin effektutbyggda maxeffekt om 14300 MW under över 800 av årets timmar, och på nära minimal effekt och flöde i över 2500 timmar, vilket motsvarar nästan tre och en halv månad. Ett sådant driftmönster, även om det formellt verkar hålla sig inom nuvarande lagamar, är långt bort ifrån historisk praxis och kan innebära mycket stor miljöpåverkan. Vid hastiga förändringar från låga till höga flödesnivåer kan lekbottnar förstöras och fiskar, insekter, larver, och rom spolats bort. Om flödet minskar hastigt är det risk att djurlivet inte i tid kan söka sig till säkrare vatten. Långvariga perioder med extremt högt eller extremt lågt flöde kan ge ännu större negativ påverkan för växt och djurlivet i kantonerna av älvar och sjöar. Redan idag, då driftmönstret ändrats för att parera en relativt sett mindre mängd planerbar kraft, har situationen lett till protester bland lokalbefolkningen⁷². Dessa förändringar är ytterst marginella jämfört med samtliga modellerade scenarier med hög andel vindkraft i denna studie.

Vattenkraftens framtida driftmönster och dess påverkan på människor, djur och natur har inte analyserats djupare i denna studie men bör vara fokus för uppföljningsanalyser. Detta är av extra stort vikt för de scenarier där mängden och andelen intermittent kraft (sol och vindkraft) är hög, vilket är den faktor som driver på volatiliteten i vattenkraftens drift. En annan faktor som kräver fördjupade studier och analys är hur driftkostnaderna för vattenkraften ändras med de nya krav som ställs, dels på grund av stora svängningar i produktionsnivåer som beskrivs ovan, men också på grund av mindre och mycket snabbare

⁷² Se till exempel SVT Nyheter 15e juni 2020: "Vattenfall om torrläggningen: "Beror på mindre kärnkraft"" [67]

aktiv frekvensreglering. Synkrona maskiner såsom stora vattenkraftverk matchar sin rotationshastighet med den momentana nätfrekvensen. Konsekvensen av detta är att de roterande delarna av en vattenkraftturbinenhet bromsas upp och accelererar på grund av variationer i nätfrekvensen. Ökade nätfrekvensvariationer orsakar en högre mängd lastcykler på de roterande delarna, som ökar slitaget och därmed minskar livstiden för komponenter och ökar driftkostnaderna. För det nordiska synkrona elnätet har en sådan utveckling redan dokumenterats i den norska vattenkraften (se till exempel ref. [55] [56]) och även i till exempel Österrike (se ref. [57]). Inga ökade kostnader enligt ovan för vattenkraftens drift har inkluderats på grund av svårigheten att kvantifiera värden, vilket leder till en generell underskattning av de totala systemkostnaderna i samtliga fall, och till en relativ underskattning av 100% förnybara systems kostnader relativt teknikneutrala system.

5.5.6 Behov av ny kapacitet i transmissionsnäten

I samtliga modellerade fall så antas att identiska grundinvesteringar motsvarande cirka 500 miljarder kr sker i elnäten mellan idag och modelleringsåret 2045. Dessa investeringar står därför utanför optimeringsberäkningarna. Förutom att dessa investeringar antas bygga bort de lokala flaskhalsar inom elområden som finns idag, så utökas även överföringskapaciteten mellan Sveriges elområden genom dessa investeringar. I modelleringen har Snitt 1 (SE1/SE2) en tillgänglig överföringskapacitet på 3300 MW, Snitt 2 (SE2/SE3) 8300 MW och snitt 3 (SE3/SE4) 7200 MW. Dessa har modellerats som identisk kapacitet åt båda håll och denna kapacitet antas i modelleringen vara ständigt fullt tillgänglig. Eftersom modelleringen sker på elområdesnivå så utvärderas enbart investeringsbeslut i transmissionsnäten för ökad överföringskapacitet mellan elområden, och alltså inte behoven av förstärkningar inom ett enskilt elområde. Detta innebär att kostnader för nätinvesteringar underskattas i samtliga modelleringsfall, och denna underskattning är mest allvarlig för de 100 % förnybara specialfallen som högst tillägg av total installerad effekt.

Samtidigt så jämnas den geografiska relativa fördelningen av efterfrågan ut i det modellerade år 2045 jämfört med 2018 på grund av att stora punktlaster såsom HYBRIT och datacenters främst förläggs i norra Sverige. Dessa förutsättningar, tillsammans med det faktum att optimeringsmodellen fritt förlägger ny *planerbar* produktionskapacitet till södra Sverige (inom SE3 och SE4), innebär att det inte krävs en ökad intern transmissionskapacitet mellan Sveriges elområden inom optimeringen i något fall. I ett flertal fall sker investeringar i en ökad överföringskapacitet mellan SE3 och NO1, men den totala utbyggnaden av transmissionskapacitet *inom optimeringsberäkningarna* har i samtliga fall (även i de 100 % förnybara fallen) en marginell påverkan på den totala systemkostnaden.

5.5.7 Kraftvärmens roll

Kraftvärmeverk producerar el och värme samtidigt, och elproduktion från kraftvärmeverk kräver därför i standardutförande att det finns en efterfrågan på värme. Mängden el som kan produceras bestäms också utifrån värmeunderlaget. Underlaget är mer måttligt varierande inom industrin (som idag producerar cirka 6 TWh el per år från 1500 MW kapacitet [58]) men varierar direkt med utomhustemperaturen för fjärrvärmesystemet (9 TWh el per år från 3100 MW kapacitet just nu). Svenska kraftnät konstaterar i rapporten *"Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020 [59]"* att *"en betydande andel kraftvärme kan försvinna ur det svenska elsystemet, eftersom marknadsförutsättningarna leder till att kraftvärme ersätts med värmeverk, som bara producerar värme och inte el."* Den absoluta majoriteten av kraftvärmesektorns intäkter kommer redan idag från värmeförsäljning, och trenden verkar fortsätta åt detta håll. Under en betydande tid framöver är dock en del kraftvärmes elproduktionskapacitet *utomordentligt viktig* för kraftsystemet eftersom den i flera fall är lokaliserad på rätt sida av kritiska flaskhalsar i elnäten och dessutom bidrar med stödtjänster till elnätet. I det modellerade systemet år 2045 är dessa flaskhalsar bortbyggda genom mycket omfattande nätinvesteringar, och denna relativa potentiella konkurrensfördel är därmed förminskad.

Det som sker i betydande utsträckning i de teknikneutrala modellerade fallen och ännu större utsträckning i de 100 % förnybara fallen är att vindkraftens produktion bestämmer driftmönstret för samtlig planerbar produktionskapacitet, som har högre marginal eller alternativproduktionskostnader. Biomassabaserad kraftproduktion, i de scenarier då den ingår till en högre grad, fyller i samtliga scenarier främst rollen av balanskraft. Avfallbaserad kraftvärme har inte modellerats som ett separat teknikalternativ. Modelleringen föredrar därför investeringar i renodlad biokondenskraft framför den till värmeunderlaget låsta kraftvärmesystemet för denna roll, trots att produktionskostnaderna i kraftvärmesystemet är lägre. Kraftvärmesystemet skulle kunna fylla denna roll i större utsträckning om den frikopplas från värmeunderlaget genom tillägg av återkylare eller installation av kondensatorer som kyls av omgivningen (antingen luft eller vatten) istället för av värmesystemet – så kallad kondenssvans. Framtida modellering, framförallt av 100 % förnybara scenarier, bör inkludera kraftvärme med kondenssvans som ett *separat prissatt teknikalternativ* (något som aldrig gjorts i systemoptimering av det svenska kraftsystemet hittills) för att fånga upp denna dynamik. Kraftvärme med kondenssvans för svenska förhållanden har inte modellerats, men kan på goda grunder på grund av värmekreditering antas vara mer konkurrenskraftigt än renodlad biokondenskraft, vilket åtminstone i de 100 % förnybara scenarierna innebär en sannolikt betydande andel biokraftvärme i framtidens system (i snitt för dessa scenarier cirka 5 GW installerad kapacitet). I de fall då alla investeringar i kraftvärme ställs utanför optimeringsanalysen (och därmed för optimeringen antas vara helt gratis upp till nuvarande kapacitet, se Tabell 28) så slår den ut övrig biokraft och ny kärnkraftskapacitet i de teknikneutrala analysfallen.

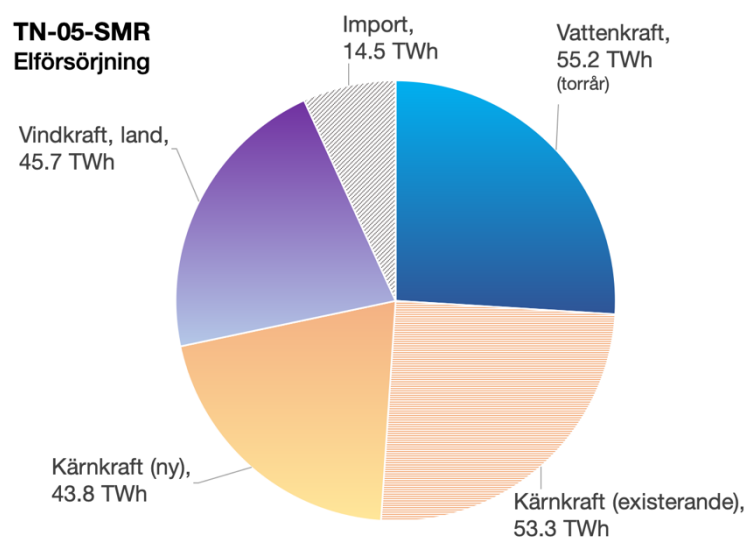
5.6 Analys av specifika systemkonfigurationer

5.6.1 TN-5-Serien – Lägst total systemkostnad

TN-5 motsvarar den uppsättning ingångsvärden och antaganden som ger det system som har lägst total kostnad av alla system i denna studie. TN-5-SMR antar en optimistisk kostnadsutveckling för både förnybart, storskalig kärnkraft och lagring, tillåter små modulära reaktorer, handel för systemdimensionering, och har dessutom hög flexibilitet och låg kalkylränta. Detta specifika scenario och dess kostnad (320 kr/MWh) motsvarar därför det absolut bästa möjliga utfallet för det framtida kraftsystemet. Tabell 30 ger en överblick kring ingångsvärdena i TN-05-serien och Figur 27 ger uppdelningen av den årliga elförsörjningen specifikt för TN-05-SMR i det dimensionerande fallet (med torrår i vattenkraften).

Tabell 30, Ingångsvärden för TN-05-Serien

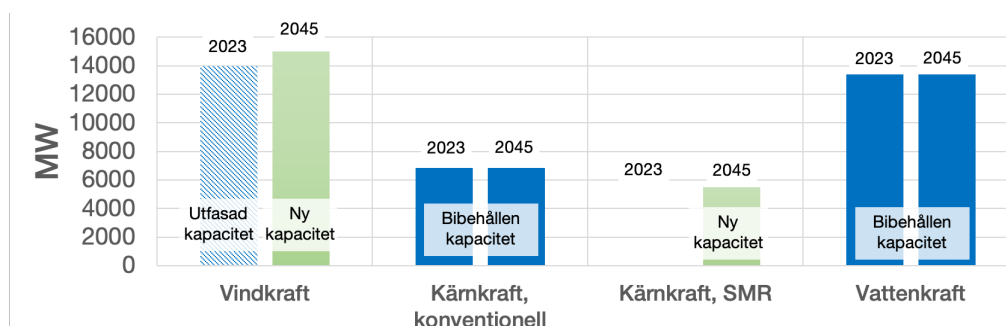
Namn	Kostnad sol, vind & lager	Kostnad ny kärnkraft	SMR	Flexibilitet	Handel	Kalkylränta
TN-5	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	3.5%
TN-5-SMR	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	3.5%
TN-5-R1R2	Identisk med TN-5 men tillåter fortsatt drift av Ringhals 1 och 2					



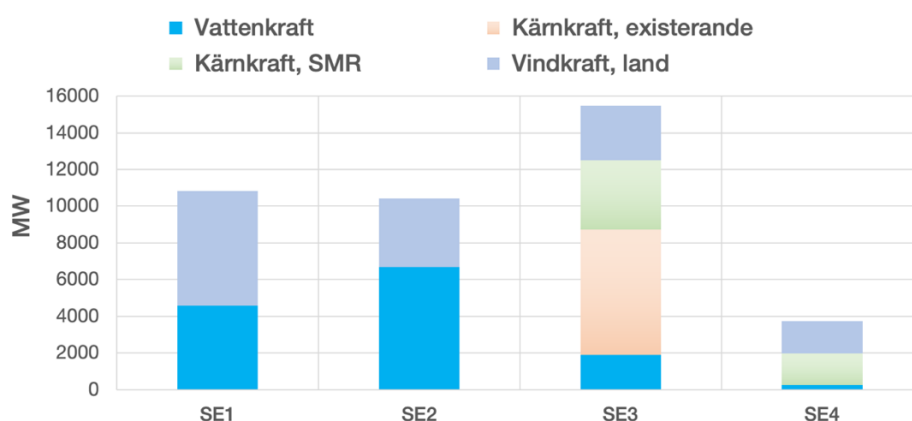
Figur 27, Årlig elförsörjning för TN-05-SMR

Sett från utgångsläget av dagens system så innebär det kostnadsoptimala systemet i TN-05-SMR en relativt odramatisk utveckling. Systemet har 15 GW landbaserad vindkraft (främst i norr) och 12 GW kärnkraft (enbart i SE3 och SE4), och liknar därför det system Sverige skulle kunna ha haft på plats runt redan runt år 2023, om vindkraftsexpansionen fortgår som

planerat och inget av den storskaliga kommersiella kärnkraften hade avvecklats⁷³. En jämförelse mellan kraftsystemet som kan förväntas vara på plats vid utgången av 2023, och TN-05-SMR visas i Figur 28. Existerande vatten och kärnkraft bibehålls, vindkraften ersätts av motsvarande ny kapacitet (plus lite till) och 5 GW nya små modulära reaktorer läggs till systemet i södra Sverige. Inga nya områden för ny kärnkraft behöver anläggas inom SE₃, eftersom den föreslagna kapaciteten går att placera invid existerande kärnkraftverk. För de 1750 MW ny kärnkraft som föreslås i SE₄ kan antingen Barsebäcks anläggningsområde användas, alternativt kan nya mer lämpliga lägen identifieras. TN-05-SMR kräver ingen expansion av transmissionsnätet mellan elområdena utöver de mycket betydande investeringar som redan planeras, och har nog med planerbar och synkron produktionskapacitet för att erbjuda de systemtjänster elnätet behöver för störningssäker drift och för att upprätthålla överföringskapacitet mellan elområdena året om. Systemet nyttjar momentan överproduktion av förnybar energi i grannländerna för mycket låg prissatt import genom att spara vatten i vattenkraften (och till viss del även med nedstyrning av kärnkraft), och är därför ett netto-importerande system under torrare år. Systemets kapacitet per elområde visas i Figur 29.



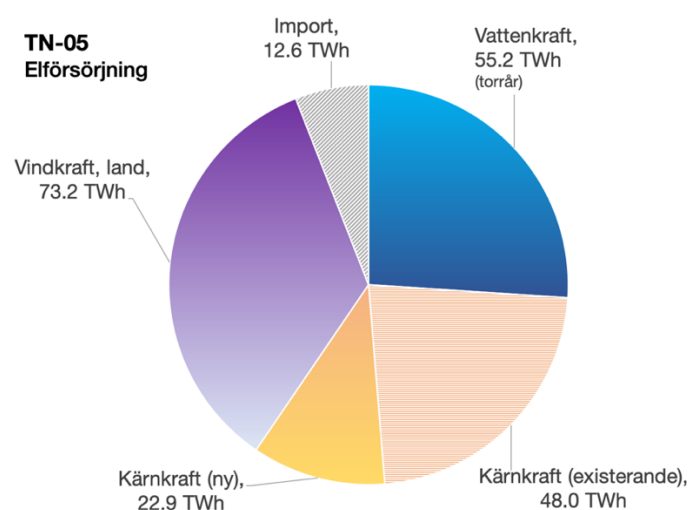
Figur 28, Förändring i installerad kapacitet, 2023 till 2045, TN-05-SMR



Figur 29, Installerad kapacitet per elområde, TN-05-SMR

⁷³ Sverige hade fram till den politiska avvecklingen av Barsebäck strax över 10 GW kärnkraft i drift, TN-05-SMR kräver cirka 20% mer än så.

Systemet förlitar sig dock på ett antal antaganden som introducerar osäkerhet kring om kostnadsbilden och driften som modelleras kommer att kunna uppnås i verkligheten. Detta gäller framförallt den framtida tillgängligheten av små modulära kärnkraftsreaktorer till en rimlig prisnivå, samt att systemdimensioneringen kan förlita sig på import⁷⁴. Fallet TN-05 är identisk med TN-05-SMR, bortsett från det pessimistiska antagandet att små modulära reaktorer inte i framtiden kommer att finnas tillgängliga till en bättre prisbild än för dagens storskaliga kärnkraft i Europa. Eftersom samtliga övriga ingångsvärden är mycket fördelaktiga, inklusive låga kostnadsprojektioner för vindkraft, så ger detta fortfarande ett mycket kostnadseffektivt system. Avsaknaden av små modulära reaktorer som ett teknikalternativ ger en större roll för landbaserad vindkraft och en motsvarande mindre roll för ny kärnkraft i TN-05 (se Figur 30), och ökar därför de totala grundsystemkostnaderna med cirka 5 %. Den totala elförsörjningen under ett *normalår* i vattenkraften för TN-05 är nästan exakt en tredjedel var från vattenkraft, vindkraft och kärnkraft.

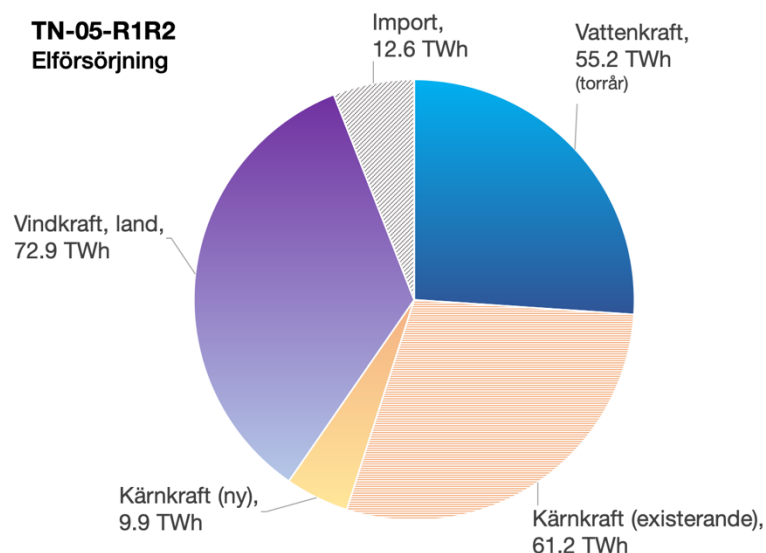


Figur 30, Årlig elförsörjning för TN-05

Ett specialfall av TN-05-serien, TN-05-R1R2, inkluderar även alternativet att genom betydande re-investeringar tillåta fortsatt drift av Ringhals reaktorer 1 och 2. Detta sker enbart om dessa investeringar sänker de totala systemkostnaderna, vilket är fallet i TN-05-R1R2, som alltså har lägre totala kostnader än TN-05. Fördelningen av produktion mellan kraftslagen är oförändrad, men den relativa andelen kärnkraftsproduktion från existerande reaktorer är högre på grund av inkluderingen av Ringhals 1 och 2. TN-05-R1R2, som inte tillåter små modulära reaktorer, bygger därför endast en ny stor konventionell reaktor med en kapacitet på 1250 MW i elområde SE₄⁷⁵.

⁷⁴ Även den höga nivån av modellerad efterfrågefleksibilitet kan komma att bli svår att uppnå, men detta är av betydligt mindre vikt för den totala systemkostnadsbilden.

⁷⁵ Detta kan ses som en i stort sett direkt ersättning av Barsebäcks Kärnkraftverk, som innan avveckling hade 1200 MW effekt tillgänglig i SE₄.



Figur 31, Årlig elförsörjning för TN-05-R1R2

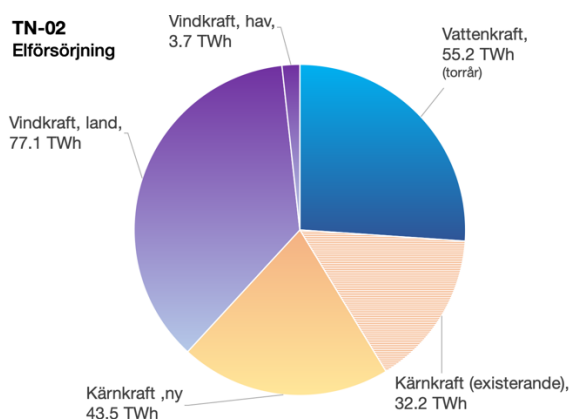
5.6.2 TN-2 och TN-4 – Vikten av låga kapitalanskaffningskostnader

Ingångsvärdena för TN-2 och TN-4 är identiska, förutom att TN-4 analyseras med en högre applicerad kalkylränta (6.0% istället för 3.5 %). För dessa fall antas en optimistisk kostnadsutveckling för solkraft, vindkraft och lagring, men en pessimistisk kostnadsutveckling för ny storskalig kärnkraft, inga små modulära reaktorer, och systemen dimensioneras utan handelsberoende (ödrift) samt med lägre flexibilitet (se Tabell 31). Den årliga elförsörjningen sammanfattas i Figur 32 och Figur 33.

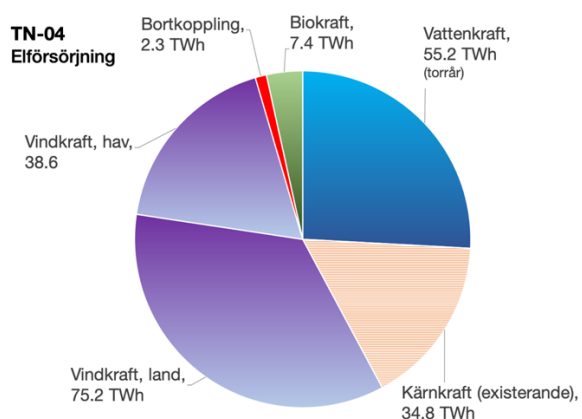
Tabell 31, Ingångsvärden för TN-02 och TN-04

Namn	Kostnad sol, vind & lager	Kostnad ny kärnkraft	SMR	Flexibilitet	Handel	Kalkylränta
TN-2	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%
TN-4	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	6.0%

Skillnaden mellan en hög och låg kalkylränta ger skillnader i systemets uppbyggnad, drift, och totala kostnader. Med en lägre kalkylränta, motsvarande investeringar som sker på en mer reglerad marknad eller med statliga garantier, så byggs ett mer långsiktigt system med planerbar produktionskapacitet som har en längre teknisk livslängd. Med högre kalkylränta premieras mer kortsiktiga investeringar, samt spetskraft i form av både biogaskraft och ett relativt stort utnyttjande av bortkoppling av behov.



Figur 32, Årlig elförsörjning för TN-02



Figur 33, Årlig elförsörjning för TN-04

TN-02 är ett relativt balanserat och stabilt system som på årsbasis består av en tredjedel var av vindkraft, vattenkraft och kärnkraft. Eftersom systemet dimensionerats för ödrift så körs kärnkraften med *mycket* låg kapacitetsfaktor (54 %), något som i faktiskt drift av systemet med elhandel istället för ödrift skulle kunna ökas markant med nettoexport och ökade intäkter som följd. Kostnaderna för TN-02 (440 kr/MWh) är relativt höga men reflekterar en relativt konservativ uppsättning ingångvärden (förutom investeringskostnaden för sol, vind och lagring, som antas vara låg). Merkostnaderna för balans och systemtjänster för elnätet för TN-02 beräknas vara låga, och 440 kr/MWh är därför en rimlig uppskattning för de faktiska totala kostnaderna.

TN-04 är däremot det teknikneutrala system som har absolut högst total kostnad. Det resulterande systemet för TN-04 domineras av vindkraft, som bidrar med strax över hälften av den totala elförsörjningen över året. Som beskrivits i avsnitt 5.5.4, så har systemet i TN-04 inte bara de högsta grundkostnaderna, men också de högsta sannolika merkostnaderna för stödtjänster för elnätet (som inte inkluderats i modelleringen). Grundkostnaden på 514 kr/MWh för TN-04 får därför ses som en optimistisk kalkyl för ett sådant system. Det är alltså tydligt att upplägg som sänker de genomsnittliga kapitalanskaffningskostnaderna ger ett mer balanserat kostnadsoptimalt system med mindre osäkerheter och både lägre grundkostnader och merkostnader. Ett sådant upplägg är det som vanligen används för mycket tunga och långsiktiga infrastrukturinvesteringar inom andra sektorer, och som bland annat sannolikt är på väg att lanseras för motsvarande investeringar inom kraftsektorn i Storbritannien (se Hybrid Regulated Asset Base Model, ref. [60]).

6 Resultat för specialfall

6.1 Ingen driftförlängning av kärnkraft

6.1.1 Modelleringsfall

Specialfallen "N" är identiska med de teknikneutrala TN, med ett viktigt undantag: I dessa scenarion antas att ingen driftförlängning är möjlig av den existerande kärnkraften. Sex av Sveriges ursprungliga lättvattenreaktorflotta av tolv reaktorer kommer vid utgången av 2020 ha tagits ur drift. Ingen av dessa avvecklingar har initierats på grund av tekniska begränsningar som *omöjliggjorde* fortsatt drift⁷⁶. I avsaknad av direkta politiska förbud (likt för avvecklingen av Barsebäck) eller indirekt politisk påverkan genom styrmedel och straffskatter, så vilar beslut om fortsatt drift av existerande svenska kärnkraftverk inom tidsperioden av intresse för denna studie på ekonomisk grund⁷⁷. I den teknikneutrala analysen (TN) är det därför möjligt för optimeringsverktyget att välja att investera i modernisering för fortsatt drift av existerande kärnkraft (vilket inkluderar antagna kostnader för att uppfylla ökade säkerhetskrav), *om och när* sådana investeringar utgör en komponent av det kostnadsoptimala systemet. I N-scenarier tillåts *enbart* investeringar i helt ny kärnkraft, men alltså ingen driftförlängning av existerande kapacitet. Denna serie av modelleringsfall har definierats för att analysera den specifika påverkan som en fortsatt förtida avveckling av kärnkraft i närtid skulle ha på det framtida kostnadsoptimala systemets uppbyggnad och kostnadsbild.

Tabell 32, Huvudsakliga analysfall, N-serien (ingen driftförlängning av kärnkraft)

Namn	Kostnad sol, vind & lager	Kostnad ny kärnkraft	SMR	Flexibilitet	Handel	Kalkylränta
N-1	Låg	Låg	Nej	Medel	Nej	3.5%
N-2	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%
N-3	Låg	Låg	Nej	Medel	Nej	6.0%
N-4	Låg	Medel	Nej	Medel	Nej	6.0%
N-5	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	3.5%
N-5 (SMR)	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	3.5%

⁷⁶ Även Sveriges äldsta och minsta kraftreaktor, Oskarshamn-1, ansågs teknisk kapabel för minst 60 års drift (till år 2032). Vid en extra bolagsstämma i oktober 2015, strax efter den dåvarande straffskatten på kärnkraft höjts ytterligare och utgjorde cirka en tredjedel av den totala produktionskostnaden, fattade verkets dåvarande majoritetsägare beslut om en förtida stängning. Stängningen av O1 skedde i juni 2017, efter 45 års drift. Från ägaren OKG år 2012: *"Den tekniska livslängden som är fastslagen för O1 ligger dessutom på 60 år vilket innebär att vi kan få dra nytta av elproduktionen från O1 i ytterligare 20 år till."* [63]

⁷⁷ I USA har tryckvattenreaktorer av motsvarande typ som de i Ringhals redan fått tillstånd för drift till minst 80 år [64]. Viktiga komponenter såsom reaktortankar i kokvattenreaktorer (som utgör Sveriges övriga reaktorflotta) åldras långsammare och kan därför tekniskt hållas i drift ännu längre.

N-6	Låg	Medel	Nej	Hög	Ja	3.5%
N-7	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	6.0%
N-7 (SMR)	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	6.0%
N-8	Låg	Medel	Nej	Hög	Ja	6.0%
N-9	Referens	Låg	Nej	Medel	Nej	3.5%
N-10	Referens	Medel	Nej	Medel	Nej	3.5%

Kostnadsprojektionerna i Tabell 32 ligger på lägsta nivå i tio fall för sol, vind och lagringsteknologi och på "medelnivå" i två fall. För ny storskalig kärnkraft är kostnadsantagandet på "låg"-nivå (40 kr/W) i sju fall och "medel"-nivå (58 kr/W) i fem fall. Även om "medelnivån" ligger över snittvärdet för kostnaden för ny kärnkraft i Europa idag, så har enskilda dyrare verk byggts. Ett specialfall har därför definierats där kostnaden för ny kärnkraft motsvarar nivån på de allra dyraste projekten (65.4 kr/W), definierat i Tabell 34.

Tabell 33, N-serien, specialfall

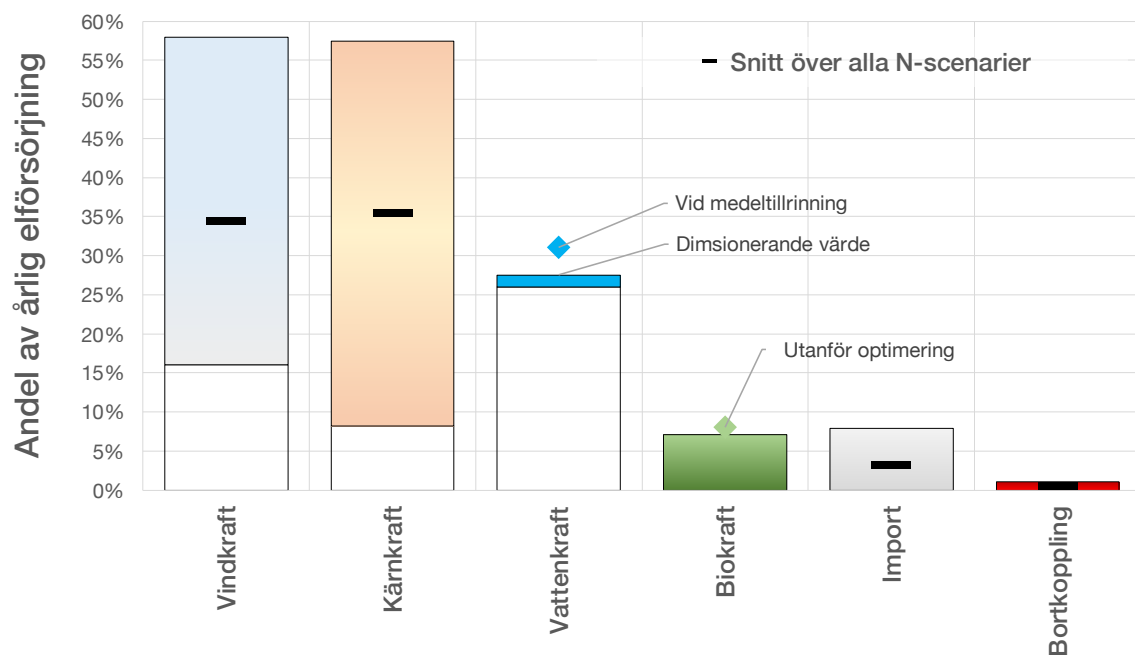
Namn	Basfall	Specialförutsättningar
N-10-H	N-10	Antagande om mycket hög investeringskostnad för ny kärnkraft, i linje med de dyraste enskilda verken som har byggts hittills, samt inget "SMR"-alternativ.

6.1.2 Årlig elförsörjning

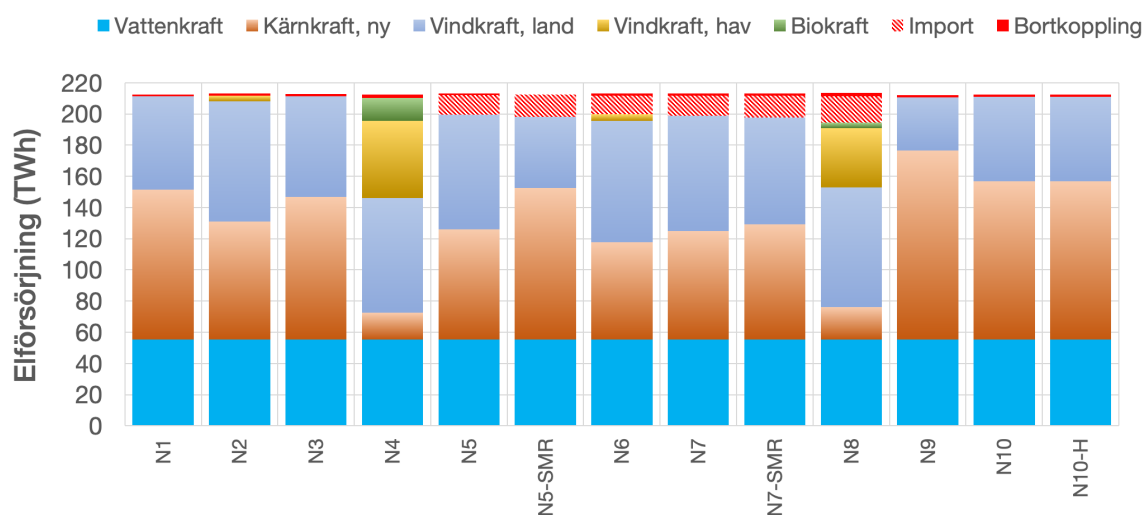
De kostnadsoptimala systemen i N-serien har följande karakteristik vad gäller elförsörjning:

- Den årliga kraftförsörjningen består, precis som i de teknikneutrala fallen, i huvudsak av tre lika stora delar vattenkraft (26–31 %), vindkraft (16–58 %, snitt 34 %) och kärnkraft (8–58 %, snitt 35 %), men utfallsspannen är bredare.
- Inget scenario innehåller naturgas med koldioxidinfångning, och endast ett innehåller solkraft (0.6 % av årsförsörjningen).
- Två scenarier inkluderar betydande mängder biokraft, med 8–13 % av årsförsörjningen i dessa scenarier.
- I snitt används cirka 1.4 TWh/år (0.5 % av årsbehovet) av betald bortkoppling av last.
- De scenarier som tillåter handel för systemdimensionering, förser i snitt 7 % av den årliga lasten (12–17 TWh/år) genom import. Dessa system är utan undantag netto-importörer på årsbasis i modelleringen⁷⁸.
- Figur 34 ger en sammanfattande bild och Figur 35 ger resultaten för varje analysfall.

⁷⁸ Eftersom systemdimensioneringen utförs med ett torr-år med cirka 10 TWh/år mindre vattenkraft än under ett normalår, så är dessa system närmare balans under normalår.



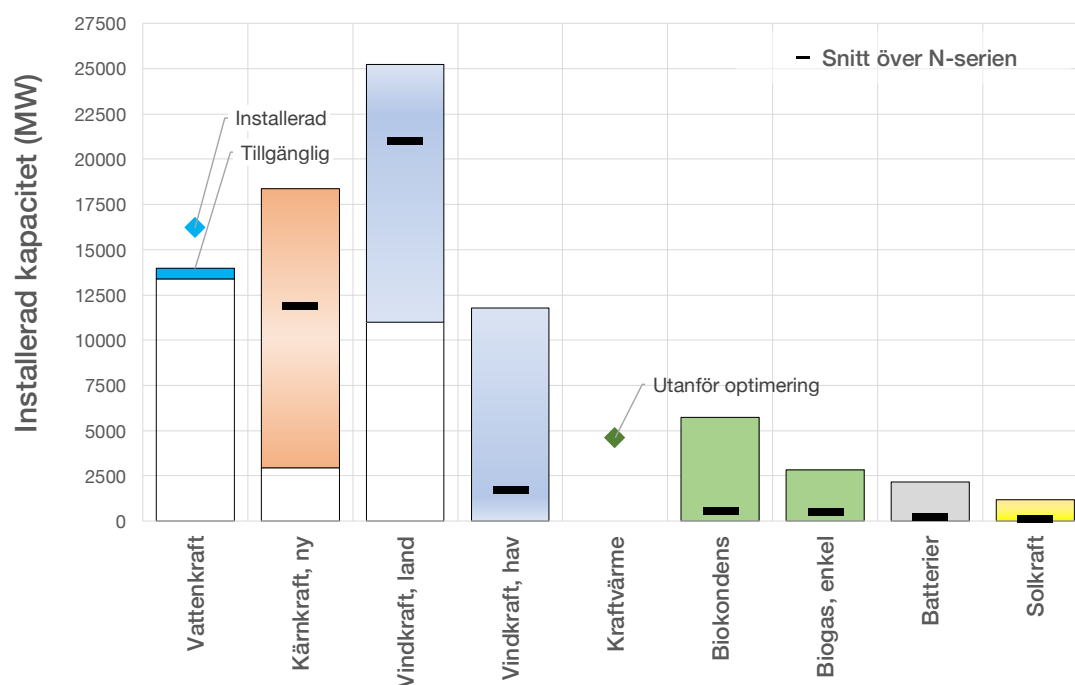
Figur 34, Sammanfattande fördelning av kostnadsoptimal årlig elförsörjning för Sverige, N-serien



Figur 35, Fördelning av kostnadsoptimal årlig lastförsörjning för Sverige per analysfall, N-serien

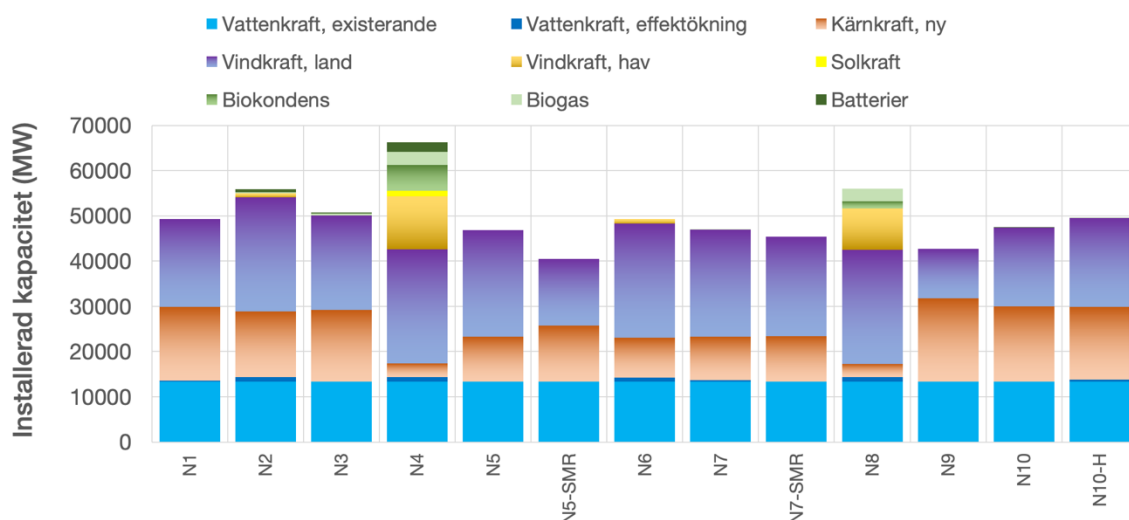
6.1.3 Installerad kapacitet i systemet

- Den totala installerade effekten i de teknikneutrala systemen varierar mellan 43 och 68 GW (52 GW i snitt), jämfört med dagens system om cirka 40 GW.
- Den installerade effektfördelningen i genomsnitt över de modellerade scenarierna består av cirka 16 GW vattenkraft⁷⁹, 21 GW landbaserad vindkraft (11–25.3 GW), 1.9 GW havsbaserad vindkraft (0–12 GW) och 11.5 GW ny kärnkraft (3–18 GW). Ny biogas-kapacitet finns även med i hälften av scenarierna (0.1–2.8 GW), och ny biokondens finns med i två scenarier (1.6–5.6 GW).
- Tre scenarier har batterikapacitet (0.7–2.2 GW, 1–16 GWh), och effektutbyggnad av den existerande vattenkraften sker i sex av tolv scenarier (0.2–0.6 GW).
- Figur 36 ger en sammanfattande bild och Figur 37 ger resultaten för varje analysfall.



Figur 36, Fördelning installerad kapacitet, teknikneutral analys

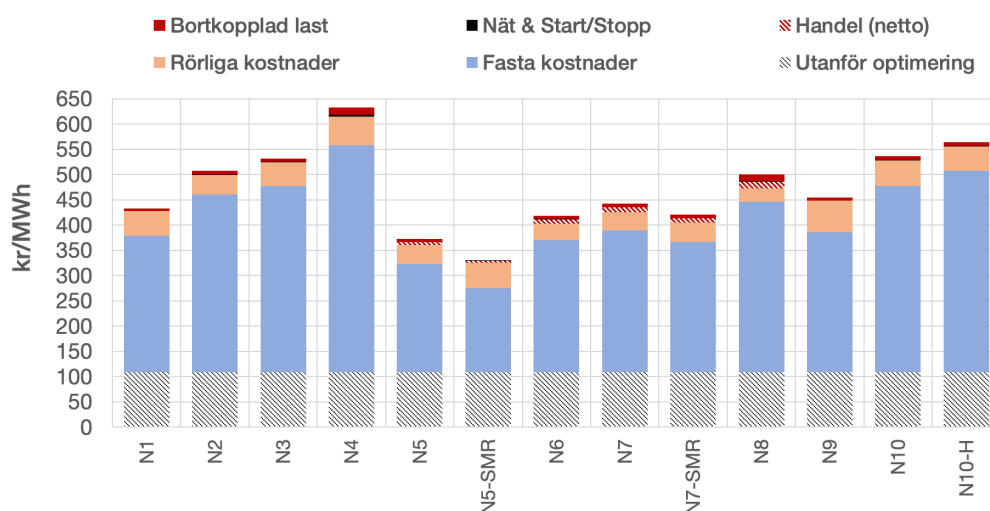
⁷⁹ Varav 13.4–14.0 GW är tillgänglig



Figur 37, Fördelning av installerad kapacitet⁸⁰ per analysfall

6.1.4 Kostnader

- De beräknade totala systemkostnaderna består framförallt av fasta investeringskostnader i samtliga fall och varierar från 330 kr/MWh till strax över 600 kr/MWh. Kostnadsbilden för de teknikneutrala fallen är sammanfattad i Figur 38,.
- De mest kostnadseffektiva systemen är de som tillåter handel som en del av systemdimensioneringen, vilka kräver mindre investeringskostnader, mindre total produktionskapacitet och mindre årlig inhemsk produktion.
- Specialfallet med mycket dyr ny kärnkraft (N10-H) ökar den totala systemkostnaden med 5 %, men har en i stort sett identisk systemuppbyggnad⁸¹ (mängden ny kärnkraft minskar inte) som motsvarande scenario med medelkostnad för ny kärnkraft (N10).



Figur 38, Fördelning av systemkostnad, N-serien, per scenario

⁸⁰ För vattenkraften anges sammanlagd momentant tillgänglig effekt snarare än total installerad effekt

⁸¹ I originalfallet N10 byggs 16 589 MW ny kärnkraft, i N10-H byggs 16 088 MW, en minskning med 3 %.

6.2 100% förnybart

6.2.1 Modelleringsfall

De tio specialfallen i serien "F" (förnybart), sammanfattade i Tabell 34, begränsas produktionsalternativen som optimeringsverktyget kan välja till enbart förnybara källor. Detta innebär att ny och driftförlängd kärnkraft, samt naturgas med koldioxidinfångning, inte finns tillgängliga som alternativ för systemet.

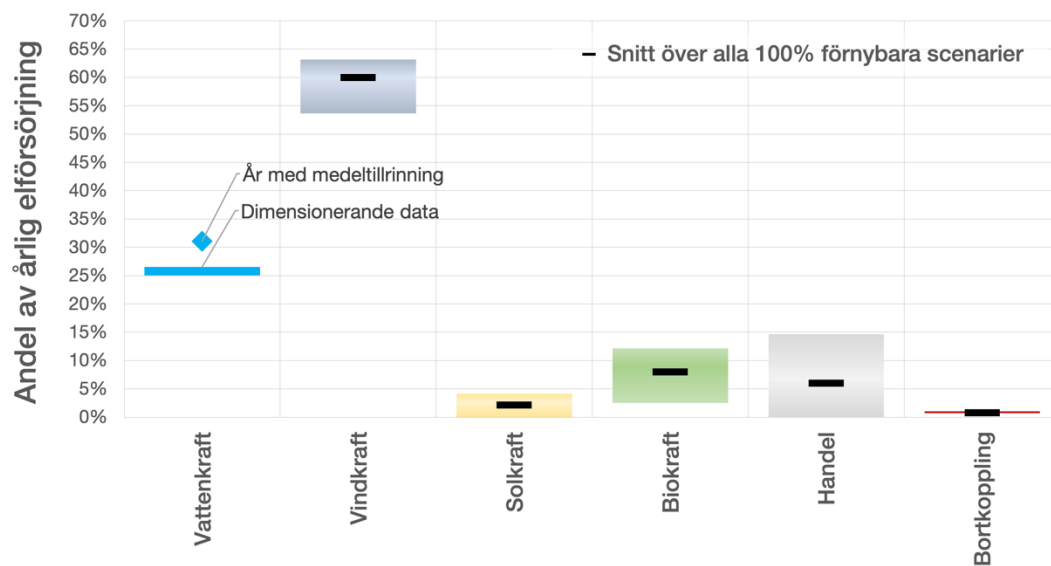
Tabell 34, Huvudsakliga analysfall, F-serien (100% förnybart)

Namn	Kostnad sol, vind & lager	Flexibilitet	Handel	Kalkylränta
F-1	Låg	Medel	Nej	3.5%
F-2	Låg	Medel	Nej	6.0%
F-3	Låg	Medel	Ja	3.5%
F-4	Låg	Medel	Ja	6.0%
F-5	Låg	Hög	Ja	3.5%
F-6	Låg	Hög	Ja	6.0%
F-7	Referens	Medel	Nej	3.5%
F-8	Referens	Medel	Nej	6.0%
F-9	Referens	Hög	Ja	3.5%
F-10	Referens	Hög	Ja	6.0%

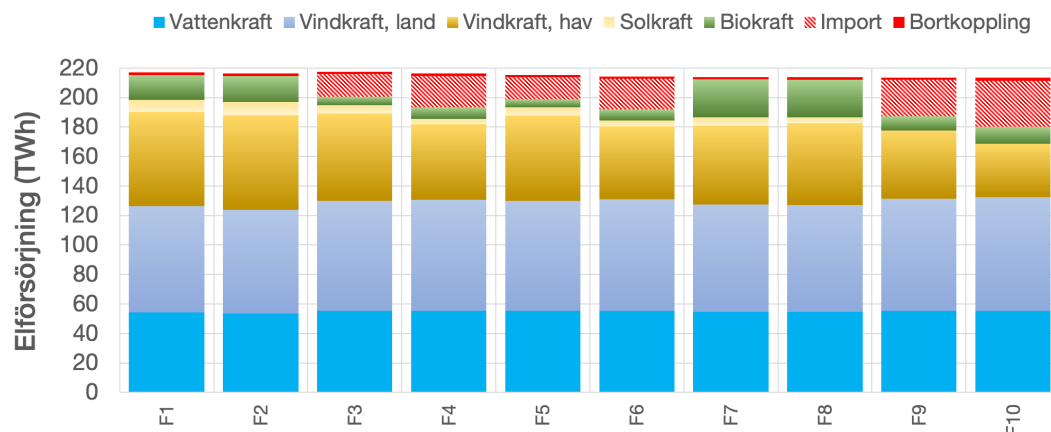
6.2.2 Årlig elförsörjning

De kostnadsoptimala förnybara framtida svenska kraftsystemet har följande karakteristik vad gäller elförsörjning:

- Den årliga kraftproduktionen består utöver vattenkraften i alla modellerade fall av i huvudsak vindkraft. Resterande ~5–15 % kommer från sol och biokraft.
- I snitt används cirka 1.7 TWh/år (0.8 % av årsbehovet) av betald bortkoppling av last.
- De scenarier som tillåter handel för systemdimensionering, förser i snitt 10 % av den årliga lasten (15–31 TWh/år) genom import. Dessa system är utan undantag netto-importörer på årsbasis i modelleringen, och förblir netto-importörer även under år med medeltillrinning i vattenkraften.
- Figur 39 ger en sammanfattande bild och Figur 40 ger resultaten för varje analysfall.



Figur 39, Fördelning av kostnadsoptimal årlig lastförsörjning för Sverige, 100% förnybart

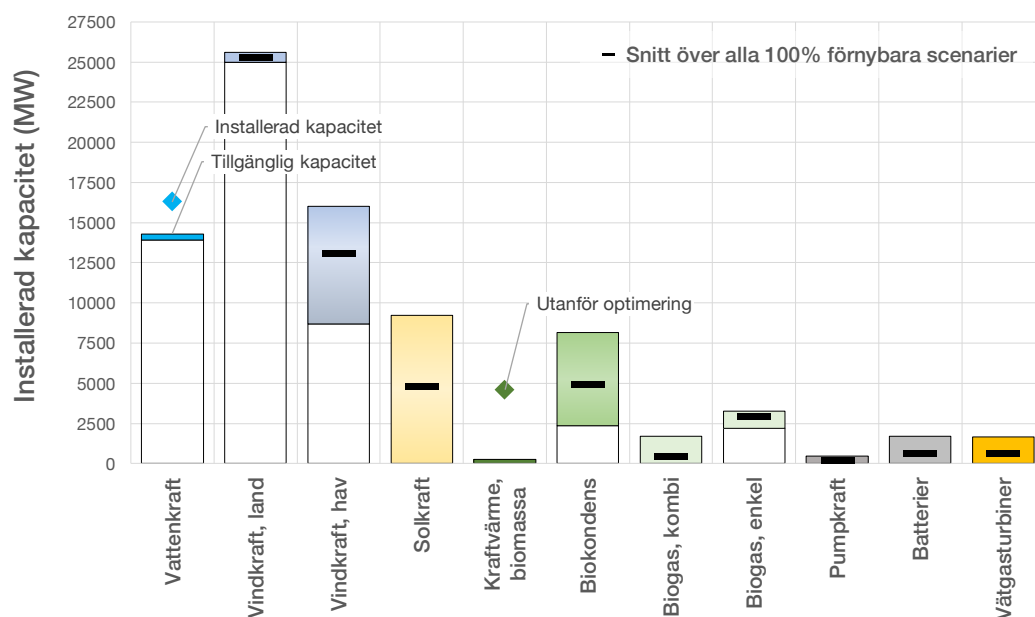


Figur 40, Fördelning av kostnadsoptimal 100% förnybara system per analysfall

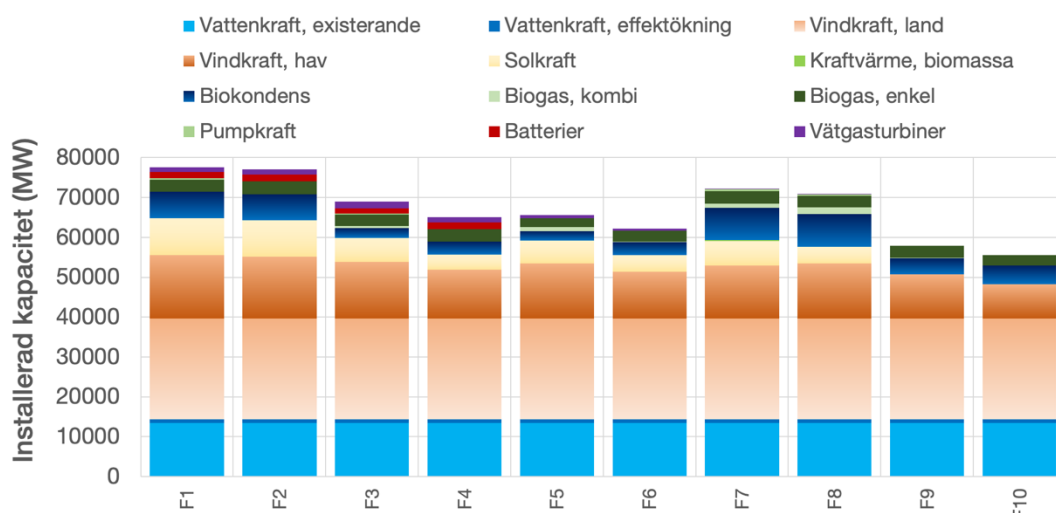
6.2.3 Installerad kapacitet i systemet

- Den totala installerade effekten i de 100% förnybara systemen varierar mellan 59 och 80 GW (70 GW i snitt), jämfört med dagens system om cirka 40 GW.
- Den installerade effektfördelningen i genomsnitt över de modellerade scenarierna består av cirka 16 GW vattenkraft⁸², 25.3 GW landbaserad vindkraft (samtliga fall), 13 GW havsbaserad vindkraft (8.6–16 GW), 5 GW biokondens (2.3–8 GW) och 3 GW biogas (2.2–5 GW).
- Effektutbyggnad av den existerande vattenkraften sker maximalt i samtliga scenarier
- Figur 41 ger en sammanfattande bild och Figur 42 ger resultaten för varje analysfall.

⁸² Varav 14.3 GW är tillgänglig

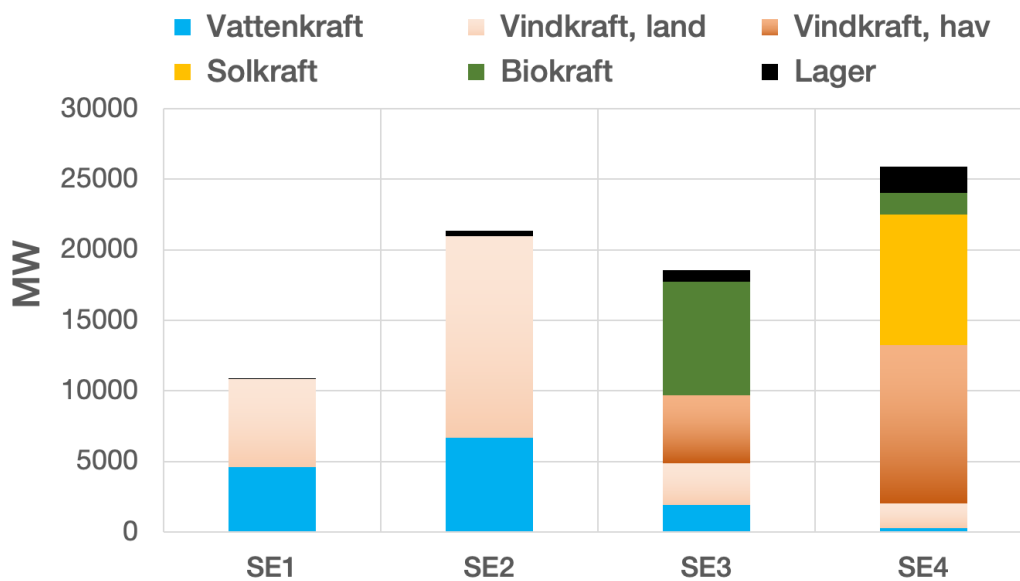


Figur 41, Fördelning av installerad kapacitet, 100% förnybart



Figur 42, Fördelning av installerad kapacitet, 100% förnybart, per analysfall

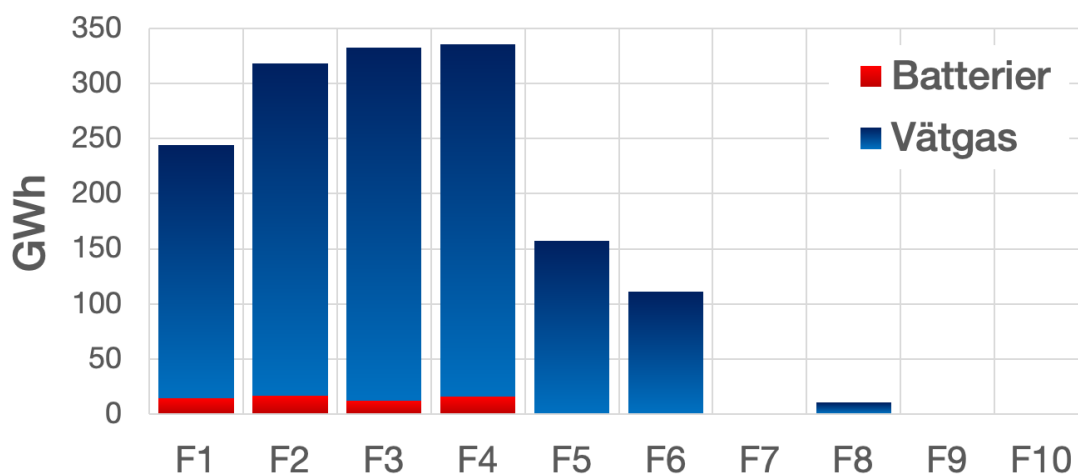
I samtliga fall installeras den maximala mängden modellerad landbaserad vindkraft (25.3 GW) över landet. Detta kompletteras av en mindre men mycket betydande mängd havsbaserad vindkraft som byggs i både SE3 och SE4. En stor kapacitet av solkraft byggs i åtta av tio scenarier, enbart i SE4. Biokraft i dess olika former, som används som planerbar balanserande kraft, byggs framförallt i SE3. Lagerkapacitet, i form av stationära batterier och vätgas, byggs enbart i södra Sverige, ungefär jämnt fördelat mellan SE3 och SE4. Figur 43 visar effektfördelningen över landet för scenario F1, vilken är representativ för den relativa fördelningen av installerad effekt från olika kraftslag i samtliga 100 % förnybara scenarier.



Figur 43, Fördelning av installerad kapacitet per elområde, scenario F-1

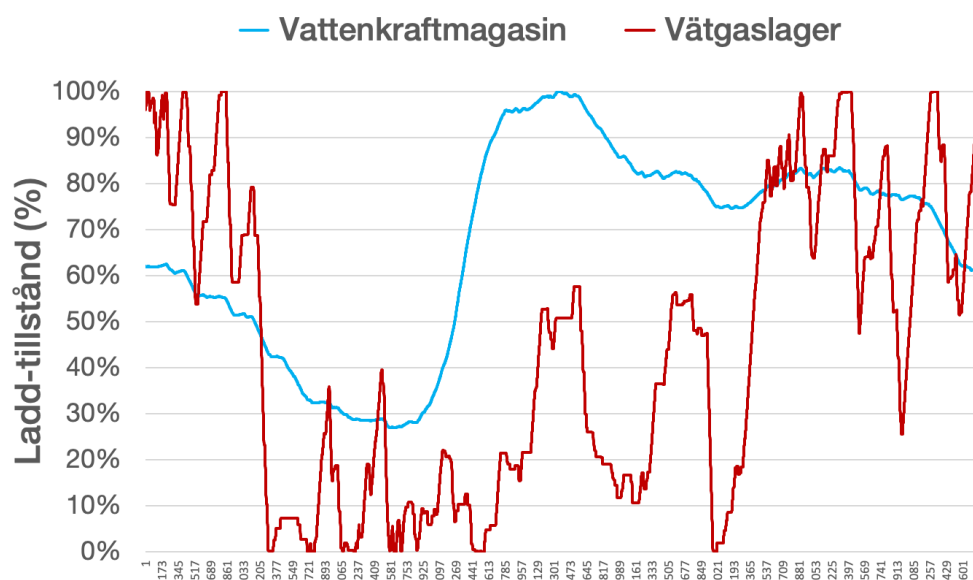
6.2.4 Lagringskapacitet

- För de fall då en lägre kostnad antagits för lagringsteknologi, samt en lägre nivå av flexibilitet (F1-F4) så byggs en lagerkapacitet på 1.5 GW / 15 GWh batterier (1.4–1.8 GW, 12–16 GWh) och 1.3 GW / 293 GWh vätgas (1.1–1.7 GW / 230–320 GWh).
- De scenarier som har ett lågt kostnadsantagande för lager, men tillåter handel och högre flexibilitet för systemdimensionering (F5-F6) har betydligt mindre lagerkapacitet, och för de scenarier som har en högre antagen lagerkostnad (F7-F10) byggs i stort sett ingen lagerkapacitet alls. I scenario F9-F10, där handel ingår i systemdimensioneringen, ersätts lagerkapaciteten främst med import, medan mer biokraftkapacitet ersätter lager i scenario F7-F8. Figur 44 visar lagringskapaciteten per analysfall.

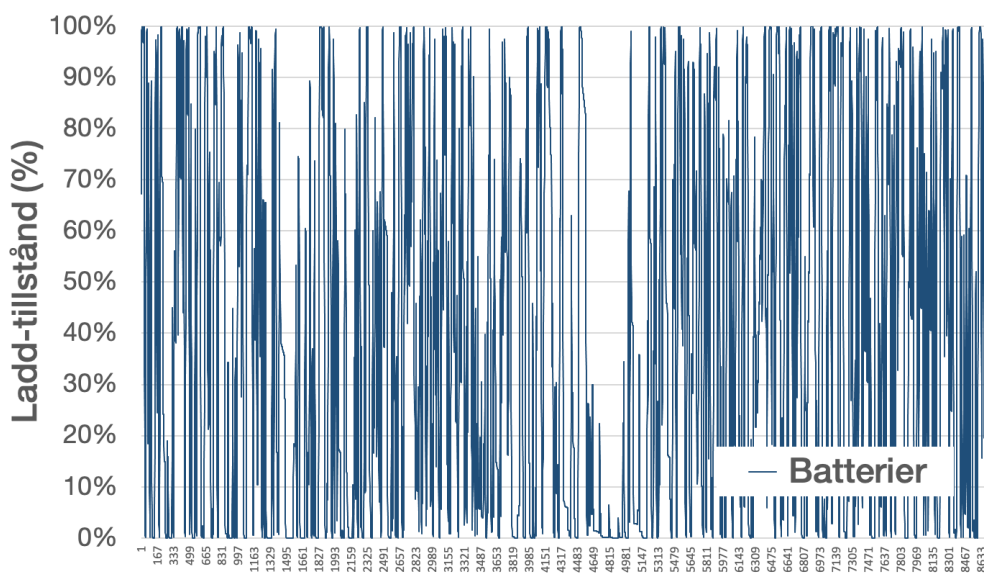


Figur 44, Fördelning av installerad lagerkapacitet, 100% förnybart, per analysfall

Olika typer av lagringsteknologier arbetar med olika tidsperspektiv. Det största lagret, vattenkraftverkens samlade magasin, har en naturlig laddcykel som varar över ett år (från vårflod till vårflod). Vätgaslagren går igenom ladd-cykler ungefär på månadsbasis och batterier på dygnsbasis eller ännu kortare cykler. Ladd-tillståndet över året för scenario F₄ visas i Figur 45 och Figur 46.



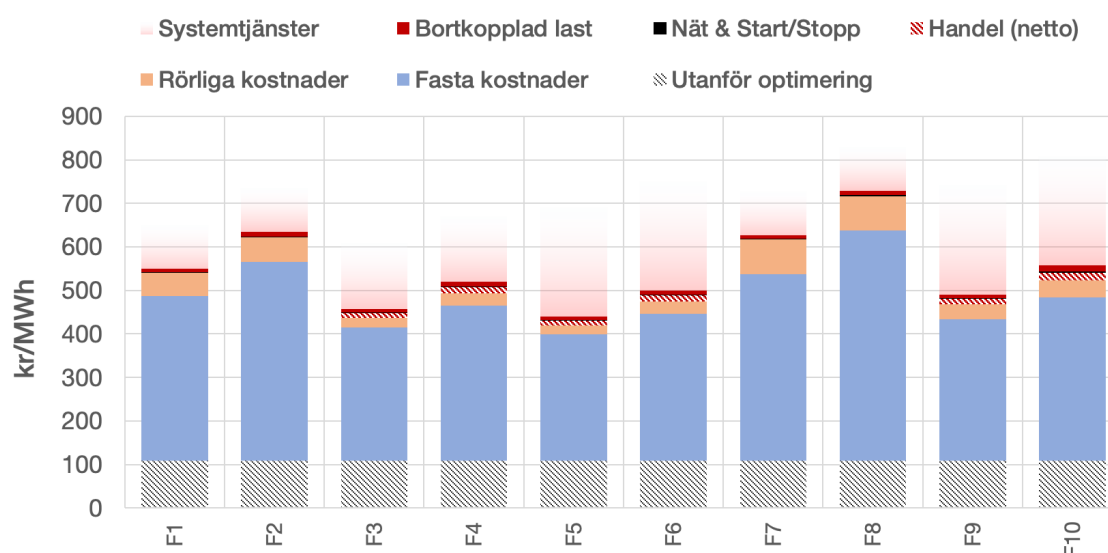
Figur 45, Ladd-tillstånd för vattenkraftmagasin och vätgas, scenario F₄



Figur 46, Ladd-tillstånd för batterier, scenario F₄

6.2.5 Kostnader

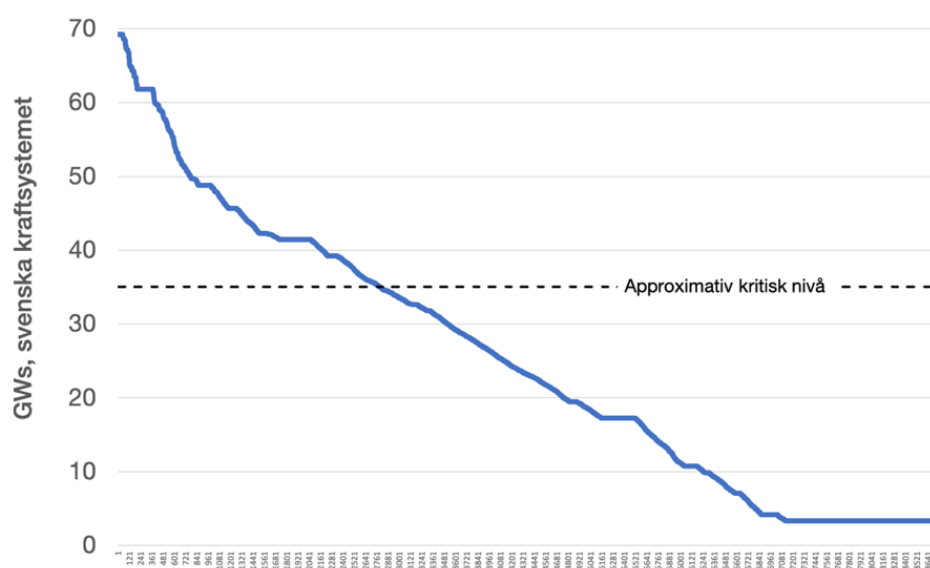
- De beräknade totala systemkostnaderna består framförallt av fasta investeringskostnader i samtliga fall och varierar från 440 kr/MWh till strax över 730 kr/MWh. Kostnadsbilden för de förnybara fallen är sammanfattad i Figur 47, vilken även inkluderar en schematisk (ej beräknad) extra kostnad för systemstabilitetstjänster. Den faktiska nivån på merkostnaderna för att upprätthålla systemstabilitet för denna typ av system kan inte beräknas med investeringsoptimeringsverktyg utan kräver fördjupad analys.
- De mest kostnadseffektiva systemen är de som tillåter handel som en del av systemdimensioneringen (F3-F6, F9-F10), vilka kräver mindre investeringskostnader, mindre total produktionskapacitet och mindre årlig inhemsk produktion. Dessa system är stora netto-importörer även under år med medeltillrinning i vattenkraften. Detta är möjligt då dessa system *i modelleringen* kan förlita sig på import istället för egen produktion under ansträngda perioder. Handel som en del av systemdimensionering sänker den totala systemkostnaden i genomsnitt med 20%.



Figur 47, Fördelning av systemkostnad, 100% förnybart, per scenario

6.2.6 Behov av systemtjänster

Ett av de områden som kräver mest detaljerad uppföljningsanalys för 100% förnybara scenarier är kraftnätets störningsstabilitet och de kostnadsoptimala sätten att tillhandahålla systemtjänster, vilket alltså inte inkluderats i denna investeringsoptimeringsanalys. Ett exempel är rotationsenergi för frekvensstabilitetshållning. De 100% förnybara systemen, baserat enbart på kostnadsoptimal försörjning av aktiv effekt, har i bästa fall (se Figur 48) en rotationsenergi som överstiger 35 GWs ungefär en tredjedel av årets timmar. Under två tredjedelar av året måste sannolikt andra lösningar alltså till som inte prisats in i systemkostnadsberäkningarna i denna studie om denna nivå på rotationsenergi behövs.



Figur 48, Varaktighetskurva för rotationsenergi från svensk kraftproduktion, scenario F-10

I 100% förnybara fall så kan inte existerande eller ny kärnkraft bidra med aktiv effekt, reaktiv kompensation eller rotationsenergi. En viss del av utrustningen vid kärnkraftverken skulle dock kunna användas för systemtjänster även i ett 100% förnybart system, till exempel genom att bygga om kärnkraftverkens generatorer för systemstödande synkron drift⁸³.

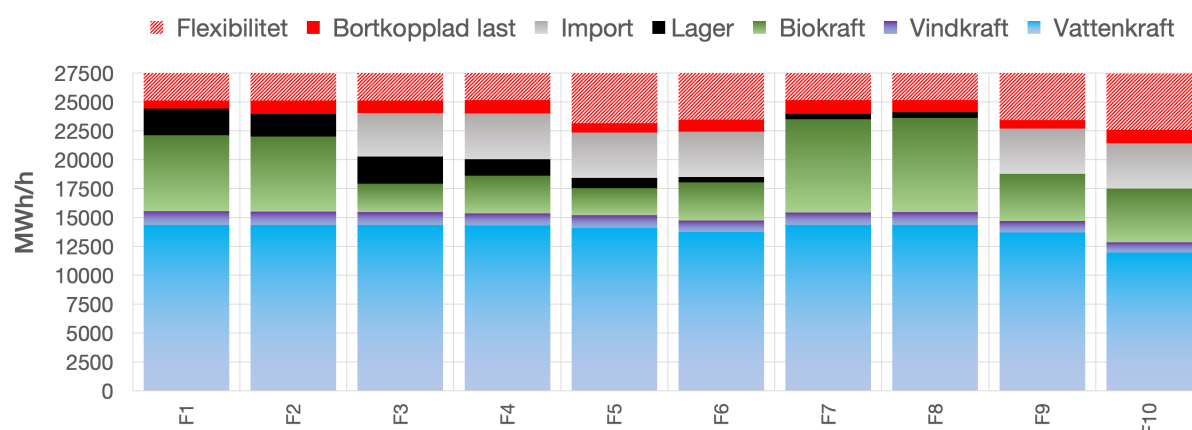
6.2.7 Effektbalans under pressade situationer

Ett 100% förnybart system som främst får sin kraftproduktion från intermittenta (icke-planerbara) energikällor pressas då produktionen i framförallt vindkraften faller bort. Ett exempel på ett sådant tillfälle, som visas i Figur 49, från kl 19-20 på kvällen den 16e april⁸⁴,

⁸³ Detta har implementerats till exempel vid generatoren i det för elproduktion nedlagda kärnkraftverket Biblis A i Tyskland, som används för reaktiv kompensation för spänningsstöd. Biblis A är kan idag producera +900 MVar alternativt konsumera upp till 400 MVar. Samtidigt bidrar generatoren även med rotationsenergi, även om detta bidrag är betydligt mindre än tidigare eftersom turbinsträngen inte längre ingår i den roterande massan. Endast ungefär en tiondel av rotationsenergin blir kvar då enbart generatoren används.

⁸⁴ Modellerad timme nummer 2539

då den ojusterade⁸⁵ efterfrågan är cirka 27.5 GW och vinden har mojnät över i stort sett hela landet. Majoriteten av försörjningen kommer då från en kombination av effekttuppgraderad vattenkraft och biokraft (biokondens och biogas). I samtliga fall utnyttjas även möjligheterna för både bortkoppling och tidsförskjutning av last, och i åtta av tio fall får systemet under denna timme även stöd från lager (batterier och vätgas). I de fall då internationell elhandel är med i systemdimensioneringen så utnyttjas import från Norges vattenkraft (cirka 4 GW i samtliga fall) för effektbalansen. På grund av den höga graden av korrelation mellan väderberoende produktion i Sverige och grannländerna finns vanligtvis ingen övrig *fossilfri* importkapacitet tillgänglig att nyttja vid dessa tillfällen.



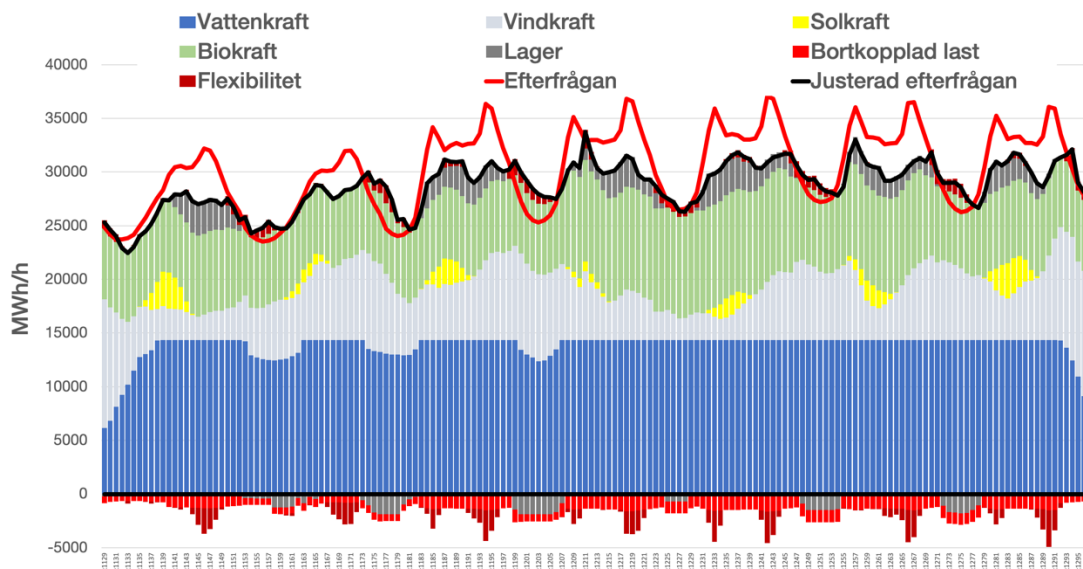
Figur 49, Fördelning av försörjning under en timme med pressad effektsituation, förnybara system

6.2.8 Effektbalans under längre perioder av låg väderberoende produktion

En annan utmanade situation är längre perioder då produktionen av intermittent kraft är låg relativt ojusterad efterfrågan, till exempel på veckoskala. Figur 50 visar en sådan vecka för systemet i scenario F1. Under sådana perioder går den modellerade vattenkraften på nära full effekt kontinuerligt⁸⁶, betald bortkoppling av last används i mycket stor utsträckning och den installerade bio och lagerkraften levererar för fullt. Efterfrågefleksibilitet används dessutom på dygnsskala för att förflytta last från dagen till natten. På grund av den höga graden av korrelation mellan väderberoende produktion i Sverige och grannländerna (se Figur 21 och Figur 22) finns vanligtvis en mycket begränsad fossilfri importkapacitet tillgänglig att nyttja vid dessa tillfällen utöver den norska vattenkraften.

⁸⁵ Innan efterfrågefleksibilitet och betald bortkopplad last.

⁸⁶ Detta skulle i verkligheten leda till betydande spill i vattenkraften för att tillhandahålla rätt mängd flöde till alla kraftverk längs längre älv, något som inte har inkluderats i modelleringen.

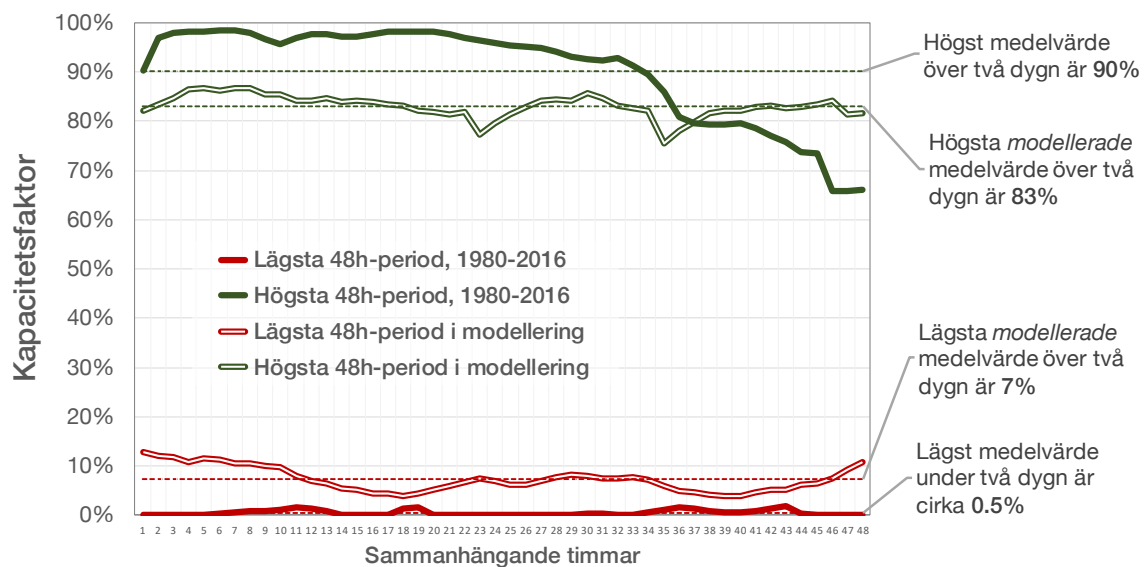


Figur 50, Fördelning av försörjning under 17-24 februari, system F1

En uppenbar begränsning med att dimensionera systemet utifrån ett enskilt väderår är att systemet då inte dimensioneras för robusthet mot mer extrema situationer som kan uppstå med låg frekvens och sannolikhet och därför inte är med i de ansatta värdena det specifika väderåret. De teknikneutrala systemen har nog med planerbar kapacitet för att klara även de mer extrema situationerna utan större problem, medan alla helt förnybara system skulle sättas under stor press om en längre period med låg vindkraftsproduktion sammanföll med hög efterfrågan. Mest känsliga är de förnybara system som har en hög kapacitetsandel lagring eller import istället för biokraft för sin planerbara effekt utöver vattenkraften. En inkludering av mer extrema perioder med mycket låg vindkraftsproduktion under längre kontinuerliga tidsperioder i modelleringen påverkar inte i grunden vindkraftens dominerande ställning i de förnybara systemen, men skulle ge dyrare system med mer biokraftkapacitet⁸⁷. Samma inkludering i teknikneutrala system skulle ge en skiftning till, i de flesta fall, relativt sett mindre vindkraftskapacitet och mer kärnkraftskapacitet.

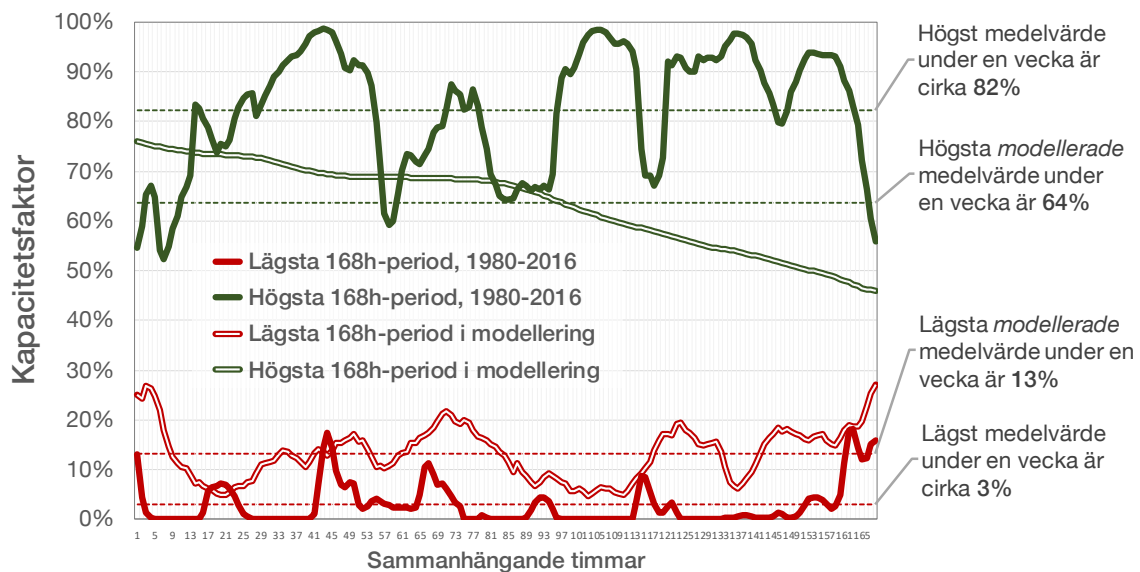
Graden av otillgänglighet av vindkraft beror på storleken på området som studeras och över vilken tidsperiod. Över ett enskilt område stort som ett europeiskt land så kan det hända att vindresurs och vindkraftsproduktion faller bort i stort sett helt och hållet (<1% av möjlig produktion) över sammanhängande perioder på över 48 timmar, även god geografisk spridning inom området, modern vindturbin teknik och en stor andel havsbaserad kapacitet. Figur 51 visar skillnaden mellan de mest extrema 48-timmarsperioderna inom tillgängliga data (från väderåren 1980–2016) och de mest extrema motsvarande perioderna som är med i modelleringsunderlaget (från väderåret 2018) för Sverige.

⁸⁷ På grund av de mycket högre rörliga produktionskostnaderna i biokraften jämfört med vindkraften så påverkas inte andelen elproduktion över året nämnvärt. En större robusthet mot vindkraftens möjliga variationer ger därför en större biokraftskapacitet som körs mindre (lägre kapacitetsfaktor).



Figur 51, 48-timmarsperioder med högst respektive lägst genomsnittlig vindkraftsproduktion med framtida turbin teknik, i båda fall med 60 % av kapacitet på land och 40 % till havs. Databasvärden från 1980–2016 från ref. [47] samt modelleringsunderlagets värden (från väderåret 2018).

Bör systemet istället dimensioneras för att klara av mer pressande och osannolika situationer utifrån historiska väderdata snarare än med indata från ett enskilt år? Det vore med stor sannolikhet mycket samhällsekonomiskt ineffektivt att dimensionera de *helt förnybara* systemen för att klara av de mest extrema möjliga scenarierna, till exempel för enskilda timmar med mycket hög efterfrågan som sammanfaller med att systemet då inte får någon produktion alls från väderberoende källor. Dels överstiger merkostnaderna för att åstadkomma en sådan robusthet de kostnader som en möjlig partiell forcerad bortkoppling av last (elavbrott) medför under kortare tidsperioder, dels är situationen osannolik. Av större vikt är att tydliggöra möjligheterna att klara av längre perioder av mycket låg vindkraftsproduktion på grund av de mycket höga samhällsekonomiska kostnader, oro och hälsorisker som längre elavbrott medför. För att utföra en rättvisande kostnadsoptimering som inkluderar mer extrema och osannolika väderhändelser så behövs dock en väl underbyggd förståelse för de samhällsekonomiska kostnaderna av elavbrott, vilket är ett ämne för vidare studier. Figur 52 visar, på samma sätt som Figur 51, en jämförelse om de mest extrema 168-timmarsperioderna i vindkraftens produktion från mångåriga data (1980–2016) och från det modellerade året (väderåret 2018).



Figur 52, 168-timmarsperioder med högst respektive lägst genomsnittlig vindkraftsproduktion med modern turbinteknik, i båda fall med 60 % av kapacitet på land och 40 % till havs. Databasvärden från 1980–2016 från ref. [47] samt modelleringsunderlagets värden (från väderåret 2018).

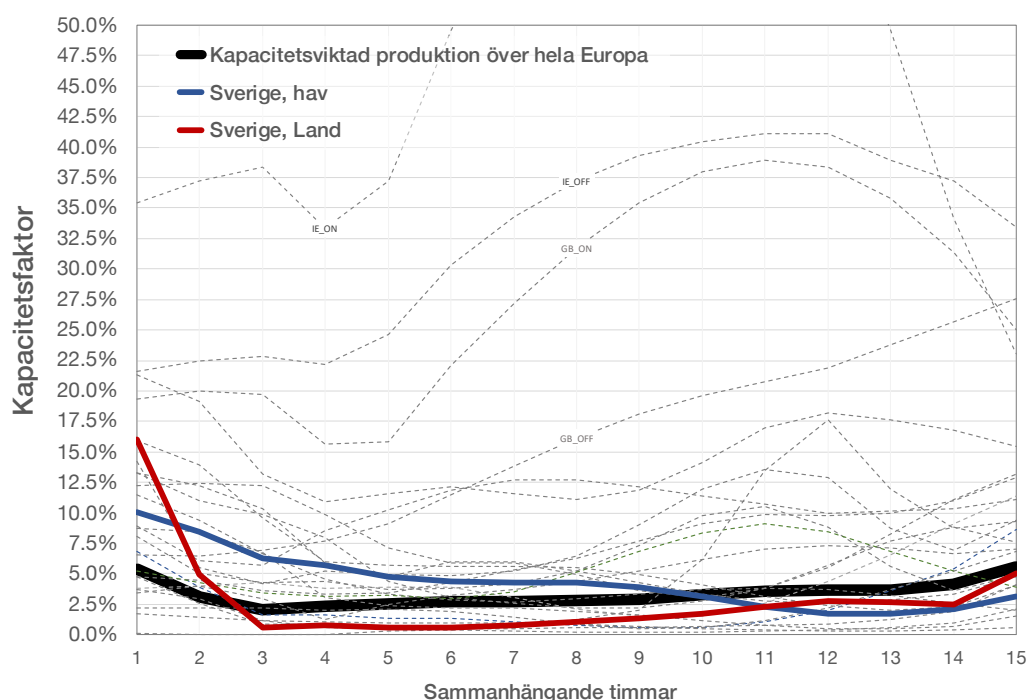
För extrema och osannolika situationer som händer mycket sällan men där större långvariga elavbrott riskeras, kan det vara motiverat att för stunden släppa kravet på fossilfrihet och importera fossil el på marginalen med tillhörande utsläpp för att avhjälpa situationen. De utsläpp som detta orsakar kan mer kostnadseffektivt kompenseras för genom att betala för motsvarande negativa utsläpp, snarare än att dimensionera ett helt förnybart kraftsystem med nog bikraftkapacitet för att situationen aldrig ska kunna uppstå. Två stycken generella utmaningar uppstår dock i en sådan situation:

1. En hel värdekedja för fossil elproduktion måste fortsätta finnas på plats i Sveriges grannländer även år 2045 och framåt
2. Den fossila produktionskapaciteten i grannländerna måste ha ledig kapacitet över för att exportera el till Sverige när detta behövs

Den första punkten kan (tyvärr) med stor sannolikhet antas vara uppfylld, men den andra beror på vilken situation grannländerna befinner sig i under de perioder då ett helt förnybart Sverige skulle behöva deras assistens. Denna förmåga kan bedömas från residuallasten, alltså det elbehov som återstår efter väderberoende förnybar produktion räknats in. Även om en starkt positivt generell korrelation mellan väderberoende kraft i Sverige och våra grannländer existerar är det också av vikt att se till vilken grad specifikt mycket stressade perioder med mycket låg väderberoende produktion sammanfaller över större områden⁸⁸.

⁸⁸ Annorlunda uttryckt: "Blåser det alltid någonstans?".

Figur 53 visar ett exempel på en 15-timmarsperiod med extremt låg vindkraftsproduktion i Sverige, samtidigt som det är stiltje över övriga Norden och centrala Europa⁸⁹.



Figur 53, 15-timmarsperiod med mycket låg vindkraftsproduktion i både Sverige och över hela Europa (kapacitetsviktad enligt dagens fördelning). Ur databas från 1980–2016 från ref. [47].⁹⁰

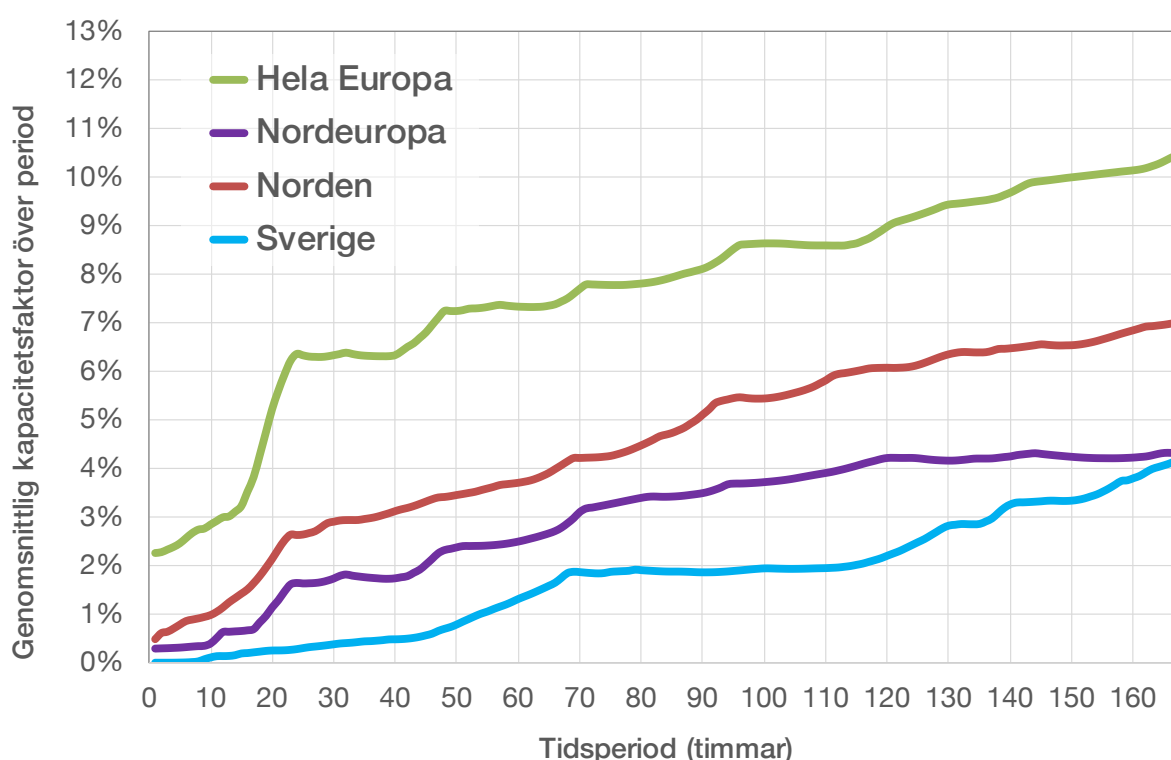
Figur 54 visar den minsta genomsnittliga kapacitetsfaktorn för både vind och solkraft kombinerat över Sverige, Norden (Sverige, Finland, Norge, Danmark), Nordeuropa (Norden + Tyskland, Polen och Baltikum) och över hela Europa från en enskild timme upp till en vecka. Analysen har utförts med dagens kapacitetsfördelning mellan länderna, men med en högre andel havsbaserad vindkraft (15–100 %) och med uteslutande modern vindturbin teknik. Fördelningen av installerad kapacitet mellan sol och vindkraft speglar också dagens situation. Figuren visar tydligt hur den minimala kapacitetsfaktorn ökar över större analysområden⁹¹, men också att den sammanlagda produktionen från all väderberoende kraft över hela Europa (totalt 29 länder) kan ligga kvar på mycket låga nivåer över långa tidsperioder. Norden visar bättre siffror än för Nordeuropa framförallt på grund att den

⁸⁹ Under denna period blåser det dock mycket bra runt Irland och de brittiska öarna, vilket markant drar upp genomsnittsvärdet för hela Europa.

⁹⁰ Baserat på modern (framtida) vindturbin teknik och en fördelning om 60 % landbaserad och 40 % havsbaserad vindkraft i Sverige, samt 15/85 % havsbaserad/landbaserad kapacitet i övriga europeiska länder som har möjlighet till havsbaserad vind. Data från Österrike, Belgien, Spanien, Tyskland, Danmark, Estland, Finland, Frankrike, Storbritannien, Nederländerna, Irland, Italien, Norge, Polen, Rumänien och Sverige.

⁹¹ Den markanta ökningen som ses från 14-timmarperioden till 24-timmarsperioden för hela Europa kommer från solkraften. En kontinuerlig 14-timmarsperiod kan vara relativt mörk (beroende på säsong), men vid längre perioder blir betydande bidrag från solkraft oundvikligt.

senare kategorin inkluderar en stor andel landbaserad vindkraft i Tyskland som drar ner områdets genomsnittsvärden.



Figur 54, Minimal kombinerad kapacitetsfaktor av vind och solkraft över Sverige, Norden, Nordeuropa och Hela Europa över en kontinuerlig period från 1 timme upp till en vecka

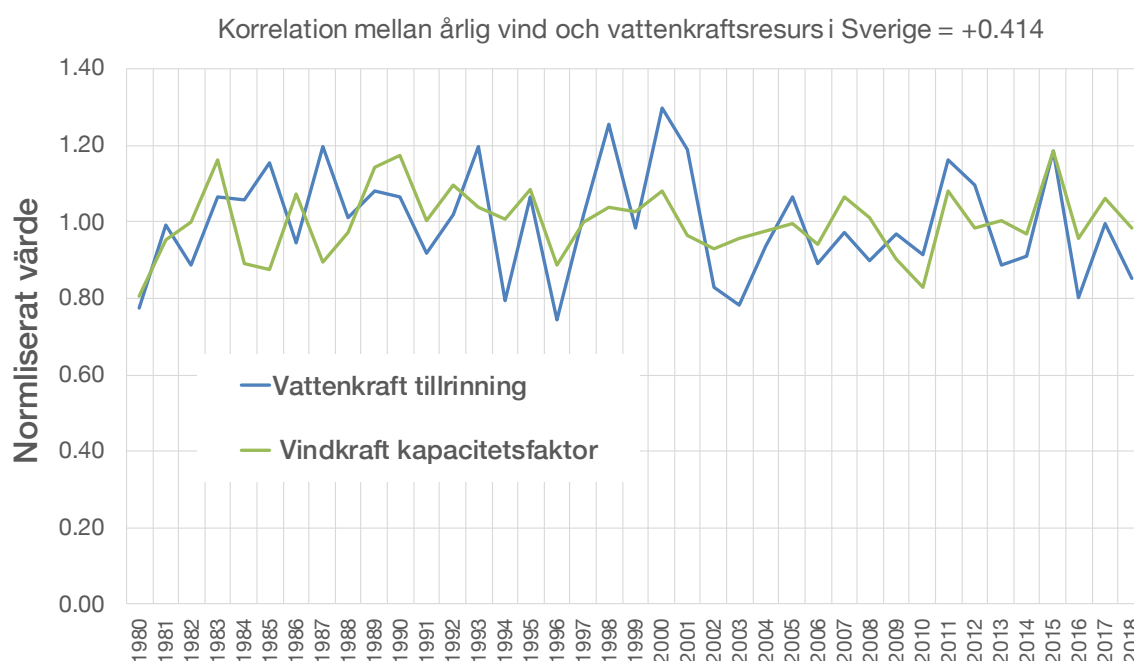
Ett annat intressant samband i historiska data existerar mellan vattenkraftens tillrinning och vindresursen för svensk vindkraft. 38 år av årlig statistik (1980–2018) uppvisar en positiv korrelation på +0.41 — se Figur 55. Till skillnad från de uppenbara fysikaliska förklaringarna till korrelationerna som redovisats för vind och solkraft, så finns för tillfället ingen övertygande förklaring till detta möjliga samband⁹². Det är därför inte klargjort om vi statistiskt bör räkna med mindre produktion från vindkraften under väderår då det är låg tillrinning i vattenkraften, och vice versa, eller om detta är en slumpmässig artefakt som saknar egentlig fysikalisk koppling. Även om visst stöd för ett samband kan ses i andra studier⁹³ så behandlar vi för tillfället detta som en öppen fråga som kräver mer detaljerade studier, eftersom det kan ha mycket stor påverkan på planeringen för system som framförallt består av vind och vattenkraft (som i alla modellerade 100% förnybara system).

⁹² Frågan utreds för tillfället i samarbete med experter vid SMHI.

⁹³ Från ref. [87] sida 85-86: "correlations between the daily NAO [North Atlantic Oscillation] index and the i) average daily streamflow (based on station data held in the Nordic streamflow database); and ii) wind speed were assessed for that season. The results indicate that daily values of the wintertime NAO for 1950–2002 show some correlation with daily average streamflow in the region, with the highest correlations generally found in western Norway and at a few sites in southern Sweden, having values of up to 0.7".

Från ref. [61], sid 1412: "significant positive correlations between the NAO and temperature, precipitation and wind speed span the UK–Norway region".

Korrelationen av parametrar som påverkar väderberoende kraftproduktion styrs till stor del av ett väderfenomen kallat den "nordatlantiska oscillationen" [NAO]⁹⁴. Denna fysikaliska koppling kan ha stor påverkan på kraftsystemet på tidsskalor kortare än hela år. Ref. [61] behandlar ett system där norsk vattenkraft balanserar ett Storbritannien med en hög andel vindkraft, och studerar specifikt korrelationen mellan vind och vattenkraftresursen (i Storbritannien respektive Norden). Den beskriver ett hypotetiskt scenario för Mars månad, då ett negativ NAO-index ger en kallare vinter än vanligt, vilket ger en hög efterfrågan på el, samtidigt som vindkraftsproduktionen är mycket lägre än vanligt medan tillrinningen under perioden samtidigt är låg på grund av den låga temperaturen. På grund av den storskaliga väderkorrelation som uppstår genom situationen med negativt NAO-index, så finner artikeln därför en stressad situation vad gäller vattentillgången i de norska magasinen innan vårfloden i detta exempel. En liknande analys fokuserad specifikt på svensk vindkraftsproduktion, tillrinningsprofil och magasintillstånd är ett intressant ämne för framtida studier.



Figur 55, Variation i vattenkraftens tillrinning och den modellerade svenska vindkraftens produktion (1980–2018), data från Energiföretagen AB och Renewables.Ninja

⁹⁴ Nordatlantiska oscillationen (NAO) är ett klimatfenomen som förekommer i Nordatlanten. Skillnader i klimatet från år till år i det nordatlantiska området beror på små fluktuationer i tryckskillnaden mellan det halvpermanenta Islandslågtrycket och det halvpermanenta Azoriska högtrycket. NAO påverkar vädret främst under vinterhalvåret, från november till april. NAO mäts med ett index som består av skillnaden i lufttryck mellan en mätstation på Island och en motsvarande mätstation i Portugal.

6.2.9 Effektbalans under perioder med hög produktion

De 100 % förnybara systemen har en installerad icke-planerbar kapacitet, främst i form av vindkraft, mellan 34 GW och 50 GW. Eftersom den ojusterade efterfrågan varierar mellan från 15 GW till 38 GW, uppstår ibland situationer då den oplanerade produktionen är högre än efterfrågan på el. Exempel på sådana situationer för samtliga förnybara system visas i Figur 56. De mest extrema modellerade situationerna inträffar uteslutande på natten, då efterfrågan relativt sett är låg och vindkraften ibland levererar för fullt. De situationer som syns i modelleringen drivs därför *inte* av en hög samproduktion av sol och vindkraft, eftersom solkraften på dygnsbasis är väl korrelerad med efterfrågan.⁹⁵ De största överproduktions-scenarier som behöver hanteras av systemet är skillnader mellan produktion och ojusterad efterfrågan på cirka 11 GW⁹⁶, vilket absorberas av:

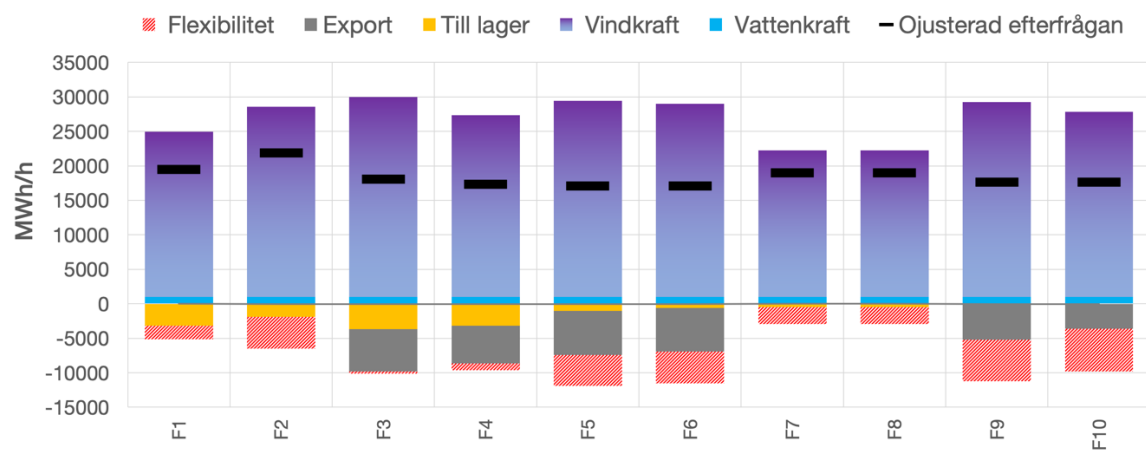
- *Flexibilitet*: Då tidigare flexibel last förskjuts framåt i tid för att förbrukas under timmar med prognosticerat hög produktion jämfört med efterfrågan. Eftersom en mycket hög grad av flexibilitet är inkluderat i modelleringen förbrukas tidvis över 7 GWh/h av andra timmars ojusterade efterfrågan under högproduktionsstimmar.
- *Export*: I de fall då handel är med i systemdimensioneringen och det finns en *betalvillig* mottagare för överproduktionen så exporteras denna.
- *Lager*: Det svenska kraftsystemet har ett "inbyggt" enormt lager i form av vattenkraftens magasin. Under perioder av hög produktion jämför med efterfrågan i övrig kraftproduktion så går vattenkraften ner på sparläge. En viss kraftproduktion (eller åtminstone utflöde ur magasin) från vattenkraft är dock kvar under dessa perioder på grund av lagliga krav på flöden i olika älvar. Batterier och vätgaslager används utöver detta maximalt för att absorbera perioder av hög produktion.

Kombinationen av hög flexibilitet inom vattenkraften, en mycket hög grad av möjlig efterfrågefleksibilitet samt lagerkapacitet och (i åtta av tio fall) export klarar tillsammans av att absorbera den *modellerade*⁹⁷ momentana överproduktionen i väderberoende kraft *utan att den behöver styras ner*.

⁹⁵ Dessa situationer är därför i modelleringen mer hanterbara än de som skulle kunna uppstå om det skulle vara mycket blåstigt mitt på dagen på sommaren. Full produktion i väderberoende kraftslag under en period av minimal ojusterad efterfrågan skulle kunna innebära en obalans på upp till 35 GW högre produktion än efterfrågan, något som i praktiken skulle behöva hanteras med storskalig nedstyrning och bortkoppling av produktion.

⁹⁶ Vilket motsvarar cirka hälften av den genomsnittliga efterfrågan över året (24 GW).

⁹⁷ Som beskrivs utförligt i avsnitt 6.2.8 så är modelleringen baserad på ett enskilt väderår, och saknar därför mer extrema situationer som kan förekomma med lägre frekvens (för både hög och låg produktion). Modelleringen saknar dessutom möjligheter att ta hänsyn till eventuella prognosfel för både produktion och efterfrågan, och har därför lättare att planera drift och efterfrågefleksibilitet än vad som kommer vara möjligt i verkligheten.



Figur 56, Fördelning av försörjning under en timme med hög produktion, förnybara system

7 Sammanfattade resultat och slutsatser

Det kostnadsoptimala framtida teknikneutrala svenska kraftsystemet består på årlig produktionsbasis i huvudsak av:

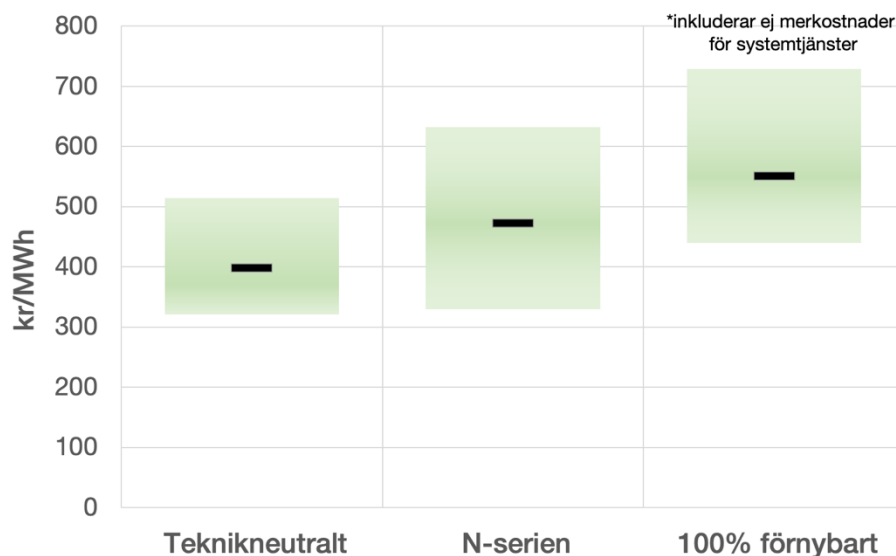
- $\frac{1}{3}$ Bibehållen vattenkraft
- $\frac{1}{3}$ Vindkraft
- $\frac{1}{3}$ Bibehållen och ny kärnkraft

Dessa resultat är robusta mot en stor variation av ingångsvärden och antaganden i den teknikneutrala analysen. Den största enskilda skillnaden från det nuvarande svenska kraftsystemet är en växande andel och mängd vindkraft och en mer begränsad *ökning* av mängden kärnkraft.⁹⁸ I tillägg finns i ett flertal scenarier i mer begränsad utsträckning både havbaserad vindkraft, biogas, biokondens och en bibehållen biokraftvärmekapacitet. Investering i solkraft sker endast i ett av totalt 29 olika teknikneutrala scenarier, och är i det scenariot begränsat till 0.6 % av årsförsörjningen av el.⁹⁹ Ingen naturgas med koldioxidinfångning byggs i något analysfall överhuvudtaget. De fullt teknikneutrala scenarierna väljer i *samtliga* fall investeringar i driftförlängning av *all* existerande svensk kärnkraft¹⁰⁰. När driftförlängning inte antas vara möjligt som alternativ så byggs en motsvarande mängd ny kärnkraft istället (12.2 GW total kärnkraftskapacitet i TN-serien, och 11.8 GW i N-serien). Detta ökar de totala systemkostnaderna med i snitt cirka 20 %, eftersom ny kärnkraft enligt ingångsvärdenas antaganden i snitt är betydligt dyrare än att driftförlänga existerande kapacitet. När analysen begränsas till enbart förnybara kraftkällor stiger de totala systemkostnaderna med i snitt *minst* 40% jämfört med den teknikneutrala scenarierna, utan någon inkludering av merkostnader för systemtjänster. Andelen planerbar kraftproduktionskapacitet (inkl. lager) ungefär 50 % i de teknikneutrala scenarierna och cirka 36 % i de 100 % förnybara scenarierna. Figur 57 visar spannen i utfall kring de totala modellerade systemkostnaderna för de olika scenarie-kategorierna.

⁹⁸ I de fall då framtida kärnkraft antas vara tillgängligt till mer rimlig kostnad så utgör den en större andel av kraftsystemet, med en maximal andel på strax under 60 % av årsproduktionen. I de extremfall då samtliga ingångsvärden är till kärnkraftens maximala nackdel (såsom Scenario N4 och N8: Ingen driftförlängning, inga små modulära reaktorer, höga investeringskostnader, handel för systemdimensionering och låga kostnader för lager, sol och vind) är de resulterande teknikneutrala systemen istället på årsbasis upp till 90% förnybara.

⁹⁹ Solkraft är däremot med i åtta av tio 100 % förnybara system och står då för 6–12 % av årsförsörjningen.

¹⁰⁰ I de specialfall då driftförlängning även är möjligt för Ringhals reaktorer 1 och 2 väljs även detta.



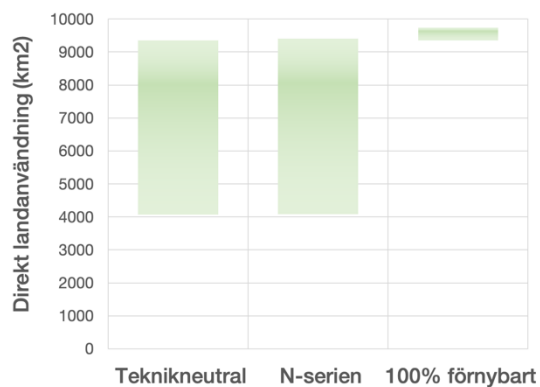
Figur 57, Spann och snitt-värde¹⁰¹ för kostnader mellan olika scenario-kategorier

Frångås principen om teknikneutralitet i den mån att till exempel driftförlängning av existerande kärnkraft inte kan utföras, så höjs systemkostnaderna, men de resulterande systemen ser snarlika ut (ny kärnkraft ersätter då istället den existerande). Dessa system liknar dessutom till stor utsträckning dagens, och utmaningen med att få kapaciteten på plats över de närmaste 25 åren bedöms vara hanterbar.

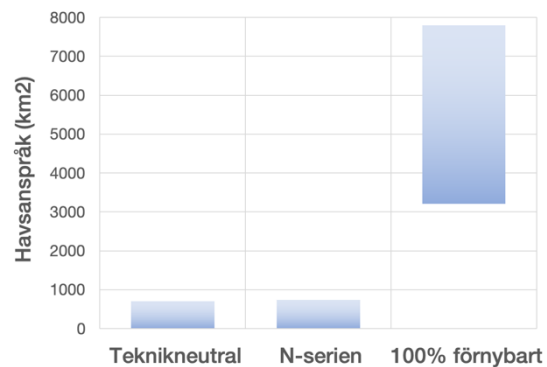
Frångås däremot principen om teknikneutralitet helt och hållet, till exempel med ett krav på ett "100 % förnybart" system, så blir förändringarna i systemets uppbyggnad mer dramatiska. Ett 100 % förnybart framtida kraftsystem i Sverige är tekniskt möjligt att få till stånd, trots det mer snäva urvalet av möjliga kraftslag som då kan bidra. De totala systemkostnaderna ökar dock då markant, och samtidigt ökar även systemets direkta landanvändning och havsanspråk (se Figur 58 och Figur 59), stabiliteten mot störningar minskar och det resulterande driftmönstret för vattenkraften kan komma att utgöra ett mycket allvarligt miljömässigt problem.

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. Sammanfattningsvis kan vi konstatera att med ett teknikneutralt angreppssätt så kommer det framtida svenska kraftsystemet kunna leverera leveranssäkerhet och klimatneutralitet på ett konkurrenskraftigt sätt.

¹⁰¹ Genomsnittssiffran är beroende på vilken specifik uppsättning av modelleringar som har utförts inom varje kategori, och är indikativ men inte direkt jämförbar.



Figur 58, Spann av landanvändning



Figur 59, Spann av havsanspråk

Tabell 35 ger en sammanfattning av relevanta resultat mellan de olika scenarie-kategorierna.

Tabell 35, Sammanfattade resultat mellan olika scenario-kategorier

Parameter	Teknikneutral	N-Serien ¹⁰²	100% förnybart
Total grundsystemkostnad (snitt)	~400 kr/MWh	+20 % (470 kr/MWh)	+40 % (>550 kr/MWh)
Sannolika merkostnader för systemtjänster	Låga		Betydande
Systemkritiska timmar med låg rotationsenergi	700 timmar		+ 700 % (5000 timmar)
Huvudsaklig elförsörjning	1/3 Vattenkraft 1/3 Vindkraft 1/3 Kärnkraft		1/3 Vattenkraft 2/3 Vindkraft
Landanvändning	7700 km ²	+2 %	+25 % (9700 km ²)
Havsanspråk	600 km ²		+ 750 % (5000 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 ¹⁰³	11 gCO ₂ /kWh	+ 1 %	+ 40 %

¹⁰² Teknikneutral men utan driftförlängd kärnkraft

¹⁰³ Beräknat för *dagens* svenska förhållanden enligt Vattenfalls LCA (ref. [68]).

8 Referenser

- [1] Västarvet, "Så fick Skara elektricitet - historien om en kapplöpning," Västra Götalandsregionen, 2020.
- [2] H.-U. Strand, "Vattenkraftsutbyggnaden i Lule älv: Betydelse för befolkning, försörjning och industrietableringar," Daedalus, 1984.
- [3] Sveriges Officiella Statistik, "Sveriges utbyggda vattenkraft år 1930," Kommerskollegium, 1931.
- [4] X. Kan, F. Hedenus and L. Reichenberg, "The cost of a future low-carbon electricity system without nuclear power e the case of Sweden," *Energy*, vol. 195, 2020.
- [5] S. Hong, C. J. Bradshaw and B. W. Brook, "Nuclear power can reduce emissions and maintain a strong economy: Rating Australia's optimal future electricity-generation mix by technologies and policies," *Applied Energy*, vol. 136, pp. 712-725, 2014.
- [6] J. D. Jenkins and N. Sepulveda, "Enhanced Decision Support for a Changing Electricity Landscape: The GenX Configurable Electricity Resource Capacity Expansion Model," Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 2017.
- [7] S. Pfenninger, "Calliope [<https://www.callio.pe>]," 2020.
- [8] Vibrant Clean Energy, "The WIS:dom® Model - Detailed Capacity Expansion & Production Cost Modeling," VCE, Boulder, CO, 2020.
- [9] J. Johnston, R. Henriquez-Auba, B. Maluenda and M. Fripp, "Switch 2.0: A modern platform for planning high-renewable power systems," *SoftwareX*, vol. 10, 2019.
- [10] Energy + Environmental Economics, "RESOLVE: Renewable Energy Solutions Model," E3, San Francisco, CA, 2020.
- [11] Evolved Energy Research, "Regional Investment and Operations (RIO) Platform," EER, San Francisco, CA, 2020.
- [12] IRENA, "Renewable capacity statistics," 2019.
- [13] ENSTO-E, "Transparence Platform - <https://transparency.entsoe.eu>," 2019.
- [14] J. Mökander, "DEMAND RESPONSE IN THE FUTURE SWEDISH ELECTRICITY MARKET, A TYPOLOGY BASED ON COST, VOLUME AND FEASIBILITY," Linköping University, Linköping, Sweden, 2014.
- [15] ENTSO-E, "MAXIMUM NTC, Regional Group Nordic," ENTSO-E, 2018-12-11.
- [16] J. Olauson, "ERA5: The new champion of wind power modelling?," *Renewable Energy*, vol. 126, pp. 322-331, 2018.
- [17] Länsstyrelsen, "Vindbrukskollen: <https://vbk.lansstyrelsen.se>," 2019.
- [18] Svenska Kraftnät, "Kortsiktigt och långsiktig marknadsanalys data för 2018," Svenska Kraftnät, 2019.

- [19] Energiföretagen AB, "Data från Energiföretagen (2019), egna beräkningar baserat på data," 2019.
- [20] IRENA, "RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Hydropower," 2012.
- [21] B. Linde, "Kostnadsmål för kärnkraft: 19 öre/kWh," Second Opinion, 2017-05-22, 2017.
- [22] EU ETRI, "ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. Publications Office of the European Union," 2014.
- [23] Energikommisionen, "Promemoria om kostnaderna för nya elproduktionsanläggningar i Sverige," SOU, Stockholm, 2016.
- [24] Eurelectric, "Model V2 results Power decarbonization scenarios across regions, EU electrification and decarbonization scenario modelling Overview of V2 results," Eurelectric , Brussels, Belgium, 2018.
- [25] North European Power Perspectives, "Två NEPP-scenarier En beskrivning av resultat från analyser med Times-modellen för NEPP:s två huvudscenarier, samt en redovisning av de viktigaste beräkningsförutsättningarna," NEPP, Stockholm, Sweden, 2018.
- [26] D. O'Connell, "New Sizewell power station could add £6 to energy bills," BBC News, London, United Kingdom, 2019-06-11.
- [27] National Renewable Energy Laboratory, "Annual Technology Baseline (ATB)," NREL, Boulder, CO, USA, 2018.
- [28] OECD/NEA, "The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables," OECD/NEA, Paris, France, 2019.
- [29] C. Peachey, "The road to Hanhikivi," Nuclear Engineering International, 2017-11-02.
- [30] UAMPS, "Carbon Free Power Project, Governing Board Approval of Power Sales Contract," 2019.
- [31] P. Maloney, "UAMPS sees cost and safety benefits with NuScale SMR technology," American Public Power Association, 2018.
- [32] GE Hitachi, "BWRX-300, One of the most economical SMR designs available," 2019.
- [33] ETI, "The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report," Energy Technologies Institute LLP, 2018.
- [34] WNN, "US DOE launches advanced reactor demonstration programme," World Nuclear News, 2020.
- [35] WNN, "GE Hitachi, Fermi Energia sign small modular reactor MoU," World Nuclear News, 2019.
- [36] WNN, "Vattenfall involved in Estonian study on SMRs," World Nuclear News, 2020.
- [37] WNN, "GEH signs agreement for small modular reactor in Poland," World Nuclear News, 2019.

- [38] GEW, "GE Hitachi Nuclear Energy and CEZ Announce Small Modular Reactor Technology Collaboration in the Czech Republic," Global Energy World, 2020.
- [39] S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data," *Energy*, vol. 114, p. 1251–1265, 2016.
- [40] R. Galero, "The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2)," *Journal of Climate*, vol. 30, no. 14, p. 5419–5454, 2017.
- [41] B. Tamm, "PM Fordonsgas eller elproduktion från biogas," Biomil AB, 2015.
- [42] M. Hagberg, A. Roth and S. Bäckström, "Analys av biogas till el för bussdrift och biogas som bränsle till bussdrift i stadstrafik," IVL Svensk Miljöinstitutet, Stockholm, 2016.
- [43] Biogas.se, "FÖRSLAG TILL NATIONELL BIOGASSTRATEGI 2.0," 2018.
- [44] Energimyndigheten, "Produktion och användning av biogas och rötresten år 2017," 2017.
- [45] K. Salevid, "Market Requirements for Pumped Storage Profitability Expected Costs and Modelled Price Arbitrage Revenues," Uppsala Universitet, Uppsala, 2013.
- [46] BusinessWire, "Mitsubishi Power Cuts Through the Complexity of Decarbonization: Offers the World's First Green Hydrogen Standard Packages for Power Balancing and Energy Storage," 2020.
- [47] A. S. Lord, P. H. Kobos and D. J. Borns, "Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands.," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 28, p. 15570–15582, 2014.
- [48] I. Staffell and S. Pfenninger, "Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output," *Energy*, vol. 114, p. 1224e1239, 2016.
- [49] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. (2004).," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, p. 1387–1401, 2004.
- [50] Svenska Kraftnät, "Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion," SvK, Sundbyberg, 2015.
- [51] L. Ruttledge, N. W. Miller, J. O'Sullivan and D. Flynn, "Frequency response of power systems with variable speed wind turbine," *IEEE Trans Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, p. 683–91, 2012.
- [52] U. Tamrakar, "Virtual inertia: current trends and future directions," *Appl Sci*, vol. 7, no. 7, p. 654, 2017.
- [53] C. Loutan, "Demonstration of essential reliability services by a 300-MW solar photovoltaic power plant," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2017.
- [54] Svenska Kraftnät, "Svenska kraftnät i avtal om Karlshamnsverket och Rya Kraftvärmeverk under sommaren," SvK, Sundbyberg, 2020.

- [55] W. Yang, P. Norrlund, L. Saarinen, J. Yang, W. Zeng and U. Lundin, "Wear Reduction for Hydropower Turbines Considering Frequency Quality of Power Systems: A Study on Controller Filters," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 1191 - 1201, 2017.
- [56] P.-T. Storli and T. K. Nielsen, "Dynamic load on a Francis turbine runner from simulations based on measurements.," in *27th IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems (IAHR 2014)*, 2014.
- [57] E. Doujak, "Effects of Increased Solar and Wind Energy on Hydro Plant Operation," *Hydro Review*, vol. 22, no. 6, 2014.
- [58] Energimyndigheten, "Energiläget i siffror 2020," Energimyndigheten, 2020.
- [59] Svenska kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020," SvK, Sundbyberg, 2020.
- [60] D. Newbery, M. Pollitt, D. Reiner and S. Taylor, "Financing low-carbon generation in the UK: The hybrid RAB model," Cambridge University, 2019.
- [61] C. R. Ely, D. J. Brayshaw, J. Methven, J. Cox and O. Pearce, "Implications of the North Atlantic Oscillation for a UK–Norway Renewable power system," *Energy Policy*, vol. 62, pp. 1420-1427, 2013.
- [62] Svensk Vindenergi, "VINDKRAFTSSCENARIO TILL 2040, Svensk Vindenergis bedömning," 2020.
- [63] OKG, "O1 40 år," Oskarhamns Kraftgrupp, 2012.
- [64] Nuclear Engineering International, "US Turkey Point licensed to operate for 80 years," NEI, 2019.
- [65] Svenska Kraftnät, "A-531: Reaktiv kompensering i västra Sverige," SvK, 2015.
- [66] Svenska Kraftnät, "Avtal 4799," SvK, 2020.
- [67] M. Larsson, "Vattenfall om torrläggningen: "Beror på mindre kärnkraft"," SVT Nyheter, 2020.
- [68] Vattenfall AB, "Life Cycle Assessment for Vattenfall's electricity generation," Vattenfall AB, Solna, Sweden, 2018.
- [69] SSE & Equinor, "Aibel and ABB to deliver power grid solution to Dogger Bank Wind Farms," Doggerbank.com, 2019.
- [70] K. Nieradzinska, C. MacIver, S. Gill, G. A. Agnew, O. Anaya-Lara and K. R. W. Bell, "Optioneering analysis for connecting Dogger Bank offshore wind farms to the GB electricity network," *Renewable Energy*, vol. 91, pp. 120-129, 2016.
- [71] M. Johansson, "Framtidens energisystem? [EG Utility Användarträff 2018]," Energimyndigheten, Eskilstuna, Sweden, 2018.
- [72] Nuclear Engineering International, "Russian webinar examines nuclear and climate change," NEI, 2020.

- [73] World Nuclear News, "Russia begins preparatory work for four new reactors," WNN, 2020.
- [74] OECD/NEA, "The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants," OECD/NEA, Paris, France, 2012.
- [75] O. Wolfgang, H. I. Skjelbred and M. Korpås, "Evaluating North Sea grid alternatives under EU's RES-E targets for 2020," SINTEF, Trondheim, Norway, 2013.
- [76] M. Rostami, "Analys av spänningsstabilitetsberäkningar i det svenska elsystemet," KTH & SvK, 2009.
- [77] J. Edvardsson, "Kärnkraftens bidrag till elkraftsystemets stabilitet," Högskolan i Borås, Borås, 2019.
- [78] J. Olauson and M. Bergkvist, "Correlation between wind power generation in the European countries," *Energy*, vol. 114, pp. 663-670, 2016.
- [79] Svenska Kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020," SvK, Sundbyberg, Sweden, 2020.
- [80] M. Persson and P. Chen, "Kinetic Energy Estimation in the Nordic System," in *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland, 2018.
- [81] E. Nycander, L. Söder, J. Olauson and R. Eriksson, "Curtailement analysis for the Nordic power system considering transmission capacity, inertia limits and generation flexibility," *Renewable Energy*, vol. 152, pp. 942-960, 2020.
- [82] ENTSO-E, "Future System Inertia 2," European Network of Transmission System Operators, 2018.
- [83] E. Kilander and N. Modig, "Frekvensderivataskydd för kraftsystemet," Kungliga Tekniska högskolan, 2014.
- [84] EIRGRID, "Rate of Change of Frequency (ROCOF) Workstream," EIRGRID and SONI, 2011.
- [85] EIRGRID, "Summary of Studies on Rate of Change of Frequency events on the All-Island System," EIRGRID and SONI, 2012.
- [86] R. Eriksson, N. Modig and K. Elkington, "Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 5, pp. 507-514, 2017.
- [87] Norden, "Climate Change and Energy Systems Impacts, Risks and Adaptation in the Nordic and Baltic countries," Nordic Council of Ministers, 2012.

9 Appendix. Data-tabeller

9.1 Kostnader för kraftslag (ny kapacitet)

Kraftslag	Scenario	CAPEX ¹⁰⁴ kr/kW _{AC}	Rörlig OPEX ¹⁰⁵ kr/MWh	Fast OPEX kr/kW/år	Drifttid År
Vindkraft, land	Referens	11 500	0	260	25
	Låg	9000	0	220	25
Vindkraft, hav	Referens	27 000	0	470	25
	Låg	19 000	0	260	25
Solkraft	Referens	5400	0	55	30
	Låg	4300	0	40	30
Kärnkraft, stor	Hög	65 400	110	550	60
	Referens	58 000	110	550	60
	Låg	37 200	110	550	60
Kärnkraft, SMR	Referens	33 500	110	550	60
	Låg	21 000	110	550	60
Naturgas med CCS	Referens	15 400	479	270	25
Biokondens	Referens	29 500	221	500	25
Biokraftvärme	Referens	Se kapitel 4.8.5			40
Biogas, enkel	Referens	4700	1118	80	25
Biokombigas	Referens	7100	731	80	25

¹⁰⁴ Investeringskostnad (overnight) innan finansieringskostnader under konstruktion

¹⁰⁵ Sammanlagda rörliga kostnader som skalar med elproduktion, inklusive bränslekostnader och avfallsavgifter

9.2 Kostnader för lagring

Lagringstyp	Scenario	kr/kW, effekt	kr/kWh, lagring	Drifttid, år
Stationärt batteri	Referens	3700	1550	10
	Låg	2900	570	15
Vätgas elektrolys	Referens	7380	-	20
	Låg	3280	-	25
Vätgas lager	Referens	-	41	20
	Låg	-	20.5	25
Vätgasturbin	Referens	6650	-	25
	Låg	4700	-	25
Pumpad vattenkraft	Referens	12 500	24 timmar full-effektlagring inkluderad i effektkostnad	40