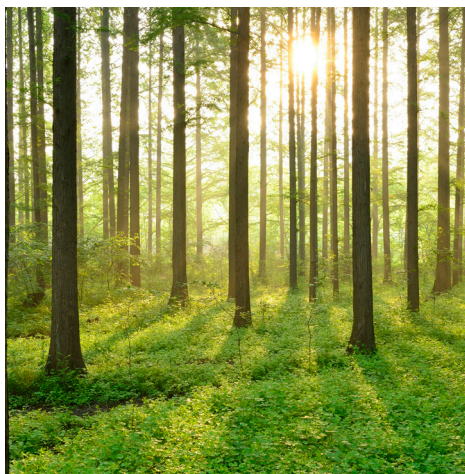


SYSTEMKONSEKVENSER AV MILJÖÅTGÄRDER I VATTENKRAFTEN

RAPPORT 2022:862



VATTENKRAFT

VATTENKRAFT & ENERGISYSTEM



Energiforsk

Systemkonsekvenser av miljöåtgärder i vattenkraften

Lill-Håven: En förstudie om vattenkraftens framtida roll

JENNY GODE, JOHAN HOLM, EBBA LÖFBLAD, ARVID RENSFELDT & THOMAS UNGER, PROFU
ERIK LINDBLOM & MIKAEL MALMAEUS, IVL SVENSKA MILJÖINSTITUTET
VIKTOR WALTER, CHALMERS

ISBN 978-91-7673-862-7 | © Energiforsk maj 2022

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Vattenkraften ska anpassas till modern miljölagstiftning med moderna miljövillkor. Detta kommer att påverka vattenkraftens roll i energisystemet. Denna rapport sammanfattar resultaten från en förstudie om systemkonsekvenser av miljöanpassningsåtgärder för vattenkraften i ett framtida elsystem (år 2035).

I energiöverenskommelsen från 2016 slogs fast att Sveriges vattenkraft, som en del i Sveriges genomförande av EU:s ramdirektiv för vatten, ska anpassas till modern miljölagstiftning med moderna miljövillkor. Energiöverenskommelsen tydliggjorde samtidigt vattenkraftens centrala roll för Sveriges förnybara elförsörjning. Omprövningen av vattenkraften ska därför ske enligt en nationell plan som väger behovet av åtgärder som förbättrar vattenmiljön mot behovet av nationell tillgång till elproduktion och reglerförmåga.

Nya vattendomar kan komma att påverka vattenkraftens förmåga att bidra med olika nyttor i elsystemet. Elsystemets behov kommer då att behöva tillgodoses på andra sätt. I vilken utsträckning den totala miljöpåverkan reduceras beror därmed på miljöpåverkan från de alternativ som tar vattenkraftens plats.

Denna förstudie har haft som övergripande syfte att utveckla metodik och analysera systemkonsekvenser av miljöanpassningsåtgärder för vattenkraften i ett framtida elsystem (år 2035). Ett urval ekonomiska och miljömässiga systemkonsekvenser av att ersätta vattenkraften med andra tillgängliga produktions- och variationshanteringsalternativ har analyserats. Resultaten ger en grund att öka förståelsen för hur vattenkraftens roll kan påverka hela elsystemet och dess hållbarhet. Det finns ett stort behov av fördjupade analyser som kan bygga vidare på den metodik som utvecklats i projektet.

Förstudien genomfördes under hösten 2021 av forskare från Profu, IVL Svenska Miljöinstitutet och Chalmers med Energiforsk som projektvärd. Energiforsk vill rikta ett stort tack till medverkande forskare och företag som bidragit med värdefull kunskap och engagemang under projektet. Forskargruppen vill särskilt tacka Johan Bladh (Energiföretagen Sverige), Jonas Bengtsson (Vattenregleringsföretagen), Sara Grettve (Vattenkraftens Miljöfond), Gerd Lejdstrand och Emma Wikner (Statkraft) samt de representanter från Svenska Kraftnät och Energimyndigheten som har utgjort projektets mycket kunniga referensgrupp. Projektet har även haft samarbete med det pågående Energiforskprojektet KLIVA. Energiforsk vill också rikta ett särskilt tack till projektets finansiärer (vattenkraftsbranschen och Svenska kraftnät).

Författarna ansvarar för rapportens innehåll.

Energiforsk

Sammanfattning

Denna rapport sammanfattar resultaten från Lill-Håven, en förstudie om vattenkraftens framtida roll som har genomförts under hösten 2021.

Det övergripande syftet med förstudien har varit att utveckla metodik och analysera systemkonsekvenser av miljöanpassningsåtgärder för vattenkraften i ett framtida elsystem (år 2035), inklusive ett urval ekonomiska och miljömässiga systemkonsekvenser av att ersätta vattenkraften med andra alternativ för variationshantering.

Med hjälp av två olika modellverktyg – en investeringsmodell och en produktionsoptimeringsmodell, har konsekvenserna för elsystemet av miljöanpassningsåtgärder i vattenkraften analyserats. Förstudien har utgått från ett referensscenario (med kärnkraft) för det svenska energisystemet år 2035 och ett känslighetsscenario (utan kärnkraft och med ytterligare vind- och solkraft) med tre fall av begränsningar i vattenkraftsproduktionen samt ett fall (Fall 0) där inga förändringar görs. Baserat på resultaten har förstudien därefter analyserat de miljömässiga konsekvenserna av dessa förändringar i elsystemet. De analyserade och redovisade effekterna av miljöbegränsningarna i vattenkraften ges därmed av *skillnaden* mellan något av de tre "begränsningsfallen" och fallet där inga begränsningar införs.

Vid genomförandet av miljöanpassningsåtgärder minskar vattenkraftens möjligheter att producera el och bidra med reglerförmåga, vilket innebär att investeringar i annan elproduktion och/eller tekniker som kan hantera variationer i elproduktion och elbehov kommer att behövas. De investeringar som behövs i de studerade scenarierna innebär en ökad miljöpåverkan från byggnation av nya anläggningar för att hantera bortfallet. Vilka konsekvenser som uppstår i elsystemet och miljöeffekterna av dessa beror på vilka tekniker som ersätter förlorad vattenkraftsproduktion. Antaganden om hur elsystemet i övrigt utvecklas från nutid till framtid påverkar i sin tur vilka tekniker som ersätter förlorad vattenkraft.

Förstudien ska ses som en första ansats till konsekvensanalys av de möjliga miljöanpassningsåtgärder och begränsningar i vattenkraften som kan bli aktuella i och med omprövningen av den svenska vattenkraften till modern miljölagstiftning. I förstudien lyfts vikten av fortsatt forskning på området för att öka kunskapen om vattenkraftens roll och förutsättningar i det framtida svenska energisystemet, beaktat effekterna av omprövningen, och man pekar ut förslag till metodutveckling och frågeställningar att studera vidare.

Observera att denna förstudie gjordes under hösten 2021 innan Rysslands invasionskrig mot Ukraina den 24 februari 2022. Sedan dess har synen på rysk naturgas förändrats och dramatiskt påverkat prisnivåerna. Att naturgas kommer spela en viktig roll i övergången (tidsperspektivet mot 2035) mot ett fossilfritt energisystem är dock en syn de flesta fortfarande delar.

Nyckelord: Vattenkraft, Energisystem, Systemkonsekvenser, Miljöåtgärder, Sveriges miljömål

Summary

This report summarizes the results of a pre study on the future role of hydropower that has been conducted in the autumn of 2021.

The overall aim of the pre study has been to develop methods for analyzing the systemic consequences for hydropower in a future Swedish power system (by 2035) due to implementation of ecological measures in the water bodies as part of new environmental permits for hydropower stations, which leads to losses in the total power production. In addition, the pre study includes a selection of economic and environmental systemic consequences of replacing hydropower with other options for variation management for balancing the power system.

With the help of two different model tools – an investment model and a production optimization model, the consequences for the power system of implemented ecological measures have been analyzed. The study has been based on a reference scenario (that includes nuclear power in the power mix) for the Swedish energy system in 2035 and a sensitivity scenario (that does not include nuclear power but with additional wind and solar power in the power mix) with three cases (Fall A, B och C) of limitations in hydropower production and one case (Fall 0) where no limitations are implemented. Based on the results, the pre study has subsequently analyzed the sustainability consequences (with a focus on the environmental aspects of sustainability) of these changes in the power system. The analysed and reported effects of the environmental restrictions in hydropower are thus given by the *difference* between any of the three "mitigation cases" and the case where no restrictions are imposed.

In implementing measures for improving the ecological status in the water bodies, hydropower's ability to produce electricity and contribute with regulatory capacity is reduced, which means that investments in other power production and/or technologies that can handle variations in both production and demand will be needed. The investments needed in the studied scenarios lead to an increased environmental impact from the construction of new facilities to manage the loss in supply of electric energy and dispatch capability. The consequences for the power system and the environmental effects depend on which technologies that replace the loss of hydropower generation. Assumptions about how the power system in general develops in the coming decades also affect which technologies that replace the loss of hydropower generation.

The pre study should be seen as a first approach to an impact assessment of the possible ecological measures and limitations in hydropower production that may arise due to the reassessment of the environmental permits for the Swedish hydropower stations to align them with today's environmental legislation. The pre study highlights the importance of continued research in this field to increase the knowledge about the role and conditions of hydropower in the future Swedish energy system, taken into account the effects of the reassessment of the environmental permits. It also points out proposals for continued method development and research issues to study further.

Please note that this pre study was conducted in the autumn of 2021, before Russia's invasion of Ukraine on February 24, 2022. Since then, the perception of the future role of Russian natural gas in the European energy system has changed dramatically, as have the prices of natural gas. Still, the general perception (in the time period up to 2035) that natural gas will play a significant role in the transition towards decarbonization of the European energy system is still valid.

Innehåll

1	Inledning	9
1.1	Bakgrund	9
1.2	Syftet med förstudien	11
1.3	Förutsättningar och avgränsningar	11
1.4	Metodik	13
1.4.1	ENODE och EPOD	14
1.4.2	Miljömässiga hållbarhetsaspekter	15
2	Scenarier	17
2.1	Omvärldsscenarier för energisystemet	17
2.2	Scenariobeskrivning av miljöåtgärder inom vattenkraften	18
2.2.1	Fall A	18
2.2.2	Fall B	20
2.2.3	Fall C	22
3	Konsekvenser för elsystemet av miljöåtgärder i vattenkraften	25
3.1	Investeringar i kraftslag på grund av miljöåtgärder som begränsar vattenkraften	26
3.1.1	Fall A	27
3.1.2	Fall B	27
3.1.3	Fall C	28
3.2	Tekniker som ersätter bortfallet i vattenkraftproduktion	29
3.2.1	Produktion	29
3.2.2	Sammansättning av ersättande tekniker	31
3.3	Påverkan på vattenkraftens driftmönster	42
3.3.1	Maxproduktion	44
3.3.2	Förändrad reglering	45
3.4	Förändring av systemkostnad och elpris	49
4	Konsekvenser för miljö och klimat	51
4.1	Klimatpåverkan	51
4.2	Systemekologiska konsekvenser	53
4.2.1	Ett rikt växt- och djurliv (terrester miljö)	53
4.2.2	Levande sjöar och vattendrag och Ett rikt växt- och djurliv (limnisk miljö)	53
4.2.3	Hav i balans samt levande kust och skärgård samt Ett rikt växt- och djurliv (marin miljö)	54
4.3	Markanvändning	54
4.4	Ekotoxicitet	57
4.5	Användning av kritiska material	58
4.6	Avfallshantering	59
4.7	Övriga miljöaspekter	60

4.7.1	Försurning	60
4.7.2	Övergödning i färskvatten	61
4.7.3	Övergödning i hav	62
4.8	Samlad bedömning av påverkan på de svenska miljökvalitetsmålen	63
5	Förstudiens övergripande slutsatser	65
6	Behov av fortsatt forskning	68
7	Referenslista	71
Bilaga A:	Metodik, verktyg och modeller	1

1 Inledning

Denna rapport sammanfattar resultaten från Lill-Håven, en förstudie om vattenkraftens framtida roll som har genomförts under hösten 2021. Det övergripande syftet med förstudien har varit att utveckla metodik och analysera elsystemkonsekvenser av miljöanpassningsåtgärder för vattenkraften i ett framtida elsystem (år 2035) inklusive ett urval ekonomiska och miljömässiga systemkonsekvenser av att ersätta vattenkraften med andra tillgängliga alternativ för variationshantering¹.

I detta inledande kapitel beskrivs bakgrunden till förstudien, dess syfte och övergripande mål samt förstudiens förutsättningar och avgränsningar tillsammans med läsanvisningar till dig som läsare av denna rapport.

1.1 BAKGRUND

Vattenkraften står för många uppgifter i det svenska elsystemet. Förutom att den står för omkring hälften av Sveriges elproduktion så utgör den en snabb effektreserv, används för frekvenshållning och är en styrbar resurs för att balansera ej styrbar variation i annan elproduktion liksom en varierande efterfrågan på el. Vattenkraften har därför en viktig och central roll för elsystemet som reglerkraft, och står för det överlägset största bidraget till kraftsystemets balansering på alla tidsskalor, från sekund till säsong.

Elsystemet befinner sig idag i en stor omställningsfas, med en pågående kraftig utbyggnad av främst vindkraft som förväntas pågå de kommande årtiondena. Som lyfts i t.ex. NEPP (2020) kommer elsystemets utveckling, med en allt högre andel icke-planerbar elproduktion, innebära att kraven och förväntningarna på vattenkraftens förmåga och betydelse för att kunna balansera systemet kan komma att se radikalt annorlunda ut inom ett eller två decennier. Framförallt är det vindkraftens framtida utveckling, men också hur stort det framtida el- och effektbehovet blir i framtiden, som kommer att innebära betydande konsekvenser för vattenkraften och dess förutsättningar framöver. Allt tyder på att vi kommer se en kraftig elektrifiering av industri- och transportsektorn de kommande decennierna, som en del i strävan att nå Sveriges nationella klimatomål om nettonollutsläpp år 2045. Exakt hur stor denna ökning av det framtida elbehovet blir är idag ett rörligt mål, eftersom det är avhängigt huruvida de annonserade investeringarna i nyetablering av elintensiva industrisatsningar i framförallt norra Sverige blir av. De scenarier som har gjorts under de senaste åren pekar dock på att elbehovet fram till 2045-2050 kan öka från dagens ca 140 TWh till uppemot 250-300 TWh.

Nordisk vattenkraft är dock i grunden väl lämpad för att balansera ett elsystem med en stor andel vindkraft och ett varierande elbehov. Främst beror detta på

¹ Variationshantering är ett samlingsbegrepp för en rad olika strategier och åtgärder för att anpassa en ökad variabilitet på elproduktionssidan till efterfrågan på el – och vice versa.

förekomsten av stora årsmagasin högt upp i kraftverksälvarna, en viss överkapacitet i en del kraftverk samt vattenkraftens naturligt goda egenskaper för att snabbt ändra produktionen (NEPP, 2016). Vattenkraften är den främsta resursen i det svenska och nordiska energisystemet att använda för att anpassa till nya behovssituationer i kraftsystemet, både på kort och lång sikt. Men för att hantera elbalansen i ett framtida elsystem måste sannolikt vattenkraftens reglerande funktion förändras och kombineras med ökad flexibilitet i elanvändningen. Efterfrågefleksibilitet via smart styrning av elanvändningen, batterier och vätgas antas därför få en viktig roll och måste på olika sätt samspela med vattenkraften.

Vattenkraften befinner sig samtidigt i en ny tid med tydliga målkonflikter, där krav på moderna miljövillkor måste avvägas mot det beskrivna behovet av en trolig ökad efterfrågan på vattenkraftens produktions- och reglerbidrag. Detta samtidigt som klimatförändringen i sig kommer att innebära nya hydrologiska säsongsmönster som vattenkraften både ska hantera och som påverkar vattenkraftens produktionsförutsättningar. Det senare är något som har studerats inom ramen för det avslutade Energiforskprojektet *Klimatförändringarnas konsekvenser för energisystemet*² (se slutrapporten om klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften inom projektet, Löfblad m.fl., 2021) samt inom det pågående Energiforskprojektet KLIVA³ (*Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraften*).

De vattendomar och miljövillkor som finns för att begränsa vattenkraftens lokala miljöpåverkan är i stor utsträckning gamla och ska nu omprövas, med start från 2022. I energiöverenskommelsen från 2016 slogs fast att Sveriges vattenkraft, som en del i Sveriges genomförande av EU:s ramdirektiv för vatten, ska anpassas till modern miljölagstiftning med moderna miljövillkor. Som en följd därav trädde under 2019 ny lagstiftning i kraft som anger att alla vattenkraftverk som har tillstånd från tiden före 1979 ska prövas enligt miljöbalken. Energiöverenskommelsen tydliggjorde samtidigt vattenkraftens centrala roll för Sveriges förnybara elförsörjning och uppfyllelsen av det nationella målet om 100 % förnybar elproduktion till år 2040.

Omprövningen av vattenkraften ska därför ske enligt en nationell plan⁴ som, med en nationell helhetssyn, ska väga största möjliga miljönytta mot behovet av effektiv tillgång till vattenkraftsel. Utgångspunkten är att vattenkraftverken ska prövas i ett sammanhang i s.k. prövningsgrupper, utifrån vattendrag och huvudavrinningsområden, enligt en angiven tidplan under de kommande två decennierna med start från 2022. Planen ska vara vägledande inför och samordna prövningarna. Vad gäller inverkan på en effektiv tillgång till vattenkraftsel ska planen också beakta och främja "största möjliga reglerförmåga". I syfte att värna vattenkraften anger planen ett riktvärde på nationell nivå, på 1,5 TWh, för vad som kan anses utgöra "betydande negativ påverkan på kraftproduktion". Planen bekräftar därmed planeringsmålet i den nationella strategin för åtgärder inom vattenkraften

² <https://energiforsk.se/program/klimatforandringarnas-konsekvenser-for-energisystemet/>

³ <https://energiforsk.se/program/klimatforandringarnas-inverkan-pa-vattenkraften/>

⁴ <https://www.havochvatten.se/vattenkraft-och-arbete-i-vatten/vattenkraftverk-och-dammar/nationell-plan-for-omprovning-av-vattenkraft/nationell-plan-for-omprovning-av-vattenkraft.html>

från 2014⁵. Viktigt i sammanhanget är dock att riktvärdet inte anger en gräns för vilka miljövillkor som kan föreskrivas i de enskilda prövningarna. Därmed kan produktionsförlusten på nationell nivå bli större än dessa 1,5 TWh man har satt som riktvärde.

Nya vattendomar till följd av omprövningarna kan därför komma att påverka vattenkraftens förmåga att bidra med olika nyttor i elsystemet. Elsystemets behov kommer då att behöva tillgodoses på andra sätt. I vilken utsträckning den totala miljöpåverkan reduceras beror därmed på miljöpåverkan från de variationshanteringsalternativ som tar vattenkraftens plats.

Sammantaget innebär alla dessa faktorer att både förväntningarna på och förutsättningarna för den svenska vattenkraften kommer att förändras under de närmaste årtiondena. Detta kommer ha en avgörande betydelse för elförsörjningen och särskilt hur elbalansen i det framtida elsystemet ska kunna hanteras. Inte minst i perspektivet av det framtida elbehovet och hur energisystemet i sig kommer att förändras obeaktat vattenkraftens roll.

1.2 SYFTET MED FÖRSTUDIEN

Det övergripande syftet med förstudien har varit att utveckla metodik och analysera elsystemkonsekvenser av miljöanpassningsåtgärder för vattenkraften i ett framtida elsystem (år 2035) inklusive ett urval ekonomiska och miljömässiga systemkonsekvenser av att ersätta vattenkraften med andra tillgängliga variationshanteringsalternativ. Målet är att fördjupa kunskapen om hur vattenkraften kan användas som en resurs i ett framtida elsystem.

I detta syfte har förstudien, med hjälp av två elsystemmodeller, analyserat det framtida behovet av planerbar produktion och reglerförmåga i ett antal olika scenarier. Tidsperspektivet är 2035. Analyserna beskriver också de alternativa tekniker som finns tillgängliga i elsystemet för leverans av motsvarande systemnyttor (exklusive elsystemets stödtjänster) som vattenkraften idag levererar. Utifrån detta har främst kvalitativa, men i viss grad även kvantitativa, analyser därefter gjorts för att beskriva de miljömässiga hållbarhetskonsekvenserna i de olika scenarierna. Vad gäller det sistnämnda har det inom ramen för denna förstudie ej ingått att analysera de lokala miljöanpassningsåtgärderna i vattenkraften i detalj, ej heller effekten av dessa i vattenmiljöerna.

Metodik för analyserna beskrivs översiktligt i kapitel 1.4 och i mer detalj i bilagan till denna rapport.

1.3 FÖRUTSÄTTNINGAR OCH AVGRÄNSNINGAR

I detta avsnitt beskriver vi de förutsättningar och avgränsningar som vi ser som särskilt viktiga för läsaren att beakta.

Lill-Häven har utgjort en *förstudie* där en inte försumbar del har handlat om att utveckla en metodik för att kunna beskriva och analysera de systemmässiga

⁵ <https://www.havochvatten.se/data-kartor-och-rapporter/rapporter-och-andra-publikationer/publikationer/2014-07-04-strategi-for-atgarder-inom-vattenkraften.html>

konsekvenserna av miljöanpassningsåtgärder i den svenska vattenkraften, både vad gäller konsekvenserna för energisystemet och en del av de hållbarhetsmässiga konsekvenserna av dessa förändringar.

En förstudie är till sin natur begränsad och kräver därför av mottagarna av analysresultatet att ha en viss översyn med de ibland betydande osäkerheterna i analysresultatet.

Rapporten bör därför läsas med beaktande av följande förutsättningar och avgränsningar:

1. Vi har naturligtvis inte analyserat alla de implikationer som förändringar i vattenkraftsproduktion kan innebära. Det handlar endast om tre vattenkraftsscenarier, där två beskrivs som spill och ett som spill i kombination med reduktion av lagerkapaciteten. Resultaten kan därför *inte* extrapoleras till scenarier där vi skulle få signifikant påverkan på effektuttaget.
2. Vi förutsätter att det sker en omfattande utbyggnad av olika kraftslag och flexibla resurser fram till 2035. Vi förutsätter också att ett bortfall av produktion och reglerförmåga från vattenkraften kan ersättas med ytterligare alternativ produktion och flexibilitet. Osäkerheter som kopplar till investeringar i omställningen mot 2035 och i alternativen för att hantera miljöbegränsningar i vattenkraften handlar t.ex. om hur väl marknaden lyckas med att få till stånd nya investeringar samt inte minst ledtider i tillståndprocesser och byggnation av anläggningar (innan driftsättning).
3. Indata med avseende på väder och klimat för modellerna kommer från **ett år, vilket innebär att** det endast är detta specifika väderår (2016) som ingår i analyserna. För att nå större säkerhet i hur modellen svarar på olika väderår skulle fler sådana behöva simuleras. Även om investeringar sker utifrån "normalår" skulle man också få indikationer på hur väl systemet klarar maximala effektbehov om man även hade simulerat ett antal mer "extrema" väderår, dvs. hur man kan effektsäkra produktionen. Som nämns i avsnitt 1.1 ingår inte heller klimatförändringens påverkan på hydrologiförändringar som förväntas bli alltmer tydliga de kommande decennierna.
4. Förstudien har endast analyserat situationen år 2035. Frågan är hur det ser ut längre fram i tiden, framåt 2040-2050. Här kan man fundera på när i tiden som prövningsprocessernas konsekvenser vad gäller miljöanpassningsåtgärder får genomslag, och därmed vilken framtid som är mest rimlig att analysera beaktat produktionsförlusternas genomslag.
5. En viktig begränsning i modellerna som har använts är att de endast har en aggregerad beskrivning av vattenkraften för de fyra elområdena, dvs. detaljgraden i modellen på älv/kraftverksnivå saknas. Det innebär att modellresultaten beskriver hur vattenkraften skulle *vilja* köras med utgångspunkt i aggregerade begränsningar, som skapats för att efterlikna historisk produktion.

6. Det är också viktigt att ha i åtanke att det är två olika energisystemmodeller som har använts. Även om de samstämmer generellt kring indata och metodik finns det ändå, i vissa fall delvis betydande, skillnader i förutsättningarna och utgångspunkterna för modellerna.
7. På grund av begränsad projektbudget och analystid har projektgruppen utgått från befintliga LCI⁶-data för att kvantifiera miljöpåverkan av de olika studerade fallen. Dessa data har hämtats från databaser som projektgruppen har tillgång till. Analyserna bygger därmed på data som ej har granskats vad gäller tillämpbarhet för de förhållanden som råder i detta specifika projekt. Exempelvis bör resultaten kring förändrad markanvändning inte övertolkas, då de i stor utsträckning bygger på data som inte är helt representativ för svenska förhållanden.
8. Den kvalitativa bedömningen av systemekologiska konsekvenser och påverkan på svenska miljökvalitetsmål bygger på resultat från kvantitativa beräkningar och expertbedömningar. Som nämnts ovan finns osäkerheter i de kvantitativa data som har utgjort underlag, och resultat av expertbedömningar är beroende av tolkningar hos enskilda individer. Sammantaget innebär detta osäkerheter.

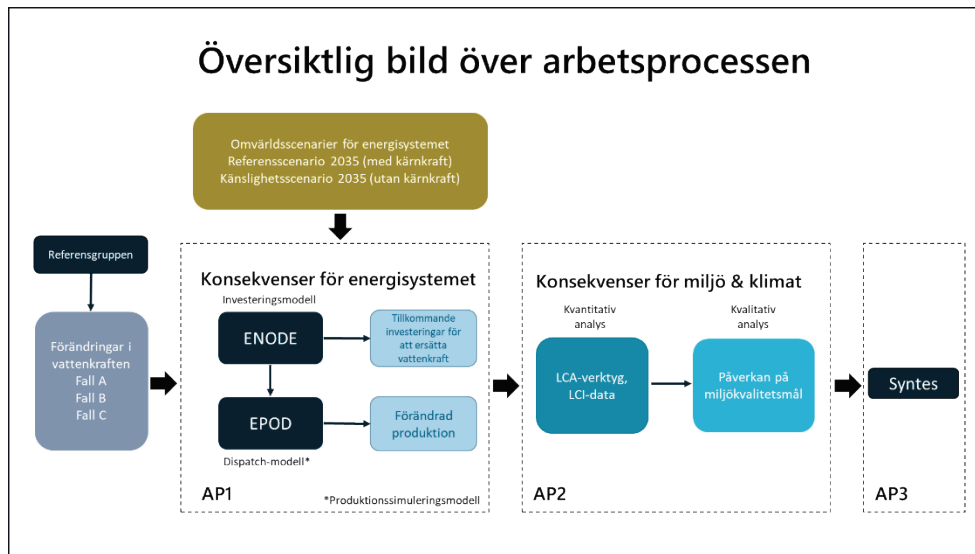
Sist, men inte minst, vill vi understryka att denna slutrapport utgör ett oberoende analys- och kunskapsunderlag där det är rapportförfattarna själva som står för slutsatserna. Rapportförfattarna förordar inte någon specifik lösning eller gör någon ansats att värdera olika hållbarhetskonsekvenser genom att ställa dem mot varandra. Det dataunderlag för analyserna som referensgruppens deltagare har bidragit med har vi inte tagit styrts av vad gäller antaganden och utgångspunkter.

1.4 METODIK

Förstudien har omfattat två arbetspaket (AP), där AP1 har analyserat konsekvenser för elsystemet av miljöåtgärder i vattenkraften. För att analysera konsekvenserna har data och övrigt underlag om förändringarna i vattenkraftens produktion (Fall A-C) erhållits från deltagare i referensgruppen (se vidare under avsnitt 2.2).

Baserat på resultaten från AP1 har AP2 analyserat de miljömässiga konsekvenserna av dessa förändringar i elsystemet. Metodiken som har använts i förstudien sammanfattas i Figur 1 och beskrivs kortfattat i efterföljande stycken. För en mer detaljerad beskrivning av metodiken och de verktyg och modeller som har använts i förstudien hänvisas till Bilaga A.

⁶ Life Cycle Inventory; livscykelinventering.



Figur 1 Sammanfattning av förstudiens metodik. För detaljer hänvisas till Bilaga A.

1.4.1 ENODE och EPOD

Arbetspaket 1 har i huvudsak använt energisystemmodellerna ENODE⁷ och EPOD⁸ för att analysera konsekvenser för elsystemet av vattenkraftens förlorade produktionsmöjligheter. ENODE är en kostnadsminimerande investeringsmodell som tar fram den kostnadsoptimala produktionsmixen för att möta behov av el, fjärrvärme samt vätgas från elektrolys. Investeringar kan göras i land- och havsbaserad vindkraft, solkraft samt termiska produktionsslag som drivs av kol, gas, kärnkraft och biomassa. Historisk vattenkraft är inkluderad, men inga nya investeringar tillåts. Modellen kan även investera i transmissionsnät samt ett antal olika variationshanteringstekniker så som batterier, elektrolys med vätgaslagring för industriellt vätgasbehov, värmepumpar och värmelager för fjärrvärme.

ENODE användes i förstudien för att modellera vilka ytterligare investeringar i elsystemet som behövs när vattenkraften förändras jämfört med grundfall utan dessa förändringar. Även kostnaderna för investeringarna beräknas med ENODE. Skillnaden mellan grundfallen och tilläggskörningarna, dvs. tilläggsinvesteringar och kostnad för dessa, är huvudresultat från ENODE. Dessa resultat har utgjort input till EPOD-modelleringen och analysen av miljökonsekvenser i AP2.

EPOD är en produktionsoptimeringsmodell, en så kallad dispatch-modell. För ett givet behov av el och fjärrvärme under ett givet år beräknar modellen den produktionsmix (av el och fjärrvärme) som har lägst produktionskostnad. Balansen mellan utbud och efterfrågan (på el och fjärrvärme) måste vara uppfylld varje timme.⁹ Modellåret väljs, i sin tur, beroende på frågeställning och kan vara ett nuläge eller ett år i framtiden. I modellen finns en lång rad av ytterligare

⁷ ENODE är en modell utvecklad på Chalmers.

⁸ EPOD är en modell utvecklad av Profu i samarbete med Chalmers.

⁹ I modellbeskrivningen ingår så här långt inte lagring eller lastförskjutning för vare sig el- eller fjärrvärmeförbrukning. På produktionssidan kan dock el lagras i vattenmagasinen och fjärrvärme i ackumulatörer i vissa fjärrvärmesystem.

begränsningar och randvillkor såsom överföringsbegränsningar mellan regioner och länder (transmissionsnätet) och olika driftsbegränsningar för olika typer av produktionsanläggningar. Kostnadsoptimeringen i EPOD baseras på att minimera systemkostnaden, vilket leder till att produktionsslag med lägst rörliga kostnader används i första hand. Den geografiska systemgränsen utgörs av länderna i norra Europa (se Figur i Bilaga A). Länderna är i sin tur indelade i olika elprisområden definierade av viktiga flaskhalsar i elöverföringen på transmissionsnätets nivå. Varje elprisområde i EPOD har därmed ett antal överföringsmöjligheter till, respektive från, omkringliggande regioner som inkluderar både flaskhalsar inom ett land samt sammankopplingar mellan länder.

EPOD bygger på så kallad "*perfect foresight*", dvs. perfekt kännedom om framtiden. Det innebär att modellen har full kännedom om alla sätt som det t.ex. går att köra vattenkraften på samt fylla eller tömma vattenmagasin. Modellen går sedan igenom alla lösningar utefter en väldefinierad lösningsalgoritm där slutmålet är den mest kostnadsoptimala lösningen till det problem som är uppställt i modellen. I verkligheten har man förstås inte perfekt kännedom om framtiden, vilket behöver beaktas vid tolkning av resultat från modellen.

1.4.2 Miljömässiga hållbarhetsaspekter

Resultaten från AP1 har använts för att analysera miljömässiga konsekvenser av förändringar i elsystemet till följd av miljöåtgärder i vattenkraften. Arbetet har omfattat kvantitativa och/eller kvalitativa analyser av följande miljömässiga hållbarhetsaspekter¹⁰: klimatpåverkan, systemekologiska konsekvenser, markanvändning, ekotoxicitet, användning av kritiska material samt avfallshantering.

Ingen värdering har gjorts av olika hållbarhetsaspekter i förhållande till varandra och fokus har varit på analys av skillnaderna mellan de olika scenarierna från AP1. Indata från AP1 består av tillkommande investeringar i nya anläggningar i form av eleffekt samt förändrad produktion i elsystemet i form av elproduktion, bränsleförbrukning och direkta växthusgasutsläpp. Beräkning av specifik miljöpåverkan för olika tekniker/aktiviteter har huvudsakligen gjorts med hjälp av LCA-verktyget SimaPro. Merparten av LCI-data som har använts för beräkningarna har hämtats ifrån databasen ecoinvent¹¹ i form av befintliga dataset. I vissa fall har dessa dataset anpassats något för att bättre svara upp mot frågeställningen och systemgränsen i detta projekt. Det huvudsakliga exemplet på detta är att miljöpåverkan från historiska investeringar i elsystemet har exkluderats. För vissa tekniker/aktiviteter som studeras i detta projekt har det inte funnits färdiga dataset att tillgå i ecoinvent-databasen, i dessa fall har egna dataset byggts upp i SimaPro baserat på andra källor och mer disaggregerade data från ecoinvent-databasen.

¹⁰ Vid projektets start var planen även att analysera energiåterbetalningstid (den tid det tar för en elproduktionsteknik att producera lika mycket el som behövts under tillverkningsfasen). Under projektets gång har det dock framkommit att detta inte är relevant eftersom flera av de tekniker som ersatt förlorad vattenkraftsproduktion inte är elproducerande utan snarare balanserande tekniker, såsom elpannor och elektrolysörer.

¹¹ The coinvent database version 3.8

Resultaten från AP1 och de kvantitativa beräkningarna har använts för den kvalitativa analysen. Förstudien har valt att uttrycka konsekvenserna för miljö och klimat av lokala åtgärder i vattenkraften i termer av påverkan på de svenska miljökvalitetsmålen. Ett kvalitativt ramverk har utvecklats för detta ändamål. Ramverket omfattar fyra nivåer – scenarierna från AP1, energitekniker, sektorer och miljökvalitetsmål, se vidare i Bilaga A och Figur 40. Bedömningarna har gjorts av de studerade fallens miljökonsekvenser, jämfört med referensfallet, genom en kombination av de kvantitativa resultaten och expertbedömningar. Bedömningarna kan enbart jämföras mellan scenarierna, inte mellan olika miljösmål. Det görs heller ingen rangordning av miljökvalitetsmålen tyngd i förhållande till varandra. Även om de enskilda miljökvalitetsmålen syftar på miljötillståndet i Sverige har effekter till följd av ändrad import/export också vägt in i bedömningarna, i linje med det nationella, övergripande, generationsmålet (som är vägledande för miljöarbetet på alla nivåer i samhället).

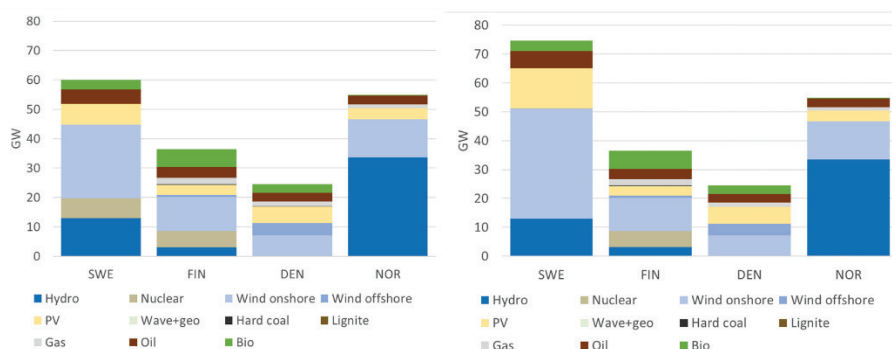
2 Scenarier

Analyserna i förstudien har utgått från ett antal scenarier i ett framtida elsystem (år 2035) där vattenkraften har begränsats i tre olika fall med förluster i elproduktionen på grund av miljöanpassningsåtgärder. I detta kapitel beskrivs scenarierna och de olika fallen samt de antaganden som ingår.

2.1 OMVÄRLDSSCENARIER FÖR ENERGISYSTEMET

I detta projekt begränsar vi oss till två omvärldsscenarioer. Med omvärldsscenario avser vi, i detta fall, det framtidsscenario inom vilket EPOD-modellen gör sina specifika simuleringar, och som definieras av antaganden avseende den energi- och klimatpolitiska utvecklingen, energiefterfrågeutvecklingen, teknisk utveckling med mera. Val av omvärldsscenario påverkar indata så som: installerad produktionskapacitet, priser på bränslen, behov av el med mera. I detta uppdrag skiljer sig de bägge omvärldsscenarioerna dock enbart med avseende på tillgången till kärnkraft och de földeffekter som kommer därav i Chalmers ENODE-modellering.

I det ena omvärldsscenarioet, vårt referensscenario, antar vi att samtliga sex återstående kärnkraftsreaktorer i Sverige är tillgängliga även 2035, medan vi i det andra omvärldsscenarioet, vårt "känslighetsscenario", antar att de sex reaktorerna ersatts med i huvudsak en motsvarande produktionsvolym i vindkraft i Sverige (detta är ett modellresultat från ENODE-beräkningen). Det är viktigt att komma ihåg att i bägge omvärldsscenarioer ökar mängden vindkraft i Sverige (och i andra länder) signifikant, men alltså ännu mer i scenariot utan kärnkraft. Genom att jämföra dessa bägge scenarier får vi en uppfattning av betydelsen av graden av variabilitet i det omgivande elsystemet för de beräknade konsekvenserna av förändrade produktionsvillkor för den svenska vattenkraften. Installerad kapacitet i de fyra nordiska länderna för omvärldsscenarioer med och utan kärnkraft presenteras nedan i Figur 2.



Figur 2: Installerad elkapacitet i Sverige, Norge, Finland och Danmark för de båda omvärldsscenarioerna. (t.v. med kärnkraft i Sverige, t.h. utan kärnkraft i Sverige).

I övrigt så förväntas stora delar av industri- och transportsektorn elektrifieras och vi antar att EU når klimatmålen till 2050 (gäller alltså bägge scenarierna). Vi antar en bruttoelanvändning i Sverige på 175 TWh år 2035. Det motsvarar i stort Energimyndighetens elektrifieringsscenario från våren 2021 ("Långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem"). Det innebär dock att en del av de (relativt nyligen) aviserade (och elintensiva) industriprojekten inte inkluderas här, exempelvis H2 Green Steel och det förväntade hela elbehovet för LKAB:s omställning (inte heller SSAB:s nyligen tidigare lagda målår för sin omställning).

2.2 SCENARIOBESKRIVNING AV MILJÖÅTGÄRDER INOM VATTENKRAFTEN

Inom förstudien har totalt tre scenarier där vattenkraften begränsas på grund av miljöåtgärder utvärderats. Scenarierna har tagits fram av några av deltagarna i förstudiens referensgrupp från Energimyndigheten, Svenska Kraftnät och Energiföretagen Sverige.

För tydlighet och minimering av risken för hopblandning med scenarier för omvärld benämns dessa åtgärdsscenarier härnäst som "Fall" följt av bokstäverna A, B och C. De tre fallen heter därmed, "Fall A", "Fall B" och "Fall C". Referensfallet (ett fall utan nya miljöbegränsningar) refereras till som Fall 0.

I Tabell 1 beskrivs de fall som har modellerats för referensscenariot respektive känslighetsscenariot.

Tabell 1: En översikt över de modellsimuleringar som har genomförts samt storleken på produktionsbortfallet i vattenkraften (TWh).

Modellsimuleringar	FALL 0 <i>Referensfall</i> Inga miljöåtgärder i vattenkraften	FALL A -1,5 TWh vattenkraft	FALL B - 5,1 TWh vattenkraft	FALL C Fall B (-5,1 TWh) + minskad lagerkapacitet
Referensscenario 2035 (med kärnkraft)	x	x	x	x
Känslighetsscenario 2035 (utan kärnkraft)	x	-	-	x

2.2.1 Fall A

Dataunderlaget och beskrivningen av detta fall har erhållits av Svenska Kraftnäts och Energimyndighetens representanter i referensgruppen till förstudien.

Detta fall syftar till att beskriva genomförande av miljöförbättrande åtgärder i vattenkraftssystemet i enlighet med det nationella riktvärdet, det vill säga en (maximal) produktionsförlust av vattenkraft med 1,5 TWh/år. Tabell 2 redovisar vilka åtgärder som antagits vara aktuella för "Fall A". Åtgärdstyperna är hämtade från projektet "Strategi för åtgärder i vattenkraften" som var ett samarbete mellan Havs- och vattenmyndigheten och Energimyndigheten¹². I det projektet delades vattenkraftverk in i tre kategorier:

¹²Havs- och vattenmyndigheten och Energimyndigheten 2014. Strategi för åtgärder i vattenkraft – Avvägning mellan energimål och miljö kvalitetsmålet Levande sjöar och vattendrag. Tillgänglig på

- Den ena gruppen [storskaliga vattenkraftverk] har långa, helt eller delvis, torrlagda vattendragsträckor (naturfåror) nedströms kraftverket. Vattnet i vattendragen leds i dessa kraftverk genom olika kanaler eller tunnlar. Utan vatten i naturfåran är det svårt att tillskapa konnektivitet genom fiskvägar. **I dessa fall utesluts minimitappningskrav vilket innebär att fiskvägar inte är aktuellt som åtgärd.** I denna kategori antogs inga flödespåverkande åtgärder vid en produktionsförslut på 1,5 TWh. Övriga rimliga åtgärder som minskar påverkanstrycket kan dock genomföras.
- Den andra gruppen är storskaliga vattenkraftverk som har avskurna torrfåror som är kortare än 500 m och en dammhöjd under 50 m (de kraftverk som har högre dammhöjder ligger ofta i vattendrag som, innan utbyggnad, har varit mycket branta och nära fjällkedjan och som därmed sannolikt har varit naturliga vandringshinder). I denna grupp, som omfattar 60 storskaliga vattenkraftverk med kort eller ingen avskuren naturfåra, bedömdes det som möjligt att bygga fiskväg med ett flöde motsvarande 5 % av medelvattenföringen. Även om minimitappningen sannolikt är för låg för nedströms avskuren naturfåra, finns möjlighet att leda fiskvägen förbi denna sträcka eller morfologiskt justera fåran för att anpassa mot den nya hydrologin och tillskapa konnektivitet.

Tabell 2. Tänkbara åtgärder i vattenkraften i "Fall A". Åtgärdstyperna är hämtade från Vattenmyndigheterna¹³.

Åtgärd	Stora kraftverk med lång torrfåra	Stora kraftverk utan lång torrfåra	Medelstora och små kraftverk
Möjliggöra upp- och nedströmspassage	Nej	Ja	Ja
Återskapa eller förbättra hydrologisk regim och konnektivitet	Nej	Ja, minimitappning max 0,05 MQ	Ja, 5,25 m ³ /s respektive 1,75 m ³ /s, året runt ¹⁴
Biotopvårdande åtgärder	Ja	Ja	Ja
Motverka fysiska förändringar till följd av vattenreglering	Ja	Ja	Ja
Bevara eller förbättra fysikalisk-kemiskt tillstånd	Ja	Ja	Ja
Kompensationsåtgärder	Ja	Ja	Ja

Strategi för åtgärder inom vattenkraften - Publikationer - Data, kartor och rapporter - Havs- och vattenmyndigheten (havochvatten.se)

¹³ Vattenmyndigheterna i Sveriges fem vattendistrikt, 2012. Förslag till miljö kvalitetsnormer för vatten som påverkas av vattenkraft – Vattenförekomster med vattenkraft som ska prövas enligt nationell plan för moderna miljö villkor under perioden 2022–2024. Samrådshandling.

¹⁴ För kategorin medelstora kraftverk (1,5-10MW) har flödet 5,25 antagits och för småskaliga (<1500kW) har 1,75 antagits.

Åtgärder för 1,5 TWh-fallet (fall A) baseras på det underlag Energimyndigheten och Svenska Kraftnät har sammanställt från samma "vattenkraftverksdata" som sammanställdes av Havs- och vattenmyndigheten tillsammans med Energimyndigheten 2014¹⁵. Det innebär följande:

El-område	VKRV > 10 MW med torrfåra klass 1	VKRV > 10 MW med torrfåra klass 2	VKRV > 10 MW med torrfåra klass 3	VKRV > 10 MW med torrfåra uppgift saknas	VKRV > 10 MW utan eller med kortare torrfåra klass 1	VKRV > 10 MW utan eller med kortare torrfåra klass 2	VKRV > 10 MW utan eller med kortare torrfåra klass 3
SE1	21				7		1
SE2	87			2	29		
SE3	21	1	1		26		
SE4	10						

För kategorin medelstora kraftverk (1,5-10 MW) var utgångspunkten 176 medelstora kraftverk och för småskaliga (<1500 kW) var utgångspunkten 500 kraftverk. För dessa kategorier saknas mer detaljerad information.

Inga utrivningar av magasin antas för Fall A (liksom för fall B).

Produktionsförlusten som uppstår från beskrivna åtgärder i "Fall A" antas uppgå till 1,5 TWh, dvs. motsvarande det nationella riktvärdet för betydande negativ påverkan på kraftproduktion. Produktionsförlusten har i förstudien uppskattats på årlig basis och modellerats som ett spill av energi över året. Detta spill har förenklat antagits ha en konstant profil över året. Fördelning av produktionsförlust samt spill per timme per elområde redovisas enligt nedan.

	Produktionsförlust, [GWh]	Spill [MWh/h]
SE1	184	21
SE2	503	57
SE3	680	78
SE4	133	15
Summa	1500	171

2.2.2 Fall B

Detta fall har definierats av Energimyndighetens och Svenska Kraftnäts representanter i förstudiens referensgrupp i dialog med vattenmyndigheterna.

Beräkning av produktionsförlust baseras på samma vattenkraftverksdata som i "Fall A" och beräknas med avseende på fallhöjd, dammhöjd m.m.

I vattenmyndigheternas samrådsförslag till miljö kvalitetsnormer för vattenförekomster med vattenkraft som ska provas 2022–2024 föreslås bland annat **konnektivitetsåtgärder för upp- och nedströmspassage i alla vattendrag.**

¹⁵ Havs- och vattenmyndigheten & Energimyndigheten (2014). Strategi för åtgärder i vattenkraften. Avvägning mellan energimål och miljö kvalitetsmålet Levande sjöar och vattendrag. Havs- och vattenmyndighetens rapport 2014:14.

Vattenmyndigheterna bedömer att det flöde som behövs för upp- och nedströmspassage för att kvalitetsfaktorn konnektivitet uppnås bör vara möjligt att åstadkomma utan att påverka reglerförmågan på ett betydande sätt. Därför anses det inte finnas skäl för mindre stränga krav för kvalitetsfaktorn konnektivitet i något av kraftverken som ska prövas 2022-2024. I vissa fall kan även åtgärder i form av lokalt anpassade minimitappningar i torrfåror övervägas för KMV med klass 1¹⁶, där de kan förväntas ge en stor biologisk nytta¹⁷.

För att undersöka hur schablonartade flödespåverkande åtgärder påverkar kraftsystemet om det applicerades på nationell nivå så har några scenarier tagits fram i dialog med vattenmyndigheterna. I de olika scenarierna antas olika flöden för konnektivitetsåtgärder och en viss återställning av habitat genom minimitappningar i naturfåror vilket simuleras som en minskning i tillgängligt flöde till vattenkraftsproduktion.¹⁸

I den här förstudien motsvarar "Fall B" det som innebär störst flödespåverkan och som förväntas ge en märkbar biologisk nytta nationellt. De olika flödena antas gå vid sidan av kraftverken till fiskvägar och naturfåror där ingenting används till kraftproduktion. För småskaliga kraftverk antogs flöden enligt Havs- och Vattenmyndighetens beräkningar från nationella strategin från 2014. Detta är 5,25 m³/s för kraftverk mellan 1,5 och 10 MW och 1,75 m³/s för kraftverk mindre än 1,5 MW.

Tabell 3 nedan summerar vilka åtgärder som kan vara aktuella för "Fall B".

Tabell 3: Tänkbara åtgärder i "Fall B". Åtgärdstyperna är hämtade från Vattenmyndigheterna¹⁹.

Åtgärd	Stora kraftverk med lång torrfåra	Stora kraftverk utan lång torrfåra	Medelstora och små kraftverk
Möjliggöra upp- och nedströmspassage	Ja	Ja	Ja
Återskapa eller förbättra hydrologisk regim och konnektivitet	Ja, 7,5 m ³ /s, året runt	Ja, 3 m ³ /s, avrinningsområden från Dalälven och norrut antas endast minskning i flöde maj-oktober	Ja, 5,25 m ³ /s respektive 1,75 m ³ /s, året runt
Biotopvårdande åtgärder	Ja	Ja	Ja
Motverka fysiska förändringar till följd av vattenreglering	Ja	Ja	Ja
Bevara eller förbättra fysikalisk-kemiskt tillstånd	Ja	Ja	Ja
Kompensationsåtgärder	Ja	Ja	Ja

Åtgärderna i "Fall B" resulterar i en större produktionsförlust, 5100 GWh, jämfört med "Fall A" där 1500 GWh spills. Produktionsförlust per elprisområde och

¹⁶ Klass I-verk, enligt definition kraftverk som har ett relativt reglerbidrag på 0,03 % eller högre.

¹⁷ Kvalitetsfaktorn konnektivitet är en av många kvalitetsfaktorer som ingår i ekologisk status eller potential.

¹⁸ Simuleringsresultat för alla scenarion kommer att redovisas i den underlagsrapport som Energimyndigheten och Svenska kraftnät arbetar med och som publiceras under början av 2022.

¹⁹ Vattenmyndigheterna i Sveriges fem vattendistrikt, 2012. Förslag till miljökvalitetsnormer för vatten som påverkas av vattenkraft – Vattenförekomster med vattenkraft som ska prövas enligt nationell plan för moderna miljövillkor under perioden 2022–2024. Samrådshandling.

uppdelat för de tre kraftverksgrupperna redovisas i Tabell 4. Likt "Fall A" har produktionsförlusten i "Fall B" modellerats som ett konstant spill över året.

Tabell 4: Produktionsförlust (spill) per elprisområde och kraftverksgrupp.

	Vattenkraftverk > 10 MW med torrfåra längre än 500 m	Vattenkraftverk > 10 MW med kort eller ingen torrfåra	Mindre och små Vattenkraftverk
SE1	691	22	
SE2	2450	39	
SE3	1047	55	494
SE4	136		165
Σ	4324	116	659

Fördelning av produktionsförlust samt spill per timme per elområde redovisas enligt nedan.

	Produktionsförlust [GWh]	Spill [MWh/h]
SE1	710	81
SE2	2490	280
SE3	1600	180
SE4	300	34
Summa	5100	575

2.2.3 Fall C

Underlag till detta fall, utöver det som har hämtats från Fall B, kommer från förstudiens representanter för vattenkraftsbranschen.

Syftet med Fall C är att modellera och bedöma systempåverkan av de normativa kraven för kvalitetsfaktorn hydrologisk regim som ställs i Havs- och vattenmyndighetens föreskrift HVMFS 2019:25 (HVMFS 2019:25) med tillhörande bedömningsgrunder (Havs- och vattenmyndigheten, 2020). Det förmodas att sådana krav kan komma att ställas utöver de mintappningskrav som modellerats i "Fall B" – exempelvis i Natura-2000-områden där god status för hydrologisk regim som regel anges för uppnående av gynnsam bevarandestatus (GYBS) i länsstyrelsernas bevarandeplaner. För exempel på åtgärdstyper, se Tabell 3 under Fall B.

För uppnående av god status för faktorn hydrologisk regim krävs att parametrarna *specifik flödeseffekt*, *volymsavvikelse i vattendrag* och *flödets förändringstakt* avviker maximalt 15% från referensförhållandet naturlig vattenföring, samt att *vattenståndets förändringstakt* avviker högst 0,15 meter per timme relativt referensförhållandet. Eftersom de modeller som används i Lill-Håven inte har den upplösning som krävs för att kunna modellera dessa villkor enskilt och på vattenförekomstnivå måste de aggregeras till villkor på elområdesnivå. Den aggregering som gjorts bygger på insikten att villkor enligt ovan skulle förhindra verksamhetsutövarna att magasinera vatten uppströms i de vattenförekomster där villkoren ställs. Genom att minska den effektiva lagringskapaciteten i modellens vattenmagasin uppnås att en mindre mängd av det tillrinnande vattnet kan lagras och en större mängd släpps förbi direkt när det kommer. Vattenföringen blir således mer lik den naturliga.

Genom att implementera villkoren för hydrologisk regim i en annan modellparameter än mintappningsvillkoren uppnås även att den produktionspåverkan som de ger upphov till var för sig inte summeras när de körs tillsammans. Det vatten som krävs för att uppfylla mintappningsvillkoren räknas i första hand av från den ökade naturliga vattenföringen innan de börjar konsumera vatten som hade kunnat sparas. Resultaten från "Fall C" visar således endast den tillkommande påverkan från kraven på god hydrologisk status i jämförelse med "Fall B".

Beräkning av energilagringsskapacitet per elområde

För att beräkna hur mycket energilagringsskapaciteten ska minskas per elområde har först energilagringsskapaciteten i de största vattendragen samlats in eller beräknats överslagsmässigt. Därefter har den lagringsskapacitet som finns uppströms ett Natura-2000-område minskats till 15 % av sitt ursprungliga effektiva värde²⁰ och därefter har brutto- och nettosiffrorna summerats per elområde för att till slut få fram en total kvot. Metoden är grov, men bedöms ändå uppfylla sitt syfte.

För några av de större älvarna har energilagringsskapaciteten kunnat erhållas direkt från verksamhetsutövare och kvaliteten på denna data bedöms därför vara god. För några större och de flesta mindre älvarna som inkluderats har endast vattenvolymer kunnat erhållas från verksamhetsutövare. Omräkning till energi har då gjorts överslagsmässigt genom antaganden om utbyggd effektiv fallhöjd ner till havet, verkningsgrad och tillgänglighet. I vissa fall har vattenvolymer behövt skattas utifrån magasinens areal, dämningssgräns och sänkningsgräns. Grovt kan sägas att de 15 största älvarna inkluderats i beräkningen, dock inte alltid med alla magasin. Den totala energilagringsskapaciteten för Sverige som erhållits från beräkningen är 33,4 TWh. Med de Natura-2000-områden som inkluderats sjunker lagringsskapaciteten med 3,3 TWh.

Tabell 5 visar uppskattat energiinnehåll brutto och netto per elområde. Störst minskning av energilagringsskapaciteten sker i Dalälven, Ljusnan och Indalsälven – samtliga belägna i SE2. För Dalälven och Lagan är minskningen hela 85 procent, vilket beror på att de aktuella Natura-2000-områdena ligger längst ner i dessa avrinningsområden. I SE1 finns inga Natura-2000-områden som bedöms ha någon nämnvärd inverkan på vattenregleringen i huvudfårorna i Luleälven och Skellefteälven.

²⁰ Effektiv energilagringsskapacitet avser här den volym som används i de aktuella scenariernas referensfall. Att ta bort lagringsskapacitet som inte används i referensfallen skulle inte visa någon påverkan alls på vattenkraftproduktionen i de fall som studeras.

Tabell 5. Grovt uppskattad energilagringsskapacitet per elområde med och utan krav på god status för hydrologisk regim i Natura-2000-områden.

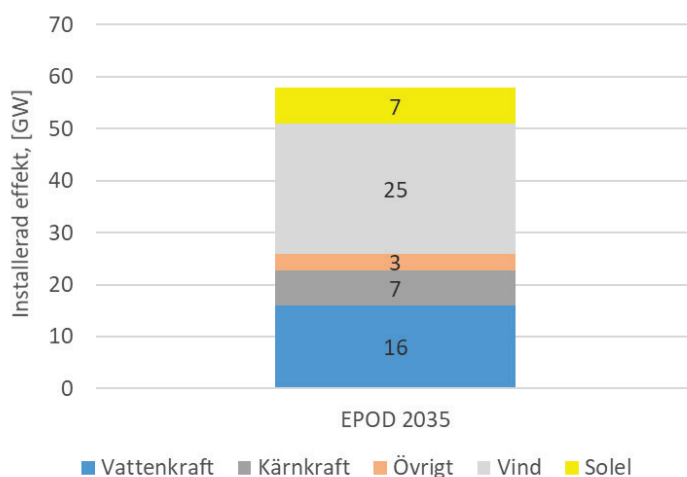
Summa (GWh, %) -->		33 370	30 097	-3 273	-10%	
Elområde	Älvar	Energilager brutto (GWh)	Energilager med hänsyn till N2000 (GWh)	Förändring (GWh)	Andel av brutto	Beaktade N2000-områden
SE1	Luleälven, Skellefteälven	14 697	14 697	0	0%	Inga
SE2	Umeälven, Ångermanälven, Gideälven, Indalsälven, Ljungan, Ljusnan, Dalälven	17 136	14 185	-2 950	-17%	Rörströmsälven, Hårkan, Långan, Sölvbacka strömmar, Hede-Svegssjön, Nedre Dalälven
SE3	Göta Älv, Vänerälvarna, Motala ström	1 351	1 160	-191	-14%	Gullspångsälven
SE4	Lagan, Nissan, Ätran	186	54	-132	-71%	Karsefors

Implementeringen av lagerbegränsningar i "Fall C" i modellen består av en uppdelning av lagringsmagasinen per elprisområde vilket möjliggörs med en utökning (från en till två) av antalet vattenekvivalenter per elprisområde. Produktionseffekt, tillrinning och lagringsvolym i den nya ekvivalenten skalas med hänsyn till påverkad magasinvolym och den ursprungliga ekvivalenten reduceras med samma mängd. Effektiv lagringsvolym i den nya ekvivalenten reduceras ned till 15 %. Produktionseffekt och total tillrinning i modellen är därmed oförändrad men vattenkraftens möjlighet att lagra energi minskar.

3 Konsekvenser för elsystemet av miljöåtgärder i vattenkraften

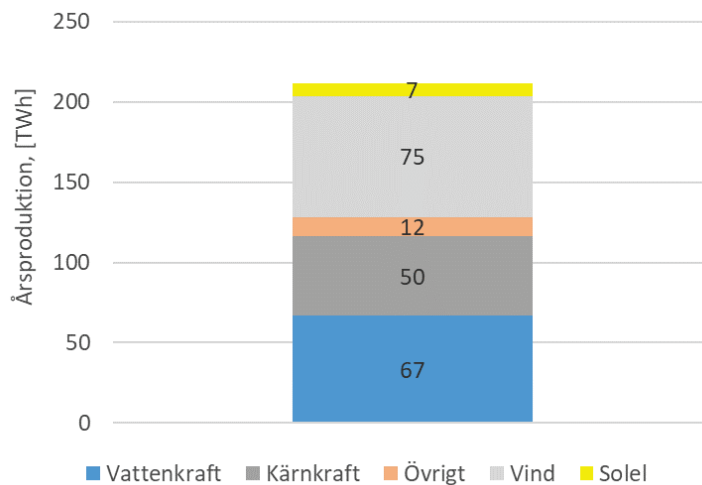
I föregående avsnitt beskrevs de tre beräkningsfall som representerar olika miljöåtgärder för den samlade svenska vattenkraften. Dessa fall har simulerats med investeringsmodellen (ENODE) och produktionsmodellen (EPOD). Investeringsmodellen simulerar alla beräkningsfall med referensscenariot för omvärlden (Sverige har kvar kärnkraft till 2035) samt känslighetsscenarioet där kärnkraften i Sverige antas vara nedstängd till 2035. I produktionsmodellen begränsades antalet simuleringar till att alla beräkningsfall för vattenkraften simuleras utifrån referensscenariot medan endast en simulering utfördes utifrån känslighetsscenarioet utan kärnkraft. I det fallet valde vi att simulera det mest krävande vattenkraftsfallet, det vill säga "Fall C".

Innan investeringar i kraftslag presenteras börjar vi med att kort redogöra för det elsystem som antas vara på plats i Sverige år 2035, alltså "Fall 0". Scenariot som använts i denna studie präglas av en stor elektrifiering inom industri och transport och speglar i stort elektrifieringsscenarioet i Energimyndighetens långsiktsprognos (se avsnitt 2.1). Den ökade elanvändningen speglas av en utbyggnad av framför allt förnybara energikällor så som vindkraft och sol. Befintliga reaktorer i Sverige antas existera 2035 delvis med hjälp av livstidsförlängning. Installerad effekt i olika kraftslag för det svenska elsystemet presenteras i Figur 3²¹. Årsproduktion redovisas i Figur 4.



Figur 3: Installerad effekt i modellen för Sverige. Observera att vattenkraften har 16 GW installerad effekt, men på grund av begränsningar begränsas denna effekt till ca 13 GW i modellen. Övrigt innehåller kraftvärme och mottryck i industrier.

²¹ Installerad effekt redovisas för EPOD-modellen. Investeringsmodellen ENODE har en annan produktionsmix i drift 2035 men förhållandet mellan vind, sol, vatten och kärnkraft i Sverige för de båda modellerna överensstämmer.



Figur 4: Årsproduktion av el i Sverige år 2035.

3.1 INVESTERINGAR I KRAFTSLAG PÅ GRUND AV MILJÖÅTGÄRDER SOM BEGRÄNSAR VATTENKRAFTEN

Från varje simulering med ENODE erhålls nya sammansättningar av tekniker som uppfyller energisystemets behov till lägsta kostnad. Skillnaden i tekniksammansättning mellan ett beräkningsfall ("A", "B" & "C") och "Fall 0" representerar den kompletterande utbyggnaden av olika tekniker som behövs när vattenkraften påverkas av miljöbegränsningar. Detta utgörs alltså av teknikslag som på olika sätt ersätter bortfallet av vattenkraft men som också ger upphov till (andra) miljöeffekter. ENODE kan förutom att investera i produktionstekniker välja att investera i flexibilitet på efterfrågesidan. Därför blir det investeringar i t.ex. elpannor (som konsumerar el för att göra värme) eller vätgaslager som kan flytta industriens behov av el mellan hög- och låglastperioder.

En stor del av investeringarna för att hantera bortfallet av vattenkraft sker i vindkraft vilket kan tyckas kontraintuitivt när det är styrbar elproduktion som försvinner i beräkningsfallen. Ökad vindkraft ger en ökad produktion sett över väldigt många timmar även om den vid några (få) inte producerar alls och vid några timmar kommer att spillas (då efterfrågan understiger det icke-styrbara utbudet). Men vattenkraftens möjlighet att möta de viktigaste effekttopparna påverkas inte nämnvärt i de beräkningsfall som analyserats. Vattnet som spills eller som inte kan sparas till vintern (till följd av miljöbegränsningar) gör att man omfördelar den återstående vattenkraften till tidpunkter vid vilka elbalansen är som mest ansträngd. Det underskott i effekt som uppstår när vattenkraft omfördelas (och som inte kan ersättas med ny produktion från vind) måste tillgodoses med elimport, förbrukningsflexibilitet eller ökad drift av befintlig termisk elproduktion. Tillfällen med lågpristimmar (p.g.a. mer vindkraft som ersätter bortfallet av vattenkraft och/eller mer icke-reglerbar vattenkraftsproduktion till följd av reducerade magasinsvolym) ökar något och därför finns ett visst värde i att öka kapaciteten på konsumtionssidan (elektrolys, vätgaslager och värmepannor). Dessa ökar alltså inte den årliga förbrukningen, utan optimerar istället när under året el förbrukas. Våra analyser indikerar att det i

de scenarier som har studerats erfordras större begränsningar (eller andra typer av begränsningar) i vattenkraftens produktionsförmåga än de vi analyserat här för att effektbidraget under årets mest ansträngda timmar ska påverkas negativt. Nedan beskrivs kvantitativt vilka förändringar i installerad kapacitet som erhållits för alla beräkningsfall. Förändringarna uttrycks som skillnader mellan ett beräkningsfall där vattenkraften påverkas och "Fall 0".

3.1.1 Fall A

I detta beräkningsfall spills lika mycket vatten varje tidssteg, och totalt minskar produktionen från vattenkraft med 1,5 TWh. Tabell 6 innehåller skillnaden i installerad effekt jämfört med "Fall 0" för omvärldsscenarioet med kärnkraft i Sverige. I detta beräkningsfall med kärnkraft investerar modellen i vindkraft för att kompensera för energiförlusten på 1,5 TWh inom vattenkraften. Även i fallet utan kärnkraft investeras det i vindkraft för att kompensera för bortfallet i vattenkraft, men i mindre utsträckning jämfört med om kärnkraft finns kvar.

Tabell 6: Investeringar i "Fall A" med kärnkraft per elområde.

Typ av investering	SE1	SE2	SE3	SE4	Enhet
Vindkraft (land)	0	0,32	0,01	0	GW
Vindkraft (hav)	0	0	0	0	GW
Solkraft	0	0	0	0	GW
Elektrolys	0	0	0	0	GW (el) ²²
Elpannor	0	0	0	0	GW (el)

3.1.2 Fall B

"Fall B" är modellmässigt en förstärkning av "Fall A" där spilld energi uppgår till 5,1 TWh istället för 1,5 TWh. Tabell 7 innehåller ökade investeringar i "Fall B" jämfört med "Fall 0" för omvärldsscenario med kärnkraft. Om kärnkraft finns kvar svarar modellen med investeringar i vindkraft och solel för att möta energiförlusten på 5,1 TWh. Utan kärnkraft investeras det fortfarande i vindkraft (även havsbaserad) och förbrukning- och flexibilitetsåtgärder så som elpannor, vätgaslager och elektrolys.

Precis som för "Fall A" kan vi här konstatera att i fallet med kärnkraft (vårt referensscenario) så investeras det mer i alternativ energiproduktionskapacitet än då kärnkraft saknas i systemet. Den övriga befintliga produktionen, exempelvis termisk elproduktion (gaskraft tillkommer utanför Sverige och ett litet bidrag kommer från biokraft inom Sverige), producerar istället mer i fallet utan kärnkraft. Å andra sidan investeras det mer i flexibilitet i fallet utan kärnkraft än i fallet med

²² (el) beskriver att investeringsstorleken angivs i effekt med avseende på el och inte på annan nytta t.ex. värme eller vätgas

kärnkraft. Det förklaras av att fallet utan kärnkraft karaktäriseras av en högre grad av variabilitet på elmarknaden och att förlusten av flexibilitet i styrbar vattenkraftproduktion till följd av produktionsbegränsningarna blir mer kännbar än i fallet med kärnkraft och måste därför ersättas.

Tabell 7: Investeringar i "Fall B" med kärnkraft i respektive elområde.

Typ av investering	SE1	SE2	SE3	SE4	Enhet
Vindkraft (land)	0,01	1,51	0,01	0	GW
Vindkraft (hav)	0	0	0	0	GW
Solkraft	0	0	0	0,55	GW
Elektrolys	0	0	0	0	GW (el)
Elpannor	0	0	0	0	GW (el)

3.1.3 Fall C

Det sista fallet som beskriver möjliga begränsningar inom vattenkraften är en utökning av "Fall B". Förutom ett fast spill på 5,1 TWh har lagringsmöjligheterna minskat på grund av begränsningar av befintliga vattenmagasin inom Natura 2000-områden. I Tabell 8 och Tabell 9 redovisas utökade investeringar i "Fall C" jämfört med "Fall 0" med respektive utan kärnkraft i Sverige 2035. Med kärnkraft investeras det i mycket vindkraft för att möta energiförlusten och dessutom erhålls en relativt liten investering i elektrolys. Detta då elpriset periodvis blir lägre då vatten tvingas ut, eftersom lagerhållningen är begränsad och mer el från vindkraft finns tillgängligt. Utan kärnkraft blir det investeringar i vindkraft (jämn effektfördelning mellan land- och havsbaserad) och relativt stora investeringar i förbruknings- och flexibilitetsåtgärder.

Tabell 8: Investeringar i kapacitet för "Fall C" med kärnkraft i respektive elområde.

Typ av investering	SE1	SE2	SE3	SE4	Enhet
Vindkraft (land)	1,01	1,80	0,27	0	GW
Vindkraft (hav)	0	0	0	0,16	GW
Solkraft	0	0	0	0	GW
Elektrolys	0,06	0	0	0	GW (el)
Elpannor	0	0	0	0	GW (el)

Tabell 9: Investeringar i "Fall C" utan kärnkraft i respektive elområde.

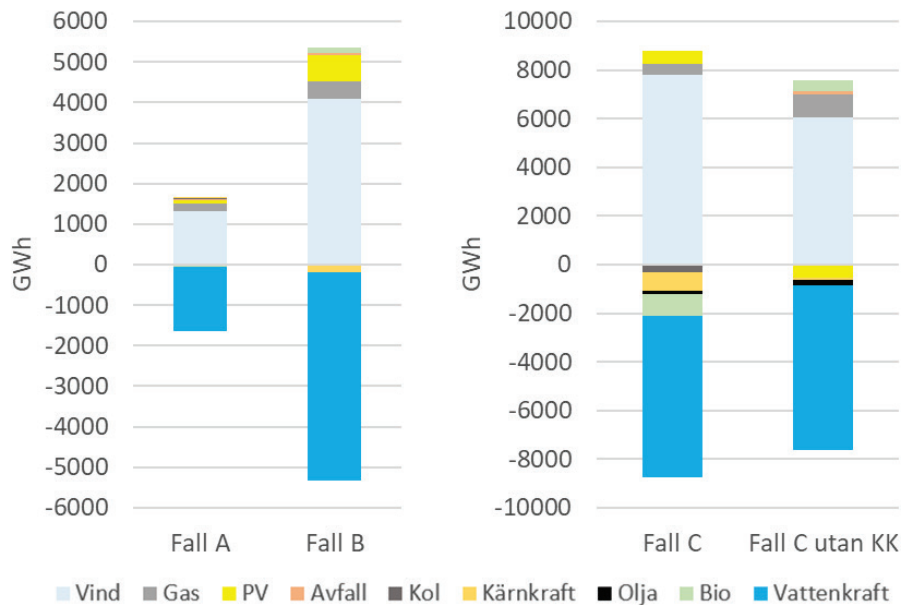
Typ av investering	SE1	SE2	SE3	SE4	Enhet
Vindkraft (land)	1,43	0	0	0	GW
Vindkraft (hav)	0	0	1,28	0	GW
Solkraft	0	0	0	0	GW
Elektrolys	0,12	0	0	0	GW (el)
Vätgaslager (bergslager)	6,96	0	0	0	GWh
Elpannor	0,01	0,01	1,47	0	GW (el)

3.2 TEKNIKER SOM ERSÄTTER BORTFALLET I VATTENKRAFTPRODUKTION

I samtliga beräkningsfall där vattenkraften begränsas behöver andra tekniker ta vattenkraftens plats. För att ersätta vattenkraftens produktion och reglernytta används en kombination av produktionsslag både inom Sverige och i andra länder. Nya investeringar i elproduktionskapacitet (som vi diskuterat i föregående kapitel) och/eller befintlig termisk kapacitet ersätter bortfallet av elproduktion från vattenkraften. Kvarvarande vattenkraft och annan flexibilitet arbetar för att minimera kostnadsökningen som uppstår på grund av begränsningar i vattenkraften. Detta avsnitt består av två delar där den första behandlar förändringar på årsbasis av el och den andra belyser hur olika delar av energisystemet samverkar för att täcka upp för bortfallet av energi och reglerförmåga i svensk vattenkraft.

3.2.1 Produktion

För att kompensera för bortfallet av elproduktion från vattenkraft produceras "ersättningsel" från befintliga och nya anläggningar. Den tillkommande elen från vindkraftsinvesteringar sker inom Sverige och kompletterande produktion från styrbara befintliga produktionsslag sker både inom Sverige och i utlandet. Ett generellt resultat för samtliga beräkningsfall som analyserats med produktionsmodellen är att vattenkraften ersätts i mycket stor utsträckning av nyinvesteringar i vindkraft och kompletteras med styrbar termisk produktion (i detta fall gaseldade kraftslag). Andelen vindkraft i den energimix som ersätter vattenkraften varierar mellan 80-90 % och andelen gaseldad produktion som kompletterar vindkraften varierar mellan 5-15 %. Hur alla energislags förändrade årsproduktion fördelar sig över alla beräkningsfallen (som analyserats med produktionsmodellen) presenteras i Figur 5.



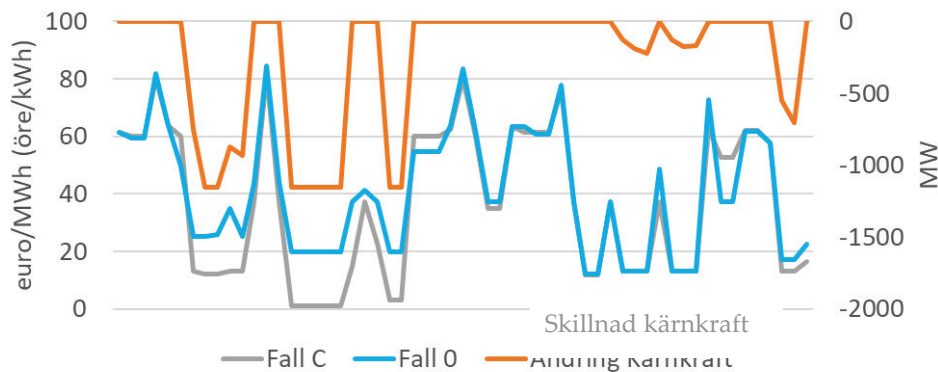
Figur 5: Förändrad årsproduktion i hela det studerade energisystemet för samtliga beräkningsfall. "Fall A", "Fall B" och "Fall C" jämförs mot "Fall 0" med kärnkraft. "Fall C" utan kärnkraft jämförs mot "Fall 0" utan kärnkraft. (OBS: figur uppdelad på två y-axlar för att underlätta läsning)

I "Fall A" och "B" är tillkommande vindkraftsenergi mindre än spilld energi i vattenkraften (till följd av produktionsbegränsningarna) medan det för "Fall C" med kärnkraft tillkommer mer vindenergi än vad som spills i vattenkraftverken. I "Fall C" spills knappt 1,5 TWh vattenenergi ytterligare jämfört med Fall B. Beräkningsfallen A och B har liknande utfall med avseende på karaktäristik. Vindkraft och i viss mån solel tillsammans med termisk produktion (gas, avfall, kol, kärnkraft, olja och bio) ersätter vattenkraften. I "Fall B" minskar dock kärnkraftsproduktionen något, vilket även sker i "Fall C". I "Fall C" kan man även se en tydlig minskning i biobränslekraft. Intuitivt kan det tyckas märkligt att styrbar produktion minskar sin produktion när reglerbar vattenkraft reduceras i systemet. Men begränsningar av vattenkraften utförs inte i ett vakuum utan nyinvesteringar skapar ett "nytt" energisystem vilket får följdverkningar på driften av befintliga anläggningar inklusive återstående vattenkraft. I fallet med kärnkraft och "Fall B" beror minskningen på att ytterligare vindkraft kommer in stundtals när kärnkraften sätter marginalpriset (sommar, vår, höst). I "Fall B" reglerar då kärnkraften ned något, men storleken på tillkommande vindkraftseffekt är generellt inte tillräcklig för att påverka priset på el under dessa tidpunkter så att det är motiverat att stänga ned kärnkraft tillfälligt.²³

I "Fall C" skapar vindkraften fler perioder med lägre elpriser som dessutom kan vara mer ihållande, se Figur 6. Detta beräkningsfall ser en investering i vindkraft

²³ I modellen skiljer vi på att reglera ned effekt och att stänga ned effekt. En nedstängning av kärnkraft görs om elpriset blir för "långt" under en för "lång" tid. I fallet med mer vindkraft trycks denna in och tillgodoser elbehov som tidigare kärnkraft hanterade, men tillkommen effekt från vindkraften är inte tillräcklig för att resultera i full nedstängning av en reaktor. Däremot minskar produktionen från kärnkraft under dessa tillfällen, givet att kärnkraft ligger som marginalresurs.

som resulterar i ett högre tillflöde av billig elproduktion än den minskade elproduktionen från miljöåtgärder inom vattenkraften.



Figur 6: Skillnad i kärnkraftsproduktion (röd-serie, höger y-axel) mellan "Fall C" och "Fall 0" under en sommarvecka, negativt värde betyder minskad elproduktion från svensk kärnkraft. (blå) och (grå) är elpris för respektive beräkningsfall.

Att begränsa vattenkraften resulterar i mindre flexibilitet att parera variabla energikällor med vilket leder till mer variabilitet i elpriset. Att ersätta styrbar elproduktion med icke styrbar accentuerar denna variabilitet. Denna ökade variabilitet kan i sin tur leda till att stora, relativt inflexibla, termiska verk behöver reglera ner sin produktion (eller helt stänga av) om elpriset blir för lågt, för länge. Att stänga ner varmhållen produktion på grund av variabilitet som inte kan pareras riskerar att leda till att anläggningarna sedan inte är tillgängliga när elpriset går upp och missar därmed ytterligare intäkter. I slutändan påverkar detta lönsamheten för dessa kraftslag.

3.2.2 Sammansättning av ersättande tekniker

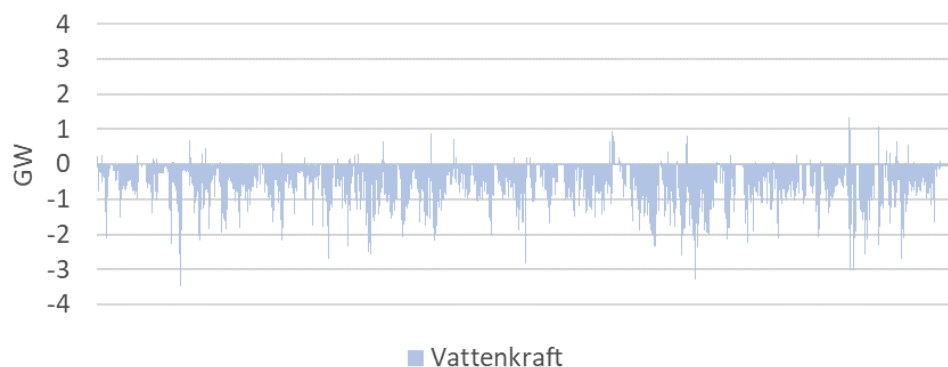
I föregående avsnitt presenterades vilken produktion i hela systemet som på årsbasis ersätter vattenkraften. I detta avsnitt beskrivs vilka tekniker som samverkar för att minimera kostnadsökningar och balansproblematik inom Sverige som ett svar på vattenkraftens nya förutsättningar. Avsnittet belyser tekniker (vattenkraft, ny vindkraft, handel, förbrukningsflexibilitet och termisk produktion) var för sig och avslutas med en sammanfattning.

Vattenkraftens minskade produktion exemplifieras här för "Fall B" och senare belyses eventuella skillnader i utfall för "Fall C". "Fall A" diskuteras inte ingående men det beräkningsfallet följer "Fall B" men med lägre påverkan på grund av ett mindre spill (1,5 TWh istället för 5,1 TWh).

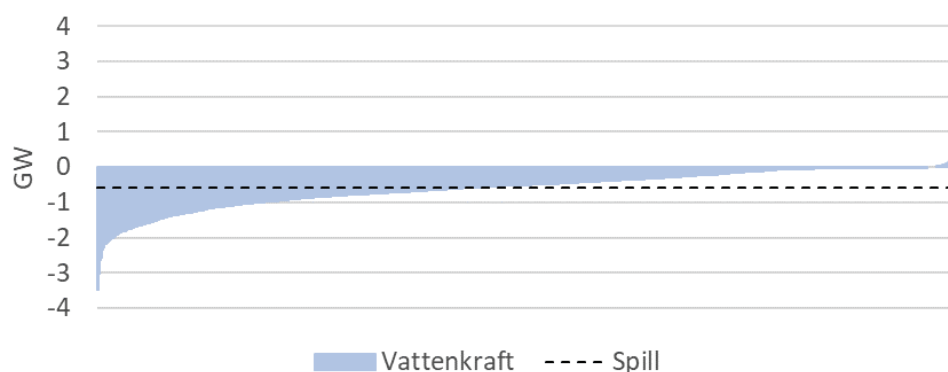
Vattenkraft

Den minskade vattenproduktionen i Sverige, för "Fall B" jämfört med "Fall 0" åskådliggörs i kronologisk ordning i Figur 7 nedan. För nästan alla årets timmar minskar produktionen och för ett fåtal timmar ökar produktionen, här är det som mest kostnadseffektivt för systemet att "låna" vatten från andra tidssteg för att producera el. Hur vattenkraft "lånas" redovisas i Figur 8 där

vattenkraftsproduktionen sorteras i stigande ordning och det faktiska konstanta spillet infogas (streckad svart linje) för referens. Alla avsteg från spillprofilen i negativ riktning återfinns vid summering av alla avsteg i positiv riktning. I Figur 8 (och i Figur 7) kan vi alltså se att vattenkraften i detta fall som mest minskar effekten med ca 3,5 GW under en viss timme till följd av produktionsbegränsningen. Det betyder dock inte, som vi även nämnt tidigare, att vattenkraftens maximala effektbidrag minskar. Den är istället relativt oförändrad (vi kommer att redovisa mer om detta i efterföljande avsnitt).



Figur 7: Skillnad i svensk vattenkraftsproduktion (kronologisk) för "Fall B" jämfört med "Fall 0".

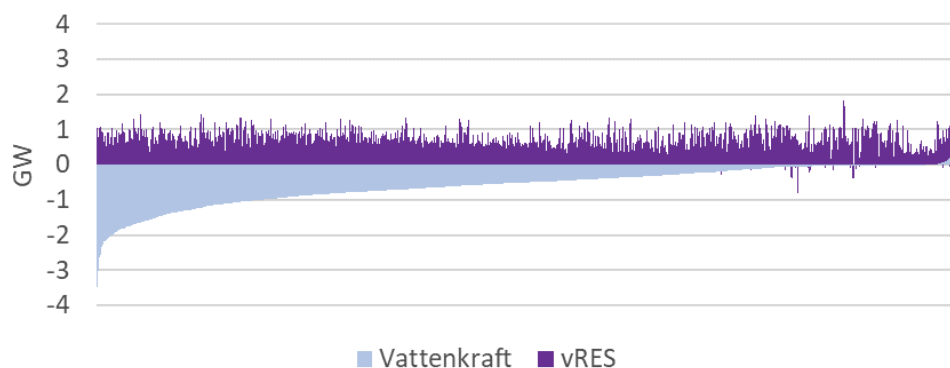


Figur 8: Sorterad skillnad i svensk vattenkraftsproduktion för "Fall B" jämfört med "Fall 0".

Investeringar i vind och sol

Bortfallet av vattenkraftsproduktion vägs delvis upp av nya investeringar i vindkraft och sol. Om den tillkommande produktionen av vindkraft och sol (vRES) sorteras tillsammans med produktionsminskningen i vattenkraft erhålls Figur 9. Under många av årets timmar kan inte vindkraften väga upp för den minskade vattenkraftsproduktionen. Ny vindkraft i Sverige matchar inte mot den nya, och mest kostnadseffektiva, omfördelningen av vattenkraft i Sverige. I figuren kan vi exempelvis utläsa att den timme då vattenkraften som mest minskar sin produktion (-3.5 GW) endast till viss del vägs upp av tillkommande vind- och solkraft (ca +1 GW under samma timme). Vindkraft är till naturen bra på att leverera energi men kan inte styra sin produktion och därmed får den svårt att leverera effekt när det behövs som mest. För att **säkerställa elbalansen** i varje

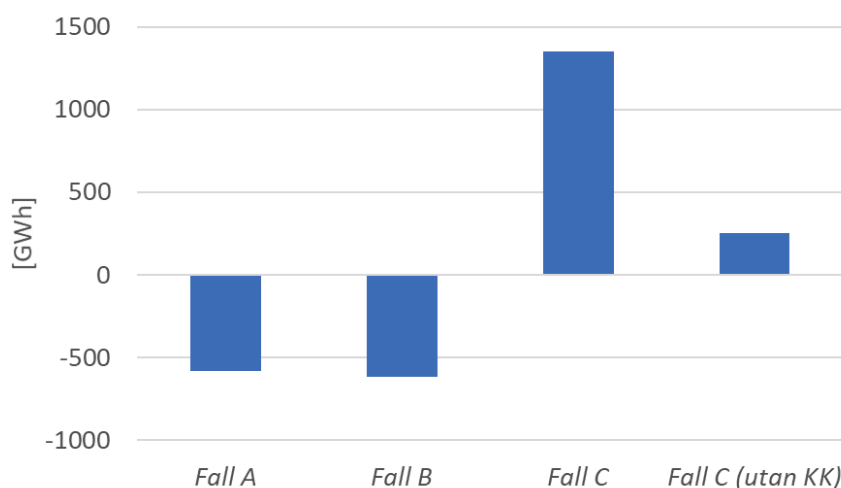
tidssteg krävs fler tekniker. I följande underrubriker avhandlas handel, förbrukningsflexibilitet och inhemsk termisk produktion.



Figur 9: Sorterad skillnad i svensk vattenkraftsproduktion och tillkommande elproduktion från sol och vind (vRES) för "Fall B" jämfört med "Fall 0".

Handel

Handel är ett effektivt sätt att skapa flexibilitet och Sverige har överföringskapacitet till flertalet grannländer. Nettoexporten i "Fall 0" med kärnkraft uppgår till drygt 35 TWh. Hur den årliga nettoexporten förändras för beräkningsfallen jämfört med "Fall 0" redovisas i Figur 10.



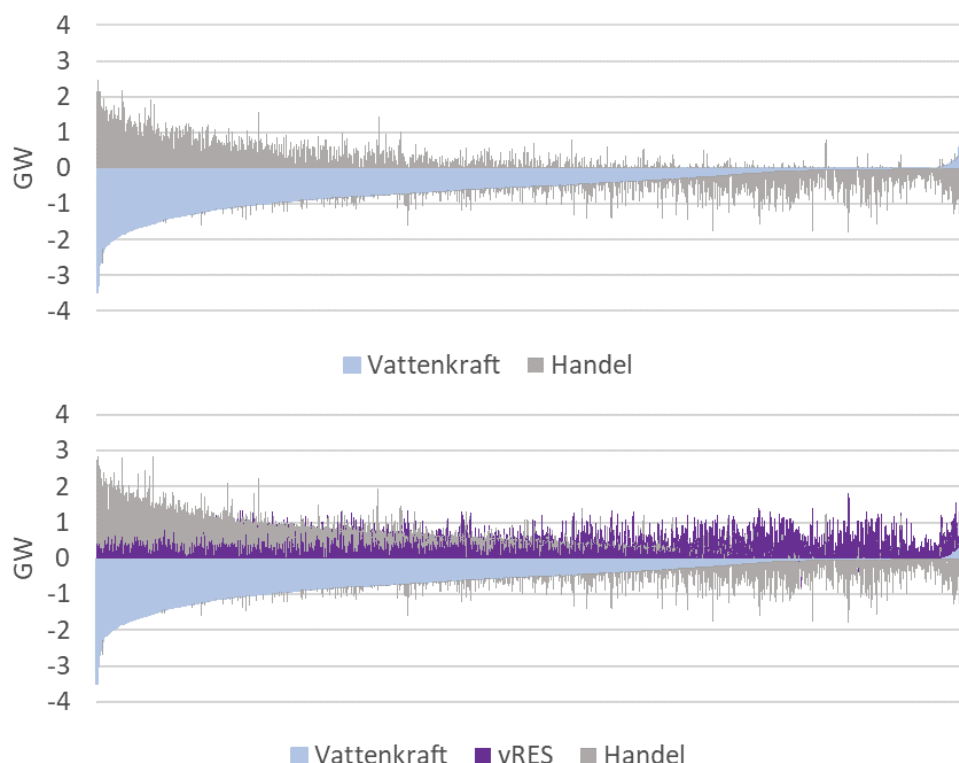
Figur 10: Förändrad nettoexport för Sverige för samtliga beräkningsfall samt känslighetsberäkning för "Fall C" utan kärnkraft. Positiva värden innebär att nettoexporten ökar.

I fallen "A" och "B" minskar nettoexporten med ungefär samma storlek (500 GWh, knappt 2 % minskning jämfört med total nettoexport i "Fall 0". I dessa scenarier ersätts bortfallet av vattenkraft med vindkraft i SE2 och solet i SE4 (enbart "Fall B") men den nya produktionen täcker inte bortfallet av vattenkraft fullt ut. I "Fall C" med eller utan kärnkraft ökar nettoexporten, detta då investeringar i nya tekniker resulterar i ett nettotillskott av inhemsk produktion. Skälet till att vi får en större

elproduktion i Sverige i "Fall C" än i "Fall 0" är att kombinationen minskat lager plus spill leder till ett produktionsbortfall som är relativt större under vintern (magasinskraft). Ersättningskraften i form av vindkraft matchar i stor utsträckning detta säsongsbundna bortfall (tillsammans med investeringar i flexibilitet) men bidrar därmed också till produktionstillskott under andra delar av året. Med kärnkraft ökar exporten med 1,3 TWh (knappt + 4 %) och utan kärnkraft ökar den med 250 GWh. Årlig handelsbalans påverkas enbart av hur mycket vatten som spills och hur mycket kompenserande investeringar producerar.

Hur handel påverkar effektbalansen när vattenkraften väljer att omfördela sin produktion går inte att utläsa med årlig nettoexport. I Figur 11 redovisas förändrad vattenkraftsproduktion, sorterad i ökande ordning, tillsammans med handel och ny förnybarproduktion för "Fall B" jämfört med "Fall 0". Även om summan av årsförändringen av handel är blygsam så levererar handel en stor flexibilitetstjänst på kortare tidsskalor. Som mest importeras och exporteras det upp till 2,5 respektive 2 GW mer än i "Fall 0". I den nedre grafen i syns hur ny vindkraft tillsammans med import täcker upp en stor del av bortfallet i vattenkraft. Det framgår även att under perioder då vattenkraften är relativt ostörd (jämfört med "Fall 0") och tillgången på vindkraft är god ser modellen till att exportera överskottet av produktion i Sverige. Att handel får så stort genomslag beror på att Sverige (i modellen) kan nyttja den enorma flexibilitet som finns i resten av Norden och då främst Norges vattenkraft (mer om detta i avsnitt 3.3).²⁴

²⁴ I studien har det för EPOD-modellen antagits att årsproduktionen för norsk vattenkraft ökar framöver. I det studerade året 2035 används lite drygt 140 TWh vattenkraft i Norge.

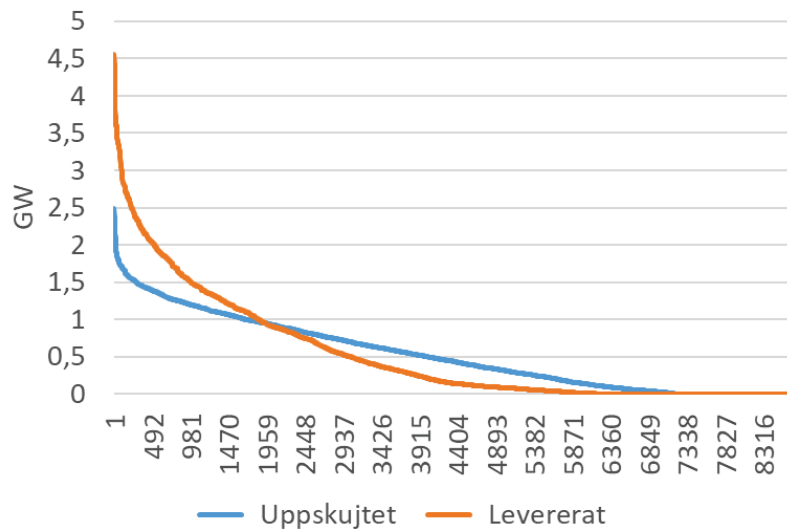


Figur 11: Övre diagram: Sorterad skillnad i svensk vattenkraftsproduktion och bidrag från handel för "Fall B" jämfört med "Fall 0". Undre diagram: sorterad skillnad i svensk vattenkraftsproduktion och bidrag från handel och vRES för "Fall B" jämfört med "Fall 0".

Förbrukningsflexibilitet

Förutom handel kan modellen ändra hur förbrukningsflexibilitet (DSM²⁵) nyttjas mellan scenarier. Dispatchmodellen har olika typer av förbrukningsflexibilitet i elvärme, hushållsel, industri samt transporter (elbilar). Den mängd förbrukningsflexibilitet som nyttjas i "Fall 0" åskådliggörs i ett fallande diagram över uppskjutet och levererat behov. Uppskjutet behov är det behov som skjuts på framtiden inom givna begränsningar. Dessa begränsningar skiljer sig mellan olika nyttor, t.ex. kan behov för elvärme skjutas upp max 6 h och för transporter gäller 24 h. Vidare är det bara en andel av lasten varje timma som är tillgänglig för förbrukningsflexibilitet. Utrustning för flexibilitet antas finnas på plats, drivkraften för förbrukningsflexibilitet är därmed endast skillnaden i elpris. I Figur 12 nedan redovisas uppskjutet och levererat (återfört) behov i fallande ordning, värdena i respektive serie har ingen koppling till varandra men diagrammet visar hur många tidpunkter som flexibiliteten använder olika nivåer. Modellen skjuter upp behov under majoriteten av årets timmar, ca 7 000 av 8 760 h, och maximalt uppskjuten last är 2,5 GW (i Sverige). Levererat behov fördelar sig mer koncentrerat över årets timmar och förbrukning återförs ca 5 500 h av året och maximal leverans av uppskjuten konsumtion är 4,5 GW (i Sverige).

²⁵ Demand Side Management

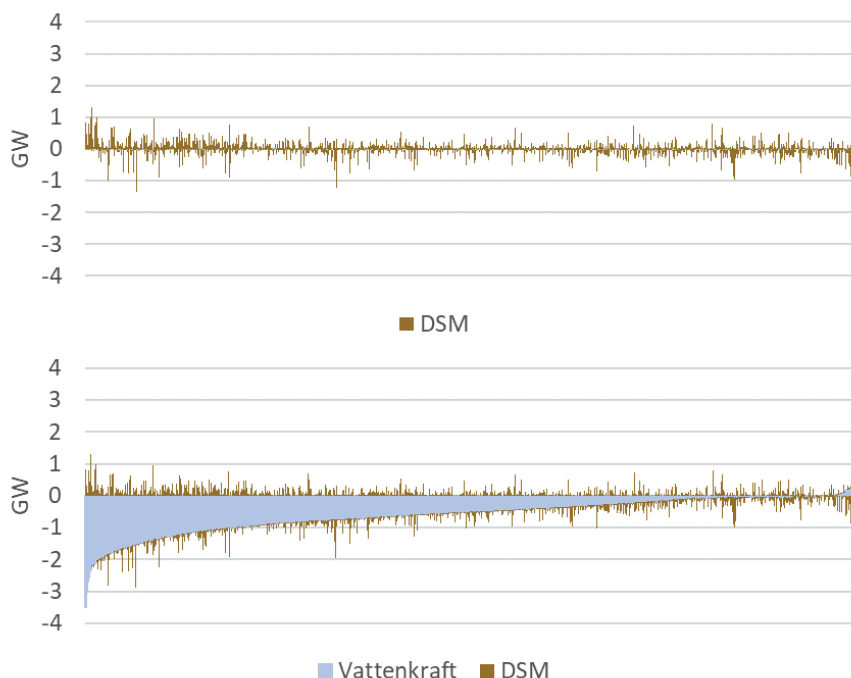


Figur 12: Förbrukningsflexibilitet i Sverige, uppskjutet (blå) och levererat (röd) behov, för "Fall 0".

Totalt förflyttas 4,7 TWh elkonsumtion i Sverige med hjälp av förbrukningsflexibilitet. Detta är dock en kortsiktig lagringsform (max 24 h) som inte kan fylla samma funktion som lagring av energi i vattenmagasin. Men det finns en potential inom förbrukningsflexibilitet att lindra effekterna av minskad flexibilitet i vattenkraften på kortare tidsskalor.

För att exemplifiera hur förbrukningsflexibiliteten "skyfflar om" vid ändrade förutsättningar för vattenkraften presenteras Figur 12. Den innehåller sorterad skillnad, "Fall B" – "Fall 0", för förbrukningsflexibilitet (+ uppskjutet behov, - levererat behov) samt varaktighetsdiagram förändringen av vattenkraft och relaterad förbrukningsflexibilitet (DSM).

Med sin begränsning i tid kan förbrukningsflexibilitet inte leverera samma effektflexibilitet som handel men vid begränsning av vattenkraften svarar förbrukningsflexibiliteten med att omfördela sig med +/- 1 GW stundtals, vilket hjälper hela det nya systemet att drivas mer kostnadseffektivt.

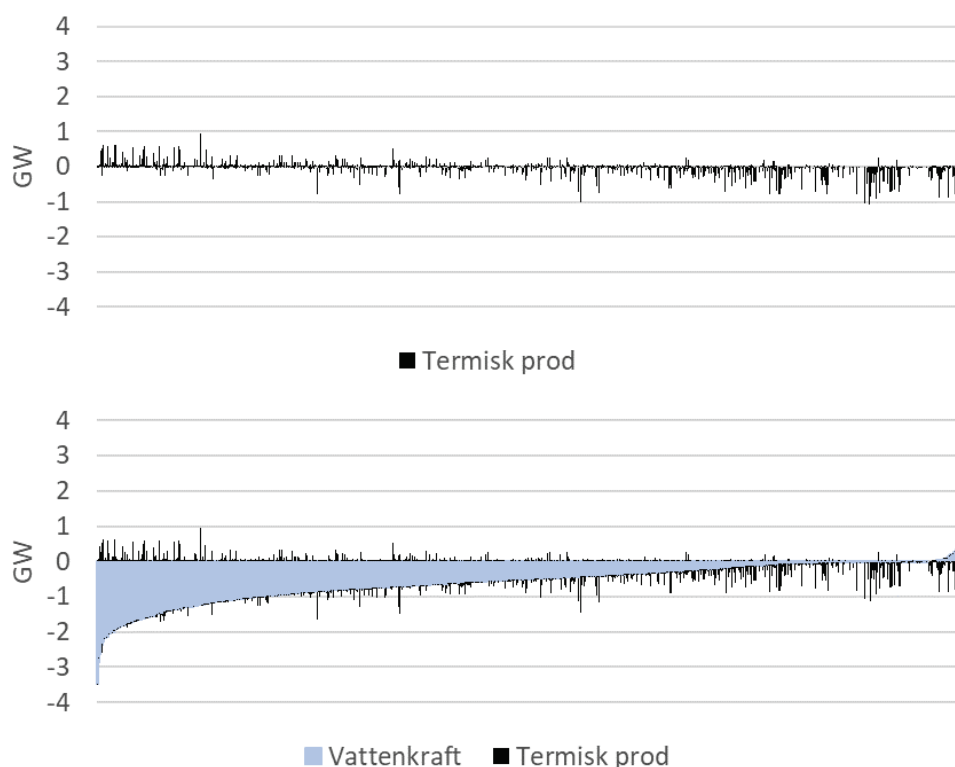


Figur 13: Övre diagram: Sorterad skillnad i förbrukningsflexibilitet (DSM) inom Sverige för "Fall B" jämfört med "Fall 0". Undre diagram: Sorterad skillnad i svensk vattenkraftsproduktion och DSM för "Fall B" jämfört med "Fall 0".

Svensk termisk elproduktion

Den sista delen av elsystemet i Sverige som kan reagera på förändringar i vattenkraftens drift är termisk elproduktion, elproduktion som bestäms av bränsleinmatning och därmed är styrbar. Exempel på denna typ av produktion är kärnkraft, bioeldade kraftvärmeverk (inom fjärrvärme- och industrisektorn) och gasturbiner. I Figur 14 beskrivs hur dessa anläggningar justerar sin produktion i "Fall B" jämfört med "Fall 0". I den vänstra delen av figuren, där vattenkraften reducerar sin produktion som mest, syns ett mönster där termiska energislag ökat sin elproduktion. I den högra delen av bilden tillkommer mycket vindkraft och vattenkraften är oförändrad jämfört med "Fall 0", vilket leder till att termiska energislag justerar ned sin produktion. I Sverige är det främst kraftvärmeverk som hjälper till att justera upp och ned sin produktion. Kärnkraften regleras lite i "Fall B", detta då den från början är relativt fullutnyttjad de tidpunkter på året den körs och är en trögrörlig teknik som man undviker att köra på dellast.

Maximal ökning och minskning av effekt från termisk elproduktion uppgår till +/-1 GW. Förutom termisk produktion i Sverige så svarar även termiska anläggningar utomlands på den svenska vattenkraftens produktionsförändringar som ett resultat av nya miljöbegränsningar. I princip hela ökningen av gasproduktion, som presenterades i avsnitt 4.2.1, sker utanför Sveriges gränser.



Figur 14: Övre diagram: sorterad skillnad i elproduktion från termiska kraftslag inom Sverige för "Fall B" jämfört med "Fall 0". Undre diagram: Sorterad skillnad i svensk vattenkraftsproduktion och elproduktion från termiska kraftslag för "Fall B" jämfört med "Fall 0".

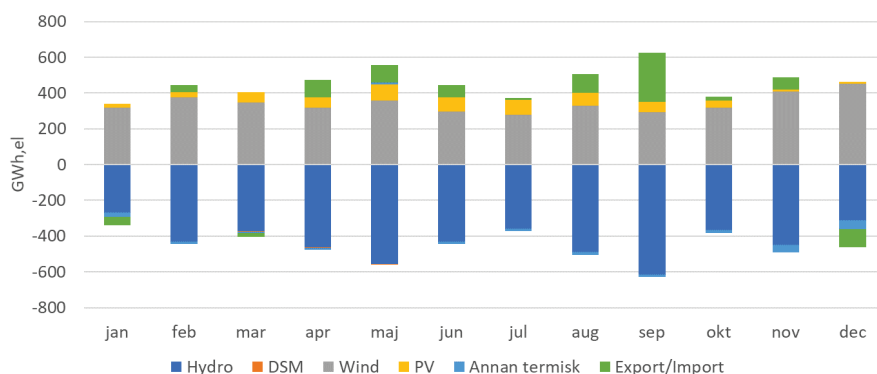
Sammanfattning av ersättande tekniker inom Sverige

Under föregående rubriker har de tekniker i elsystemet som hjälper till att ersätta förlorad vattenkraft och minimera associerade kostnadsökningarna beskrivits. Här sammanfattas alla huvudpunkter tillsammans med en figur över alla tekniker som samverkar för att skapa ett nytt kostnadseffektivt system.

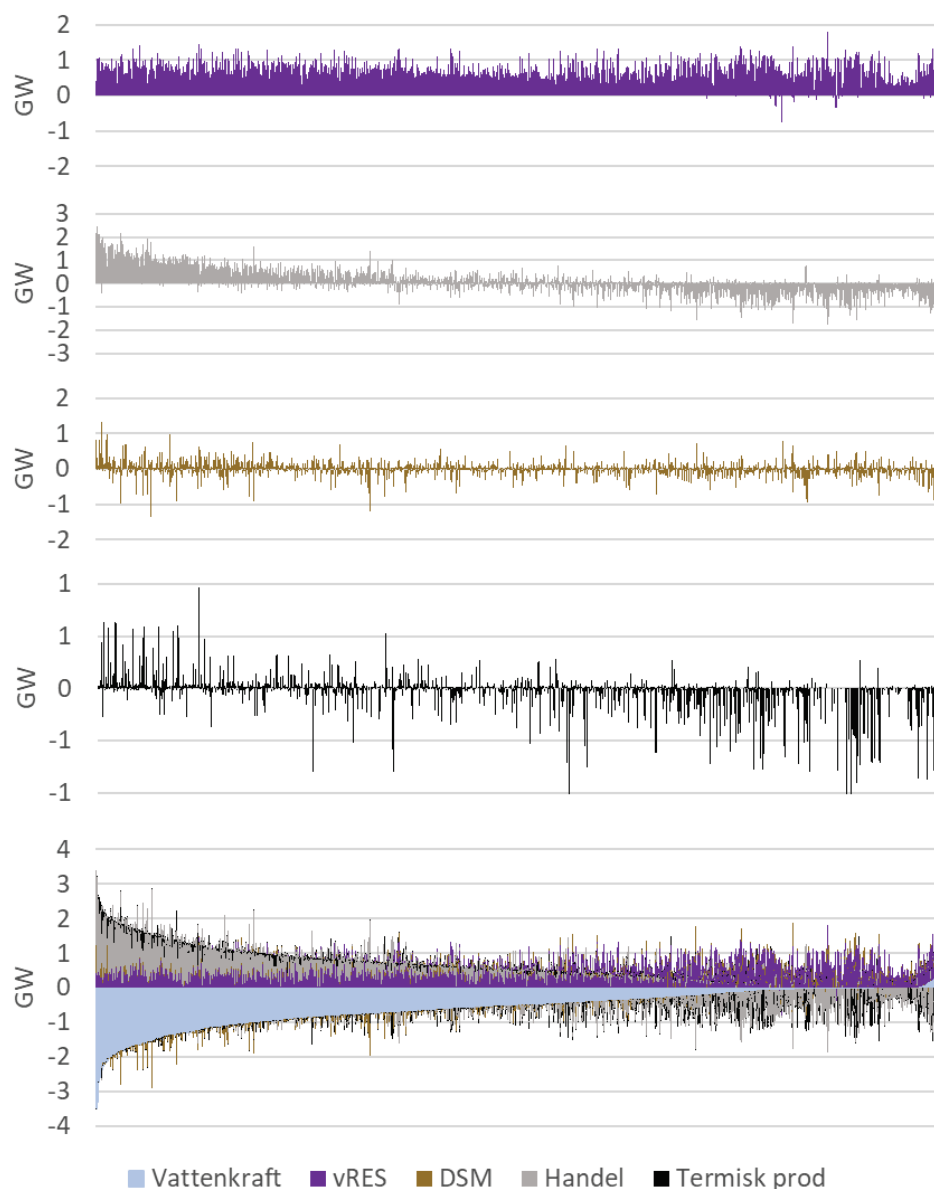
Svensk vattenkraft omfördelar sig mellan beräkningsfallen och "Fall 0" och ser till att med hjälp av olika delar i energisystemet skapa en ny driftplan som erhåller lägsta systemkostnad givet de nya begränsningarna. Vindkraften som tillkommer då investeringsmodellen svarar med nya investeringar tillför energi men inte under samtliga tidpunkter då den ersätta vattenkraften bidrog med effekt. För att säkerställa elbalansen behöver modellen därför använda andra tekniker. Dessa är handel med utlandet, förbrukningsflexibilitet och inhemsk styrbar elproduktion (termisk produktion). Av flexibilitetsåtgärderna är handel det som erbjuder den största potentialen till att ersätta vattenkraftens reglerförmåga, då effektöverföringarna mellan Sverige och grannländerna möjliggör tillgång till flexibilitet även utanför Sveriges gränser (t.ex. vattenkraft i Norge). Denna potential är större än inhemsk förbrukningsflexibilitet. Handel hjälper även till att bli av med ett tillkommande "överskott" av vindenergi i Sverige som på så sätt kan frigöra flexibilitet i t.ex. Norges vattenkraft då vatten i magasin motsvarande export från svensk vindenergi kan sparas. Efterfrågefexibilitet fyller en mer kortsiktig roll då den har inneboende begränsningar kopplade till den utsträckning

i tid som konsumenter är villiga att skjuta upp sina behov. Slutligen hjälper termisk inhemsk elproduktion till att säkerställa balansen, främst under tidpunkter där vattenkraften valt att justera ned sin produktion för att spara vatten. I Sverige utgörs majoriteten av den termiska elproduktionen som påverkas av förändringarna i vattenkraften av bioeldad kraftvärme.

Figur 15 visar utfallet för olika tekniker på månadsaggregerad nivå och Figur 16 sammanställer steg-för-steg alla tekniker (i varaktighetsdiagram) som tillsammans säkerställer balansen inom Sverige.



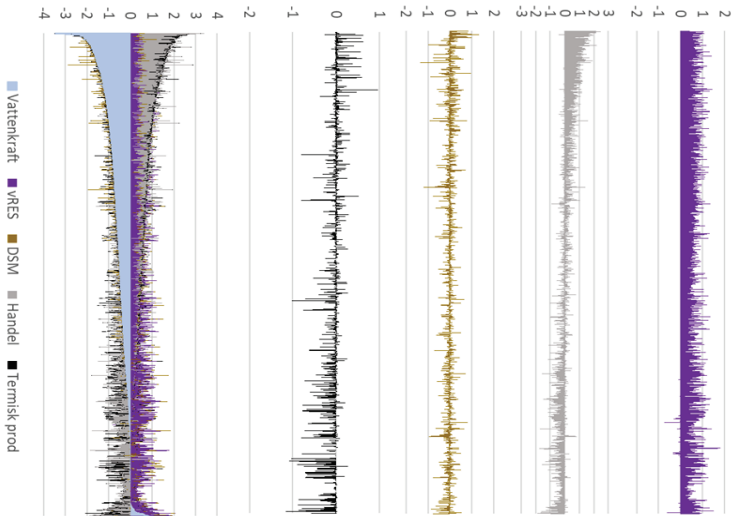
Figur 15: Tekniker eller åtgärder som reagerar på miljökonsekvenser i vattenkraften genom ökad eller minskad tillförsel av el per månad. Alla staplar är uttryckta som skillnaden mellan "Fall B" och "Fall 0". Eftersom detta är skillnader (vissa tidssteg är skillnaden positiv andra negativ) som summeras ger detta enbart en bild av hur det ser ut på aggregerad månadsnivå. Inom månaden kan det både vara negativt och positivt.



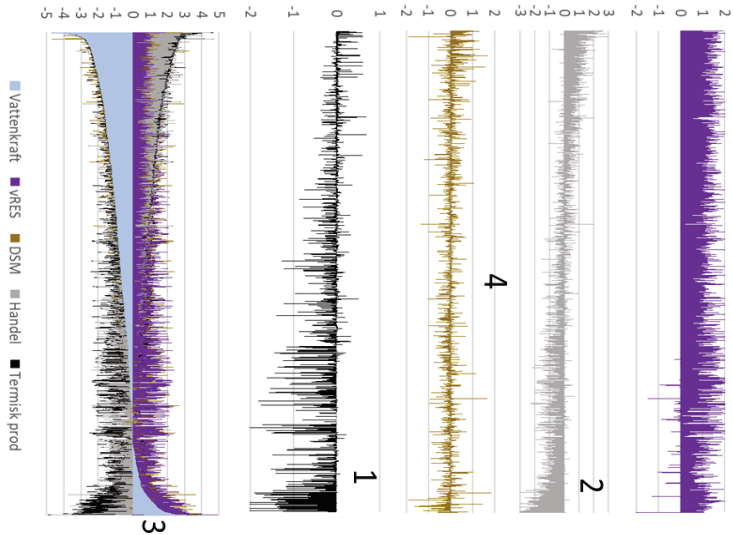
Figur 16: Sammanfattande figur över tekniker som reagerar på miljökonsekvenser i Vattenkraften. Alla grafer är uttryckta som skillnad mellan "Fall B" och "Fall 0" och sorterade efter ökande vattenkraftsproduktion. DSM står för förbrukningsflexibilitet.

På nästa sida redovisas sammanfattade figurer för beräkningsfall "B" och "C" (med och utan kärnkraft) tillsammans med kommentarer över skillnaderna per scenario.

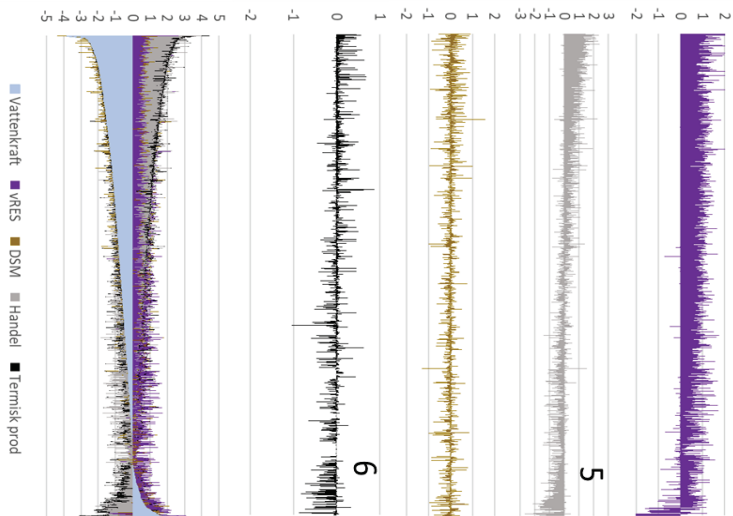
”Fall B”



”Fall C”



”Fall C” utan kärnkraft



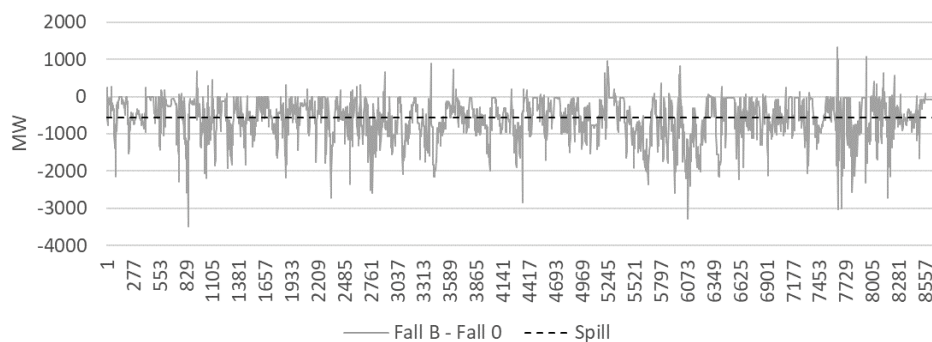
1. Nedreglerad kärnkraft på grund av lågt elpris
2. Mycket export på grund av stora nyinvesteringar i vind som i energivolym överväger bortfall i vattenkraft.
3. Ökad produktion från vattenkraft på grund av begränsade lager vilket tvingar ut produktion.
4. Mer aktivitet inom DSM med begränsat lager.

5. Mindre investering i vind, mindre export och mer import än ”Fall C”.
6. Ingen kärnkraft i Sverige ger mindre skillnad i termisk produktion

3.3 PÅVERKAN PÅ VATTENKRAFTENS DRIFTMÖNSTER

I detta avsnitt redogörs hur elproduktionen från vattenkraft förändras när miljöbegränsningar införs. Förutom vattenkraftens nya dynamik beskrivs i senare avsnitt hur handel och förbrukningsflexibilitet ändras.

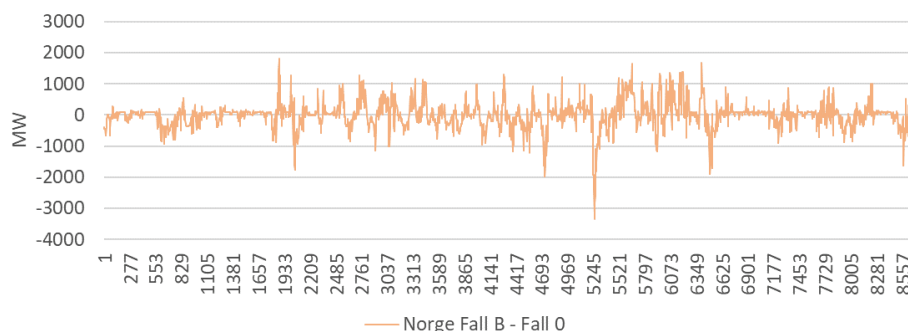
Modellen som simulerar produktionen under året får möjlighet att reagera på de miljöbegränsningar som införs i respektive beräkningsfall. Detta betyder att modellen skapar en helt ny körplan för alla ingående kraftslag som är mest kostnadseffektiv givet de nya förutsättningarna. För att visualisera hur mycket vattenkraften ändrar sin produktion används Figur 17.



Figur 17: Skillnad i elproduktion från vattenkraft, per tidssteg, för "Fall B" jämfört med "Fall 0".

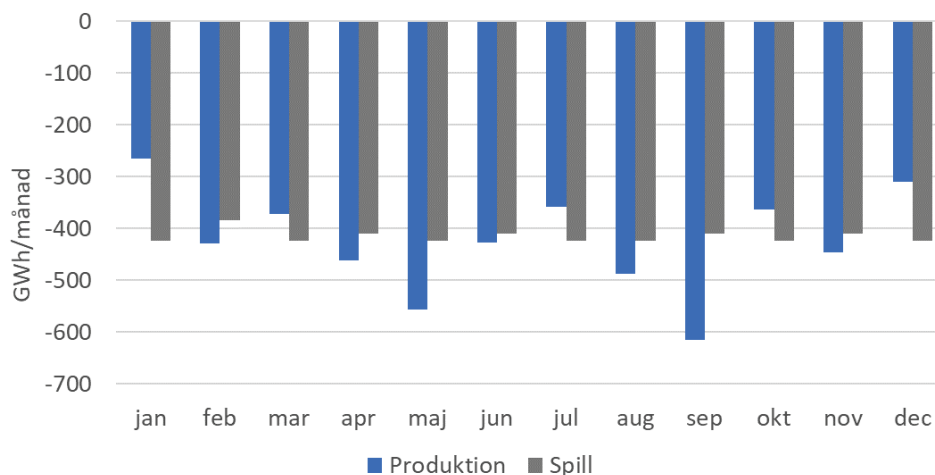
Om vattenkraften hade varit statisk och inte fått möjlighet att ändra sitt beteende hade skillnaden mellan ett beräkningsfall och "Fall 0" bara varit ett konstant tapp av vattenkraftsel (eftersom vi modellerar "Fall A" och "Fall B" som ett årsspill utspritt på årets alla timmar, se etikett "Spill" i figuren). Vattenkraften i Sverige omfördelar onekligen sin produktion en hel del för att kompensera för nya förutsättningar.

Begränsningar i svensk vattenkraft skapar nya driftmönster inom Sverige men även utanför landets gränser, se Norges skillnader i Figur 18. Norge har mycket vattenkraft (årsproduktionsandel > 90 %) och även här observeras förändringar i driftmönster. Norsk vattenkraft antas, i denna studie, inte påverkas av några produktionsbegränsningar och dess förändrade driftmönster summerar till 0. I stället flyttas enbart produktion inom året för att hjälpa (via transmission) det sammanhängande systemet att hantera införda begränsningar i Sverige. Totalt flyttas 2,4 TWh elproduktion i Norge (summan av absolutbeloppet av produktionsskillnader).



Figur 18: Skillnad i elproduktion från vattenkraft i Norge, per tidssteg, för "Fall B" jämfört med "Fall 0".

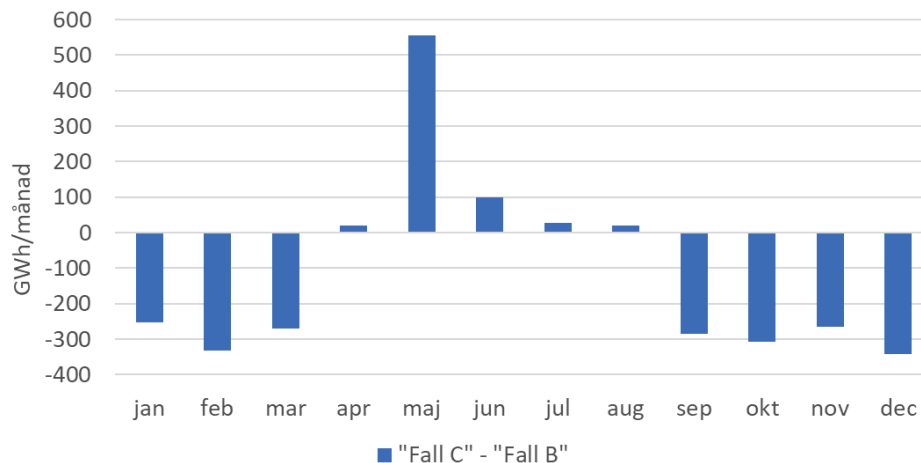
Det beteende som uppvisas på timnivå i Figur 17 har aggregerats till månad i Figur 19 för "Fall B" ("Fall A" uppvisar samma beteende som "Fall B" men vid lägre nivåer och inkluderas därför inte). I figuren ingår även spill energi per månad. Ett lägre värde på produktion än spill betyder att modellen valt att minska produktionen mer än den energi som redan spills och ett högre värde (mindre negativt) på produktion än spill betyder att modellen fördelat om vatten så att totala produktionsminskningen (spill + ändrad vattenkraft) blir lägre. Tydligt blir det i Figur 17 att modellen flyttar vatten från vår, sommar och höst till vinter (lägre produktionsförlust jämfört med spill i jan och dec).



Figur 19: Månadsvis skillnad i elproduktion från vattenkraft för "Fall B" jämfört mot "Fall 0". Spill är summan av hur mycket energi som spills varje månad i "Fall B". Spillet representeras som ett negativt värde och kan tolkas som den teoretiskt minskade elproduktionen om vattenkraften inte hade kunnat lagra energi och omfördela sin produktion.

"Fall C" har, förutom samma spillmängd som "Fall B", begränsad lagringsmöjlighet i vattenmagasin på grund av natura 2000-områden. Detta bidrar till en annan förflyttning i tid av energi inom vattenmagasinen, se Figur 20. På grund av mindre magasin kan modellen inte lika effektivt fånga vårflo den som kommer i maj och de högre flöden som råder sommartid. Modellen tvingas därmed att släppa igenom vatten och producera el. Förutom en mer forcerad

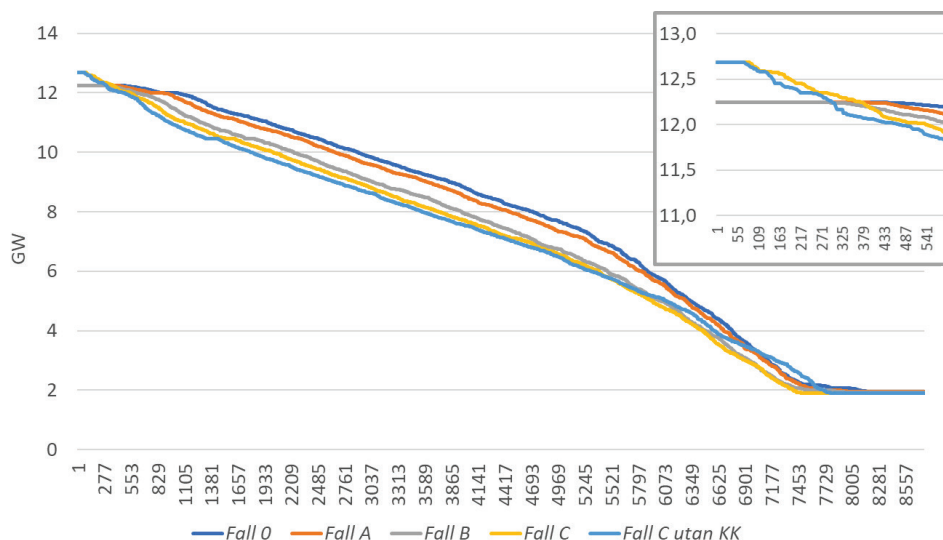
elproduktion under sommaren så behövs det även spillas en del vatten då inflödet är större än vad som kan hanteras i anläggningarna. "Fall C" ser därmed ett ytterligare spill på 1,4 TWh. Detta sammantaget leder till att vattenkraftens säsongsförflyttning av energi minskar och produktionen under höst och vinter blir lägre.



Figur 20: Månadsvis skillnad i elproduktion från vattenkraft för "Fall C" ("Fall B" + begränsat lager) jämfört med "Fall B".

3.3.1 Maxproduktion

Hur beräkningsfallen förändrar vattenkraftens möjlighet/vilja att producera på maximal nivå beror på vilken typ av miljöbegränsning som införs. I Figur 21 presenteras varaktighetsdiagram över svensk vattenkraftproduktion för alla beräkningsfall som analyserats i dispatchmodellen. Med opåverkade lager och enbart spill producerar vattenkraften på maxnivå (av "Fall 0") något färre timmar i förhållande till "Fall 0". En energiförlust i form av spill påverkar inte möjligheten att använda maxeffekt i vattenkraften, men spill bidrar till en ny optimal lagringsstrategi vilket påverkar antalet tillfällen som vattenkraften väljer att köra på maxnivå. Med begränsade lager ("Fall C") minskar möjligheten att fördela tillrinningsenergi då magasinen blir fulla och om inte produktion sker hade tillkommande vatten behövt spillas. Detta medför att maxeffekten som används i beräkningsfall C är större än föregående fall (0, A & B). Begränsade lager medför också att timmar med högproduktion även är färre (högre spill än "Fall B" + begränsad möjlighet att flytta vatten över tid).



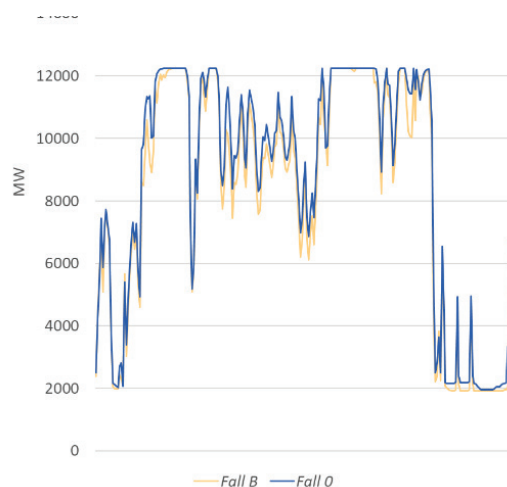
Figur 21: Vattenkraftproduktion sorterad i fallande ordning (varaktighetsdiagram) för alla beräkningsfall.

3.3.2 Förändrad reglering

Varaktighetsdiagram visar den generella användningen av svensk vattenkraftseffekt, närmare bestämt det antal timmar som vattenkraften producerar på en given nivå. Ur varaktighetsdiagram finns dock ingen kronologisk koppling mellan datapunkterna då de är enbart sorterade på produktionsnivå och inte tid. Hur effekt tas ut kronologiskt är av stort intresse då vattenkraftens reglerbarhet beror på tekniska begränsningar och miljövillkor. Inom förstudien används en aggregerad vattenkraftsmodell som inte detaljerat modellerar alla villkor som vattenkraftsproducenter i Sverige måste ta hänsyn till. Vattenkraftsbegränsningar i modellen baseras på aggregerade data på elprisområdesnivå och stäms av mot historik, en beskrivning av dessa finns i Metodik, verktyg och modeller.

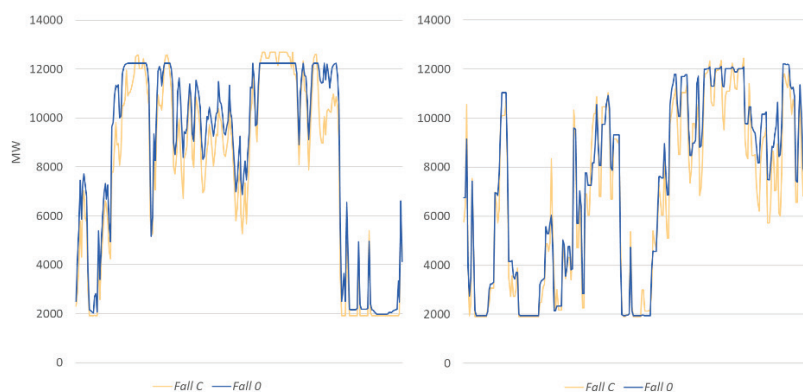
I Figur 22 nedan redovisas produktionen från den samlade svenska vattenkraften i januari för "Fall 0" och "Fall B". Att spilla energi gör att vattenkraften generellt sparar produktion under tidpunkter där det i "Fall 0" redan är låg produktion. Tidpunkter med låg vattenkraftsproduktion erhålls när nettolasten²⁶ är relativt sett låg. Under höglasttimmar ligger vattenkraften generellt kvar på samma produktionsnivå som i "Fall 0" men ett fåtal nedregleringar sker även under dessa perioder. Modellen prioriterar alltså att spara vatten under timmar då elpriset generellt är lägre och producerar på ursprungsnivån under timmar då läget är ansträngt med högre elpriser som följd. Fall "A" ser samma dynamik som "B" men vid lägre magnituder eftersom spillet i "A" är mindre jämfört med "B".

²⁶ Nettolast. Beräknas som aktuell last – produktion från icke styrbar produktion (framförallt vind och sol). Nettolasten beskriver hur mycket resterande styrbara komponenter i elsystemet behöver stötta för att få ihop balansen av el.



Figur 22: Produktion från vattenkraft i Sverige för "Fall 0" och "Fall B", t.v. januari.

Med begränsade lager ("Fall C") ökar spild energi ytterligare. På samma sätt som för "Fall B" så är det framför allt under timmar med låg produktion som vattenkraften ytterligare minskar produktionen. Minskningen är ännu större än för "Fall B", se Figur 23. De mindre lagren resulterar också i högre produktion (jämfört med "Fall 0") under höglåsttimmar på grund av att vatten inte kan sparas lika länge i lager som berörs av Natura 2000-krav.

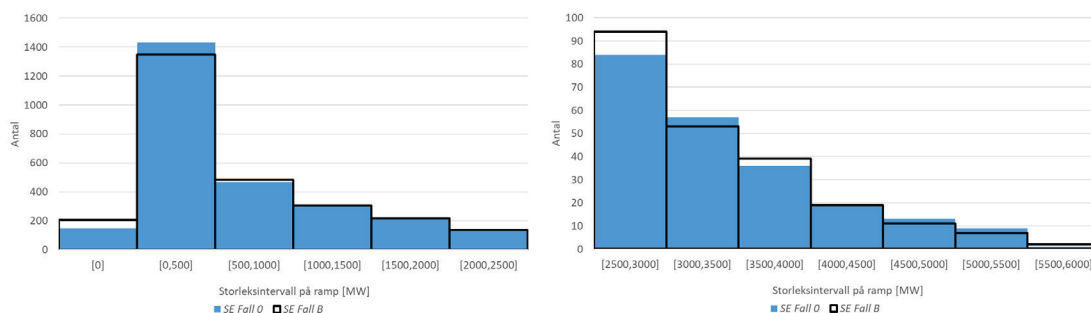


Figur 23: Produktion från vattenkraft i Sverige för "Fall 0" och "Fall C", t.v. januari t.h. juli.

För att försöka skatta hur det nya körmonstret ökar eller minskar mängden reglerad effekt i vattenkraften har två ansatser använts inom förstudien. Det första baseras på skillnaden i produktion mellan varje tidssteg (dvs 3h) och sammanställs i histogram där antalet upp- och nedregleringar delas in efter storlek, se Figur 24 och Figur 25. Den andra medelvärderar (per månad) skillnaden mellan dygnets högsta och lägsta produktionsnivå och jämför beräkningsfallen mot "Fall 0".

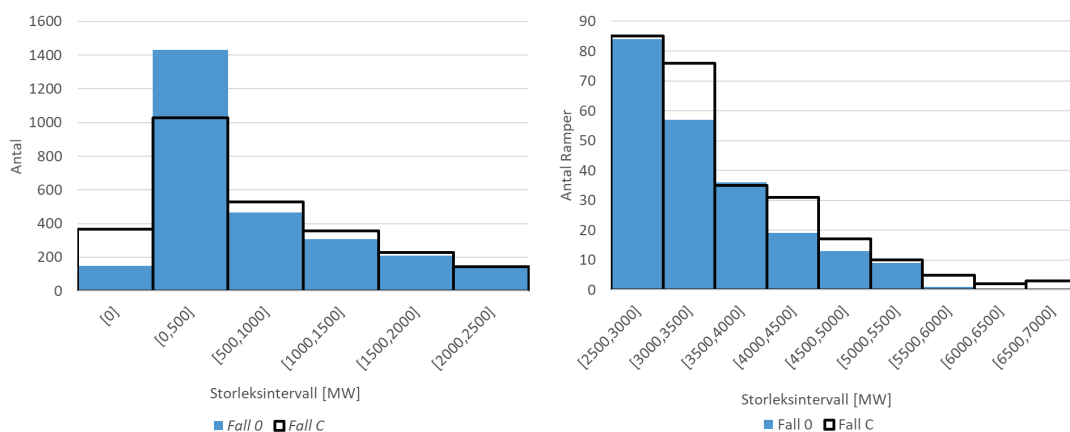
I "Fall B" ökar antalet tillfällen där vattenkraften inte reglerar ([0]) mellan två tidssteg samtidigt som antalet tillfällen med små regleringar ([500]) minskar. För

större upp- och nedregleringar ses en ökning av instanser och total reglering (summan av alla upp- och nedregleringar) ökar i "Fall B" jämfört med "Fall 0".



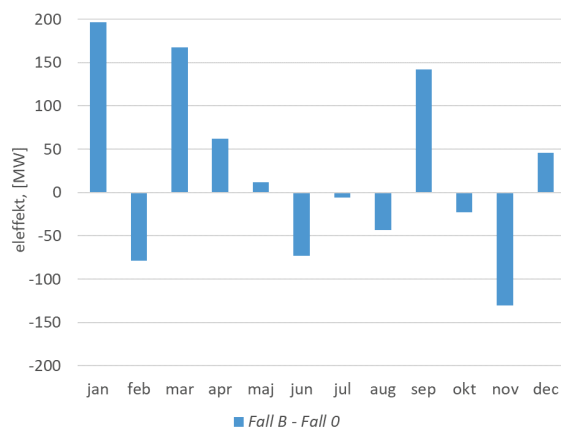
Figur 24: Histogram över upp- och nedregleringar för "Fall B" och "Fall 0".

I "Fall C" förstärks utfallet i "Fall B" på grund av begränsad lagringsmöjlighet. Timmar med ingen reglering ökar (med cirka 200 instanser) samtidigt som timmar med låg reglering (0-500 MW) minskar (med cirka 400 instanser). Den resterande flexibiliteten inom vattenkraften arbetar sedan "hårdare" och antalet regleringar > 500 MW ökar, detta leder till en större total reglering över året.



Figur 25: Histogram över upp- och nedregleringar för "Fall C" och "Fall 0".

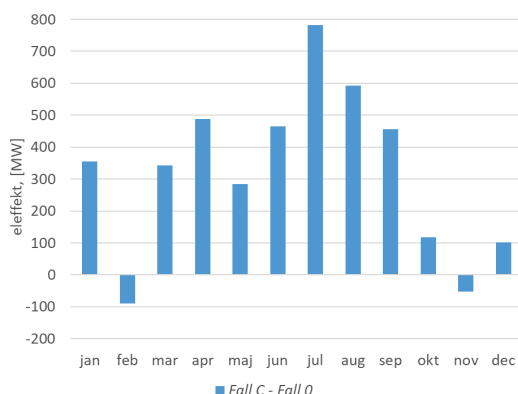
Det andra måttet för hur miljöbegränsningar påverkar vattenkraften baseras på högsta och lägsta produktionen per dygn. Skillnaden mellan dessa medelvärderas på månadsbasis vilket ger ett snittvärde för hur mycket vattenkraften reglerar varje dag under en månad. Detta värde jämförs sedan mellan ett beräkningsfall och nollalternativet. Resultatet för "Fall B" och "Fall C" relativt "Fall 0" presenteras i Figur 26 och Figur 27.



Figur 26: Skillnad i medeldygsreglering per månad för "Fall B" och "Fall 0".

Resultatet ovan tolkas som att medelregleringen mellan lägsta och högsta produktionsnivån för alla dygn i januari ökar med 200 MW. För februari blir det i stället en minskning med ca 75 MW. På månadsbasis vill vattenkraften för vissa månader göra större upp- och nedregleringar jämfört med "Fall 0". Enbart spill ger ingen entydig bild av hur vattenkraftensresurser vill nyttjas över hela året, men den indikerar att det med största sannolikhet kommer vilja använda mer reglering för i alla fall ett antal av årets månader.

"Fall C" med begränsat lager ger en tydlig bild av att dygsregleringen vill öka. En del av denna ökning förklaras med mindre lager som gör att mer vatten sparas i lågproduktionsstimmar för att sedan nyttjas under dygnstoppen, se Figur 23. En annan kompletterande förklaring är att under sommaren tvingas man köra vattenkraften hårdare då vårflod och sommarflöden inte kan behållas i magasinerna, modellen försöker därför fånga elprisskillnader (som influeras till stor del av daglig tillgänglighet på solel från kontinenten) under denna period så gott det går vilket leder till ökad reglering.



Figur 27: Skillnad i medeldygsreglering per månad för "Fall B" och "Fall 0".

Baserat på dessa observationer kan vi alltså konstatera att de förändrade miljövillkoren leder till att vattenkraften sammantaget kommer att behöva köras

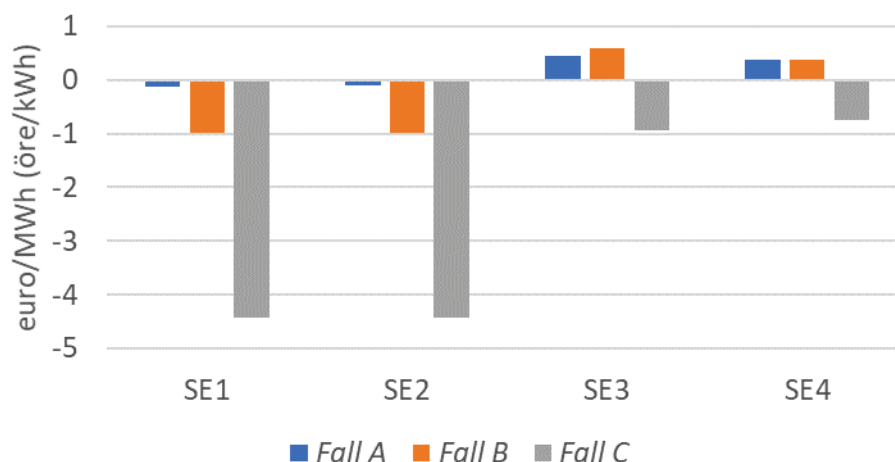
”hårdare” med fler upp- och nedregleringar. Det gäller både på tim-, dygns- och månadsbasis. I vilken utsträckning detta förändrade produktionssätt kan komma i konflikt med driftbegränsningar som vi inte har inkluderat i vår modellbeskrivning återstår att se.

3.4 FÖRÄNDRING AV SYSTEMKOSTNAD OCH ELPRIS

Hur modellerna väljer att investera och köra elsystemet för att täcka upp vattenkraftens bortfall av produktion och reglerförmåga påverkar systemkostnader och det beräknade elpriset. Systemkostnad definieras som de samlade årliga kostnaderna för att producera de nyttor som efterfrågas i hela det beskrivna systemet. I ENODE betyder detta alla kostnader (fasta, inklusive kapitalkostnader, och rörliga) som krävs för att producera el, vätgas och värme. I EPOD-modellen ingår inte investeringar och därmed utgår den fasta delen av systemkostnaden. Rörliga kostnader innefattar bränsle, drift- och underhållskostnad samt styrmedel. Fasta kostnader innehåller investeringar och fast omkostnad.

Total systemkostnad för elproduktion ökar i samtliga beräkningsfall, det vill säga begränsningar i vattenkraftproduktionen leder till kostnadsökningar. För omvärldscenariot med kärnkraft är ökningen mellan 50 och 200 miljoner euro/år, ”Fall A” har lägst ökning och ”Fall C” har högst ökning. Den rörliga delen av systemkostnaden kan i vissa fall bli lägre, jämfört med ”Fall 0”, om tillkommande investeringar resulterar i en nettoökning av billig elproduktion (mer vindkraft än bortfall av vattenkraft). Men när investeringar tas i beaktning leder alla här analyserade miljöbegränsningar till ökad systemkostnad.

Vattenkraften har en utjämnande effekt på elpriset då energi kan flyttas från lågpris- till högprisperioder. I alla beräkningsfall påverkas elpriset, i ”Fall A” syns en liten påverkan medan i ”Fall C” observeras en tydlig prisskillnad jämfört med ”Fall 0”, se Figur 28.



Figur 28: Skillnad i elpris för beräkningsfall "A", "B" och "C" jämfört med "Fall 0".

I norra Sverige (SE1 och SE2) minskar elpriset i alla beräkningsfall och i södra Sverige ökar elpriset i två av tre fall ("Fall A" och "Fall B"). I "Fall A" och "Fall B" minskar mängden styrbar elproduktion då modellen tvingas spilla vatten samtidigt som det nyinvesteras i vindkraft i SE2. Att spilla vatten leder till mindre elproduktion som kan skickas söderut till SE3 och SE4. Detta medför att elpriset stundtals ökar då produktion måste komma från andra källor t.ex. gas från kontinenten. I SE2 minskar elpriset då ny elproduktion som inte är styrbar (vindkraft) har införts samtidigt som flexibiliteten i vattenkraften minskat och transmissionsnäten inte byggts ut. Detta medför att den nya vindkraften delvis låses in i norra Sverige.

"Fall C" har störst skillnader i elpris jämfört med "Fall 0" på grund av begränsade lagermöjligheter i detta beräkningsfall. Med begränsade lager tvingas vattenkraften producera mer el när den inte är som mest efterfrågad. Överproduktionen i vattenkraften jämfört med "Fall 0" driver ner elpriset under sommaren. I detta beräkningsfall investeras det även i mycket vindkraft (som ersättning för produktionsbegränsningarna för vattenkraften) vilket trycker ner priset då detta energislag inte är styrbart och vattenkraften har en ännu lägre flexibilitet än tidigare.

I samtliga fall ökar prisskillnaden mellan norra och södra Sverige som en konsekvens av miljöbegränsningarna. I "Fall A" och "Fall B" är det tydligt då prisskillnaderna är motriktade (åt "fel håll" då elpriset i södra Sverige redan är högre än SE2). I "Fall C" pekar prisskillnaderna åt samma håll men då elpriset minskar mer i norr och elpriset redan är lägre där så ökar prisskillnaden mellan Sverige elområden även i det fallet.

4 Konsekvenser för miljö och klimat

I föregående avsnitt visades att miljöåtgärder i vattenkraften innebär att nyinvesteringar behöver göras i elsystemet och att driften av befintliga elproduktionsanläggningar förändras. Baserat på dessa resultat har kvantitativa beräkningar och kvalitativa analyser (påverkan på svenska miljökvalitetsmålen) gjorts för att identifiera systemkonsekvenser för miljö och klimat. Resultaten redovisas i detta avsnitt följt av en samlad bedömning.

De effekter som redovisas i detta avsnitt kan på olika sätt karaktäriseras som indirekta effekter av lokala miljöåtgärderna som antas göras i den svenska vattenkraften. Direkta effekter av de lokala miljöåtgärderna (både positiva och negativa), som exempelvis utrivning av dammar, byggande av fiskvägar med mera, har inte analyserats kvantitativt inom detta projekt. I den kvalitativa analysen har däremot de direkta effekterna av lokala miljöåtgärder i vattenkraften antagits alltid innebära en förbättring av miljöprestanda.

Resultaten presenteras i detta avsnitt enligt följande indelning:

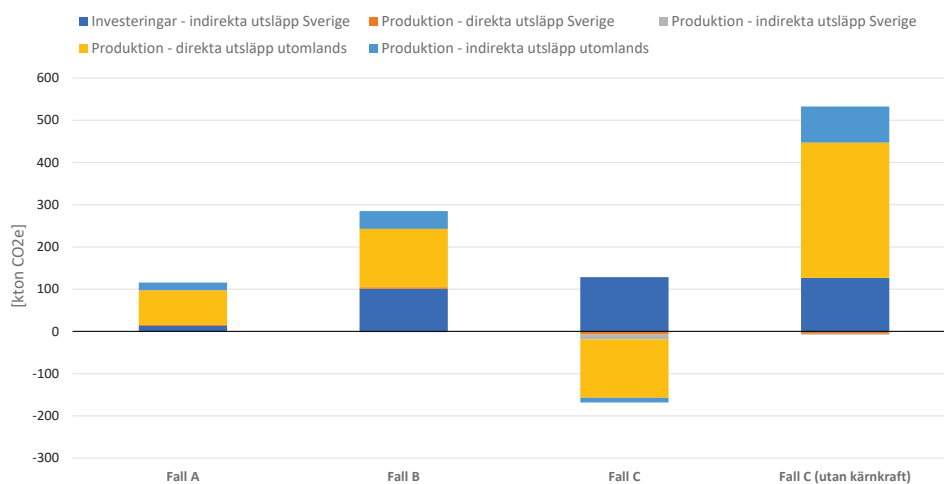
- Klimatpåverkan
- Systemekologiska konsekvenser
- Markanvändning
- Ekotoxicitet
- Användning av kritiska material
- Avfallshantering
- Övriga miljöaspekter

4.1 KLIMATPÅVERKAN

Klimatpåverkan för de olika scenarierna har beräknats och resultaten har sedan använts för att kvalitativt analysera påverkan på det svenska miljökvalitetsmålet *Begränsad klimatpåverkan*.

I Figur 29 visas resultat för klimatpåverkan i de fyra olika scenarier som studerats. Vi kan se att de direkta utsläppen från förändrad elproduktion utomlands är den grupp av aktiviteter som ger störst bidrag till totalen. Detta är inte oväntat då det fortfarande är en betydande andel fossil kraftproduktion som tillförs systemet (främst i form av naturgas). Även investeringarna ger ett tydligt bidrag till klimatpåverkan, särskilt i fall B och C där investeringarna som tillkommer är mer omfattande. Det är investeringarna i vindkraft som dominerar bland dessa utsläpp. Klimatpåverkan ökar tydligt i tre av fyra scenarier och är nära netto noll i fall C (med kärnkraft). I detta scenario ser vi ett större tillskott av förnybar elproduktion än bortfall av vattenkraftsproduktion inom Sverige. "Överskottet" av förnybar elproduktion kan exporteras och trycka undan annan produktion utomlands i

större grad jämfört med referensfallet. Resultaten beror till stor del på hur modellen reagerar på förändringar i vattenkraften, om det är mest ekonomiskt att ersätta vattenkraften med nya investeringar i vindkraft (alltså ersätta energi) blir den resulterande förändringen i direkta utsläpp direkt beroende på om vi erhållit tillskott (mer vindenergi än spild vattenkraft) eller underskott (mindre vindenergi än spild vattenkraft) av förnybar energi. Vad som är mest kostnadseffektivt enligt investeringsmodellen beror på hur referensfallet ser ut och vilken typ av åtgärd inom vattenkraften som studeras.



Figur 29. Klimatpåverkan som sker i omvärlden till följd av förändringar i vattenkraftens produktion under ett år. Enheten är kiloton koldioxidekvivalenter.

I Tabell 10 redovisas total klimatpåverkan (netto av staplarna i Figur 29 ovan) och specifik klimatpåverkan där basen är energimängden vattenkrafts-el som förloras till följd av de lokala miljöåtgärderna i vattenkraften. Dessa värden för specifik klimatpåverkan kan jämföras med specifik klimatpåverkan från producerad vattenkrafts-el vilken typiskt är klart lägre än 1 kg CO_{2e}/MWh (exkl. utsläpp från byggnation av kraftverk) eller ca 10 kg CO_{2e}/MWh (inkl. utsläpp från byggnation av kraftverk)²⁷.

Tabell 10. Total klimatpåverkan och specifik klimatpåverkan per energienhet förlorad vattenkrafts-el.

Fall	Summa klimatpåverkan [kton CO _{2e}]	Specifik klimatpåverkan [kg CO _{2e} /MWh]
A	115	76
B	283	56
C	-40	-6
C (utan kärnkraft)	525	79

²⁷ Exempel: Enligt Vattenfalls EPD för vattenkraft från 2021 ligger klimatpåverkan från produktion av vattenkraft (exkl. byggnation, exkl. elöverföring) på 0,05 g/kWh. Inkluderas elöverföring ökar klimatpåverkan till 3 g/kWh och inkluderas byggnation ökar klimatpåverkan till 7 g/kWh. Majoriteten av utsläppen från elöverföring utgörs dock av historiska utsläpp från byggnation av elnät. Detsamma gäller för byggnation. Dessa utsläpp påverkas alltså inte av förändrad vattenkraftsproduktion idag.

Resultaten ovan innebär att miljö kvalitetsmålet *Begränsad klimatpåverkan* påverkas negativt i de flesta scenarier. Utsläppen av växthusgaser domineras i dessa fall av ökad produktion från naturgas utomlands. Förändringarna i produktion i Sverige är i stort sett försumbar, liksom utsläppen från investeringar i ny kapacitet. I ett fall minskar klimatpåverkan något, vilket alltså beror på överskott av förnybar el i Sverige som exporteras utomlands och där ersätter annan produktion.

4.2 SYSTEMEKOLOGISKA KONSEKVENSER

I detta projekt har vi använt begreppet systemekologiska konsekvenser för att beskriva en bredd av miljöaspekter som främst hör samman med lokal miljöpåverkan. De miljö kvalitetsmål som bedöms mest relevanta i detta sammanhang är *Ett rikt växt- och djurliv*, *Levande sjöar och vattendrag* respektive *Hav i balans samt levande kust och skärgård*. De systemekologiska konsekvenserna har analyserats kvalitativt i förstudien.

4.2.1 Ett rikt växt- och djurliv (terrester miljö)

Bedömningarna görs separat för limnisk (sjöar och vattendrag), terrester (land) och marin (kust och hav) miljö på grund av att både miljöerna och påverkan av olika tekniker är av så olika slag. Här redovisas bedömda konsekvenser för terrester miljö.

Både vindkraft och solkraft innebär en förändrad markanvändning som på olika vis kan medföra ett negativt påverkanstryck. Solceller bedöms vara enklare att dels anlägga i miljöer med lägre ekologiska värden (till exempel på tak och jordbruksmark), dels kombinera med befintlig markanvändning. Det görs till exempel försök med så kallade agrovoltaiska solcellsanläggningar²⁸. Här placeras solpanelerna så att det går att bedriva jordbruk under eller mellan dem. Eftersom störst investeringar i landbaserad vindkraft görs i fall C blir också de negativa konsekvenserna störst i det fallet. Miljömålet kan också påverkas negativt av mineralindustrin i form av nya gruvor. Den påverkan bedöms vara försumbar på grund av de vitt skilda storleksordningarna i geografisk utbredning för vind- och solkraft jämfört med gruvor.

4.2.2 Levande sjöar och vattendrag och Ett rikt växt- och djurliv (limnisk miljö)

Miljöåtgärder i vattenkraften syftar till att uppfylla miljö kvalitetsnormerna för ytvatten. För de flesta vattenförekomster som påverkas av vattenkraften ska god ekologisk status eller god ekologisk potential uppnås. Det betyder indirekt att åtgärderna syftar till att förbättra vattenmiljön. De olika fallen beskriver olika ambitionsnivåer för lokala miljöåtgärder. Den totala effekten av miljöåtgärderna uttrycks som produktionsbortfall för vattenkraften. I avsaknad av kunskap om de faktiska sambanden har vi i denna analys låtit de positiva konsekvenserna för *Levande sjöar och vattendrag* och *Ett rikt växt- och djurliv* (limnisk miljö) stå i direkt proportion till vattenkraftens produktionsbortfall. Det här antagandet bedöms vara något rimligare för *Levande sjöar och vattendrag*, eftersom god ekologisk status/potential är en av miljömålets preciseringar, än för *Ett rikt växt- och djurliv*.

²⁸ Se till exempel <https://gigawattparken.se/sveriges-forsta-agrovoltaics-solcellspark/>.

som mer uttalat syftar på den faktiska biologiska mångfalden och bevarandestatusen.

Som framgår i avsnitt 2.2 skiljer sig miljöåtgärderna åt mellan de olika fallen. Vid en fördjupad analys skulle differentierade antaganden kunna göras av de olika åtgärdernas omfattning och miljökonsekvenser, istället för att anta att miljönyttan är linjärt proportionerlig mot produktionsbortfallet. Det skulle också kunna ge en mer nyanserad beskrivning av förväntade effekter. Till exempel är Bevarade natur- och kulturmiljövärden en precisering för *Levande sjöar och vattendrag*. I de fall åtgärderna inkluderar utrivning skulle miljömålet kunna påverkas negativt, eftersom många äldre vattenkraftverk har höga kulturhistoriska värden²⁹. En oönskad bieffekt av ökad konnektivitet kan i vissa fall bli att spridningen av invasiva arter³⁰ underlättas och att stationära arter missgynnas³¹.

En stor del av de befintliga vandringshindren som påverkar *Levande sjöar och vattendrag* negativt beror på väg- och järnvägsnätet. De nya vägar som behöver anläggas till följd av förändringarna i energisystemet bedöms ge försumbara konsekvenser, dels på grund av att utbyggnaden bedöms bli liten, dels på grund av att det generellt tas hänsyn till vattenmiljön vid anläggningsarbeten.

4.2.3 Hav i balans samt levande kust och skärgård samt Ett rikt växt- och djurliv (marin miljö)

Vindkraft till havs lokaliseras av tekniska skäl i relativt grunda områden. Dessa utgör ofta ekologiskt värdefulla miljöer. Bland negativa konsekvenser märks bland annat skador på känsliga grundområden vid anläggning, fåglar och fladdermöss som kolliderar med vindkraftverken samt undervattensbuller som kan störa fiskar och tumlare. Samtidigt kan de också ge positiva konsekvenser i form av skydd mot trålning och artificiella rev. Kunskapsläget är bristfälligt om de generella miljökonsekvenserna av havsbaserad vindkraft bland annat på grund av att det fortfarande bara har uppförts ett fåtal vindkraftparker till havs i Sverige. En försiktig bedömning har ändå gjorts att investeringar i vindkraft till havs kommer att ge negativa konsekvenser på miljökvalitetsmålet *Hav i balans samt levande kust och skärgård*. Miljökvalitetsmålen skulle även kunna påverkas av ökat behov av material och olika kritiska material i de fall metallindustri förläggs längs kusten.

4.3 MARKANVÄNDNING

Förändrad markanvändning till följd av åtgärder i vattenkraften och efterföljande konsekvenser för elsystemet har antagits främst påverka miljökvalitetsmålen *Myllrande våtmarker* och *Storslagen fjällmiljö*.

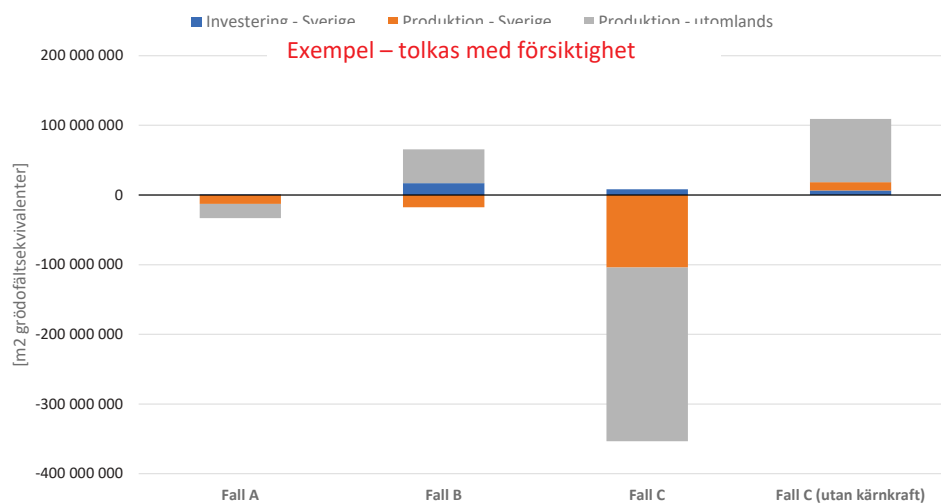
I Figur 30 visas resultat för miljöpåverkanskategorin markanvändning i de fyra scenarier som studerats. Figuren ska tolkas med försiktighet eftersom den bygger

²⁹ Lindblom & Holmgren, 2016. Den småskaliga vattenkraftens miljöpåverkan och samhällsnytta. En syntesstudie. IVL-rapport B2258.

³⁰ En invasiv främmande art är en art som har flyttats från sin naturliga miljö av människan och som i sin nya miljö sprider sig snabbt och får negativ påverkan på biologisk mångfald, människor och djurs hälsa eller ekonomin (Naturvårdsverkets definition).

³¹ Ibid.

på data som kan vara missvisande för de förhållanden som gäller i de studerade fallen, vilket beskrivs nedan. Enligt figuren ökar markanvändningen något i fall B och fall C (utan kärnkraft) medan den minskar kraftigt i fall C (med kärnkraft). Vi kan se att förändrad produktion utomlands och i Sverige har störst påverkan för denna kategori. Den teknik som ger absolut störst bidrag till förändrad markanvändning är biobränslebaserad kraftproduktion. Detta går att ifrågasätt, inte minst ur ett svenskt perspektiv där det nästan uteslutande är restprodukter från skogsindustrin som används som biobränsle och på så sätt inte direkt bidrar till någon ökad markanvändning. I fall C (med kärnkraft) är det alltså en minskad produktion från biokraft som är den huvudsakliga orsaken till den kraftigt minskade markanvändningen.



Figur 30. Markanvändningseffekter som sker i omvärlden till följd av förändringar i vattenkraftens produktion under ett år. Enheten är kvadratmeter årliga grödofältsekvivalenter. Resultaten i figuren ska tolkas med försiktighet då den bygger på data som inte är helt representativ för de studerade fallen. Detta avser framförallt markanvändningssiffror för vindkraft samt biobränslen. Se ytterligare förklaring i texten.

Investeringar i Sverige ger ett till synes litet bidrag till förändrad markanvändning. Här har vi dock identifierat ytterligare en brist i dataunderlaget där markanvändningen för vindkraft inte tar hänsyn till markområden mellan vindkraftverk i en vindkraftspark utan endast den markyta som de enskilda vindkraftverken tar i anspråk. I projektet har vi valt att inte manipulera LCI-data från Ecoinvent. Istället har vi gjort en alternativ bedömning som utgår från typisk markanvändning för olika energislag. För vindkraft konstaterar UNEP (2016) att markanvändningen blir omkring två storleksordningar (en faktor hundra) större om hela vindparksarealen räknas in, och inte bara storleken på själva vindkraftverken. Nilsmo och Abrahamsson (2018) räknar med ett avstånd på 4-10 rotordiametrar mellan varje vindkraftverk för att uppskatta arealen. Sammantaget verkar en typisk markanvändning för vindkraft på land ligga på 50-100 km²/TWh (Nilsmo och Abrahamsson, 2018; Energimyndigheten, 2020). För vindkraft till havs ligger markanvändningen i den nedre delen av detta intervall. En typisk

markanvändning för solen ligger i intervallet 8-15 km²/TWh (UNEP, 2016; Energimyndigheten 2019).

I Tabell 11 visas uppskattningar av markanvändningen för vindkraft och solen i våra scenarier utifrån dessa antaganden. Observera att dessa uppskattningar endast gäller ytan av själva anläggningarna, till skillnad från den markanvändning som uppskattas i livscykelanalyser som också räknar in ianspråktagen mark vid materialutvinning med mera.

Tabell 11. Beräknad markanvändning för energianläggningar i Sverige enligt våra scenarier baserat på litteraturuppgifter.

Resultat från LCA	Scenario A	Scenario B	Scenario C	
	Med kärnkraft	Med kärnkraft	Med kärnkraft	Utan kärnkraft
Vindkraft på land (km²)	45-90	200-400	410-820	190-370
Vindkraft till havs (km²)			27	172
Solen (km²)	0	9-17		

Miljökvalitetsmålet *Myllrande våtmarker* påverkas negativt av bland annat förändrad hydrologi orsakad av vägar och olika typer av avvattning. För de aktuella teknikerna bedöms det utgöras av anslutningsvägar till landbaserad vindkraft, vilket antas vara proportionerlig mot beräknad markanvändning, och avsänkning av grundvatten vid anläggning av vätgaslager i berg. Det senare bedöms orsaka försumbara konsekvenser i jämförelse. Konsekvenserna blir därför störst för fall C, som har störst investeringar i landbaserad vindkraft.

Landbaserad vindkraft kan även innebära ett negativt påverkanstryck på miljökvalitetsmålet *Storslagen fjällmiljö* genom buller, ljus (natttid), brutna horisontlinjer och ökad tillgänglighet för fordonstrafik på anslutningsvägar. Påverkan antas vara proportionerlig mot den beräknade markanvändningen. Noggrannare analys av lokaliseringar skulle kunna visa hur stor andel av vindkraftsinvesteringarna som påverkar fjällmiljön. Konsekvenserna blir därför störst för fall C, som har störst investeringar i landbaserad vindkraft. Nyinvesteringar i elproduktionsteknik innebär ökat behov av olika material såsom metaller. Det ökade behovet av basmetaller, cement³² och ballastmaterial bedöms dock inte kräva nya gruvor eller täkter, medan behovet av sällsynta jordartsmetaller kan leda till nya gruvor i Sverige. I dagsläget finns såvitt vi känner till inga planer på sådana gruvor i fjällmiljön. De projekt som har kommit längst är Norra Kärr³³ vid Vättern tillsammans med LKAB:s ReeMAP-projekt³⁴ som ska utvinna fosfor och sällsynta jordartsmetaller ur gruvavfall. Sammantaget bedöms påverkan på *Storslagen fjällmiljö* från mineralindustrin bli försumbart.

³² Även om i det i dagsläget råder viss osäkerhet kring hur den gotländska kalken kommer att kunna användas på sikt med tanke på svårigheter för både Cementa och Nordkalk vad gäller öppnande av nya täkter på senare år.

³³ SGU. Sällsynta jordartsmetaller. <https://www.sgu.se/om-geologi/mineral/sallsynta-jordartsmetaller/>

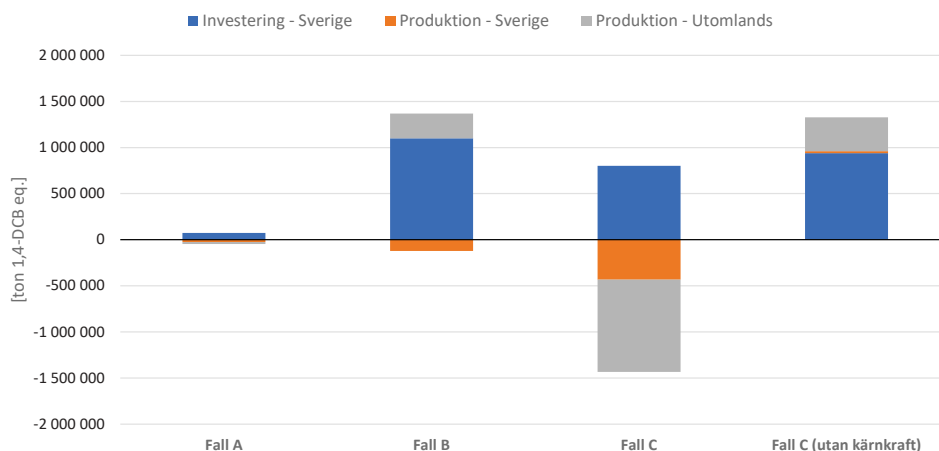
³⁴ LKAB ReeMap. Dagens avfall blir morgondagens resurser. <https://ree-map.com/sv/>

4.4 EKOTOXICITET

Ekotoxicitet för de olika scenarierna har beräknats och resultaten har sedan använts för att kvalitativt analysera påverkan på det svenska miljökvalitetsmålet *Giftfri miljö*.

I Figur 31 visas resultat för miljöpåverkanskategorin ekotoxicitet i de fyra scenarier som studerats. Från beräkningsverktyget som använts ges separata resultat för ekotoxicitet på land, i färskvattenmiljöer och i marina miljöer. Här har vi dock valt att summera dessa effekter. Detta då processerna genom vilka dessa effekter sker är likartade i samtliga miljöer, den kategoriserande enheten är densamma och då vi inte har något intresse att studera effekter i en specifik biotop.

Figuren visar att de ekotoxiska effekterna ökar tydligt i två scenarier, fall B och fall C (utan kärnkraft). I fall C (med kärnkraft) minskar de ekotoxiska effekterna. I fall A är effekterna mycket små. Vi ser att investeringarna i ny kapacitet i Sverige ger tydliga bidrag till ökade ekotoxiska effekter. Nybyggnation av vindkraft, solkraft och elektrolysörer har betydande påverkan. I fall C (med kärnkraft) ser vi att minskad produktion från kolkraft (utomlands) och minskad produktion från biokraft och kärnkraft (utomlands och i Sverige) innebär minskade ekotoxiska effekter.



Figur 31. Total ekotoxisk påverkan som sker till följd av förändringar i vattenkraftens produktion under ett år. Enheten är ton 1,4-Diklorobensen.

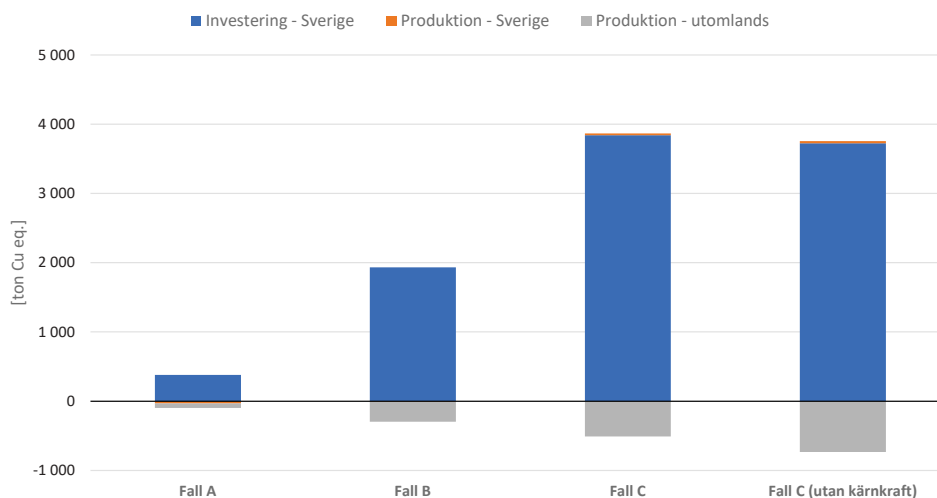
Miljökvalitetsmålet *Giftfri miljö* påverkas av många sektorer. Det beror på att de flesta typer av mänsklig aktivitet i någon grad bidrar till spridning av miljöstörande ämnen. För de studerade fallen är påverkan, både negativ och positiv, generellt störst för landmiljön. Den beräknade ekotoxiciteten är för de flesta fallen störst för investeringar, medan den förändrade produktionen både i Sverige och utomlands uppvisar stora variationer. Både för fall A och C minskar beräknad ekotoxicitet på land, i fall C så mycket att nettotoxiciteten minskar. Eftersom miljöpåverkanskategorin ekotoxicitet uttrycks med en karaktäriseringsfaktor baserad på 1,4-Diklorobensen-ekvivalenter är det svårt att

utifrån resultatet vilka ämnen som kommer att tillföras naturen och vad detta får för konsekvenser.

4.5 ANVÄNDNING AV KRITISKA MATERIAL

Investeringar i ny elproduktionsteknik kommer att öka användningen av olika material, bland annat kritiska metaller. Detta uttrycks som miljöpåverkanskategorin utarmning av minerala resurser och bedöms främst ha koppling till miljökvalitetsmålet *Grundvatten av god kvalitet*. Det finns även en koppling till miljökvalitetsmålet *Giftfri miljö*.

I Figur 32 visas resultat för miljöpåverkanskategorin utarmning av minerala resurser i de fyra scenarier som studerats. Figuren visar att påverkan i denna kategori ökar tydligt i samtliga scenarier och att det är investeringar i nya anläggningar i Sverige som ger det absolut största bidraget. Nybyggnation av vindkraft har störst påverkan, både genom att det är den teknik som det investeras mest i och att den har relativt stor specifik påverkan per installerad effekt. Vi ser att förändrad produktion utomlands bidrar till något minskad påverkan, detta beror främst på minskad produktion från kärnkraft och något ökad produktion från energiåtervinning av avfall.



Figur 32. Utarmning av minerala resurser som sker i omvärlden till följd av förändringar i vattenkraftens produktion under ett år. Enheten är ton kopparekvivalenter³⁵.

Miljökvalitetsmålet Grundvatten av god kvalitet bedöms i första hand påverkas av en ökad gruvverksamhet, vilket drivs av investeringsbehovet i ny elproduktion. Mineralbehovet här är dock uttryckt som materialekvivalenter, men vilka material som används varierar mycket mellan olika energislag. Vindkraft (till havs) är mest materialintensivt, men solceller är mest beroende av kritiska material. Även om mineralernas sällsynthet har beaktats i ekvivalentmättet så är Sverige idag Europas

³⁵ Utarmning eller brist på minerala resurser mäts som den kvarvarande malmpotentialen. Enheten är kg kopparekvivalenter, vilket alltså är ett mått som används inom livscykelanalys. Se även Bilaga A.

största gruvnation för järn och koppar, men saknar idag gruvor för sällsynta jordartsmetaller. Utöver att storleken av miljökonsekvenserna varierar mellan fallen så varierar därför också den geografiska fördelningen mellan fallen. Det är således svårt att direkt koppla måttet utarmning av minerala resurser till påverkan på miljökvalitetsmålet *Grundvatten av god kvalitet* i Sverige, men bedömningen är att samtliga scenarier leder till en försämring. Miljömålet påverkas även negativt av spridning av vägsalt, men effekten bedöms försumbart för de studerade fallen.

Miljökvalitetsmålet *Giftfri miljö* omfattar en mängd olika ämnen som kan orsaka skada för människors hälsa eller naturen. Investeringar i energiteknik är metallintensiv och som framgår ovan kommer användningen av minerala resurser öka i samtliga analyserade fall. För att närmare utvärdera påverkan på *Giftfri miljö* behöver mer detaljerade analyser genomföras för att svar på vilka ämnen som kan komma att tillföras naturen på ett okontrollerat vis och i vilka mängder.

4.6 AVFALLSHANTERING

Ingen kvantifiering har gjorts kring avfallshantering utan endast en övergripande kvalitativ analys kring avfallshanteringsaspekter för vattenkraftsätgärder och alternativen till vattenkraften.

Olika miljöåtgärder i vattenkraften kan leda till uppkomst av olika typer av avfall. Miljöåtgärderna kan variera stort från förändrad minimitappning till anläggande av fiskvägar eller i vissa fall utrivning. Avfallsuppkomst kommer således variera väsentligt beroende på typ av åtgärd. Särskilt åtgärder som innebär någon form av byggnation eller rivning kommer att öka avfallsuppkomsten.

Nyinvesteringar i elsystemet kommer att innebära olika påverkan på avfallshantering. De tekniker där nyinvesteringar sker enligt scenarierna är, som nämnts, vindkraft, solceller, elpannor, elektrolysörer och vätgaslager (bergrum).

Vindkraftverk består till stor del av stål där återvinningsgraden är hög. För vissa andra komponenter finns också en andrahandsmarknad. Rotorblad tillverkade av glasfiberkomposit läggs däremot i stor utsträckning på deponi idag (Energimyndigheten, 2020³⁶).

Solceller har en komplex materialsammansättning, men återvinningsmöjligheten är teoretiskt hög (Irena, 2016³⁷). EU-direktivet om avfallshantering av elektroniskskrot (WEEE) ställer krav på alla leverantörer av solceller till EU att finansiera kostnaden för insamling och återvinning av uttjänta solceller. Globalt sett är återvinningsgraden i praktiken dock låg.

Återvinningsmöjligheten för elpannor, elektrolysörer och vätgaslager har inte detaljstuderats. För elpannor bör den vara hög. Elektrolysörer kan tillverkas på olika sätt och kan ha relativt komplex materialsammansättning, vilket kan försvåra återvinning. De vätgaslager som inkluderas i detta projekt utgörs av

³⁶ Vindkraftens resursanvändning - Ett livscykelperspektiv på vindkraftens resursanvändning och växthusgasutsläpp, Energimyndigheten rapport 2020-10-12

³⁷ End-of-life management Solar voltaic panels. Irena rapport juni, 2016.

bergrumslager. Här bedöms avfall främst bestå av stenvfall som uppstår vid etablering av bergrumslagret.

Sammantaget bedöms de verksamheter som främst ger upphov till avfall i de studerade fallen vara åtgärder i vattenkraft (i den mån dessa innebär att anläggningar rivs ut), och vätgaslager (i den mån det anläggs nya bergrum). Avfallsströmmarna från övriga komponenter bedöms vara försumbara. Avfallen från både vattenkraft och vätgaslager bedöms i huvudsak bestå av inerta material (framför allt gråberg från vätgaslager).

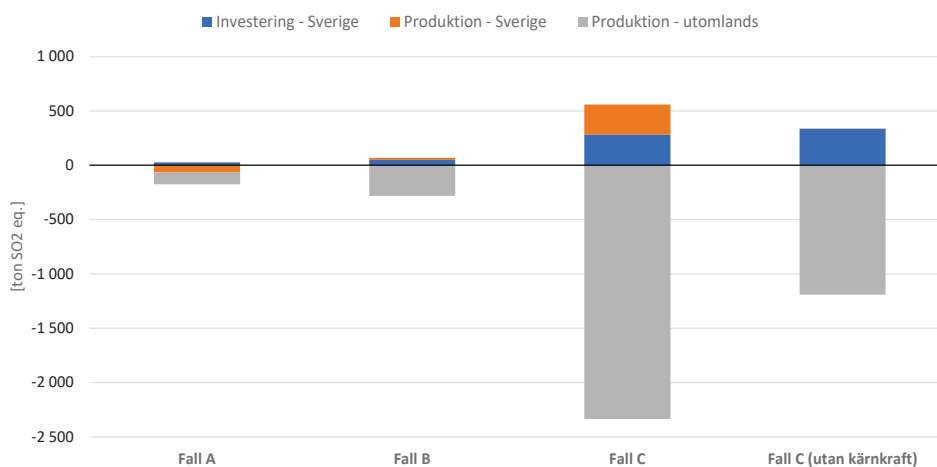
4.7 ÖVRIGA MILJÖASPEKTER

Utöver de ovan redovisade miljöaspekterna har även analyser av ytterligare några miljöpåverkanskategorier genomförts vilka redovisas nedan.

4.7.1 Försurning

Utsläpp av försurande ämnen påverkar möjligheten att uppfylla miljömålet Bara naturlig försurning.

I Figur 33 visas resultat för miljöpåverkanskategorin försurning i de fyra olika scenarier som har studerats. Vi kan se att de försurande effekterna minskar i samtliga scenarier. Detta beror på att vissa kraftslag har betydligt kraftigare försurande påverkan per producerad energienhet, exempelvis kol, olja och biobränslen. Energiåtervinning av avfall har däremot en omvänd effekt på försurning när deponi undviks. Enligt energisystemmodellerna så minskar användningen av kol och olja i flera scenarier samtidigt som förbränning av avfall ökar. Detta är den huvudsakliga förklaringen till att försurningen minskar till följd av förändringarna i den svenska vattenkraften. I fall A och B är effekterna relativt små. I fall C (med kärnkraft) minskar förbränningen av kol och olja tydligt medan användningen av avfall ökar. Det är också i detta scenario som vi ser störst påverkan på försurning. I detta fall ser vi en nettopåverkan på ca -1 780 ton svaveldioxidekvivalenter per år.

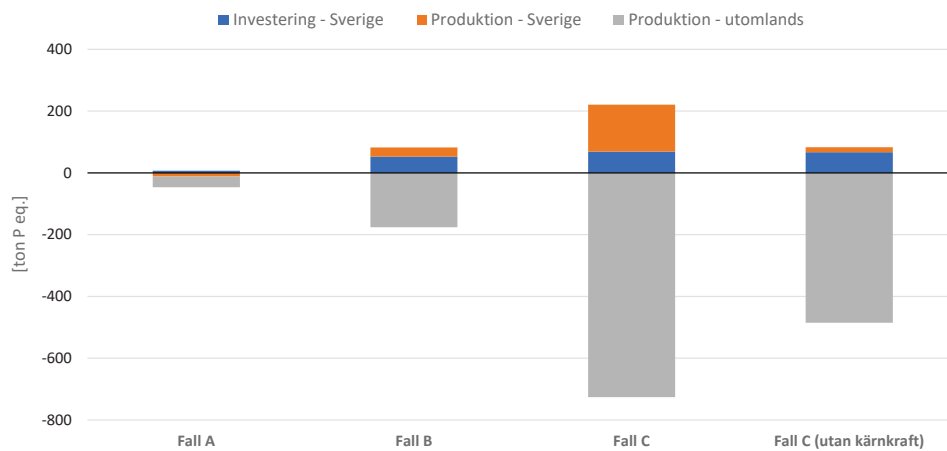


Figur 33. Försurande påverkan som sker i omvärlden till följd av förändringar i vattenkraftens produktion under ett år. Enheten är ton svaveldioxidekvivalenter.

4.7.2 Övergödning i färskvatten

Övergödning i färskvatten påverkar möjligheten att uppfylla miljökvalitetsmålet
Ingen övergödning.

I Figur 34 visas resultat för miljöpåverkanskategorin övergödning i färskvatten i de fyra scenarier som studerats. De övergödande utsläppen minskar i samtliga scenarier. Detta beror på att vissa kraftslag ger upphov till betydligt större övergödande utsläpp per producerad energienhet, främst kolkraft (särskilt brunkol). Energiåtervinning av avfall har däremot en omvänd effekt på övergödning när deponi undviks. Vi ser att förändringar i elproduktion utomlands är den grupp av aktiviteter som har klart störst påverkan för denna miljöpåverkanskategori. Enligt energisystemmodellerna så minskar produktionen från kolkraft i flera scenarier samtidigt som energiåtervinningen av avfall ökar. Störst påverkan ser vi i fall C (med kärnkraft) i vilket de övergödande utsläppen till färskvatten minskar med ca 510 ton fosforekvivalenter netto.

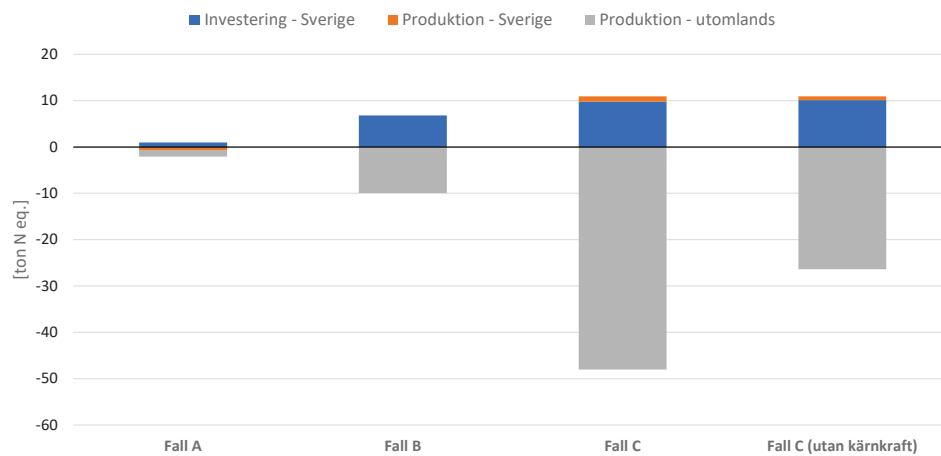


Figur 34. Övergödande påverkan som sker i omvärlden i färskvattenmiljöer till följd av förändringar i vattenkraftens produktion under ett år. Enheten är ton fosforekvivalenter.

4.7.3 Övergödning i hav

Övergödning i hav påverkar möjligheten att uppfylla miljökvalitetsmålet Ingen övergödning.

I Figur 35 visas resultat för miljöpåverkanskategorin övergödning i hav i de fyra scenarier som studerats. De övergödande utsläppen minskar i samtliga scenarier. Detta beror på att vissa kraftslag ger upphov till betydligt större övergödande utsläpp per producerad energienhet, främst kolkraft (särskilt brunkol). Energiåtervinning av avfall har däremot en omvänd effekt på övergödning när deponi undviks. Vi ser att förändringar i elproduktion utomlands är den grupp av aktiviteter som har klart störst påverkan för denna miljöpåverkanskategori men också att investeringar i ny kapacitet i Sverige tydligt bidrar till ökad övergödning. Enligt energisystemmodellerna så minskar produktionen från kolkraft i flera scenarier samtidigt som energiåtervinningen av avfall ökar. Störst påverkan ser vi i fall C (med kärnkraft) i vilket de övergödande utsläppen till färskvatten minskar med ca 37 ton kväve-ekvivalenter netto.



Figur 35. Övergödande påverkan som sker i omvärlden i marina miljöer till följd av förändringar i vattenkraftens produktion under ett år. Enheten är ton kvävekvivalenter.

4.8 SAMLAD BEDÖMNING AV PÅVERKAN PÅ DE SVENSKA MILJÖKVALITETSMÅLEN

Baserat på de kvantitativa och kvalitativa analyserna har en samlad bedömning gjorts kring hur ett flertal svenska miljö kvalitetsmål kan påverkas av miljöåtgärder i vattenkraften samt efterföljande förändringar i elsystemet. Figur 36 redovisar resultaten av de kvalitativa bedömningarna av konsekvenserna för miljö och klimat av lokala åtgärder i vattenkraften.

	Begränsad klimatpåverkan	Frisk luft	Giftfri miljö	Ingen övergödning	Levande sjöar och vattendrag	Grundvatten av god kvalitet	Hav i balans, kust och skärgård	Myllrande våtmarker	Storslagen fjällmiljö	Ett rikt växt- och djurliv	
									limnisk	terrester	marin
Fall A	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Fall B	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Fall C-MKK	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Fall C-UKK	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Figur 36. Samlad bedömning av påverkan på ett antal svenska miljö kvalitetsmål. MKK = med kärnkraft, UKK = utan kärnkraft.

Figuren ger inte en heltäckande bild, eftersom miljömålet *Ett rikt odlingslandskap* inte har bedömts, trots att det finns signifikanta kopplingar mellan det och de sektorer som kommer att uppvisa ökad aktivitet när energisystemet ställs om. Vidare vore det rimligt att inkludera *God bebyggd miljö*. Det är exempelvis allmänt

känt att utbyggnaden av vindkraft ofta skapar lokala konflikter på grund av låg acceptans för påverkan på just boendemiljön. I strikt mening vägs det inte in i någon av miljömålets preciseringar, och påverkar därför inte miljömålsuppfyllnaden.

De lokala miljöåtgärderna antas innebära positiva konsekvenser för vattenmiljön, vilket i ramverket gynnar både *Levande sjöar och vattendrag* och *Ett rikt växt- och djurliv* (limnisk miljö). De investeringar och förändringar i produktion för övriga energitekniker som krävs för att kompensera bortfallet medför generellt en ökad miljöbelastning, men det finns undantag. Fall C visar en liten men ändå minskning av klimatpåverkan och inte minst spridning av miljögifter. Generellt gäller att konsekvensernas storlek står i proportion till storleken på vattenkraftens produktionsbortfall. Fall B ger större konsekvenser än Fall A, Fall C ger större konsekvenser än Fall B, men förhållandet är inte linjärt. Eftersom energisystemet reagerar på olika sätt i de olika scenarierna, skiljer sig också konsekvenserna åt.

Sverige har även ett övergripande mål för miljöpolitiken, vilket brukar kallas Generationsmålet. Det innebär att vi till nästa generation ska lämna över ett samhälle där de stora miljöproblemen är lösta utan att orsaka ökade miljö- och hälsoproblem utanför Sveriges gränser. Analyserna i denna förstudie visar att åtgärder i Sverige även påverkar energisystemet utanför våra gränser. Exempelvis kommer klimatpåverkan i de flesta analyserade fall att öka, vilket bland annat orsakas av ökade utsläpp i andra länder. Även andra utsläpp kommer att öka eller minska utanför Sveriges gränser. Ett annat exempel är att materialutvinning för vissa av nya komponenter som behövs enligt projektets analyser, kommer att ske utomlands, vilket kan orsaka miljöpåverkan där.

5 Förstudien övergripande slutsatser

Förstudien har analyserat hur miljöåtgärder i vattenkraften kommer att påverka elsystemet och miljöpåverkan i ett antal fall med olika grad av produktionsförlust i vattenkraften. I detta avsnitt ges en övergripande sammanfattning av förstudien viktiga slutsatser.

Förstudien huvudsakliga slutsatser sammanfattas och diskuteras nedan.

- Begränsningar i vattenkraften på grund av miljöanpassningsåtgärder kommer att kräva nyinvesteringar i elsystemet och förändringar i hur befintlig produktion körs. I samtliga scenarier som studerats görs nyinvesteringar i landbaserad vindkraft. I scenarier med högre bortfall av vattenkraft sker även investeringar i exempelvis havsbaserad vindkraft, solkraft, elektrolysörer, elpannor och/eller bergrumslager för vätgas. Förutom nyinvesteringar påverkas även driften av befintliga anläggningar i elsystemet när vattenkraftproduktionen minskar. En förutsättning för att klara att ersätta vattenkraft med en stor mängd ny vindkraft är att det finns tillräckligt med tillgänglig flexibilitet i elsystemet, inklusive möjlighet att importera el då den behövs. Om det inte går att nyttja flexibiliteten i andra delar av systemet blir bortfallet av vattenkraft mycket dyrare att ersätta än vad som framgår av denna studie.
- Nyinvesteringar i elproduktion innebär ökad miljöpåverkan från byggnation och anläggning av nya anläggningar, bl.a. i form av en ökad klimatpåverkan, vilket beror på att vattenkraften dels har mycket låg klimatpåverkan i ett livscykelperspektiv, dels att största klimatpåverkan inträffade historiskt vid byggnation av kraftverken. Eftersom vi jämför med ett bortfall i befintlig vattenkraft behöver detta dock ställas i relation till eventuell minskad miljöpåverkan från vattenkraften. Miljöåtgärder i vattenkraften ska leda till förbättringar i det påverkade ekosystemen (det har vi dock ej studerat inom ramen för denna studie), men nyinvesteringar i elproduktion innebär risker för negativ påverkan på växt- och djurliv genom ianspråktagande av mark, ökade växthusgaser m.m. Resultatet blir att olika arter påverkas positivt respektive negativt beroende på typ av investering och typ av åtgärder i vattenkraften.
- Vindkraften som tillkommer då investeringsmodellen svarar med nya investeringar tillför energi men inte under samtliga tidpunkter då den ersätta vattenkraften bidrog med effekt. För att säkerställa elbalansen behöver modellen därför använda andra tekniker. Dessa är handel med utlandet, förbrukningsflexibilitet och inhemsk styrbar elproduktion (termisk produktion). Av flexibilitetsåtgärderna är handel det som erbjuder den största potentialen till att ersätta vattenkraftens reglerförmåga, då effektoverföringarna mellan Sverige och grannländerna möjliggör tillgång till flexibilitet även utanför Sveriges gränser (t.ex. vattenkraft i Norge).

- Den genomsnittliga dygnsregleringen ökar vid införandet av miljövillkor, detta betyder att vattenkraften körs (i modellen) på ett ryckigare sätt och för att försöka reducera kostnader för att producera el i resten av systemet. Det gäller både på tim-, dygns- och månadsbasis.
- Skillnader i elpris mellan norra och södra Sverige kan öka vid införandet av nya miljörestriktioner. Men detta beror på hur resten av elsystemet svarar på begränsningarna (investeringar i kraft, handel osv.). I dessa simuleringar begränsas vattenkraftens möjlighet att jämna ut variationer samtidigt som det investeras i vindkraft i norra Sverige. Med begränsade överföringskapaciteter mellan SE2 och SE3 skapas fler tillfällen då billig kraft i norr blir instängd, vilket leder till en separation av prisbildningen mellan SE2 och SE3.
- Miljöpåverkan från förändrad drift av befintliga anläggningar i elsystemet både kan öka och minska och leder både till positiva och negativa förändringar beroende på scenario och miljöaspekt. Resultaten visar att de indirekta förändringar som sker i drift av anläggningar utanför Sveriges gränser har stor inverkan på resultaten. Miljöpåverkan av förändrad drift förändras alltså främst i andra länder.
- Elektrifieringen och omställningen av el- och energisystemet medför mycket stora förändringar fram till 2035 även utan miljöanpassning av vattenkraften. Påverkan på vattenkraftens körmönster från analyserade miljöåtgärder är små jämfört med förändringen av körmönster mellan nutid och framtid. Observerad förändring av vattenkraftens körmönster till följd av utvecklingen av elsystemet utan begränsad vattenkraft är betydligt större jämfört med den ytterligare påverkan på körmönstret som tillkommer på grund av begränsningar i vattenkraften.
- Konsekvenserna av åtgärder i vattenkraften beror på vilka tekniker som ersätter förlorad vattenkraftsproduktion. Denna produktion beror delvis av hur elsystemet i övrigt har utvecklats. De antaganden som görs om hur elsystemet utvecklas från idag fram till 2035 har sannolikt stor påverkan på vilka tekniker som ersätter förlorad vattenkraft. För att fånga denna osäkerhet är det viktigt att studera en bredd av tänkbara omvärldsscenarioer, vilket inte har gjorts inom ramen för denna förstudie.
- Minskad vattenkraftsproduktion innebär en ökad systemkostnad (dvs. summan av fasta och rörliga kostnader) i alla de analyserade scenarierna, vilket beror på de nyinvesteringar som krävs vid bortfall av vattenkraft. Läsaren bör återigen notera att de scenarier som investeringsmodellen har matats med inte är några dimensionerande fall utan normalår. Ett framtida elsystem som ska upprätthålla en viss leveranssäkerhet måste ha större marginaler och skulle därmed också bli dyrare än vad som framgår av denna studie.
- Kvarvarande vattenkraft i Norden är stor och flexibel relativt elsystemets storlek och förändringarnas påverkan. Det medför att den rörliga kostnaden (alltså exklusive investeringar och fasta kostnader) både kan

öka och minska beroende på scenario. Fler scenarier skulle behöva analyseras för att kunna dra mer generella slutsatser angående detta.

- Klimatpåverkan ökar i de flesta scenarierna, men inte i alla. I ett scenario minskar på klimatpåverkan från förändrad drift bland annat på grund av att elproduktion från kolkraftverk i nordeuropeiska elsystemet minskar i detta scenario. Som nämnts ovan innebär nyinvesteringar i samtliga scenarier ökade växthusgasutsläpp jämfört med den minimala utsläppsminskning som minskad vattenkraft innebär. Förändrad drift av befintlig kapacitet påverkar också växthusgasutsläppen. I de flesta scenarier ökar utsläppen och klimatpåverkan blir därför högre vid bortfall av vattenkraft.
- Investeringar i ny elproduktionsteknik ökar behovet av olika material, bland annat kritiska metaller. Nybyggnation av vindkraft har störst inverkan på resultatet, både genom att det är den teknik som det investeras mest i och att den har relativt stor specifik påverkan per installerad effekt. Förändrad drift av befintlig elproduktionsteknik innebär en något minskad påverkan. Det finns behov att djupare studera vilka ämnen som förändras samt var påverkan sker.
- Nyinvesteringar innebär att ny mark behöver tas i anspråk. Det är framförallt investeringar i vindkraft som orsakar behov av ny mark. Förändrad drift av olika befintliga anläggningar i elsystemet kan däremot innebära både ökat och minskat markbehov. Det behövs vidare forskning för att bättre förstå hur markanvändningen kan påverkas, vilken typ av mark som berörs samt vilka konsekvenserna kan bli exempelvis för miljö kvalitetsmålen Ett rikt växt- och djurliv, Myllrande våtmarker och Storslagen fjällmiljö.
- Biologisk mångfald påverkas både positivt och negativt. Även om det inte går att generalisera rakt av att alla åtgärder i vattenkraften alltid leder till ökad biologisk mångfald i aktuella vattendrag har vi i denna förstudie utgått från att så är fallet. På vilket sätt minskad vattenkraftproduktion påverkar biologisk mångfald behöver analyseras djupare i ett fortsättningsprojekt. De nyinvesteringar som behövs för att täcka upp förlorad vattenkraft kommer att påverka biologisk mångfald negativt. Här finns alltså en avvägningsproblematik mellan miljöåtgärder i vattenkraften och de nyinvesteringar som krävs för att ersätta den. En särskild svårighet här är att göra dessa avvägningar när det är helt olika ekosystem som påverkas.
- Förstudien har visat att utöver de uppenbara miljö kvalitetsmålen *Levande sjöar och vattendrag* och *Begränsad klimatpåverkan* så kommer också målen *Giftfri miljö* och *Ett rikt växt- och djurliv* att påverkas av ett ökat metallberoende och av att mark tas i anspråk för vindkraft och elledningar. Hur starkt det här påverkanstrycket blir beror delvis på vattenkraftens framtida roll och hur vattenkraften kommer att samspela med utbyggnad av annan energiteknik.

6 Behov av fortsatt forskning

Denna förstudie har gjort en första ansats att analysera vattenkraftens roll i ett framtida energisystem med en mycket större andel variabel elproduktion när vattenkraften dessutom begränsas till följd av miljöanpassningsåtgärder som en del i omprövningen av vattenkraften. Förstudien har också lagt en grund till att studera miljö- och klimatkonsekvenserna till följd av att vattenkraft, på grund av miljöanpassningsåtgärderna, måste ersättas av andra produktionsslag och variationshanteringsalternativ.

Utifrån förstudien har en rad frågor uppkommit där vi ser ett behov av vidare forskning för att kunna besvara dessa och vidareutveckla metodiken och fördjupa analyserna. Detta avsnitt sammanfattar i punktform de frågor projektgruppen har identifierat i diskussionerna med referensgruppen och arbetet med analyserna.

- Utvecklad metodik och modellutveckling för att ytterligare fördjupa kunskapen om hur vattenkraftens roll kan komma att se ut i ett framtida elsystem givet olika utvecklingsvägar för systemet.
- Fördjupade analyser av hur elsystemets "miljöprestanda" påverkas av förändringar i vattenkraften. Här behöver man väga in både de positiva konsekvenserna av miljöåtgärder i vattenkraften och de (oftast) negativa konsekvenserna av att andra alternativ måste producera när vattenkraften minskar sin produktion. Förstudien har endast omfattat en analys av det sistnämnda.
- Det kan även vara värdefullt att studera vilka andra typer av omvärldsfaktorer (exempelvis acceptansfrågor, social hållbarhet, geopolitik, säkerhetspolitik och makroekonomi) som kan påverka utvecklingen av el- och energisystemet, och hur detta i sin tur påverkar omprövningen av vattenkraften.
- Förstudien har lagt en grund för iterativ analysprocess som vi ser ett fortsatt värde av att utveckla, eftersom man i en fördjupad iterativ analys av elsystemet/miljökonsekvenserna kan mata tillbaka resultat från miljökonsekvensanalys till elsystemanalyserna för eventuella justeringar som kan ge ytterligare insikter som inte nås annars.
- Fördjupa kunskapen om konsekvenserna av ett förändrat körmönster, t.ex. ökad reglering av vind- och solkraft, eftersom det potentiellt kan minska effekten av de miljöanpassningsåtgärder vars syfte är att uppnå positiva effekter i vattenmiljön/ekosystemet.
- Att öka detaljgraden i analyserna där man infogar modelleringsansats på älvnivå för att fånga det som ej ryms i modeller där vattenkraften är aggregerad på elområdesnivå. Att nå ner på älvnivå skulle också ge större kunskap om vad man egentligen med säkerhet kan säga är en konsekvens av åtgärderna i vattenkraften (jämfört med vad som är konsekvenser av elsystemets utveckling i stort). T.ex. får kärnkraften det svårare att

producera när elpriserna varierar mer (som en följd av minskad vattenkraftsproduktion).

- I denna förstudie har tre vattenkraftsscenarioer analyserats, där två beskrivs som spill och ett som spill + begränsat lager. Vi ser ett behov av analyser av fler scenarier där vi även begränsar effekt (absoluta nivåer/upp- och nedreglering), eftersom de scenarier vi har testat främst ska ses som "energiscenarier".
- Indata som avser väder för dispatch-modellen kommer från ett specifikt år (2016) och därför gäller resultaten enbart för ett sådant år. Men, när vi studerar effekter som i stor utsträckning påverkas av väder och vind så bör man i en fortsättning titta på *flertalet* år. Sannolikt kommer effekterna under ett torrår eller våtår att skilja sig signifikant från förhållandena under ett normalår som varit utgångspunkten i denna förstudie.
- Det kan också finnas ett värde av att lägga till kunskapen om hur klimatiförändringen i sig påverkar vattenkraften. Eftersom flera i förstudiens forskargrupp och en av medlemmarna i referensgruppen dessutom genomför modellutvecklingsarbete som en del inom Energiforskningsprojektet KLIVA, som handlar om klimatiförändringens inverkan på vattenkraften, finns möjligheter att överföra kunskap och fördjupa analyserna om vattenkraftens möjligheter och roll i framtidens energisystem.
- Förstudien har utgått från att miljöanpassningsåtgärder i vattenkraften alltid gör lokal miljönytta. Här finns dock behov att närmare utreda lokala miljökonsekvenser av åtgärderna i vattenkraften, förslagsvis genom fallstudier för några "typållar", där man gör detaljanalyser av nya vattendomar, miljövillkor och olika typer av miljöanpassningsåtgärder som vattenkraftsägare åläggs som en del av omprövningsprocessen. Här behöver man samla den expertis som finns inom branschen tillsammans med ekologisk kompetens för att få en bättre förståelse och kunskap om olika åtgärders effekter och ekologiska nytta och som samtidigt tar hänsyn till vattenkraftens klimat- och elsystemmässiga nytta. Resultaten från sådana fallstudier kan då utgöra input till elsystemscenarier och ytterligare modellanalyser.
- Resultaten från modellen beskriver hur **vattenkraften skulle vilja arbeta** under de begränsningar som antagits för att efterlikna historisk produktion. Det finns därför behov av att studera fler typer av modellbegränsningar med avseende på vattenkraften. Som exempel har vattenkraftens betydelse för frekvensreglering och andra bidrag till elsystemets stödtjänster inte analyserats i denna förstudie. Begränsningar i vattenkraftens produktions- och reglerförmåga kan därmed komma att få konsekvenser för systemets stabilitet och måste utredas närmare.
- Det finns också ett behov av att närmare fånga och lyfta upp de olika typer av målkonflikter som finns inom området samt att problematisera kring och analysera hur dessa kan hanteras. Förutom att väga förbättringar i vattenmiljön mot vattenkraftens roll och värde för att hantera ett mer

variabelt elsystem, handlar det om svårigheterna att väga olika nationella miljökvalitetsmål mot varandra. Ett exempel på målkonflikt mellan olika miljökvalitetsmål är värdet av bioenergi mot påverkan på biologisk mångfald (dvs. *Begränsad klimatpåverkan* mot *Ett rikt växt- och djurliv*). Så länge politiken inte anger att något mål ska väga över andra så kommer denna typ av målkonflikter behöva hanteras.

- Vidare behövs fördjupade analyser av miljökonsekvenserna av den elproduktion som ersätter vattenkraften och även kunna besvara frågan VAR förändringarna sker. Det senare spelar t.ex. roll vid bedömning av påverkan på markanvändning för ny elproduktion. I vidare forskning om detta behöver man även få fram mer data kring markanvändningspåverkan i ett svenskt perspektiv med hänsyn taget till typ av mark m.m. I förstudien har använts mer generella data om detta. Utöver markanvändning finns frågor kopplade till biologisk mångfald som vore värdefullt att få en ökad kunskap om vad gäller elproduktionens påverkan på växt- och djurarter.
- Ytterligare kunskap behövs om olika typer av "hållbarhetsrestriktioner" som påverkar utvecklingen av elsystemet och omställningen i stort kopplat till frågan om vattenkraftens roll. Det kan handla om t.ex. brist på kritiska metaller till annan elproduktion, markhänseenden, acceptans från allmänheten (för t.ex. vindkraft- och elnätutbyggnad) som kan påverka möjligheterna till investeringar och takten i utvecklingen av elsystemet som vi idag ser framför oss.
- Slutligen ser vi behovet av att utveckla metodik för hållbarhetsanalysen och fördjupa/förfinat dataunderlaget. Det handlar t.ex. om:
 - Utveckla metodiken och "precisera" tillämpningen
 - Förfinat urval LCI-data (t.ex. mer specifika och anpassade data)
 - Analysera hela systemet (inte bara skillnaderna)

7 Referenslista

Havs- och vattenmyndigheten. (2020). *Bedömningsgrunder för ytvattenförekomster - Hydrologisk regim i vattendrag*. Hämtat från <https://www.havochvatten.se/download/18.4705beb516f0bcf57ce1efd9/1600867410527/3.%20Hydrologisk%20regim%20i%20vattendrag.pdf> den 19 12 2021

HVMFS 2019:25. (u.d.). *Havs- och vattenmyndighetens föreskrifter om klassificering och miljö kvalitetsnormer avseende ytvatten*.

Energimyndigheten (2020). Vindkraftens resursanvändning - Ett livscykelperspektiv på vindkraftens resursanvändning och växthusgasutsläpp, Energimyndigheten rapport 2020-10-12

Irena (2016). End-of-life management Solar voltaic panels. Irena rapport juni, 2016.

Lindblom & Malmaeus (2020). Kartläggning av koppling mellan miljö kvalitetsmål och tillståndspliktiga verksamheter. MERIT bakgrundsrapport. IVL-rapport B 2397.

Löfblad, E., Gode, J., Strandberg, G., Kjellström, E. & Montin, S. (2021). Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraften. Energiforsk rapport, 2021:743. <https://energiforsk.se/media/29882/klimatforandringarnas-inverkan-pa-vattenkraften-energiforskrapport-2021-743.pdf>

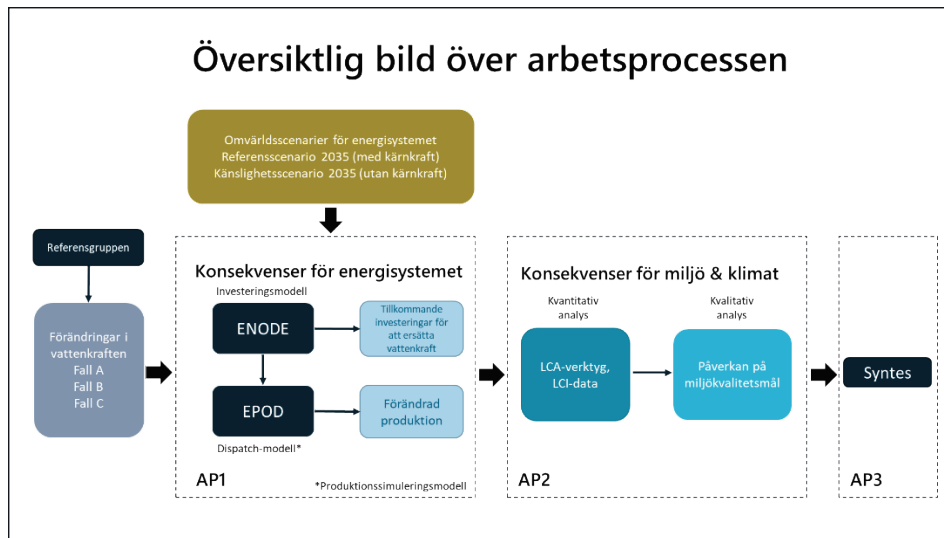
NEPP (2016). Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem – fortsättning. NEPP, rapport Feb 2016. http://www.nepp.se/etapp1/pdf/Forts_reglering_av_ett_framtida.pdf

NEPP (2020). Eleffektfrågan – utmaningar och lösningar. <https://www.nepp.se/pdf/Eleffektfragan.pdf>

Sveriges miljömål (2022). Generationsmålet – miljöarbete för kommande generationer. <https://www.sverigesmiljomal.se/miljomalen/generationsmalet/>. Besökt 2022-01-20.

Bilaga A: Metodik, verktyg och modeller

Förstudien har omfattat två arbetspaket (AP). AP1 har analyserat elsystemscenarier och konsekvenser för elsystemet av miljöåtgärder i vattenkraften. Baserat på resultaten från AP1 har AP2 analyserat miljömässiga konsekvenser av dessa förändringar i elsystemet. Metodiken som använts i förstudien sammanfattas i Figur 37.



Figur 37 Sammanfattning av förstudiens metodik.

ENODE

För att fånga behovet av nya investeringar för att täcka upp för vattenkraftens förlorade produktionsmöjligheter kördes modellen ENODE som tidigare använts för ett antal studier som fokuserat på främst integrering av förnybar energi (Göransson m.fl., 2017); Walter & Göransson, 2022).³⁸ ENODE är en kostnadsminimerande investeringsmodell som tar fram den kostnadsoptimala produktionsmixen för att i detta arbete möta behov av el, fjärrvärme och vätgas från elektrolys. Modellen bygger alltså ett system som precis uppfyller energi- och effektbalansvillkoren under det aktuella scenario som matas in – i det här fallet ett förmodat ganska normalt år 2035. Modellen investerar alltså ingenting utöver vad som krävs för att klara precis detta scenario. I verkligheten måste vi, för att upprätthålla en viss leveranssäkerhet, dimensionera systemet så att det finns marginaler för exempelvis torrare, kallare och mer vindstilla väderförhållanden, knapphet på olika bränslen, otillgänglighet i vissa anläggningar och så vidare.

Investeringar kan göras i land- och havsbaserad vindkraft, solkraft samt termiska produktionsslag som drivs av kol, gas, kärnkraft och biomassa. Historisk

³⁸ Göransson, J. Goop, M. Odenberger, and F. Johnsson (2017). "Impact of thermal plant cycling on the cost-optimal composition of a regional electricity generation system," Appl. Energy, vol. 197, pp. 230–240.

V. Walter & L. Göransson (2022). "Trade as a variation management strategy for wind and solar power integration", Energy, vol. 238.

vattenkraft är inkluderat, men inga nya investeringar tillåts. Modellen har utöver kraftslagen även möjlighet att ta investeringar i variationshanteringstekniker så som batterier, elektrolys med vätgaslagring för industriellt vätgasbehov, värmepumpar och värmelager för fjärrvärme. Transmissionsnät mellan de modellerade regionerna finns som investeringsalternativ ovanpå existerande transmissionsinfrastruktur (inklusive de som är under utbyggnad). Utöver vattenkraft och transmission har befintlig svensk kärnkraft inkluderats, i övrigt utgår modellen från ett tomt system för att modellera grundfallet.

Grundfallet användes sedan som input (lägsta nivå för investerad kapacitet) för tilläggskörningarna där förändringarna i vattenkraften gjordes. Även fallet utan svensk kärnkraft utgick från grundfallet för att sedan modelleras utan kärnkraft för ett påbyggt grundfall. Det är skillnaden mellan grundfallen och tilläggskörningarna, dvs. tilläggsinvesteringarna och kostnaden för dessa, som är huvudresultatet från investeringsmodelleringen. Dessa tilläggsinvesteringar användes som indata till dispatch-modelleringen i EPOD samt för miljökonsekvensanalysen.

Vattenkraften har modellerats som ett aggregat per elområde (undantaget "Fall C"), dvs en kapacitet, ett energilager (vattenmagasin) och ett inflöde.

Data och antaganden i ENODE

I modellen representeras Nordeuropa genom att modellera Sveriges fyra prisområden, fem regioner i Tyskland, tre områden vardera i Norge, Polen och Storbritannien, två i Danmark samt ett vardera i Belgien, Estland, Finland, Irland, Lettland, Litauen och Nederländerna. Investeringar görs i alla regioner i grundkörningen. För tilläggsmodelleringen tillåts endast investeringar i Sveriges fyra elprisområden.

För Sverige har 67 TWh vattenkraftsproduktion antagits i grundfallet. Vattenkraften i alla regioner har modellerats med en lägsta produktionsnivå av 15% av tillgänglig kapacitet och 60% av vattenmagasinen antas tillgängliga inom vad som ska representera ett normalår. Vattenmagasinen har samma fyllnadsgrad första och sista timmen på året men själva fyllnadsgraden är optimerad av modellen.

Elbehovet baseras på dagens elbehov med ett tillägg elektrifiering av personbilsflottan. Vätgasproduktion samt fjärrvärmesektorn interagerar med elsektorn genom möjligheten att konsumera eller producera el. Vätgasbehovet är antaget till 12 TWh för Sverige, 48 TWh för Tyskland samt 3 TWh vätgas för Norge.

Modellen har körts för ett år med 12-timmars tidsupplösning för last och väderprofiler. Vind, sol och lastprofiler är modellerade för år 2012 och vattenkraften är modellerad med en medelårsprofil. Vind och

solproduktionsprofiler är beräknade enligt (Mattsson m.fl., 2021)³⁹ med väderdata från ERA-5 för år 2012.

Tabell 12 ger kostnader för elproduktionstekniker och Tabell 13 för variationshanteringstekniker inkluderade i modellen. Kostnadsuppskattningar är gjorda efter IEAs⁴⁰ och Danska energistyrelsens⁴¹ kostnadsutvecklingar och är sedan valda för det modellerade året 2035. I modellen annualiseras kostnaderna med 5% ränta och den tekniska livslängden som ekonomisk livslängd. Bränslekostnader hittas i Tabell 14.

För det modellerade året 2035 antogs ett tak på CO₂-utsläpp i nivå med 15% av Nordeuropeiska el och fjärrvärmesektorns utsläpp för år 1990. Utsläppen för respektive bränsle finns i Tabell 14. I detta arbete har koldioxidinfångningstekniker inte tillåtits.

Tabell 12. Kostnader för elproduktionstekniker. O&M står för Operation and maintenance, dvs. drift och underhåll.

Teknik	Investeringskostnad [M€/MW]	Variabel O&M kostnad [€/MWh]	Fix O&M kostnad [k€/MW, år]	Livstid [år]	Verkningsgrad [%]
Biomassa kraftverk	2,0	2,1	55	40	35
Bio KVV^a	3,3	2,1	105	40	30
Gaskombi^b	0,9	0,8	17	30	61
Gasturbin^b	0,45	0,4	16	30	42
Gas KVV^b	1,2	0,7	32	30	50
Kolkraftverk	2,0	2,1	43	40	47
Kol KVV	2,05	2,1	45	40	36
Kärnkraft	4,4	7	95	60	33
Solkraft	0,46	1,1	6	40	100
Vindkraft (land)	1,0	1,1	13	30	100
Vindkraft (hav)	1,76	1,1	36	30	100

^a Kraftvärmeverk

^b Både för naturgas och biometan.

³⁹ N. Mattsson, V. Verendel, F. Hedenus och L. Reichenberg (2021). "An autopilot for energy models – Automatic generation of renewable supply curves, hourly capacity factors and hourly synthetic electricity demand for arbitrary world regions", Energy Strategy Reviews. Vol 33, 2021.

⁴⁰ International Energy Agency, "World Energy Outlook 2016," Paris, France, 2016.

⁴¹ Energistyrelsen, Technology data for energy plants, August. 2012. (Uppdaterad 2021).

Tabell 13: Kostnader och tekniska data för variationshanteringstekniker. Kostnaden för tekniker som konsumerar eller producerar el är givna per MW och för lagren givna per MWh.

	Investerings- kostnad [M€/MW (h)]	Verkningsgrad (laddning/urladdning) [%]	Fix O&M kostnader [k€/MW (h), år]	Livstid [år]
Batterier, Li-ion (lager)	0,12	95/95	-	25
Batterier, Li-ion (kapacitet)	0,13	95/95	0,54	25
Elektrolysör	0,55	70	18	15
Bränsleceller	1,0	50	55	10
H₂ lager	0,011	100	-	30
Värmepump	1,0	300	8	25
Elpanna	0,05	95	-	20
Värmelager (tank)	0,003	80	0,01	25

Tabell 14: Kostnader och kolintensitet för bränslen i ENODE.

	Bränslekostnad [€/MWhth]	Kolintensitet [ton/MWhth]
Biomassa	30	0,40*
Stenkol	9,8	0,34
Brunkol		0,40
Naturgas	34,3**	0,21
Uran	4	0

* Biogena utsläpp läggs inte till i beräkningen av utsläpp.

** Som nämns inledningsvis genomfördes förstudien innan Rysslands invasion av Ukraina den 24 februari 2022.

EPOD

EPOD-modellen (European POwer Dispatch) är utvecklad inom ramen för ett flerårigt forskningssamarbete mellan Chalmers och Profu och finns beskriven i Göransson (2014) och Johnsson mfl. (2014).⁴² Utvecklingsarbetet har fortsatt även efter dessa publikationer men fokus har hela tiden legat på det europeiska eller nordeuropeiska elsystemet. EPOD är en produktionsoptimeringsmodell, en så kallad "dispatch"-modell. Denna typ av beräkningsmodell bestämmer för en given tidsperiod, i vårt fall ett år, den optimala (med lägst produktionskostnad) produktionsmixen av el och fjärrvärme för ett givet behov av såväl el som fjärrvärme. Balansen mellan utbud och efterfrågan (på el och fjärrvärme) måste

⁴² Göransson L. 2014, The impact of wind power variability on the least-cost dispatch of units in the electricity generation system, Thesis for the degree of doctor of philosophy, Chalmers. Johnsson F., Unger T., Axelsson E. och Claesson-Colpier U. (eds.) 2014, "European Energy Pathways – Towards a sustainable European electricity system", ISBN: 978-91-978585-6-4.

vara uppfyllt varje timme.⁴³ Modellresultaten kan sålunda avläsas för varje timme under året.⁴⁴ Året i sin tur väljs beroende på frågeställning och kan alltså vara ett nuläge eller ett år i framtiden. I modellen finns en lång rad av ytterligare begränsningar och randvillkor såsom överföringsbegränsningar mellan regioner och länder (transmissionsnätet) och olika driftsbegränsningar för olika typer av produktionsanläggningar.

Den ekvation som säkerställer att energibehovet möts av en energitillförsel kallas för balansekvation. I EPOD finns två huvudgrupper av balansekvationer, nämligen för el och för fjärrvärme. Den kostnadsfunktion som ska minimeras i beräkningarna samtidigt som balansekvationerna, och en lång rad andra randvillkor, uppfylls kallas för målfunktion. I vårt fall är det alltså systemkostnaden som utgör målfunktionen. En minimering av systemkostnaden leder till att produktionsslag med lägst rörliga kostnader, inom givna begränsningar exempelvis med avseende på kapacitet och tillgänglighet, används först. Detta resulterar i att marginalkostnaden för den sista produktionsenheten som behövs för att möta efterfrågan på el eller fjärrvärme fastställer respektive systems, eller regions, marginalkostnad för el eller fjärrvärme.

De geografiska systemgränserna för EPOD, så som modellen utnyttjats i denna studie, utgörs av länderna i norra Europa (se Figur 38).⁴⁵ Länderna är i sin tur indelade i olika elprisområden definierade av viktiga flaskhalsar i elöverföringen på transmissionsnätets nivå. För Sveriges del motsvarar indelningen de verkliga elområdena medan vi delat in exempelvis Norge i färre elområden (3 st) än vad som finns i verkligheten. Tyskland utgör i verkligheten endast ett elprisområde medan vi i vår modellansats istället delat in landet i fem elprisområden definierade av viktiga flaskhalsar i transmissionsnätet. Varje elprisområde i EPOD har därmed ett antal överföringsmöjligheter till, respektive från, omkringliggande regioner som inkluderar både flaskhalsar inom ett land samt sammankopplingar mellan länder. Eftersom vi i vår modellanalys använder oss av 21 elprisområden som beskriver Nordeuropa så genereras också 21 st marginalkostnader för el (timme för timme)

⁴³ I modellbeskrivningen ingår så här långt inte lagring eller lastförskjutning för vare sig el- eller fjärrvärmeförbrukning. På produktionssidan kan dock el lagras i vattenmagasinen och fjärrvärme i ackumulatorer i vissa fjärrvärmesystem

⁴⁴ Även om EPDO är förberedd för att köras på timnivå har vi använt oss av tretimmarsintervall (var tredje timme beräknas istället för varje) i denna studie för att korta beräkningstiderna till mer hanterliga nivåer. Vi har inte skäl att tro att denna förenkling skulle inverka i någon signifikant omfattning på våra resultat

⁴⁵ Modellverktyget hanterar egentligen elsystemet i samtliga länder i Europa indelat i olika elprisområden. Det är också en vanlig systemgräns när EPOD utnyttjas i den forskning som bedrivs på Chalmers. I detta uppdrag har vi dock av praktiska och resursmässiga skäl begränsat modellanalysen till Nordeuropa.



Figur 38: Elområden i Nordeuropa modellerade i EPOD så som modellen använts i denna studie.

Att utveckla och utnyttja ett komplext modellverktyg av det slag som EPOD utgör innebär alltid en avvägning mellan detaljrikedom och vad som är praktiskt hanterbart. Och i förlängningen också vad som är relevant för själva frågeställningen, för att inte nämna transparensen i modellanalysen. Att införa fler regioner och öka upplösningen ytterligare på exempelvis produktionsanläggningar, tid, energibehov samt överföringsbegränsningar (exempelvis på lägre spänningsnivåer) skapar naturligtvis ytterligare möjligheter till mer detaljerade och precisa analyser av exempelvis olika driftsituationer i elsystemet. Följden blir längre beräkningstider och en större volym av dels indata, och inte minst, utdata. Eftersom vi i första hand använder oss av verktyget för att öka förståelsen för dagens och framtidens energisystem så bör man vara mycket ödmjuk inför de stora osäkerheter som är ofrånkomliga i sådana analyser, inte minst om tidsperspektivet är långt. Även av det skälet finns det alltså anledning att välja omfattning och detaljrikedom med omsorg. En nog så detaljerad modell kan inte undanröja sådana osäkerheter.

PRODUKTIONSKAPACITET

EPOD bygger på en mycket detaljerad databas över befintliga produktionsanläggningar för el i Nordeuropa och för fjärrvärme i Sverige. Det aktuella läget för kraftverken i Nordeuropa har delvis uppdaterats i denna studie. När det gäller databasen över fjärrvärmeanläggningarna har den alltså skapats som ett direkt resultat av denna studie. Varje produktionsanläggning beskrivs med kapacitet, bränsle, verkningsgrad, produktionstyp (kraftvärme, industriellt mottryck eller kondens), byggnadsår samt, i förekommande fall avvecklingsår. Med utgångspunkt från antaganden om livslängder kan vi därmed se om

anläggningen fortfarande kan antas vara tillgänglig i ett givet framtida år eller om den fallit för åldersstreck. Exempel på antagna livslängder är för kärnkraft 60 år och för kolkondens 50 år. Anläggningar kan också fasas ut av andra skäl än ålder, exempelvis till följd av politiska beslut. EPOD använder den befintliga produktionskapaciteten som utgångsläge för framtidssimuleringar. Tillkommande produktionskapacitet till 2035 bestäms av en investeringsmodell så som ENODE. Produktionsmixen 2035 är således en kombination av befintliga anläggningar (där en del till 2035 har avvecklats) och nya investeringar i kraftproduktion för att möta morgondagens behov av el och andra randvillkor (ex. fossilfrihet).

I själva modellformuleringen inför vi ytterligare parametrar för de olika produktionsslagen, exempelvis med avseende på drift, revisioner med mera. Vind- och solel beskrivs i termer av tillgänglig kapacitet och timvisa produktionsprofiler, som skiljer sig mellan regioner och mellan olika typer av vindkraftverk (egentligen grupper av vindkraftverk). Det senare omfattar framför allt skillnader i prestanda beroende på ålder. I modellen skiljer vi också på landbaserad och havsbaserad vindkraft.

Vattenkraften beskrivs i modellen med hjälp av tillgänglig kapacitet och en tillrinningsprofil per elområde. Beroende på vattenmagasinens storlek, vissa effektrestriktioner och övriga systemförutsättningar så kan modellen välja att tömma eller fylla på magasinerna. En del av tillrinningen måste dock köras genom turbinerna direkt. I modellen beskrivs vattenkraften som en grupp inom varje elprisområde, det vill säga de enskilda kraftverken är inte separat modellerade. Ett mer detaljerat samband mellan hur mycket el som genereras i ett givet tidssteg och tillgänglig upp- eller nedreglering har införts. Vidare har en fördjupad analys av den historiska användningen av vattenkraft och dess begränsningar utförts, analysen resulterade i ytterligare begränsningar för flexibiliteten hos Sveriges samlade vattenkraft.

Som ett komplement till den generellt beskrivna modellformuleringen har ett antal funktioner och begränsningar implementerats för att skapa en mer verklighetsförankrad modell. Nedan beskrivs de viktigaste begränsningarna för vattenkraften och ett axplock av viktiga begränsningar för resten av kraftslagen i modellen.

Vattenmagasin

Sveriges och Norges vattenkraft har stora vattenmagasin vars uppgift är att spara tillrinnande vattenmassor över tid. Dessa lager fungerar som säsongslager men också som flerårslager. Dessa lager är överdimensionerade för det "normala" året men är viktiga för att klara av att jämna ut skillnader mellan våta och torra år. T.ex. då ett vått år följs av ett torrt, att lagra vatten mellan år skapar därmed bättre förutsättningar för att kunna erbjuda den flexibla elproduktion som man över tid räknar med från vattenkraften.

Vid modellering av ett enskilda, tämligen normalt, år skapar dock dessa stora lager en överoptimistisk lösning då modellen kan använda hela lagringsvolymen på ett sätt som inte är tänkt. Utifrån statistik över min- och maxnivåer i de samlade magasinerna per elprisområde har det beräknats en reduktionsfaktor för

vattenmagasinslagren. Denna reduktionsfaktor skapar ett "effektivt lager", det som inom året "normalt" används. Reduktionsfaktorn är 40 % i detta projekt vilket betyder att 60 % av befintlig magasinvolym är tillgänglig för modellen i referensfallet "Fall 0".

Rampbegränsningar (kortsiktiga)

Vid modellering av vattenkraft på en aggregerad nivå (i detta projekt elprisområdesnivå) är det naturligt att börja modelleringen med en högsta installerad effekt, magasinivåer och tillrinningsprofiler. För att vidare efterlikna hur vattenkraften i Sverige och Norge beter sig på elprisområdesnivå har det införts begränsningar för mycket effekten kan ändras (både upp- och nedreglering) mellan två tidssteg. Ändring av effekt relateras till nuvarande produktionsnivå, rampbegränsningen är därmed inte ett enda statiskt värde utan rampbegränsningen är dynamisk med hänsyn till rådande förhållanden. Det dynamiska förhållandet för rampbegränsningar baseras på beräkningar utifrån statistik över den samlade vattenkraftproduktionen per elprisområde för åren 2009-2020.⁴⁶

Aggregerad rampning

Även med kortsiktiga rampbegränsningar tenderar en optimeringsmodell med lager och s.k. perfect foresight att skapa en överoptimistisk lösning. I verkligheten finns det alltid en osäkerhet och alternativ kostnad förknippad med att köra vattenkraft, nämligen att man skulle kunna spara vatten och köra det längre fram till ett högre elpris. För att begränsa detta införs en så kallad rampningsbudget. Rampningsbudgeten beräknas utifrån historiska produktionsdata där summan av upp- och nedreglering per månad utgör en begränsning för hur mycket vattenkraften kan reglera per månad. Detta är ett fiktivt mått som syftar till att emulera det beteende som observeras i historiska data. Med denna begränsning "kostar" det att rampa då varje upp- och nedreglering tar en del av budgeten. Stora regleringar av produktionen och en överdriven flexibilitet för att åstadkomma en orimligt liten minskning av rörlig systemkostnad kan därmed undvikas.

Tröghet i stora termiska verk

Den senaste modellversionen har även en uppdaterad flexibilitetsbeskrivning för stora termiska verk. Stora kraftanläggningar behöver tid på sig för att kunna generera el, tid som sällan är försumbar. Olika tekniker är olika snabba, t.ex. kan gasturbiner generera eleffekt från 0 till 100% inom en timme medan kolkraftverk eller kärnkraftsreaktorer kan behöva 12 – 24 h timmar av varmkörning innan el kan matas ut på elnätet. Modellen försöker beskriva denna "tröghet" både i termer av tid och kostnad. Det tar tid att få igång elproduktion och den tiden kostar bränsle som måste tillföras för att nå rätt temperatur- och tryckförhållanden samtidigt som anläggningen inte genererar några intäkter eftersom el inte matas ut på nätet. I vår modellbeskrivning har vi valt att införa denna typ av begränsningar för kärnkraftverk och för större brunkolsverk på Kontinenten. Att köra modellen med utgångspunkt från varje enskilda (termisk) produktionsanläggning är fullt

⁴⁶ Statistik för produktion av vattenkraft per elprisområde hämtas från Svenska Kraftnäts dataportal.

görbart men resulterar vanligtvis i långa beräkningstider med Nordeuropa som geografiskt system. Av det skälet har vi grupperat in de enstaka termiska kraftverken på elsidan i olika klasser beroende på bränsle, ålder och verkningsgrad. Så istället för i storleksordningen 10 000-tals anläggningar kommer vi därmed ner till det mer hanterbara 1 000-tals anläggningar vilket ändå är ett ansevärt antal. När det gäller fjärrvärmeanläggningarna i Sverige så delas de inte in i olika grupper, där räknar vi på anläggningar var för sig. Sålunda får vi en mycket detaljerad beskrivning av elsystemet i Nordeuropa genom att vi utgår från en databas som är uppbyggd på anläggningsnivå. För detta ändamål måste modellanvändaren förse modellverktyget med uppgifter (antaganden) om den framtida produktionskapaciteten, framtida bränslepriser, el- och fjärrvärmebehov med mera.

Frivilliga och ofrivilliga avställningar

Frivilliga avställningar, har implementerats för att beskriva den årliga revisionen som de flesta stora verk genomgår. I synnerhet är detta aktuellt för anläggningar som körs som typiska baslastanläggningar med långa drifttider som exempelvis kärnkraften i Norden. Även industriell mottrycksproduktion är beskriven med en revisionsperiod under sommaren. För fjärrvärmesystemen är det de stora kraftvärmeverken som beskrivs med en revisionsperiod, denna ligger under sommaren och varar mellan 4-8 veckor.

Modellen räknar även med ofrivilliga avställningar (oplanerade driftavbrott eller liknande) på kärnkraft i Sverige samt elproduktion från industriellt mottryck i Sverige och Finland. För resten av de styrbara teknikerna antas att dessa är fullt tillgängliga (vilket inte är detsamma som att de utnyttjas i beräkningarna) under samtliga timmar sånär som på perioderna med planerad avstängning som vi tog upp i föregående stycke. I verkligheten måste man ta höjd för en viss risk för oplanerade avbrott när effektbalansen inom en viss given region ska värderas.

Minsta lastnivå (min-last)

Minlastbegränsningar avser den problematik som generellt är associerad till relativt icke flexibla termiska anläggningar som av olika skäl inte körs under en viss effektnivå. För kärnkraftverken utnyttjar vi en funktion som begränsar användeleffekt till minst 80 % av varmhållen effekt. Om man vill sänka effekten ytterligare måste varmhållen effekt minskas. Återstart eller uppstart av varmhållen effekt är associerad med en kostnad samt uppstartstid vilket medför att modellen undviker att köra reaktorer i cyklisk drift, precis som i verkligheten. Vidare gäller att köra en reaktor på mindre än nominell effekt är förenat med högre driftskostnader (ansats till att modellera en något sämre verkningsgrad). För avfallsförbränning i fjärrvärmesystemen utnyttjar vi en enklare princip. En förutbestämd och inbördes ordning av dessa anläggningar ställs mot behovet vid varje tidssteg. Om behovet är mindre än minlast-begränsningen för respektive anläggningen faller den bort och nästa (prioriterade) anläggning på tur och som omfattas av minlast-begränsningen testas. Att i ett modellverktyg av EPODs slag införa olika begränsningar relaterade till driften såsom minlastbegränsningar leder snabbt till

ökad komplexitet och långa beräkningstider. Vi har därför även i detta fall valt en, för våra syften, lämplig balans mellan detaljrikedom och praktisk modellering.

Variabel elkvot

Många kraftvärmeverk har möjligheten att från ett kraft- och värmeproducerande driftläge (i den så kallade "mottryckspunkten") styra över mot mer värmeproduktion genom att dra ner på den el som produceras utan att ändra panneffekten. Man kallar det för att direktdumpa ånga. Kraftvärmeverket rör sig då mot en driftkonfiguration som mer liknar en hetvattenpanna. För vissa anläggningar existerar även det motsatta, det vill säga mer el kan produceras genom att styra över ånga från fjärrvärmeproduktionen till lågtrycksdelen i turbinsteget. I detta fall börjar kraftvärmeverket likna ett kondensverk och man behöver någon form av återkylning. Vi antar att den förra optionen, direktdumpning, återfinns så gott som på alla kraftvärmeverk i Sverige medan den senare optionen är förbehållen ett begränsat antal större anläggningar. I vilken driftpunkt som kraftvärmeverket befinner sig för en given timme bestäms av elpris, alternativkostnad för fjärrvärmeproduktionen och kraftverkets rörliga kostnader.

PERFECT FORESIGHT

Modellens perfekta kännedom om framtiden, "perfect foresight", är en välkänd egenskap hos optimerande modeller av EPODs slag. Bakgrunden till "perfect foresight" kommer från den underliggande matematiken i optimeringsmodeller. En linjäroptimeringsmodell körs inte sekventiellt i kronologisk ordning, dvs produktionen optimeras inte timme 1 för att sedan oberoende av resultaten i timme 1 optimera timme 2. I stället skapas, för alla timmar, alla möjliga lösningar som uppfyller huvudvillkoret (balans i produktion och konsumtion) samt bivillkor som hjälper till att skapa en verklighetstrogen modell. Detta medför att modellen har full kännedom (eftersom alla lösningar till problemet finns tillgängliga) om alla sätt som det t.ex. går att köra vattenkraften på samt fylla eller tömma vattenmagasin. Modellen går sedan igenom alla lösningar utefter en väldefinierad lösningsalgoritm där slutmålet är den kostnadsoptimala lösningen till problemet som är uppställt i modellen.⁴⁷

Följdeckterna av perfect foresight måste tas i beaktning när resultat ska tolkas från dessa modeller. Modeller med större inslag av tekniker som har en inneboende osäkerhet och god tillgång till lagring över tid blir mer influerade av perfect foresight. Till exempel är det svårt att veta exakt hur mycket det kommer blåsa om två månader och hur du i ett optimalt läge bör använda flexibilitetstekniker så som vattenkraft med vattenmagasin. Men en modell med "perfect foresight" vet allt detta och kan därmed planera vattenkraftens produktionsmönster på ett överoptimistiskt sätt. Man ska därför vara försiktig och

⁴⁷ Modellen går egentligen inte igenom alla lösningar utan algoritmen hjälper till att förkasta många lösningar som den ser är dyrare genom att bland annat beräkna derivatan på varje lösning. Den stegar sig därmed på ett smart sätt igenom lösningsrymden. Men alla lösningar finns tillgängliga i utgångsläget.

transparent när resultat från en sådan här modell tolkas, speciellt resultaten från variationshanteringstekniker.

MILJÖMÄSSIGA HÅLLBARHETSASPEKTER

Arbetet har omfattat kvantitativa och/eller kvalitativa analyser av följande miljömässiga hållbarhetsaspekter⁴⁸:

- Klimatpåverkan
- Systemekologiska konsekvenser
- Markanvändning
- Ekotoxicitet
- Användning av kritiska material
- Avfallshantering/end-of-life

Ingen värdering har gjorts av olika hållbarhetsaspekter i förhållande till varandra och fokus har varit på analys av skillnaderna mellan de olika scenarierna från AP1. Det innebär att det endast är de tillkommande investeringarna i elsystemet samt förändringarna i elproduktion som konsekvens av minskad vattenkraftsproduktion (pga miljöåtgärder) som ingår i miljöanalysen.

Kvantitativa analyser

Figur 39 sammanfattar arbetsflödet och till viss del metodiken för de kvantitativa miljöpåverkansanalyserna i förstudien. Indata från AP1 består av tillkommande investeringar i nya anläggningar i form av elektrisk effekt samt förändrad produktion i elsystemet i form av elproduktion, bränsleförbrukning och direkta växthusgasutsläpp. Beräkning av specifik miljöpåverkan för olika tekniker/aktiviteter har huvudsakligen gjorts med hjälp av LCA-verktyget SimaPro. Den kategoriseringsmetod som använts i SimaPro är främst ReCiPe 2016⁴⁹.

Merparten av LCI-data som använts för beräkningarna har hämtats ifrån databasen ecoinvent⁵⁰ i form av befintliga dataset. I vissa fall har dessa dataset anpassats något för att bättre svara upp mot frågeställningen och systemgränsen i detta projekt. Det huvudsakliga exemplet på detta är att miljöpåverkan från historiska investeringar i elsystemet har exkluderats. Förändrad produktion i en befintlig anläggning har alltså inte belastats med miljöpåverkan från byggnationen av denna anläggning då denna inte kan anses vara en konsekvens av åtgärder som vi antar kommer ske i den svenska vattenkraften. All annan direkt och indirekt

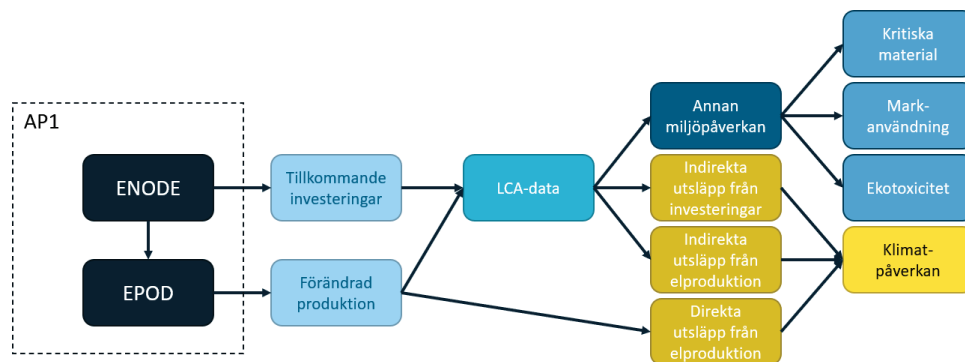
⁴⁸ Vid förstudiens start var planen även att analysera energiåterbetalningstid (den tid det tar för en elproduktionsteknik att producera lika mycket el som behövts under tillverkningsfasen). Under förstudiens gång har det dock framkommit att detta inte är relevant eftersom flera av de tekniker som ersatt förlorad vattenkraftsproduktion inte är elproducerande utan snarare balanserande tekniker, såsom elpannor och elektrolysörer.

⁴⁹ ReCiPe 2016 v1.1 midpoint, Hierarchist perspective. RIVM Report 2016-0104a.

⁵⁰ The ecoinvent database version 3.8

miljöpåverkan har inkluderats så långt som möjligt. För vissa tekniker/aktiviteter som studeras i detta projekt har det inte funnits färdiga dataset att tillgå i ecoinvent-databasen, i dessa fall har egna dataset byggts upp i SimaPro baserat på andra källor och mer disaggregerade data från ecoinvent-databasen.

Även om vissa anpassningar har gjorts och urvalet av LCI-data gjorts med enhetlighet och jämförbarhet i åtanke så har vi noterat att det finns skillnader mellan källorna och även brister i vissa av dessa. Exempelvis är inte alla LCI-data fullt representativa/giltiga för svenska förhållanden. Det har dock inte funnits resurser inom detta projekt att undersöka dessa närmare och eventuellt åtgärda dem. En förteckning över de dataset som använts i beräkningarna i SimaPro finns i bilaga. Ytterligare en tydlig begränsning vid urval av LCI-data är att befintliga dataset avspeglar befintlig (och ibland till och med något föråldrad) teknik medan förändringarna i vattenkraften som studeras sker flera år framåt i tiden.



Figur 39: Schematisk bild som beskriver arbetsflödet för de kvantitativa miljöpåverkansanalyserna.

De specifika miljöpåverkansvärden som beräknats i SimaPro (x/MW för investeringar eller x/MWh för förändrad elproduktion) har sedan multiplicerats med de scenariospecifika värdena från AP1 för att ge de samlade miljöpåverkans effekterna för respektive scenario. Eftersom vi studerar miljöpåverkan ett specifikt år har investeringar hanterats så att den totala påverkan från investeringen dividerats med en antagen livslängd för respektive teknik.

Följande miljöpåverkanskategorier har analyserats kvantitativt inom detta arbete:

- **Klimatpåverkan** (Climate change), enhet: kg CO₂-e

Karaktäriseringsfaktorn för klimatpåverkan är den globala uppvärmningspotentialen för olika utsläpp enligt IPCC rapport från 2013. För det hierarkiska perspektivet används en tidshorisont på 100 år. Återkopplingar mellan klimat och koldioxid inkluderas för växthusgaser som inte är koldioxidutsläpp i det hierarkiska perspektivet. Enheten är kg koldioxidekvivalenter.

- **Försurning på land** (Terrestrial acidification), enhet: kg SO₂-e

Karaktäriseringsfaktorn för försurning på land är försurningspotentialen (AP) som härleds från den genomsnittliga utsläppsviktade globala ödesfaktorn för SO₂. Enheten är kg svaveldioxidekvivalenter.

- **Övergödning i färskvatten** (Freshwater eutrophication), enhet: kg P-e
 Karaktäriseringsfaktorn för övergödning i färskvatten är övergödningspotentialen som tar hänsyn till olika fosforhaltiga näringsämnen och deras olika beständighet. Enheten är kg fosforekvivalenter.
- **Övergödning i hav** (Marine eutrophication), enhet: kg N-e
 Karaktäriseringsfaktorn för övergödning i hav är övergödningspotentialen som tar hänsyn till olika kvävehaltiga näringsämnen och deras olika beständighet. Enheten är kg kvävekvivalenter.
- **Ekotoxicitet på land** (Terrestrial ecotoxicity), enhet: kg 1,4-DCB
 Karaktäriseringsfaktorn för ekotoxicitet tar hänsyn till den toxiska effekten hos olika kemikalier, deras beständighet i naturen och ackumulering i näringskedjan. Enheten är kg 1,4-Diklorobensen.
- **Ekotoxicitet i färskvattenmiljöer** (Freshwater ecotoxicity), enhet: kg 1,4-DCB
 Karaktäriseringsfaktorn för ekotoxicitet tar hänsyn till den toxiska effekten hos en kemikalie, dess beständighet i naturen och ackumulering i näringskedjan. Enheten är kg 1,4-Diklorobensen.
- **Ekotoxicitet i marina miljöer** (Marine ecotoxicity), enhet: kg 1,4-DCB
 Karaktäriseringsfaktorn för ekotoxicitet tar hänsyn till den toxiska effekten hos en kemikalie, dess beständighet i naturen och ackumulering i näringskedjan. Enheten är kg 1,4-Diklorobensen.
- **Markanvändning** (Land use), enhet: annual m² crop field equivalents
 Karaktäriseringsfaktorn för markanvändningen är mängden mark som omvandlas eller upptas under en viss tid. Enheten är årliga grödofältsekvivalenter.
- **Utarmining av minerala resurser** (Mineral resource scarcity), enhet: kg Cu-e
 Karaktäriseringsfaktorn för utarmning eller brist på minerala resurser är den kvarvarande malmpotentialen. Enheten är kg kopparekvivalenter.

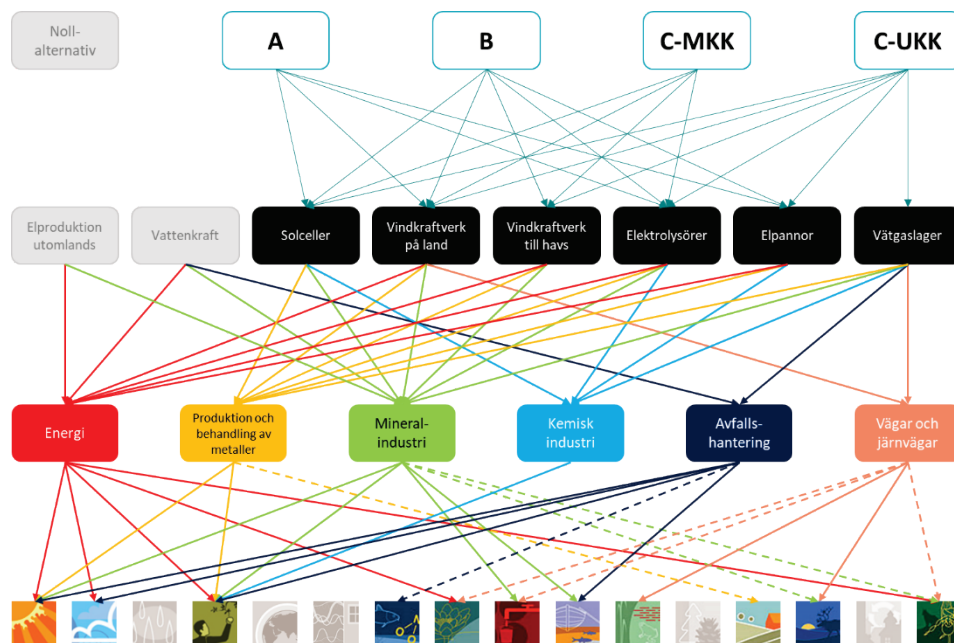
Typ av aktivitet	Teknik	Dataset	Enhet	Källa	Anpassning
Investering	Vindkraft, landbaserad	Summan av nedanstående			
		Wind turbine, 2 MW, onshore (GLO) construction Conseq, U	MW	Ecoinvent 3.8	
Investering	Vindkraft, havsbaserad	Summan av nedanstående			
		Wind turbine, 2 MW, offshore, fixed parts (GLO) construction Conseq, U	MW	Ecoinvent 3.8	
Investering	Solkraft, på mark	Summan av nedanstående			
		Wind power plant, 2 MW, offshore, moving parts (GLO) construction Conseq, U	MW	Ecoinvent 3.8	
Investering	Elektrolyd	Solar power photovoltaic ground installation, 1 MWp, multi-Si (GLO) market for Conseq, U - Profu 2019	MW	Ecoinvent 3.8	Dataset sammansatt av författare baserat på skattnings.
		Alkaline Electrolyser stack, 1 MW - Profu 2021	MW	Koj et al. 2017	Dataset sammansatt av författare baserat på: "Site-Dependent Environmental Impacts of Industrial Hydrogen Production by Alkaline Water Electrolysis"
Investering	Vätgaslager	Lined Rock Cavern (Skallen) - 10 MNm3 (30 GWh) - Profu 2021	GWh	Flera	Dataset sammansatt av författare baserat på flera källor som beskriver Skallen naturgaslager.
		Commercial Electric boiler, 75 kW - Profu 2021 (Abbas)	MW	Abbas 2015	Dataset sammansatt av författare baserat på: "Life Cycle Assessment of Water Heating Systems Used in Health Clubs"
Förändrad produktion	Stenkol	1 GWh Electricity, high voltage (DE) electricity production, hard coal Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Brunkol	1 GWh electricity, high voltage (PL) electricity production, lignite Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Olja	1 GWh Electricity, high voltage (DE) electricity production, oil Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Naturgas	1 GWh Electricity, high voltage (DE) electricity production, natural gas, combined cycle power plant Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Biokraft	1 GWh Electricity, high voltage (DE) heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 Cut-off, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Torv	1 GWh Electricity, high voltage (FI) electricity production, peat Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Industrifärd mottryck, avlutar	1 GWh Electricity, high voltage (RER) sulfate pulp production, from softwood, unbleached Cut-off, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Avfall	Municipal solid waste (DE) treatment of, incineration Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Vindkraft, landbaserad	1 GWh Electricity, high voltage (DK) electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Vindkraft, havsbaserad	1 GWh Electricity, high voltage (DK) electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Solkraft, på mark	1 GWh Electricity, low voltage (DE) electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas
Förändrad produktion	Kärnkraft	1 GWh Electricity, high voltage (SE) electricity production, nuclear, boiling water reactor Conseq, U	GWh	Ecoinvent 3.8	Anläggningens bidrag till miljöpåverkan exkluderas

Kvalitativa analyser

Projektet har valt att uttrycka konsekvenserna för miljö och klimat av lokala åtgärder i vattenkraften i termer av de nationella miljö kvalitetsmålen. Sveriges miljö kvalitetsmål är beslutade av riksdagen och utgör det nationella genomförandet av den miljömässiga dimensionen av de globala hållbarhetsmålen. De ska därmed ange riktningen för hela samhällets miljöarbete, såväl myndigheters, länsstyrelser, kommuners som näringslivets och andra aktörers.

För att koppla de nationella miljö kvalitetsmålen till de studerade fallen har ett ramverk tagits fram. Ramverket utgörs av ett nätverk med fyra nivåer – fallen, tekniker, sektorer och miljö kvalitetsmål. Figur 40 illustrerar vilka olika komponenter varje nivå utgörs av och hur nivåerna har kopplats samman.

- För vart och ett av de studerade fallen sker förändringar i det framtida energisystemet. Förändringarna består både av investeringar i olika tekniker och att befintliga tekniker i Sverige och/eller i utlandet utnyttjas annorlunda, se vidare nedan. Det ger kopplingar mellan nivåerna fall och tekniker.
- Kopplingarna mellan tekniker och sektorer har identifierats genom expertbedömningar av de olika teknikerna ur ett livscykelperspektiv. Per definition kopplar samtliga tekniker till energisektorn. Det är vidare väl känt att övergången till klimatvänliga energitekniker är material- och metallintensiv, vilket kopplar samtliga tillkommande tekniker till produktion och behandling av metaller samt mineralindustrin. Kopplingarna är glesare till de övriga sektorerna.
- Enligt Lindblom & Malmaeus (2020) finns det signifikanta kopplingar mellan de aktuella sektorerna och samtliga miljö kvalitetsmål förutom Bara naturlig försurning, Skyddande ozonskikt, Säker strålmiljö, Levande skogar och God bebyggd miljö. Inom ramen för det här projektet har det inte varit möjligt att bedöma konsekvenserna för Ett rikt odlingslandskap.



Figur 40: Illustration av hur de studerade fallen kopplar till de nationella miljömålen. Streckade linjer från sektor till miljömål betyder att kopplingens påverkan på miljömålet antingen har bedömts vara försumbar eller inte har kunnat bedömas. MKK = med kärnkraft, UKK = utan kärnkraft

Bedömningarna har gjorts av de studerade fallens miljökonsekvenser, jämfört med nollalternativet, genom en kombination av de kvantitativa resultat och expertbedömningar. Observera att bedömningarna enbart kan jämföras mellan scenarierna, inte mellan miljömål. Det betyder att bedömningarna säger vilket av fallen som orsakar störst eller minst konsekvenser för vart och ett av miljö kvalitetsmålen, men inte om konsekvenserna är större (eller mindre) för ett miljö kvalitetsmål än ett annat. Även om de enskilda miljö kvalitetsmålen syftar på miljö tillståndet i Sverige har effekter till följd av ändrad import/export också vägt in i bedömningarna. Detta är i linje med det övergripande generationsmålet konstaterande att vår påverkan på andra länders miljö behöver minska och att vår andel av den globala påverkan på miljön måste anpassas till de planetära gränserna (Sveriges miljömål, 2022). Det är en bidragande orsak till att den här studien inte har undersökt om de förändringar i påverkanstryck som uttrycks i ramverket är signifikanta eller försumbara jämfört med det totala påverkanstrycket. Resultaten lägger därmed en grund för fortsatta studier för att kunna beskriva betydelsen ur ett nationellt perspektiv. Det faktum att ett miljömål ingår i bedömningen innebär ändå att alla tillståndspliktiga verksamheter i den eller de aktuella sektorerna tillsammans utövar ett negativt påverkanstryck som försvårar uppfyllandet av miljömålet.

De kvantitativa resultaten har använts för att beskriva effekter på ett antal miljö kvalitetsmål. Vilka kvantitativa resultat som använts för att, tillsammans med expertbedömningar, analysera påverkan på de olika miljö kvalitetsmålen framgår nedan:

- *Begränsad klimatpåverkan*

Beräknad samlad klimatpåverkan från investeringar i Sverige samt förändrad produktion både i Sverige och utomlands.

- **Frisk luft**
Beräknad samlad klimatpåverkan från investeringar i Sverige samt förändrad produktion både i Sverige och utomlands. Påverkan på luftkvaliteten har approximerats med utsläpp av växthusgaser, eftersom de dominerande källorna bedöms vara förbränning vid termisk energiproduktion. Vid en fördjupad analys är det möjligt att ansätta olika emissionsfaktorer för olika bränslen.
- **Giftfri miljö**
Summan av beräknad ekotoxicitet på land, i färskvattenmiljöer och i marina miljöer.
- **Grundvatten av god kvalitet**
Beräknad utarmning av minerala resurser för investeringar i Sverige. Samtliga klimatvänliga energitekniker är material- och metallintensiva, vilket kommer att leda till öppnandet av nya gruvor (i Sverige eller utomlands), med lokal grundvattenpåverkan både genom avsänkning och ökad spridning av metaller som följd.
- **Hav i balans, samt levande kust och skärgård**
Investeringar i havsbaserad vindkraft och beräknad utarmning av minerala resurser för investeringar i Sverige. Enligt Lindblom & Malmaeus (2020) försvåras uppfyllandet av miljömålet av utsläpp från produktion och behandling av metaller längs kusten. Detta approximeras med beräknad utarmning av minerala resurser och ges halva vikten jämfört med påverkan på grund av investeringen.
- **Myllrande våtmarker**
Beräknad markanvändning för investeringar i landbaserad vindkraft i Sverige.
- **Storlagen fjällmiljö**
Beräknad markanvändning för investeringar i landbaserad vindkraft i Sverige.
- **Ett rikt växt- och djurliv**
Investeringar i landbaserad vindkraft och solkraft i Sverige (terrester miljö). Bedömningarna görs separat för limnisk (sjöar och vattendrag), terrester (land) och marin (kust och hav) miljö på grund av att både miljöerna och påverkan av olika tekniker är av så olika slag. Både vindkraft och solkraft innebär en förändrad markanvändning som på olika vis kan medföra ett negativt påverkanstryck. Solceller bedöms vara enklare att dels anlägga i miljöer med lägre ekologiska värden (till exempel på tak och jordbruksmark), del kombinera med befintlig markanvändning. Markanvändning för solkraft ges därför bara en tredjedel av vikten jämfört med markanvändning för vindkraft.

SYSTEMKONSEKVENSER AV MILJÖ- ÅTGÄRDER I VATTENKRAFTEN

Vattenkraften ska anpassas till modern miljölagstiftning med moderna miljövillkor. Med hjälp av två olika modellverktyg har konsekvenserna för elsystemet av miljöanpassningsåtgärder i vattenkraften analyserats. Studien utgår från ett referensscenario (med kärnkraft) för det svenska energisystemet år 2035 och ett känslighetsscenario (utan kärnkraft och med ytterligare vind- och solkraft) med tre fall av begränsningar i vattenkraftsproduktionen samt ett fall där inga förändringar görs. Baserat på resultaten har miljömässiga konsekvenserna av dessa förändringar i elsystemet analyserats.

Studien utgör en första ansats till konsekvensanalys av de möjliga miljöanpassningsåtgärder och begränsningar i vattenkraften som kan bli aktuella i och med omprövningen av den svenska vattenkraften till modern miljölagstiftning.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk