

Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft – vad är skillnaden?

Lisa Göransson, Filip Johnsson
Institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, avdelning Energiteknik, Chalmers

2023-07-05



CHALMERS

Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft

– vad är skillnaden?

I denna rapport jämförs tre elsystem för Sverige som möter efterfrågan på el och som uppfyller klimatmålen och industrins elektrifiering.

Slutsatser och sammanfattning

Vi visar att det tre systemen inte ger några stora skillnader varken i elpris eller i förmåga att möta efterfrågan på el. Vi baserar denna analys på en jämförelse mellan ett elsystem som möter efterfrågan på el till lägsta kostnad (och med de uppskattningar av kostnader som idag finns att tillgå inte innehåller någon ny kärnkraft), ett elsystem för vilket vi föreskriver att modellen investerar i minst 9 GW ny kärnkraft samt ett där vi föreskriver minst 22 GW havsbaserad vindkraft. Vi tar inte ställning till vilket av dessa system som det framtida svenska elsystemet kommer att likna mest men samtliga tre kommer innehålla betydande mängder vindkraft (och en del sol). Då det dessutom är tämligen sannolikt att elsystemen i våra grannregioner kommer att bestå av stora mängder vindkraft och en del solenergi är det viktigt att inse att elsystemet måste innehålla flexibilitet för att bli konkurrenskraftigt, oberoende av om kärnkraft är en del av det svenska elsystemet eller inte.

Rapporten baseras på beräkningar med en energisystemmodell med detaljerade data för vind- och soltillgång, en mängd elproduktionstekniker, överföringsförbindelser inom Sverige och mellan Sverige och omgivande länder samt olika flexibilitetsåtgärder. Kostnader för olika kraftslag och flexibilitetsåtgärder baseras på underlag från det internationella energirådet IEA och den danska Energimyndigheten. Modellresultaten kan sägas beskriva en perfekt fungerande "energy only" marknad.

Rapportens slutsatser kan sammanfattas i tre punkter.

1. Det är fullt möjligt att möta efterfrågan på el i ett elsystem med betydande andel väderberoende elproduktion inklusive fallen utan kärnkraft. I samtliga av de studerade fallen visar vi att genom att kombinera olika åtgärder för flexibilitet kan variationer i elsystemet balanseras på ett kostnadseffektivt sätt.

- Stora avvikelser i både elproduktion och elkonsumtion är endera kortvariga eller inträffar sällan. Den typen av variationer kan hanteras med åtgärder med låg investeringskostnad för att bidra med effekt, exempelvis gasturbiner som eldas med biogas.
- Variationer som inträffar ofta kan i stället hanteras med hjälp av batterier, som kan bidra med effekt till medellåg kostnad och har en hög verkningsgrad, men som är dyra för att flytta stora energivolymer.
- Variationer med lång varaktighet kan hanteras med vattenkraft, produktion av vätgas med vätgaslagring under mark och produktion av värme med värmepumpar i fjärrvärmesystem med storskalig värmelagring. Vatten, vätgas och värme kan lagras i stora volymer till relativt låg kostnad.

2. Elpriset styr mot en kostnadseffektiv balans mellan olika investeringar i produktion och flexibilitet. I ett elsystem med hög andel vindkraft är elpriset lågt vid god tillgång på

vindkraftsel och högre vid låg tillgång. Dessa elprisvariationer ger incitament till investeringar i flexibilitet som komplement till vindkraften. På motsvarande sätt görs investeringar i planerbar elproduktion om det har en lägre kostnad än väderberoende produktion och tillhörande flexibilitetsåtgärder. I ett modernt elsystem där batterier bidrar till frekvenshållningen är behovet av rotationsenergi (svängmassa) samtidigt mindre än i dagens system och förväntas ha liten eller ingen påverkan på investeringar i planerbar produktion.

3. Samtliga tre system klarar att möta klimatmålen och industrins elektrifiering. Vi visar att de tre svenska systemen, det kostnadsoptimala utan kärnkraft, det med 9 GW kärnkraft och det med 22 GW havsbaserad vindkraft, inte ger några stora skillnader varken i elpris eller i förmåga att möta efterfrågan. Med de kostnadsuppskattningar som idag finns att tillgå innehåller det kostnadsoptimala systemet inte någon ny kärnkraft och inte heller havsvind i den omfattning som skulle behövas för att möta efterfrågan på el på årsbasis, dvs en del av förbrukningen täcks av import. Om man genom någon form av subvention, ”tvingar in” 9 GW ny kärnkraft (samma nivå som vi hade i Sverige år 2015) i elsystemet minskar investeringarna i havsbaserad vindkraft ytterligare, dvs även i detta fall blir Sverige nettoimportör av el. I fallet att 22 GW havsbaserad vindkraft föreskrivs erhålls däremot ingen nettoimport, trots att mindre landbaserad vindkraft erhålls. I övrigt är den enda egentliga skillnaden att där kärnkraft respektive havsbaserad vindkraft tvingas in blir systemen dyrare – vilket är anledningen till dessa kraftslag behöver tvingas in. De högre kostnaderna för kärnkraft kompenseras alltså inte med det mindre behovet av flexibilitetsåtgärder. Elpriset varierar kraftigt i samtliga fall vilket beror på att elsystemet är sammankopplat och det rörliga elpriset i Sverige till stor del bestäms av omgivningens elpris. Våra resultat visar alltså att det knappast är möjligt att genom investeringar i kärnkraft (eller annan planerbar elproduktion) bygga ett elsystem som efterliknar det historiska elsystemet innan avregleringen med dess mer stabila elpriser. Det kan naturligtvis finnas andra argument till att subventionera in en viss typ av elproduktion. Några sådana tar vi inte ställning till i detta arbete.

Från ovanstående tre punkter drar vi slutsatsen att energipolitiken bör fokusera på de faktorer som är avgörande för att Sverige ska lyckas med elektrifieringen. *Detta handlar inte om att ställa vindkraft mot kärnkraft utan om att undanröja olika barriärer för att bygga ut ny elproduktion oberoende av kraftslag.* Det kan också konstateras att om villkoren för havsbaserad vindkraft blir sämre i Sverige än i våra omgivande regioner – till exempel genom fortsatt långa och osäkra tillståndsprocesser - så finns risk att investeringar i elproduktion halkar efter i Sverige och Sverige blir nettoimportör av el. Om dessutom ett alltför ensidigt fokus läggs på att underlätta för just kärnkraft riskerar elektrifieringen att senareläggas och marknadens aktörer måste vänta på att kostnaderna för kärnkraft ska bli mer förutsägbara samtidigt som investeringar i vindkraft – där det nu finns ett stort investeringsintresse – riskerar att utebli. I värsta fall framtvingas investeringar i outvecklad kärnkraft till hög kostnad och osäkert utfall. Vi vill dock trycka på att målet med denna rapport inte är att utöva kritik mot kärnkraft. Vad marknaden bedömer vara den bästa sammansättningen av det framtida elsystemet beror på många faktorer som till exempel acceptans och finansiell risk för investering i olika tekniker.

Denna rapport är författad inom ramen för forskningsprogrammet Mistra Electrification (se <https://mistraelectrification.com/>). Vi vill rikta ett varmt tack till Bo Normark och Anders Wijkman som läst och givit värdefulla kommentarer på en tidigare version av rapporten. För innehåll och slutsatser svarar dock författarna själva.

Lisa Göransson, Filip Johnsson
Göteborg, den 5 juli 2023

Innehåll

1	Inledning.....	2
2	Metod.....	4
3	Resultat	9
3.1	Med och utan kärnkraft för att möta framtidens efterfrågan på el	9
3.2	Känslighetsanalys – överföringsförbindelser och vindkraftsteknik.....	13
3.3	Vad gör vi när det inte blåser?	13
3.4	Samlat bidrag från flexibilitetsåtgärderna	20
3.5	Flexibilitet inom timmen - svängmassa och korttidsbalansering.....	22
3.6	Mellanårsvariabilitet	24
4	Sammanfattning flexibilitetsåtgärder	24
4.1	Flexibilitetsåtgärder i södra Sverige	25
5	Energipolitiska konsekvenser	25
6	Appendix	28
6.1	Kostnadsantaganden.....	28
6.2	Känslighetsanalys -mer utbyggd handel till Europa	31
6.3	Känslighetsanalys -traditionella vindturbiner	32
7	Litteratur	36

1 Inledning

Elsystemet genomgår en omfattande förändring. Inom 20 år förväntar vi oss att i Sverige behöva dubbelt så mycket el eller mer jämfört med idag, dels på grund av elektrifiering av industri- och transportsektorerna, dels på grund av ett stort intresse för nyetableringar av industrier i Sverige (såväl svenska som utländska ägare). Naturligtvis finns osäkerheter i denna prognos där olika typer av effektiviseringsåtgärder, teknikutveckling och ekonomisk utveckling kan dämpa efterfrågan. Samtidigt med den förväntade ökningen i elbehov kommer en del av vår kraftverksflotta, såväl kärnkraft som vindkraft, uppnå sin tekniska livslängd. Vi behöver därmed ett stort tillskott av ny elproduktion i Sverige.

I Sverige byggs idag framför allt vindkraft. Figur 1 visar vindkraftens utveckling i Sverige under det senaste årtiondet med avseende på antal verk, installerad effekt samt produktionen från dessa verk. Som synes har det skett en betydande utveckling av vindkraftstekniken i det att såväl installerad effekt som produktionen har ökat betydligt mer än antal verk. Vindkraften byggs idag för att det är lönsamt, alltså utan ekonomiskt stöd.

En möjlig lösning för att möta den ökade efterfrågan på el i Sverige är därför att fortsätta bygga ut vindkraften. Vindkraft kan byggas relativt snabbt och det är därför möjligt att bygga ut betydande kapacitet fram till år 2030. Land- och havsbaserad vindkraft tillsammans med ökad kraftvärme, sol och effekthöjningar i Forsmark skulle fram till 2030 kunna ge runt 140 TWh ny produktion (Johnsson & Wråke, 2021). Det finns en betydande investeringsvilja för ny vindkraft. Men det finns givetvis också utmaningar med denna utbyggnad.

Tillståndprocesserna för ny vindkraft är ofta utdragna och det är svårt att få acceptans för vindkraften, speciellt när det gäller landbaserad vindkraft. Sverige har dock en betydande potential för havsbaserad vindkraft för vilket det kan vara lättare att erhålla acceptans. Ändå har Sverige nästan ingen havsbaserad vindkraft (< 1 TWh) trots vår långa kustlinje (tex Tyskland har havsbaserad vindkraft motsvarande mer än 25 TWh). Ska elektrifieringen lyckas pekar det mesta på att tillståndprocesserna måste effektiviseras och snabbas på, oberoende av elproduktionsteknik. Utbyggnaden behöver också ske på ett sådant sätt att den gynnar närboende genom t.ex. arbetstillfällen, delägandeskap eller ekonomisk ersättning.

I debatten framhålls ny kärnkraft som ett alternativ till fortsatt vindkraftutbyggnad. Men de flesta inom forskning och industri bedömer att ny kärnkraft tar betydligt längre tid att bygga än vindkraft samt att kostnaderna är mer osäkra. Ny teknik med små och modulära reaktorer (SMR) skulle kunna få ner kostnaderna men det är oklart när denna teknik finns framme och till vilken kostnad. En rimlig hållning borde vara att fokusera på hur ”de mjuka” barriärer som finns för ny elproduktion – oberoende av elproduktionsteknik - ska undanröjas så långt som möjligt och undvika att ställa vindkraft mot kärnkraft.

I debatten som ställt kärnkraft mot vindkraft framhålls ofta att kärnkraft kommer ge lägre elpriser och skapa ett system som alltid kan leverera el medan ett system med betydande mängd vindkraft (och annan värdeberoende elproduktion) inte kan leverera när det inte blåser (eller solen inte skiner).

Syftet med denna rapport är därför att visa hur ett framtida elsystem som uppfyller Parismålet – dvs som inte släpper ut någon koldioxid - klarar av att möta den ökade efterfrågan på el i Sverige kan se ut och visa på vilka skillnaderna är mellan framtida elsystem med olika andel kärnkraft och havsbaserad vindkraft. För att renodla analysen jämför vi tre system: helt utan

kärnkraft, ett system med 9GW kärnkraft och ett system med 22 GW (runt 120 TWh) havsbaserad vindkraft i Sverige (som inte heller innehåller någon kärnkraft). Nivån 9 GW kärnkraft är ungefär den nivå som Svenska Kraftnät (SvK) har med i ett av sina långtidsscenarier (SvK, 2021). Precis som flertalet energisystemmodeller som används av forskarsamfundet använder modellen i denna rapport kostnadsdata från källor som det internationella energiorganet (IEA) publicerar. Fallet med 22 GW havsbaserad vindkraft motsvarar med den moderna vindkraft¹ som antas i denna rapport ungefär den mängd vindkraft (120 TWh) som är tänkt att det ska pekas ut områden för i de nya havsplaner som ska tas fram till december 2024². Energimyndigheten har tillsammans med åtta andra myndigheter fått i uppdrag att peka ut nya områden som möjliggör ytterligare 90 TWh årlig elproduktion, utöver de områden som redan pekats ut i de befintliga havsplanerna och som svarar mot 20-30 TWh. Sammantaget blir det alltså upp till 120 TWh.

I beräkningarna inkluderas hela norra Europa för att kunna ta hänsyn till import och export av el. De tre systemen tas fram med hjälp av en kostnadsminimerande energisystemmodell som kan investera i samtliga kraftslag, men där enda skillnaden är att för fall två och tre så sätts ett randvillkor att modellen måste investera i minst 9 GW kärnkraft respektive 22 GW havsbaserad vindkraft³.

För kärnkraften har vi valt att använda oss av lägre kostnader än de som anges av IEA baserat på information från experter på området och som bör motsvara de kostnader för kärnkraft som skulle kunna erhållas om det görs en större satsning på detta kraftslag. Kostnaderna för en första anläggning förväntas dock vara högre då det finns begränsad erfarenhet från att bygga kärnkraft under de senaste decennierna i Europa (inklusive Sverige) och Nordamerika.

Med konkreta exempel visar vi för de tre fallen vilka tekniker och åtgärder som bidrar till att efterfrågan på el möts och vad skillnaden i elpriset blir i södra Sverige. För fallet med 22 GW utbyggnad av havsbaserad vindkraft, vilket är det fall som alltså innehåller mest icke-planerbar elproduktion, visar vi också hur efterfrågan på el i södra Sverige möts varje timme. Det är viktigt att notera att målet med rapporten inte är att ta ställning till vilka elproduktionstekniker som ska byggas ut och när.

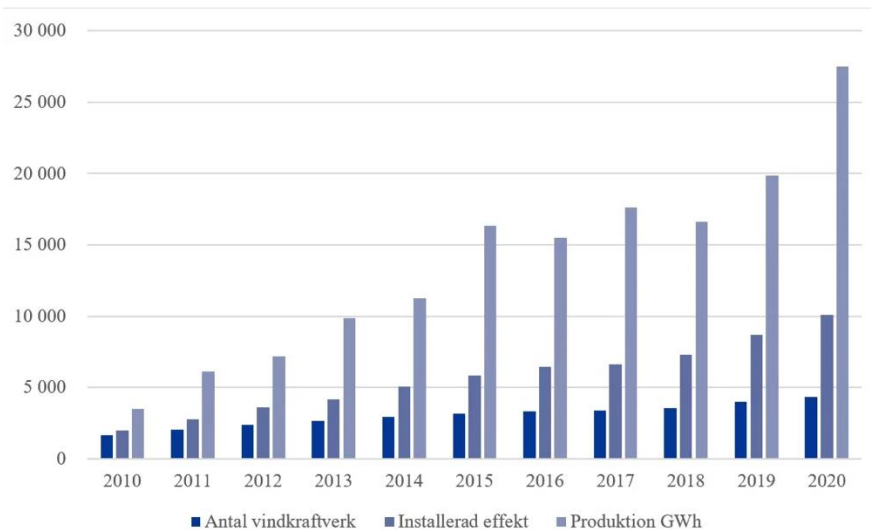
I beräkningarna inkluderar vi kostnader för den flexibilitet som krävs för att möta efterfrågan på el varje timme. De ökande kostnaderna för flexibilitet i ett elsystem utan kärnkraft understiger dock kostnadsskillnaden mellan kärnkraft och vindkraft. Detta är anledningen till att vi i kärnkraftsfallet måste "tvinga in" kärnkraft i modellen. I ett verkligt investeringsfall finns också andra aspekter att ta hänsyn till. Till exempel pekar det mesta i dagsläget på att kostnaden för kapital ("priset på pengar") för att investera i kärnkraft är högre än för förnybart, dvs den så kallade WACC (Weighted Average Capital Cost) för kärnkraft är relativt sett högre på grund av investeringens storlek samt osäkerheten i investeringen. Detta är bakgrunden till att någon form av statliga garantier kommer att behövas för att få in kärnkraft i systemet innan dess kostnader är mer kända eller minskats (liknande de som föreslås i Tidöavtalet som Kristerssons regering presenterade i oktober 2022 samt i Svensk Energis kärnkraftstrategi). När det gäller vindkraft kan det även där behövas stöd men inte avseende investeringarna (då det finns ett stort investeringsintresse) utan för att nå social

¹ Vi har även gjort en känslighetsanalys där antal fullasttimmar antas vara samma som dagen havsbaserad vindkraft (se sid 8) vilket redovisas i appendix.

² <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/vindkraft/nya-omraden-for-energiutvinning-i-havsplanerna/>

³ Då dessa två fall ger högre kostnader än i det kostnadsoptimala systemet så innebär det i praktiken att det blir exakt 9 GW kärnkraft och 22 GW havsbaserad vindkraft.

acceptans. Ersättning skulle till exempel kunna utgå till kommuner där det byggs vindkraft. Det är troligt ett sådant stöd skulle motsvara ett antal ören per kWh (om det tex skulle motsvara fastighetsskatten). På samma sätt kan man tänka sig att privatkonsumenter kan värdera solpaneler på ett annat sätt än från ett rent kostnadsperspektiv. Dessutom konkurrerar sådana investeringar inte med elproduktionspriset utan med elpriset som erhålls från elleverantören (och naturligtvis att andra bidrag kan påverka kalkylen). Sådant är inte medtaget i analysen utan den baseras helt på *minimering av den totala systemkostnaden*.



Figur 1. Vindkraftens utveckling i Sverige sedan 2010. Källa: Energimyndigheten

2 Metod

De tre möjliga sätten att möta den ökade efterfrågan på el har tagits fram med hjälp av en kostnadsminimerande investeringsmodell av det nordeuropeiska elsystemet. Med modellen som verktyg beräknas hur efterfrågan på el, värme och vätgas kan mötas till lägsta kostnad. Tack vare en hög tidsupplösning och ett stort antal teknikalternativ, både när det gäller produktion och lagring, ger beräkningarna ett elsystem sammansatt av tekniker som kompletterar varandra - det vi till vardags kallar "ett balanserat elsystem". Modellen utvecklades först av Göransson m.fl. (2017) för att senare uppdateras i ett flertal studier, varav senast i en studie av Toktarova m.fl. (2021).

Beräkningarna med modellen avser ett framtida system som uppfyller nollutsläppsmål på så sätt att modellen endast kan investera i utsläppsfria tekniker. Investeringarna i modellen görs för att möta efterfrågan på el, värme och vätgas till lägsta kostnad. Utöver dagens efterfrågan på el och fjärrvärme ingår ny efterfrågan på el och vätgas från elektrifiering av befintlig industri och el till planerade batterifabriker liksom el till transportsektorn. I modellen finns möjlighet att genomföra investeringar i lagring av el, värme och vätgas.

Geografiskt område. Området som modelleras omfattar norra Europa så som visas i figur 2. Detta då det är viktigt att få med påverkan på elsystemet genom utbytet med omgivande länder. Tolv länder, uppdelat i 11 regioner, ingår därför i modellen.

Överföringskapacitet. De 11 regionerna i figur 2 är valda för att representera viktiga begränsningar i överföringskapacitet (även i de fall de endast har ett prisområde). Sverige är i modellen uppdelat i två områden (SE_N motsvarar elprisområde SE1 och SE2 och SE_S motsvarar elprisområde SE3 och SE4). Överföringskapaciteten mellan två regioner har begränsats till vad som förväntas vara på plats av ENTSO-E till 2040 (ENTSO-E, 2022).



Figur 2. Geografiskt område som omfattas av beräkningarna.

Tidsupplösning och tidsperiod. Beräkningarna tar sin utgångspunkt i dagens elsystem med möjlighet till investeringar i elproduktion, överföringskapacitet och lagring för att möta efterfrågan på el år 2050. Data från två historiska år, i form av torrår och våtår (1991 och 1992) har använts för att representera variationerna i vindhastighet, solinstrålning, temperatur och tillrinning som i sin tur påverkar möjligheterna till vindkraftsproduktion, solelproduktion, efterfrågan på el för uppvärmning och möjligheten till vattenkraftproduktion. Beräkningarna är gjorda med en tidsupplösning på 3 timmar för att fånga variabiliteten i vindkraft och solel samt värdet av flexibilitetsåtgärder. Beräkningarna med 3 timmars tidsupplösning följs av beräkningar med timupplösning för vilken investeringar i elproduktion⁴, överföring och lagring är givna för att undersöka hur efterfrågan på el, värme och vätgas möts varje timme.

Klimatförändringar. De valda väderåren (1991 och 1992) inträffade före nämnvärda klimatförändringar. För det beräknade året (2050) antas den globala medeltemperaturen ha ökat med 2 grader jämfört med förindustriell tid. I en pågående studie som genomförs av

⁴ Ytterligare investeringar i gasturbinkapacitet är tillåtet i beräkningen med 1h tidsupplösning.

Energiforsk, SMHI, Chalmers, KTH och Profu studeras hur elsystemet påverkas av en 2 graders ökning av global medeltemperatur. Det varmare klimatet innebär en ökad tillrinning till vattenmagasinen i Norge (+ 14 TWh/år i beräkningarna i denna rapport) och Sverige (+ 2 TWh/år i beräkningarna) och en omfördelning av tillrinningen över tid med en mindre och tidigare vårflood samt mer höstregn. En ökad tillrinning och förändrad fördelning av norsk vattenkraft rapporteras av Koestler m.fl. (2019). Beräkningarna för Sverige finns presenterade i en rapport från det ovannämnda projektet (Scharff m.fl., 2023). En högre temperatur ger också en lägre efterfrågan på energi för uppvärmning (12 % minskning enligt beräkningarna). Förändringen i efterfrågan på energi för uppvärmning är beräknad enligt Abrahamsson (2020), där förändringen i Finland antas motsvara förändringen i elprisområde Stockholm och förändringen i övriga regioner antas motsvara förändringen i elprisområde Malmö.

Elproduktionstekniker. Endast investeringar i tekniker utan koldioxidutsläpp är möjligt (vindkraft, sol, kärnkraft, biogaseldade gasturbiner, biomassaeldade kraftvärmeverk, fossil kondenskraft med koldioxidinfångning och lagring). Antaganden för dessa ges i appendix men för de för Sverige mest centrala gäller:

- **Vattenkraft.** Dagens vattenkraft antas finnas kvar, men modellen möjliggör inte nya investeringar i vattenkraft. Vattenkraftens möjlighet att hantera variationer i elsystemet begränsas av den installerade effekten, årstillrinningen och vattendomar. För att representera variationer i tillrinning till vattenkraftmagasinen används tillrinning från SMHI:s modell för hydrologiska system (HBV-modellen, Bergström 1995) för år 1991 och 1992. År 1991 var ett torrår i Sverige med en total tillrinning på 62,3 TWh medan 1992 var ett våtår med en total tillrinning på 73,3 TWh. Vattendomar begränsar bland annat högsta och minsta nivåer i reservoarer och älvar. En del vattenkraft kommer behöva produceras även vid överskottssituationer. I beräkningarna antas att minsta produktionsnivån motsvarar 10 % av installerad effekt. Dessutom innebär en produktion nära installerad effekt vanligtvis att vatten måste spillas för att det ska finnas tillräckligt mycket vatten vid alla stationer. Produktion över 75 % av installerad effekt medför i beräkningarna en förlust på 10 % av vattenresursen (90 % verkningsgrad). Molin m.fl. (2016) har uppskattat potentialen för effekthöjningar till 3 400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Vi har dock valt att inte inkludera denna potentiella möjlighet då det inte är klart om den kommer att rymmas inom vattendomarna och att vi vill undvika att överskatta vattenkraftens flexibilitet.
- **Vind- och sol.** För vindkrafts- och solproduktion används historiska och modellerade väderdata från åren 1991 och 1992. Väderdata för vind- och solproduktion varierar alltså både geografiskt och över tid. Vindhastighet och solinstrålning är tagna från Europeiska centret för medellånga väderprognoser (C3S 2017) med hjälp av verktyget utvecklat av Mattsson m.fl. (2021). En begränsad acceptans för landbaserad vindkraft är antagen för Sverige. Endast 4 % av den landyta som är möjlig för vindkraftsproduktion (vägar, sjöar, naturreservat och tätbefolkade områden borträknade) får användas. Havsbaserad vindkraft kan byggas på max 40 m djup och minst 5 km från land. När naturreservat och skyddade områden är borträknade får 33 % av ytan (minst 5 km från land och där djupet är max 40m) användas. Områden med potential för vindkraft är för både land- och havsbaserad vindkraft indelad i fem klasser per region för att representera skillnader i vindresurs.

Teknikbeskrivningen är anpassad för vindresursen vilket innebär att landbaserad vindkraft i områden med låg medelvind (klass 1-3) motsvarar 100 SP (specifik effekt, dvs generatorkapacitet över svept rotorarea i W/m²) och 150 m tornhöjd medan landbaserad vindkraft i områden med hög medelvind (klass 4-5) motsvarar 300 SP och 100m tornhöjd och havsbaserad vindkraft motsvarar 200 SP och 150m tornhöjd. Teknikvalet påverkar elproduktionsprofil såväl som kostnader och ytanvändning där vindkraft med större rotor i förhållande till generator är dyrare och kräver mer yta per installerad effekt.

- **Kärnkraft.** Dagens kärnkraft antas ha passerat åldersstrecket (men den nybyggda finska kärnkraften samt kärnkraften i Storbritannien som är under byggnation antas finnas kvar). Modellen kan investera i kärnkraft utan begränsningar i kapacitet i samtliga länder. Kostnaderna för nyinvesteringar motsvarar den typ av storskalig kärnkraft som vi har i Sverige idag vid en större utbyggnad av ny kärnkraft och är baserad på samtal med experter på området. Kostnaderna för kärnkraft som används här är alltså lägre (se appendix) än de som anges av IEA World Energy Outlook. Den första enheten i en region förväntas vara dyrare, vilket inte är tagit med i modelleringen. Kärnkraften antas kunna variera sin produktionsnivå fritt mellan 70-100 % av installerad kapacitet. Modellen inkluderar alltså inte små och modulära reaktorer som en separat kostnadsklass. Detta då kostnaderna för denna teknik är okänd i dagsläget (men det är samtidigt inte troligt att dessa inom överskådlig tid kommer uppvisa lägre kostnader än de redan låga kostnader vi antagit för kärnkraft).

Efterfrågan på el, vätgas och värme. Figur 3 visar efterfrågan på el för de beräknade fallen. Mängden el till fjärrvärmesystemet är ett resultat av beräkningen. I övrigt är efterfrågan på el baserat på antaganden enligt nedan. För att ersätta fossila bränslen i transport, industri och värmesektorn ökar efterfrågan på el i norra Europa med knappt 65 % och i Sverige med knappt 70 % i de beräknade fallen. I Sverige står el för vätgasproduktion till industrin för en stor del av ökningen.

- **Fix elefterfrågan.** I tillägg till befintlig elanvändning antas el användas till högttemperaturuppvärmning inom cementproduktion (plasma i roterugnar undersöks i CemZero-projektet där bland annat Heidelberg Materials⁵ ingår) och till batterifabriker (som planeras av Northvolt och Volvo). Cementindustrins produktionsnivå antas förbli oförändrad (på den nivå den hade innan elektrifieringen). El till cementproduktion och batterifabriker antas vara konstant över tid och uppgå till 3 TWh/år respektive 5 TWh/år (2 TWh/år i södra Sverige och 3 TWh/år i norra Sverige). Cementindustrin och batterifabrikerna tillsammans med befintlig elanvändning utgör alltså en förutbestämd efterfrågan på el varje timme i beräkningarna.

- **El till vätgasproduktion.** Utöver den direkta konsumtionen av el inom industrin antas el även användas för att producera vätgas till reduktion av järnmalm (som planeras av LKAB och studerats av Toktarova m.fl., 2022a) och för termokemisk plaståtervinning (som studeras av Borealis samt belysts av Toktarova mfl., 2022b). Vätgasanvändningen inom stålindustrin (50 TWh/år el under antagande att LKAB:s järnmalmsuttag är oförändrat och att järnmalmen reduceras i norra Sverige där SSAB och H2 Green Steel antas använda LKAB:s järn som råvara) och för termokemisk

⁵ Tidigare Cementa.

plaståtervinning (20 TWh/år el) antas också vara konstant över tid. Det är dock möjligt att förskjuta elkonsumtion för vätgasproduktion från perioder med höga elpriser till perioder med lägre elpriser under förutsättning att investeringar tas i vätgaslagring och extra elektrolysörkapacitet så att industrins behov av vätgas fortfarande tillgodoses varje timme. Kostnaderna för vätgaslagring motsvarar kostnader för storskaliga bergrumslager av den typ som nu testas inom HYBRIT. Kostnaderna för elektrolysörkapacitet motsvarar elektrolysörer av typen alkali. Samtliga kostnader för energilagring är hämtade från danska Energimyndigheten (Energistyrelsen, 2012), se appendix för detaljer.

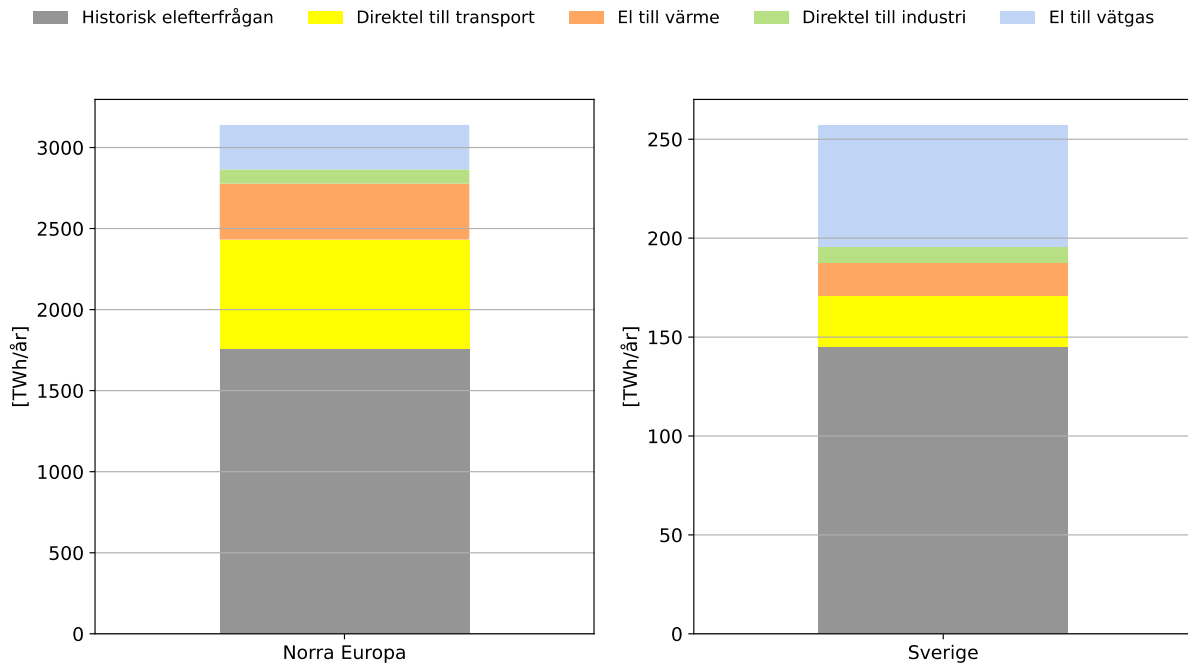
-El för transporter. Samtliga personbilar antas vara elektrifierade vilket innebär en efterfrågan på el på 12 TWh/år i Sverige. Det antas att 30 % av bilarna kan ladda flexibelt medan 70 % laddar så fort de står parkerade. I båda fallen måste elen till bilarna kunna möta bilarnas transportbehov (enligt körmönster framtaget med GPS mätningar av 426 bilar i sydvästra Sverige, se Kullingsjö och Karlsson, 2012). Bilarna antas vara utrustade med 30kWh batterier i genomsnitt och laddeffekten är begränsad till 3,7 kWh/h. Metoden som används för att representera elbilarna på aggregerad form i beräkningarna har utvärderats av Taljegård m.fl. (2021). Även lastbilar och bussar antas vara elektrifierade, vilket innebär ytterligare 13 TWh/år elbehov i Sverige. Bussarna och lastbilarna antas inte kunna laddas flexibelt. Valet av 30 kWh batterier och att endast 30% av bilarna kan ladda flexibelt är medvetet för att inte överskatta möjligheten i denna flexibilitet (i verkligheten är det troligt att batterierna kommer ha betydligt större kapacitet och det finns inget som talar för varför inte smart laddning skulle kunna bli mer eller mindre standard på samtliga bilar). Av samma anledning har vi inte valt att inte spekulera effekter på framtida laddare som mycket väl kan komma att ligga på 10 kW.

-El till fjärrvärmesystemet. Dagens efterfrågan på fjärrvärme är inkluderat i modellen och kan mötas av rena värmeproduktionstekniker, biomassabaserad kraftvärme samt värmepumpar och elpannor. Det är möjligt att investera i värmelager vilket innebär att värmepumpar och elpannor kan producera värme under perioder med god tillgång på el till låg kostnad för att sedan spara värmen i värmelager och använda för att möta efterfrågan på värme vid ett annat tillfälle.

I samtliga länder i norra Europa antas en elektrifiering av stålindustrin samt transportsektorn. En elektrifiering av industrin i norra Europa motsvarande den i Sverige är förväntad. Behovet av el för vätgasproduktion i norra Europa som helhet är därmed sannolikt högre än vad som antagits i beräkningarna i denna rapport. Utöver en efterfrågan på el från stålindustrin samt transportsektorn antas el efterfrågas för att ersätta naturgas för uppvärmning i individuella hushåll i Tyskland, Polen, Nederländerna och Storbritannien. Hushållen antas använda sig av värmepumpar som ger tre delar värme för varje del el (dvs med en COP=3 i säsongsvärde). Vi har även här valt att anta ett konservativt värde på värmepumparnas effektivitet för att inte överskatta dess egenskaper. Studier pekar dock på att för norra Europa ligger COP faktorerna (säsongsvärden) för bergvärmepumpar inte mycket över 3 och där luftvärmepumpar har ett COP värde mellan 0,5 och 1 lägre än bergvärmepumpar (Nouvel m.fl., 2015).

Känslighetsanalyser har genomförda när det gäller antaganden om överföringsförbindeleser till norra Europa samt typ av vindturbiner som specificeras i appendix. I huvudfallet ovan begränsas transmission mellan länder till den nivå som förväntas av ENTSO-E till 2040. Men det är tänkbart att mer överföringskapacitet byggs mellan Sverige och omgivande länder till

2045 och därför undersöks även ett fall där överföring får byggas med upp till 5 GW jämfört med idag mellan samtliga regioner. När det gäller vindturbiner har modelleringen gjorts för ett fall där det antas att investering endast sker i traditionella vindturbiner med förhållande mellan generator och svept rotorarea på ca 300 MW/m².



Figur 3. Efterfrågan på el för norra Europa och Sverige för det beräknade fallen. Mängden el till fjärrvärmesystemet är ett resultat av beräkningen men ligger på ungefär samma nivå i fallet med och utan kärnkraft. I övrigt är efterfrågan på el antaget före beräkningarna.

3 Resultat

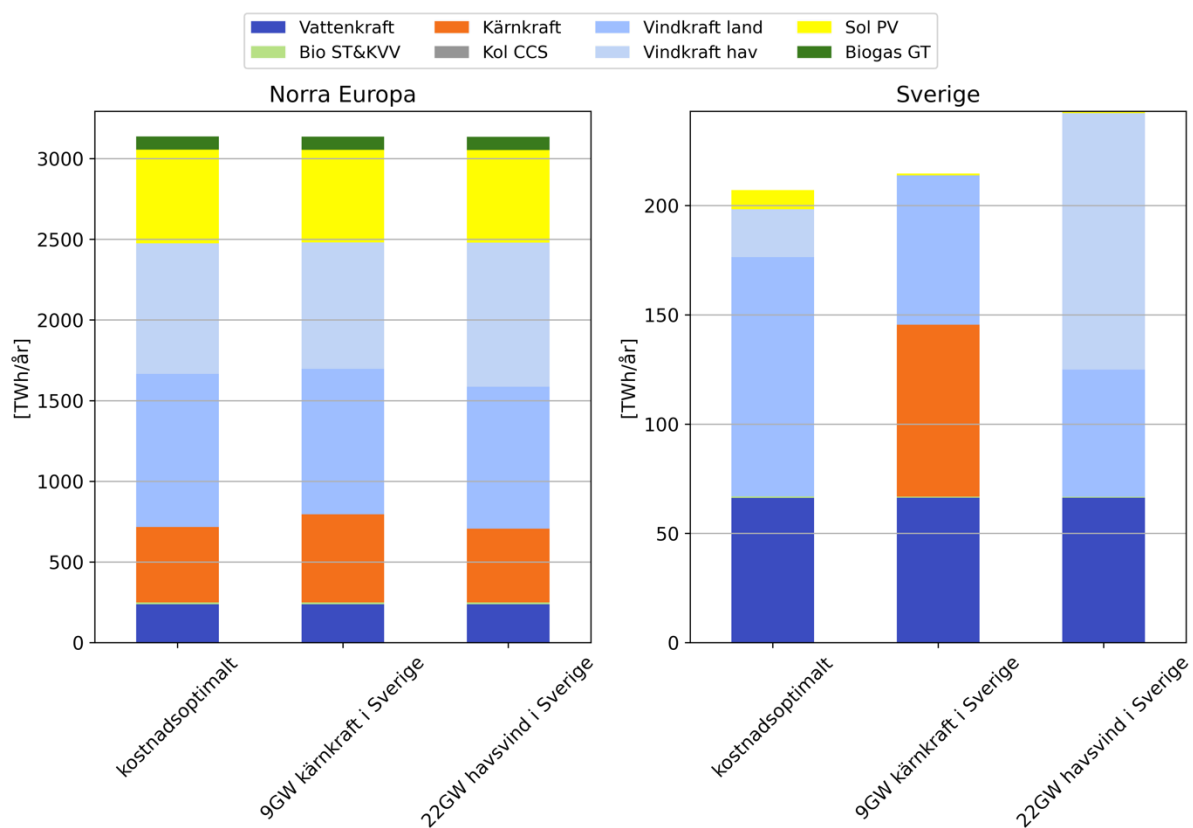
3.1 Med och utan kärnkraft för att möta framtidens efterfrågan på el

Med hjälp av beräkningsmodellen och utifrån de antaganden som beskrivs ovan visar figur 4 årsmedelvärdet av elproduktionens sammansättning för el i Sverige och i norra Europa för de tre fallen som studeras; det kostnadsoptimala fallet, fallet med 9 GW kärnkraft i Sverige och fallet med 22 GW havsvind i Sverige. Det är viktigt att komma ihåg att modelleringen i detalj inkluderar en elektrifiering av industrin så som beskrivs ovan.

Som figur 4 visar utgör vindkraft en stor del av både det nordeuropeiska och det svenska elsystemet oberoende om 9GW kärnkraft tvingas in i det svenska systemet. I det nordeuropeiska elsystemet kompletteras vindkraften av en hel del solelproduktion samt en liten del vattenkraft, biogas-baserad el från gasturbiner och baslastproduktion i form av kärnkraft och biomassainblandad kol med koldioxidinfångning och lagring. Baslastproduktionen och solelproduktionen återfinns framför allt i södra Tyskland och södra Polen där efterfrågan på el är hög i förhållande till vindkraftresursen. I fallet med kärnkraft i Sverige har modellen som beskrivs ovan begränsats till att åtminstone investera i 9 GW kärnkraft i Sverige (det finns alltså inga begränsningar uppåt hur mycket kärnkraft som kan investeras i) medan modellen måste investera i åtminstone 22 GW havsvind i fallet med ökad havsvind (vilket som nämnts tidigare innebär att det för dessa två fall investeras i exakt 9 GW kärnkraft respektive 22 GW havsbaserad vindkraft). I kärnkraftsfallet ökar den totala

kostnaden att möta efterfrågan på el med 1650 M€/år medan den ökar med 480 M€/år i havsvindsfallet. En merkostnad som behöver betalas varje år under kärnkraftens eller havsvindens livstid (utslaget på elpriset är detta dock knappast en stor kostnad då det motsvarar utslaget på Sveriges elanvändning i figur 3 knappt 6,5 €/MWh i kärnkraftsfallet och knappt 2 €/MWh i fallet med havsbaserad vindkraft).

Man kan naturligtvis tänka sig att en del ytterligare kärnkraft kan komma in även i de länder i norra Europa som angränsar till Sverige. För att det ska hända krävs att kostnadsläget ändras väsentligt från det som IEA anger och de här använda experterna förväntar sig eller att kärnkraft också i dessa länder får ekonomiskt stöd. Men de flesta av våra grannländer har i dagsläget antingen inte någon kärnkraft alls (Norge, Danmark, Polen, Nederländerna, Estland, Lettland, Litauen, Irland) eller har beslutade avvecklingsplaner (Tyskland). Det är därmed osannolikt att kärnkraft kommer att utgöra en betydande del av elsystemet i de länder som vårt elsystem påverkas av med genom handel.



Figur 4. Elproduktionsmix från modelleringen för norra Europa och Sverige för tre möjliga framtider att möta den ökade efterfrågan på el. Biogas gasturbiner (grönt), solceller (gult), havsbaserad vindkraft (ljusblå), landbaserad vindkraft (mellanblå), vattenkraft (mörkblå), kolkraft med koldioxidinfångning och lagring (grå) och kärnkraft (orange).

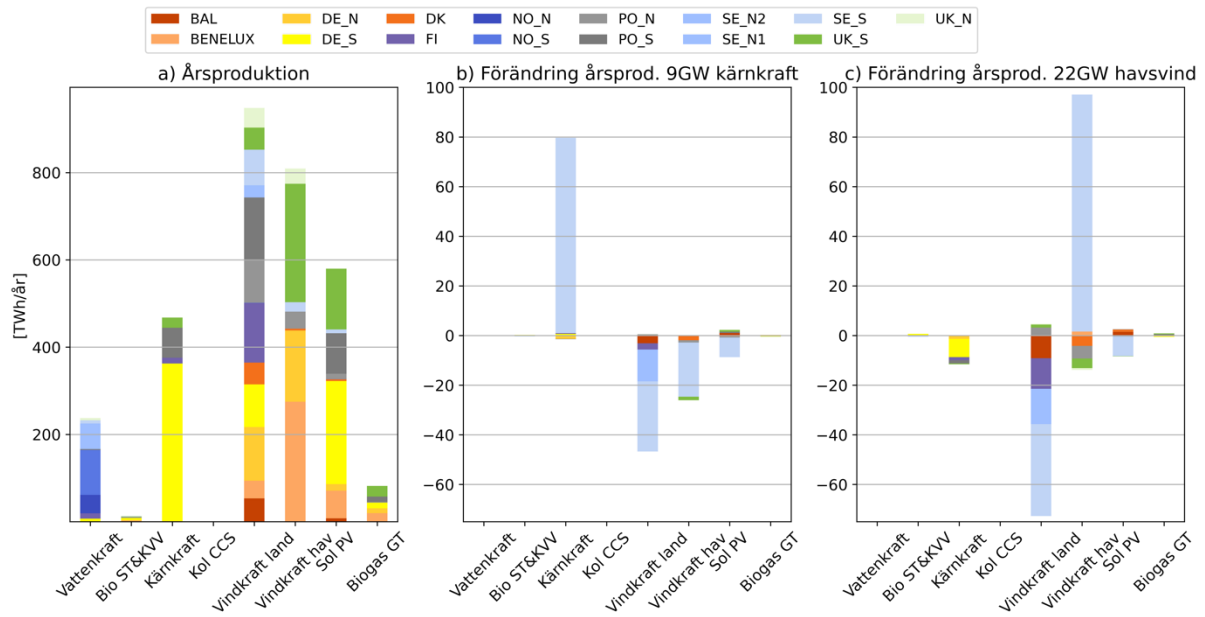
Om kärnkraft, med ekonomiskt stöd, blir en del av det svenska elsystemet sjunker samtidigt incitamenten till investeringar i annan elproduktion på elmarknaden. Eftersom Sverige är en del av en europeisk elmarknad är det möjligt att elproduktionen med andra tekniker reduceras både i Sverige och i våra grannländer. Figur 5 illustrerar årsproduktionen i norra Europa fördelat på kraftslag samt hur den påverkas om det byggs 9 GW kärnkraft eller 22 GW havsbaserad vindkraft i Sverige. Som figur 5b visar ersätter kärnkraften framför allt land- och havsbaserad vindkraft i södra Sverige men även en del solex i södra Sverige. Det innebär att det finns ett behov av elimport trots ett tillskott på ca 78 TWh kärnkraft. En satsning på havsbaserad vindkraft i Sverige (Figur 5c) sänker incitamenten för landbaserad vindkraft och

solel i Sverige något samtidigt som importen från andra länder minskar. Den havsbaserade vindkraften tillför ca 120 TWh/år och innebär att den svenska elproduktionen möter efterfrågan på el i Sverige på årsbasis (figur 4b) samtidigt som investeringar i landbaserad vindkraft i Baltikum och Finland och havsvind i Danmark, Polen och Baltikum reduceras något (figur 5c).

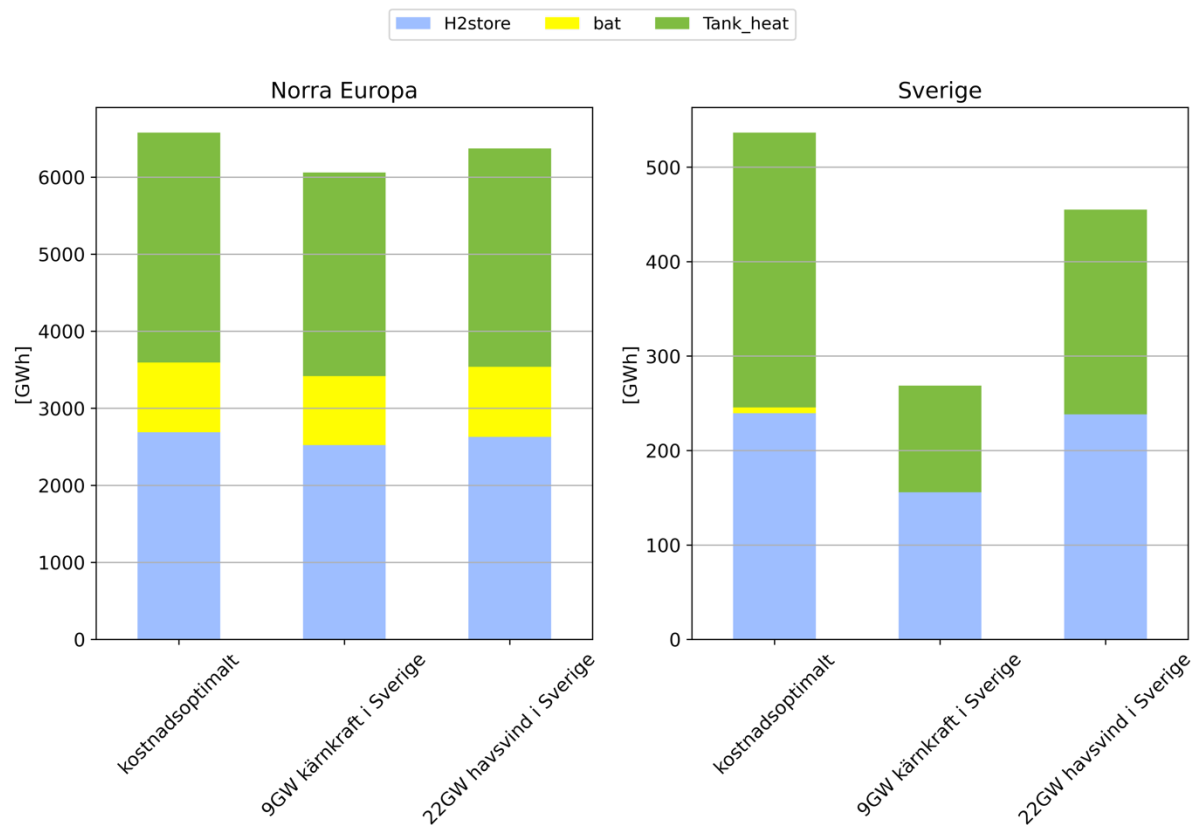
I elsystem med stor andel elproduktion från sol- och vindkraft, som i de beräknade fallen, utgör lagringskapacitet en kostnadseffektiv del. Figur 6 ger investeringar i vätgaslager, batterier och värmelager för a) det kostnadsoptimala fallet samt hur de förändras om det byggs b) 9 GW kärnkraft eller c) 22 GW havsvind i Sverige. I de beräknade exemplen är alltså kostnader för att möta variationerna i elsystemet inkluderade. Vätgaslagren byggs i anslutning till efterfrågan på vätgas från industrin, i detta fall från stålindustrin i Tyskland, Sverige och Storbritannien, och gör det möjligt att undvika vätgasproduktion vid låg tillgång på billig el. Batterierna motsvarar här stationära batterier och de är kostnadseffektiva framför allt i länder med väsentlig solelproduktion så som Polen, Tyskland och Storbritannien. Med 9 GW kärnkraft i Sverige reduceras de kostnadseffektiva investeringarna i lagringskapacitet i Sverige, där framförallt investeringar i värmelager minskas. Vätgaslager och värmelager kan lagra stora volymer energi till relativt låg kostnad vilket gör de lämpliga att hantera vindvariationer med lång uthållighet (se avsnitt 3.2 för utförligare beskrivning). Med mindre vindkraft i det svenska elsystemet sjunker därmed behovet av lager. Det är dock viktigt att notera att även i ett svenskt elsystem med 9 GW kärnkraft är det kostnadseffektivt med en hel del lagring av både vätgas och värme. Med mer omfattande handel med kontinenten utnyttjas möjligheten till flexibilitet i Sverige, genom värmelagring i koppling till fjärrvärme och vätgaslagring i koppling till industrin, i nästan lika stor omfattning med och utan kärnkraft.

I det kostnadsoptimala fallet är det kostnadseffektivt med en viss investering av stationära batterier. Stationära batterier är kostnadseffektiva för att för att balansera kortvariga överskott och underskott i nettolast. Batterier har låg kostnad för i- och urladdningseffekt samtidigt som investeringskostnaden för energilagring är relativt hög (jfr. kostnader batterier och vätgaslagring i appendix), vilket gör batterier mer lämpade för variationer med hög amplitud och kort varaktighet, så som variationer i solelproduktion. Solel möter en del av efterfrågan på el i det kostnadsoptimala fallet men inte i fallen med 9 GW kärnkraft och 22 GW havsvind.

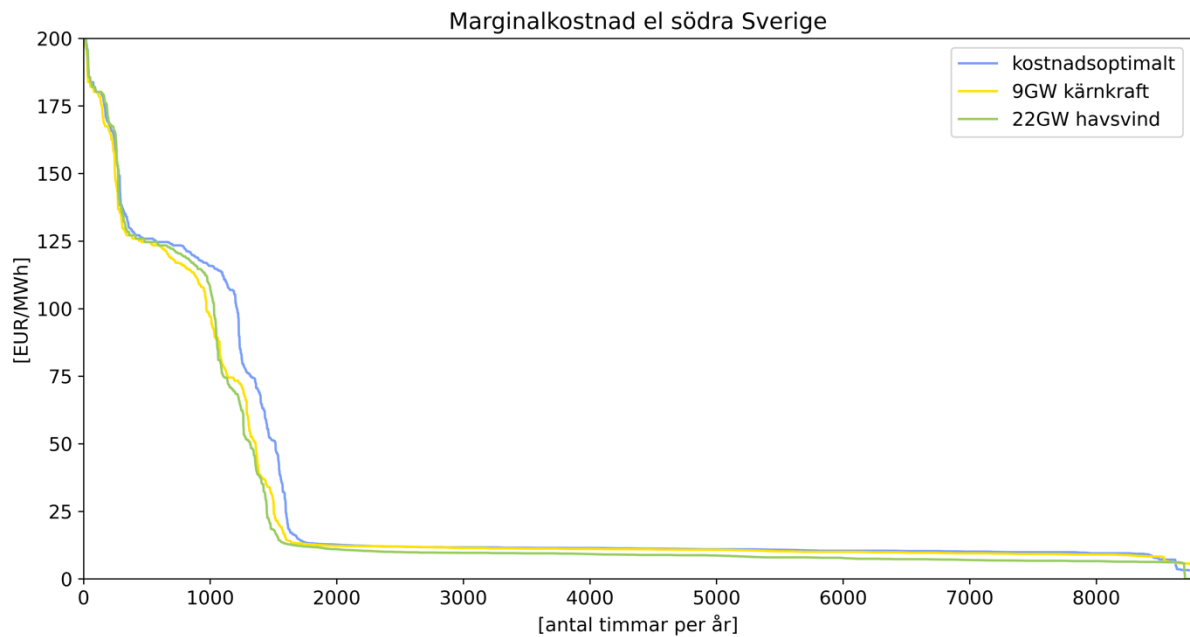
Figur 7 ger det storleksordnade marginalkostanden för el i södra Sverige för de tre beräknade fallen. Marginalkostanden för el kan användas som en approximation av elpriset på en perfekt "energy-only" marknad. I och med den stora andelen vind- och solel i elsystemet är elpriset lågt (13-15 €/MWh, vilket är mycket nära den rörliga kostanden för kärnkraft) de allra flesta timmarna (ca 7500 h/år) samtidigt som det finns timmar med mycket höga elpriser. Som figuren visar har satsningar på kärnkraft och havsbaserad vindkraft i Sverige låg påverkan på elpriset i södra Sverige. De ganska små skillnaderna förklaras av att Sverige är ett relativt litet elsystem i förhållande till den omgivning som vi handlar el med (jfr skalan på y-axeln i de två delfigurer i figur 4). I det kostnadsoptimala fallet ligger medelpriset på 33 €/MWh (33 öre/kWh), medan det i kärnkraftfallet och havsvindfallet ligger på ca 24 €/MWh (24 öre/kWh). En baslastkonsument i Sverige tjänar alltså ca 2,5 €/MWh (2,5 öre/kWh) på en kärnkraftsatsning och 7 €/MWh (7 öre/kWh) på en havsvindsatsning förutsatt att kostnaden fördelas jämnt per MWh konsumerad el (men naturligtvis hamnar den högre kostnaden för dessa fall någon annanstans i samhället). Metoden som använts för beräkningarna (kostnadsminimerande linjäroptimering) innebär att alla investeringar får kostnadstäckning med undantag för kärnkraften och den havsbaserade vindkraften i de fall de tvingas in.



Figur 5. Årsproduktion i norra Europa (de modellerade länderna) per kraftslag (a) samt förändring i årsproduktion i dessa länder i det fall det byggs (b) 9 GW kärnkraft eller (c) 22 GW havsbaserad vindkraft i Sverige.



Figur 6. Installerad lagringskapacitet i norra Europa (a) och i Sverige (b) för de tre beräkande fallen.



Figur 7. Marginalkostanden för el i södra Sverige (SE-S) för de tre beräknade fallen.

3.2 Känslighetsanalys – överföringsförbindelser och vindkraftsteknik

Från modelleringen med antagande om ökad överföringskapacitet – där resultaten visas i appendix - erhålls låg påverkan på elproduktionen i Sverige för de tre fallen men innebär samtidigt en väsentlig ökning av investeringar i vätgas-och värmelagring jämfört med huvudfallet (se figurerna A1 – A3). Med ökad handel tillvaratas alltså Sveriges möjligheter till flexibilitet i och med vätgasproduktion till industrin och värmeproduktion till fjärrvärmesystemen i större utsträckning.

I det fall där endast mer traditionell vindturbineteknik används (altså samtliga turbiner med 300 MW/m^2) är vindvariationerna större än när vindturbinetekniker blandas. Det behövs därmed mer investeringar i komplement till vindkraften än i huvudfallet. I appendix (figurerna A4-A6) visas hur behovet av komplement till vinden stimulerar investeringar i solexproduktion i Sverige samt i större energilager än i huvudfallet. Importen av el i det kostnadsoptimala fallet och i fallet med 9 GW kärnkraft blir lägre med traditionell vindturbineteknik. Det beror på att den högre variabiliteten på elproduktionssidan begränsar möjligheten att utnyttja den förbetsämda överföringskapaciteten (en konsekvens av endast en vindturbineteknik som kompletteras av en hel del solexproduktion).

3.3 Vad gör vi när det inte blåser?

I de tre elsystemen som presenteras ovan försörjer vindkraft och solex ca 75 % av efterfrågan på el i norra Europa. Som ofta påpekas i energidebatten måste el produceras samtidigt som den förbrukas, såvida den producerade elen inte lagras. Historiskt har vi lagrat vår energi i bränslen som kol, olja och gas samt i uran. Genom att variera bränsletillförseln i termiska kraftverk har vi sedan kunnat anpassa elproduktionen till efterfrågan. I Sverige har vi sedan länge även indirekt lagring av el i form av våra vattenkraftsdammar vilket gör att vattenkraften kan styras för att möta efterfrågan på el.

Vindkraft och solex är väderberoende energislag. Så kan vi då verkligen lita på att ett elsystem som till så stor utsträckning försörjs av väderberoende elproduktion kan möta efterfrågan varje timme? I det här avsnittet visar vi hur efterfrågan kan mötas i södra Sverige i fallet med 22 GW havsbaserad vindkraft, alltså det fall då vi har mest väderberoende

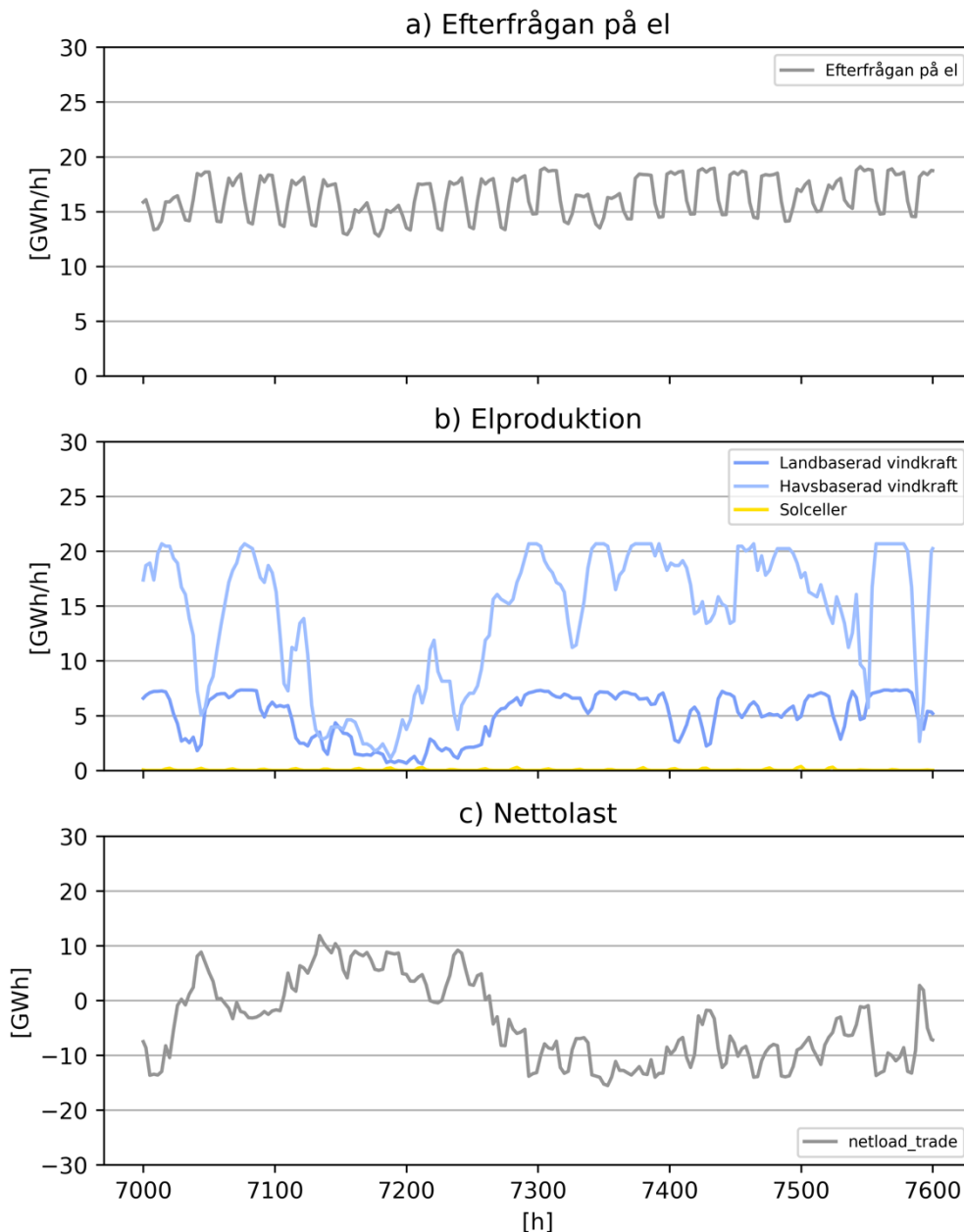
elproduktion i Sverige av de fallen som modellerats. Som nämnts tidigare är det dock viktigt att komma ihåg att även med kärnkraft kommer omgivande regioners elsystem innehålla stora mängder väderberoende elproduktion med ett kraftigt varierande värde av el (jämför figur 7) och kostandseffektiva investeringar i vätgaslagring och värmelagring även i detta fallet (jämför figur 6).

Figur 8 ger variationerna i södra Sverige (SE_S) i efterfrågan (figur 8a), väderberoende elproduktion (figur 8b) så som det erhålls från modellen samt nettolastkurvan (figur 8c) för en vecka i oktober. *Nettolastkurvan är förbrukningen subtraherad med den väderberoende elproduktionen, alltså den efterfrågan som måste täckas med planerbar produktion, energilager eller efterfrågefleksibilitet.* Sett ur elsystemets perspektiv kan installation av energilager hos en förbrukare ses som efterfrågefleksibilitet (elektrolysör och ett vätgaslager kommer till exempel möjliggöra en variabel efterfrågan där elektrolysören körs när elpriset understiger ett visst värde för att då fylla på vätgaslagret).

Som syns från figur 8a varierar efterfrågan på el med tid på dygnet. Vi behöver mer el på dagen än på natten eftersom fler elkonsumerande processer är igång när vi är vakna än när vi sover. Vi behöver också mer el på vintern än på sommaren eftersom el även används för uppvärmning (detta syns alltså inte från figuren). En viss mängd el konsumeras alltid, oavsett tid på dygnet och säsong.

Om en del av elproduktionen utgörs av vindkraft (eller el från solen⁶) förändras variationerna i elsystemet. Till skillnad från variationerna i efterfrågan på el är vindkraftens variationer (figur 8b) oregelbundna (medan solelproduktionen karaktäriseras av dag-nattvariationer samt säsongsvariationer). Vindkraftens variationer kan också vara mer uthålliga än dygnsvariationerna i efterfrågan på el och med en uthållighet på flera dygn till drygt en vecka. Vindkraftsproduktionen i norra Europa är större under vintern än under sommaren och vindkraften överstiger efterfrågan på el vid flera tillfällen, vilket ger en negativ nettolast. Under timmarna 7150-7300 (en knapp vecka i oktober) i figur 8b producerar vindkraften dock lite mindre och vi har en period av positiv nettolast. I nettolasten syns tydligt både variationer av kortare och längre varaktighet. I det följande visar vi med hjälp av modellresultaten hur flexibilitetsåtgärder i elsystemet kan hantera variabiliteten, alltså täcka nettolastkurvan.

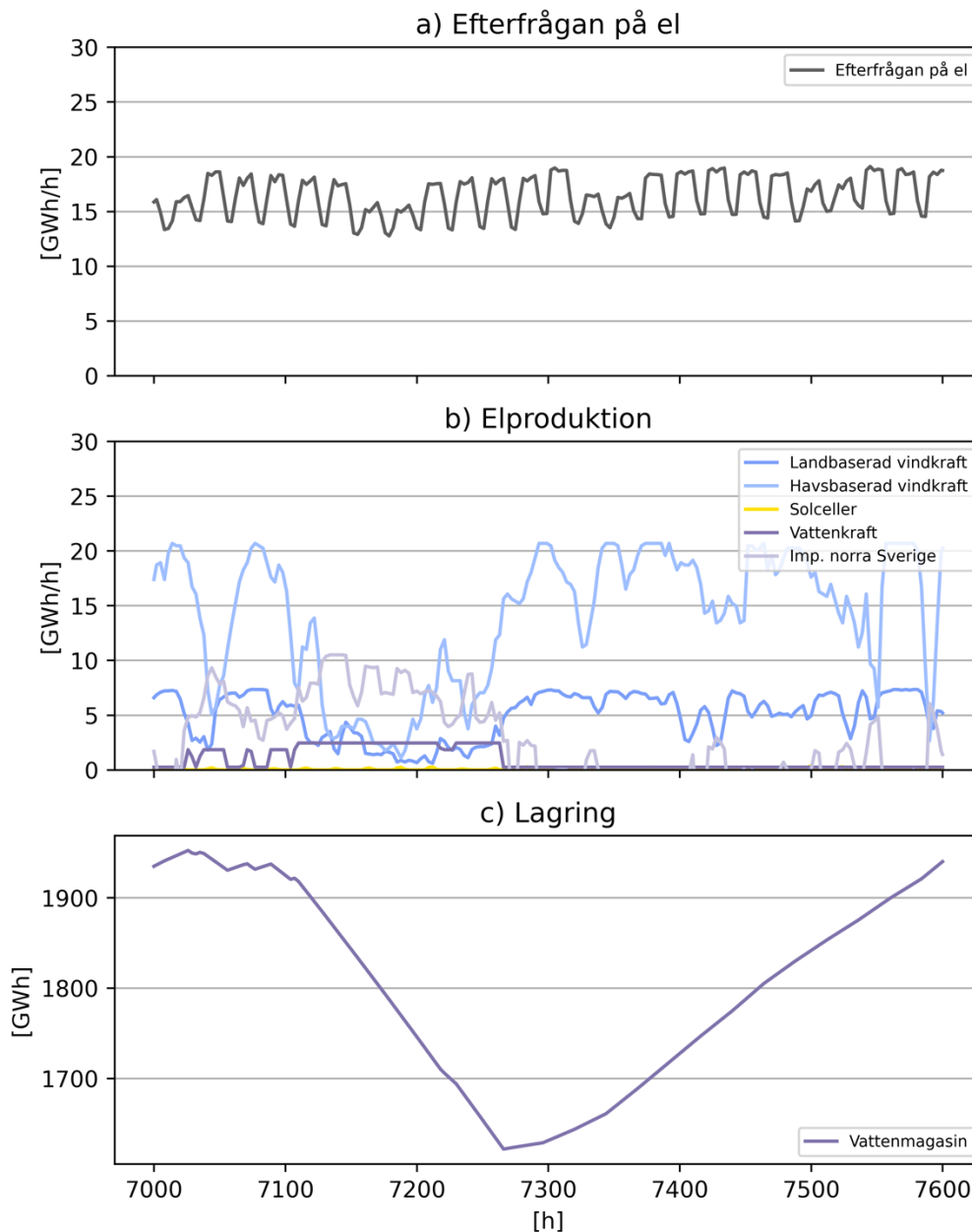
⁶ I denna rapport fokuseras på vindkraft. Även solen kan ge ett betydande bidrag i Sverige men då i mer distribuerad form nära konsumenter vilket kan bidra till att avlasta flaskhalsar i det lokala nätet. Det finns även ett betydande intresse för att bygga solelparker i Sverige men det är i dagsläget osäkert när vi kan se ett större genomslag för dessa.



Figur 8. Efterfrågan på el (a), variabel elproduktion (b) och nettolasten (c) för tre vinterveckor för ett beräknat framtida södra Sverige (fallet med 22GW havsbaserad vindkraft).

En viktig källa till flexibilitet i det svenska elsystemet är vattenkraften. Figur 9 visar återigen elförbrukningen (figur 9a) men nu tillsammans med vattenkraftens produktion (i SE_S) samt import från norra Sverige (figur 9b). Som kan ses från figur 9b så importeras vattenkraft (ljuslila kurva) från norra Sverige inför och under den längre perioden av låg vindkraftsproduktion mellan timme 7100 och timme 7300. Tillgången på vattenkraft i södra Sverige är liten jämfört med i norr och vattenkraften i södra Sverige (mörklila) producerar på maximal effekt under perioden med låg vindkraftsproduktion. Vattenkraftens möjlighet att hantera variationer begränsas av årstillsrinningen, storlek på vattenmagasin, den installerade effekten i vattenkraft och överföringskapaciteten. Vidare finns vattendomar som styr högsta och minsta nivåer i reservoarer och älvar. Överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige planeras att öka till 10,4 GW (ENTSO-E, 2022). Trots en kraftigt ökad efterfrågan på el i norra Sverige kan vattenkraften fortsatt bidra till att möta efterfrågan i södra Sverige vid låg vindkraftsproduktion. Detta eftersom elen i norra Sverige i stor utsträckning används till

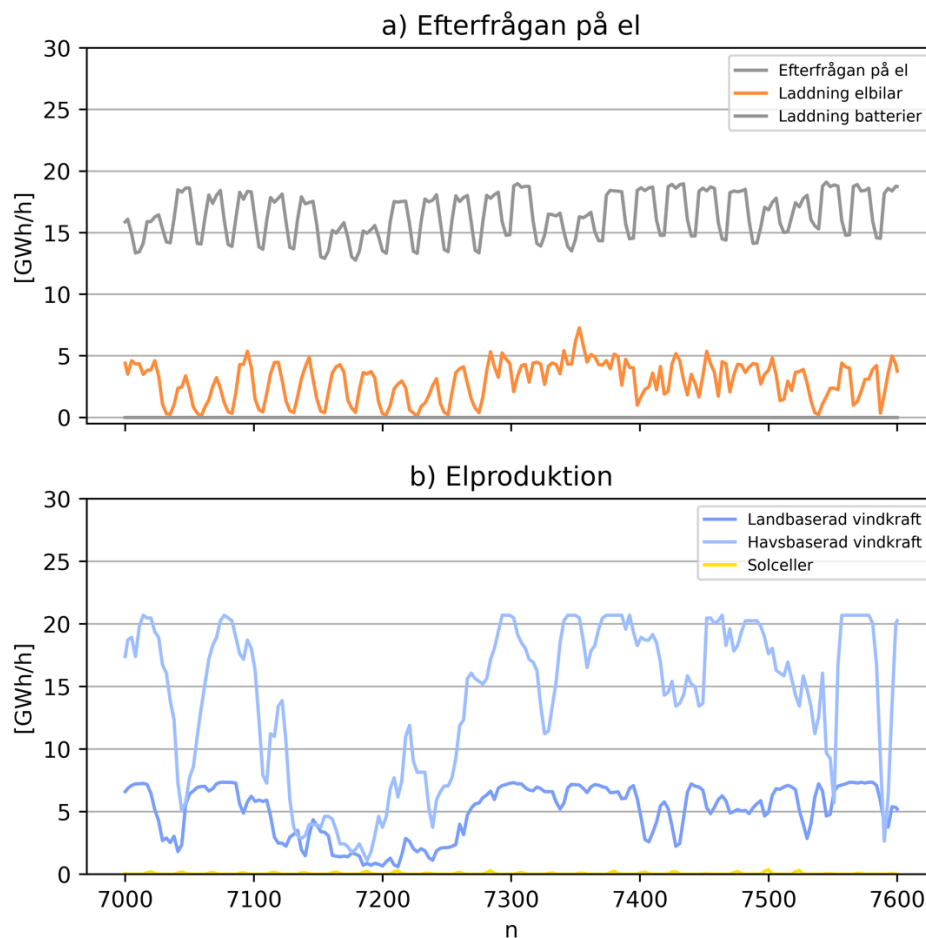
vätgasproduktion, vilket undviks vid låg vindkraftsproduktion och höga elpriser. Vi återkommer till vätgasproduktionen nedan.



Figur 9. Efterfrågan på el (a) variabel elproduktion, vattenkraftproduktion, import från norra Sverige (b) och den samlade lagernivån i vattenkraftmagasinen (c) för tre vinterveckor i ett beräknat framtida södra Sverige.

Tack vare vattenmagasin med möjlighet till lagring av stora vattenvolymer kan vattenkraften hantera variationer av både kort och lång varaktighet. Produktionen mellan timme 7000-7300 utnyttjar endast en liten del av vattenmagasinets volym i södra Sverige (figur 9c, notera att y-axelns skala inte börjar på noll). Under perioder med hög vindkraftsproduktion hålls vattenkraftproduktionen på lägsta nivå och vattenmagasinet fylls på tack vare tillrinning av vatten. Totalt sett i Sverige har vattenkraftens magasin en lagringskapacitet på ca 30 TWh (Energimyndigheten, 2014) och hanterar också säsongsvariationer.

Figur 10 visar efterfrågan på el, laddning av elbilar (figur 10a), variabel elproduktion (figur 10b) för tre vinterveckor för beräkningsfallet (södra Sverige). Elbilarnas bidrag är i det här exemplet begränsat eftersom endast 30 % av personbilarna antas ladda flexibelt (se kapitel 2). Övriga 70 % av personbilarna och tung transport laddar enligt ett regelbundet dygnsmönster (orange) som sammanfaller med vår traditionella efterfrågan på el (grått). Vissa avvikelser från dygnsmönstret från flexibel laddning kan ses i mellan timmarna 7340 och 7400 då en högre laddningsnivå sammanfaller med god tillgång på vindkraft för att sedan följas av en period mellan timmarna 7400 och 7450 med lägre laddning av elbilar till följd av lägre vindkraftsproduktion. Tidigare studier har visat att en hög andel elbilar med flexibel laddning kraftigt reducerar behovet av stationära batterier (Taljegård m.fl., 2019).

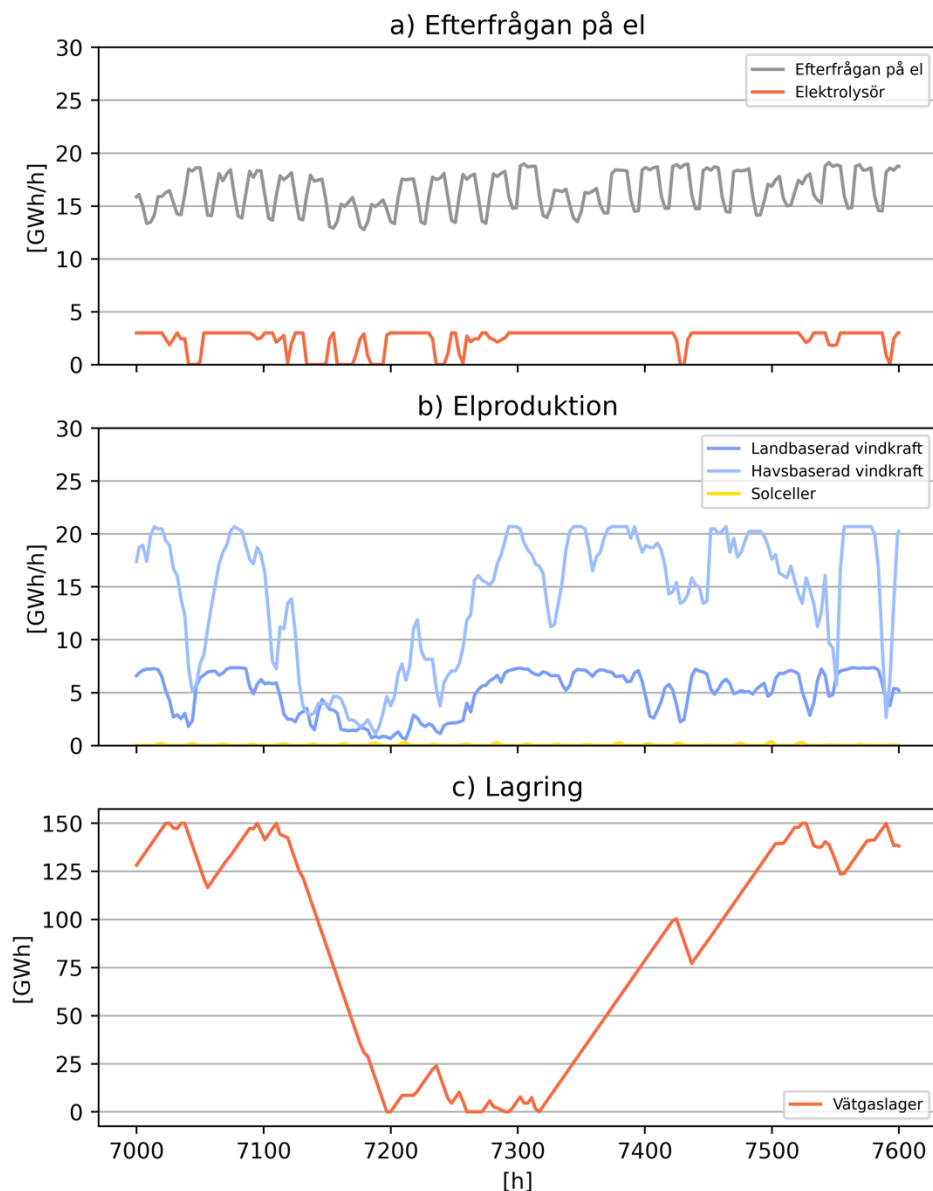


Figur 10. Efterfrågan på el, laddning av stationära batterier och elbilar (a) variabel elproduktion (b) och lagernivån i stationära batterier (c) för tre vinterveckor i ett beräknat framtida södra Sverige.

Figur 11 visar precis som figur 10 efterfrågan på el (figur 11a) och den variabla elproduktionen, men nu tillsammans med vätgasproduktion (figur 11a) samt mängden energi i vätgaslager (figur 11c) för de tre vinterveckorna för beräkningsfallet (södra Sverige). Det stora överskott av elproduktion (negativ nettolast) som uppstår under blåsiga perioder, såsom från timme 7300 till 7450 (figur 11b) skulle inte vara kostnadseffektivt om det inte fanns flexibel last som tog tillvara på överskottet. Genom att överinvestera i elektrolysörkapacitet och investera i vätgaslagring för industrins vätgasbehov (se metodikdelen) kan vätgasproduktion undvikas under perioder med låg vindkraftsproduktion. Efterfrågan på el för vätgasproduktion kan därmed mötas kostnadseffektivt med vindkraft, samtidigt som mer vindkraft finns tillgängligt att möta den efterfrågan på el som inte är flexibel under alla

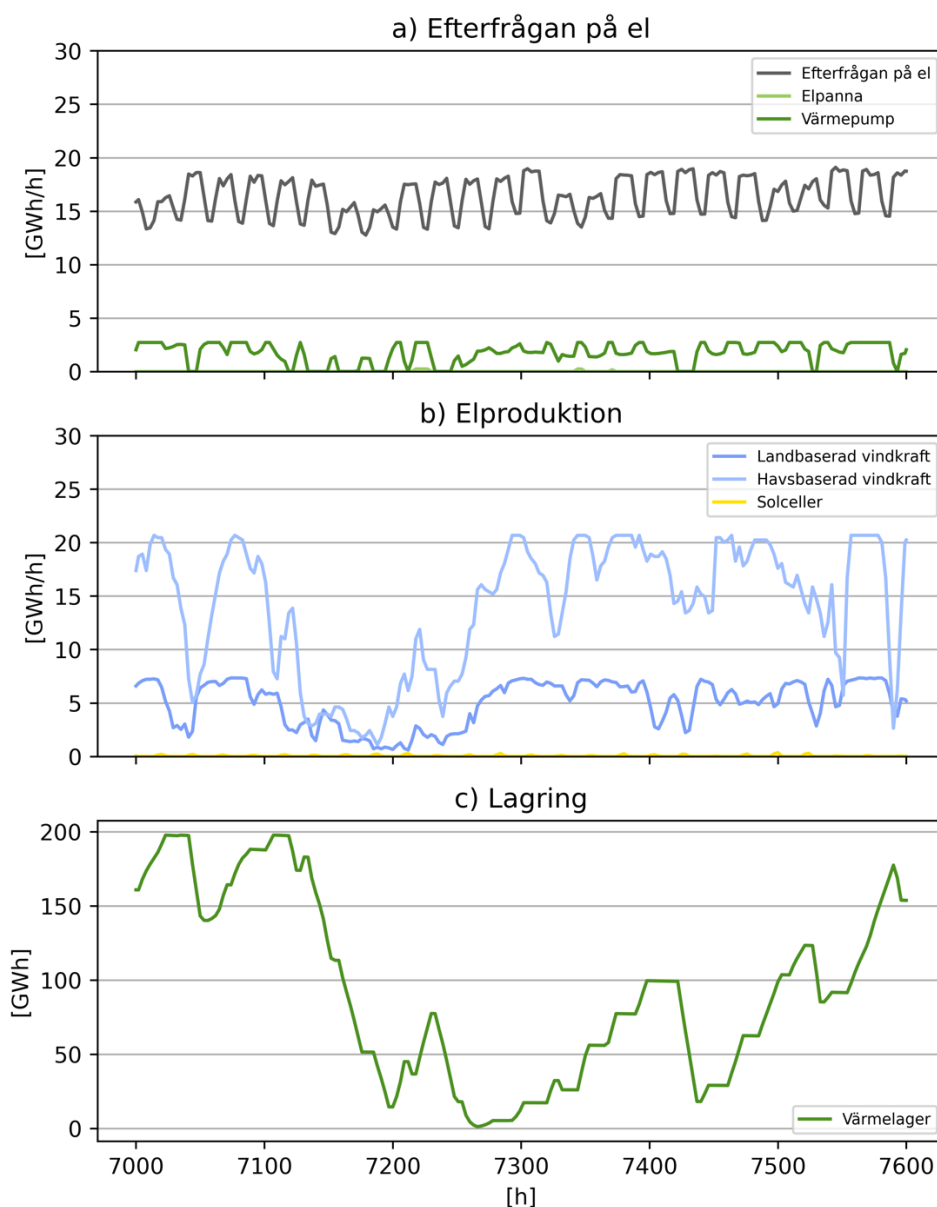
perioder vid medellåg vindkraftsproduktion (vindkraftsproduktionen är sällan nära noll, vilket innebär att en ökning i installerad effekt ökar produktionen även om ökningen inte skalar linjärt med installerad effekt). Vi vill här påminna om att alltså kostnader för flexibiliteten i termer av elektrolysör och vätgaslager (och andra flexibilitetsresurser) är inkluderat i beräkningarna.

Figur 11 visar hur elektrolysören undviker produktion från timme 7110 till timme 7200 (orange kurva i figur 11a). Under samma period laddas vätgaslagret för att möta industrins efterfrågan på vätgas. Vätgaslagret är dimensionerat för att hantera uthålliga variationer i vindkraftsproduktion (figur 11c). Samtidigt är elektrolysören dimensionerad för att precis hinna fylla upp lagret mellan lågvindsperioder (se timmarna 7300-7600). Eftersom elektrolysrkapacitet är relativt dyr är amplituden av variationer i nettolast som hanteras med vätgasproduktionen relativt låg. I södra Sverige är vätgaslagret enligt modelleringen dimensionerat för att möta efterfrågan på vätgas från industrin i drygt två dygn och elektrolysören laddar lagret på ungefär samma tid. I norra Sverige är vätgaslagret dimensionerat att möta industrins behov av vätgas i drygt ett och ett halvt dygn och det tar ungefär samma tid att ladda lagret.



Figur 11. Efterfrågan på el och el för vätgasproduktion (a) variabel elproduktion (b) och lagernivån i vätgaslagret (c) för tre vinterveckor i ett beräknat framtida södra Sverige.

Figur 12 visar efterfrågan på el (figur 12a) och vind- och solelsproduktion (figur 12b), men nu tillsammans med efterfrågan på el från storskaliga värmepumpar (figur 12c). Precis som produktion av vätgas undviks produktion av värme under perioder av låg vindkraftsproduktion. Värmebehovet tillgodoses istället av ett värmelager (figur 12c). Eftersom kostnaden för värmelagring är relativt låg kan värmeproduktion undvikas i flera dygn. Här antas tanklager av värme medans lagring av värme i groplager inte är definierat som ett möjligt alternativ i beräkningarna då ett sådant är ytkrävande och kan vara svårt att ges plats i en stadsmiljö. Om groplager, som uppvisar lägre kostnad, skulle antas vara möjligt kan även säsongvariationer hanteras genom lagring av värme.



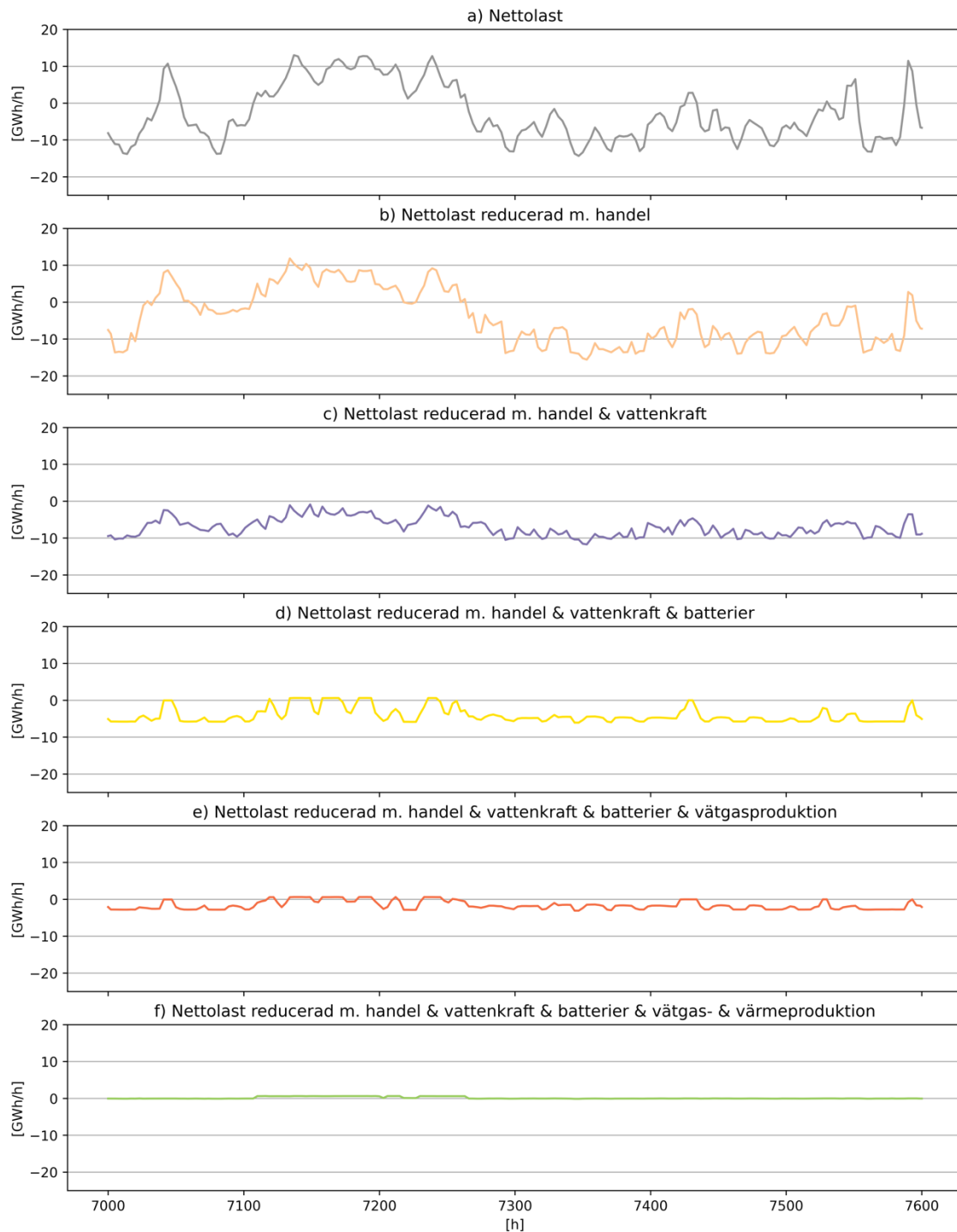
Figur 12. Efterfrågan på el och el för värmeproduktion (a) variabel elproduktion (b) och lagernivån i värmelagret (c) för tre vinterveckor i ett beräknat framtida södra Sverige.

3.4 Samlat bidrag från flexibilitetsåtgärderna

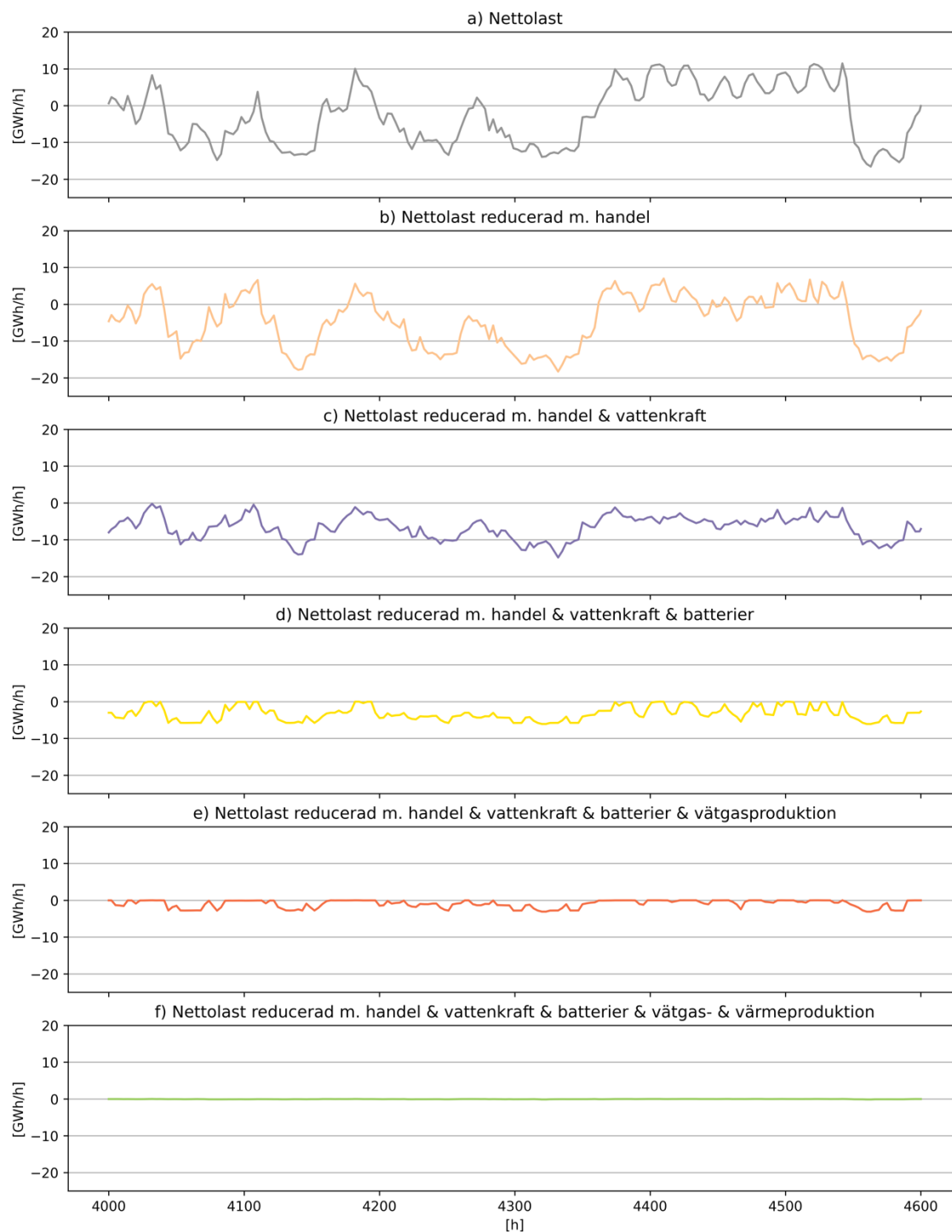
Figur 13 visar nettolastkurvan för södra Sverige (a) för tre *vinterveckor* samt hur den gradvis täcks genom (b) bidrag från import/export med omgivande regioner, (c) vattenkraft, (d) batterier, (e) produktion och lagring av vätgas och (f) produktion och lagring av värme så att lasten slutligen möts alla timmar. Vintertid reducerar handeln korta perioder av hög nettolast och perioder med negativ nettolast tack vare geografiska utjämnings effekter, det vill säga vindförhållandena är inte de samma i hela norra Europa. Den lilla kvarvarande avvikelse i nettolast i figur 13f under höstveckorna motsvarar elproduktion i kraftvärmeanläggningar. Detta resultat visar alltså hur de olika flexibilitetsåtgärderna tillsammans täcker olika delar av nettolastkurvan och att det är fullt möjligt att möta efterfrågan på el varje timme med ett elproduktionssystem som består av en stor andel väderberoende elproduktion.

Figur 14 visar en nettolastkurva för södra Sverige för *tre sommarveckor* och hur den – precis som i figur 13 – gradvis täcks genom (b) bidrag från import/export med omgivande regioner,

(c) vattenkraft, (d) batterier (e) produktion och lagring av vätgas och f) produktion och lagring av värme så att lasten slutligen möts alla timmar. Det bör observeras att negativa värden på nettolasten i figurerna 13a och 14a innebär att den väderberoende elproduktionen överstiger elförbrukningen.



Figur 13. Nettolasten för tre vinterveckor i ett beräknat framtida södra Sverige gradvis reducerad av b) handel, c) vattenkraft, d) batterier e) flexibel vätgasproduktion och f) flexibel värmeproduktion.



Figur 14. Nettolasten för tre sommarveckor i ett beräknat framtida södra Sverige gradvis reducerat av b) handel, c) vattenkraft, d) batterier e) flexibel vätgasproduktion och f) flexibel värmeproduktion.

3.5 Flexibilitet inom timmen - svängmassa och korttidsbalansering

I den här rapporten visas hur efterfrågan på el kan mötas varje timme i ett möjligt framtida södra Sverige. I ett tillförlitligt elsystem måste också efterfrågan på el mötas inom timmen. I det nordiska elsystemet har vi en frekvens på 50 Hz. Om efterfrågan på el överstiger produktion och import så sjunker frekvensen. I det läget behövs åtgärder för dämpa förändringen av frekvensen och sedan för att återställa frekvensen.

En obalans kan uppstå plötsligt på grund av att ett fel uppstår i en produktionsanläggning. En obalans kan också uppstå på grund av att väderberoende kraftproduktion inte levererar i enlighet med prognos. Det sistnämnda förloppet är långsammare. Elsystemet behöver ha reserver tillgängliga för att kunna hantera båda typer av förlopp. Omfattningen av reserver för att hantera plötsliga förlopp bestäms av den största enheten som levererar el i systemet. I det nordiska systemet är det typiskt ett kärnkraftverk eller en överföringskabel. Mängden långsammare reserver som måste hantera prognosfel ökar med andelen väderberoende elproduktion i elsystemet.

Vid en plötslig obalans mellan produktion och efterfrågan på el dämpas förändring i frekvensen traditionellt av svängmassa i stora generatorer och turbiner i till exempel vattenkraftverk och kärnkraftverk. Rotationsenergin i generatorerna bromsar förändringen av frekvens vid tillfällen då produktion inte möter efterfrågan. Vindkraftverk och solceller är kopplade till elnätet via kraftelektronik, så som omriktare som omformar likström till växelström, och kan inte bidra med rotationsenergi på samma sätt som vattenkraft, kraftvärme och kärnkraft. Ett elsystem som i stor utsträckning försörjs med vindkraft och solceller har därmed lägre rotationsenergi och sämre förmåga att bromsa en ändring av frekvensen.

Om aktiv effekt kan tillföras väldigt snabbt ($<1s$), vilket är möjligt med till exempel batterier och moderna styrsystem, behövs inte lika stor rotationsenergi i elsystemet. Precis som solceller levererar batterier likström som omvandlas till växelström i omriktare (eng. "converters") för att sedan levereras ut till elnätet. Batterier kan bidra till att dämpa förändringar i frekvens och återställa frekvensen genom smart styrning av omriktarna. Så kallade frekvenssättande omriktare (eng. "grid-forming converter") används för att styra frekvensen på elnätet istället för att följa den. Det finns omfattande forskning runt kontrollalgoritmer för frekvenssättande omriktare. Meng m.fl. (2020) sammanfattar att forskningen visar att genom styrning av omriktare kopplade till batterier så kan batterierna bidra med snabba frekvensreserver och därmed till frekvenshållningen och tillförlitligheten i elsystem med låg rotationsenergi. Naurula m.fl. (2022) föreslår en koordinerad kontroll mellan frekvenssättande omriktare och vattenkraft för att begränsa förändringen av frekvensen vid störningar. I sitt arbete visar dom att om omriktaren kontrolleras för att leverera (syntetisk) svängmassa och bidra till frekvenshållningen kan synkron generatorkapacitet ersättas med en omriktare av motsvarande storlek med bibehållen förmåga att hålla frekvensen vid störning. Marknader för snabb frekvensreserv (fast frequency respons, FFR) finns numera bland annat i Storbritannien, på Irland, i Australien (Meng m.fl., 2020) och även i Sverige (SvK, 2022). Denholm m.fl. (2020) har tagit fram text och videomaterial som pedagogiskt förklarar hur frekvenshållning fungerar i elsystem med låg andel synkron generatorkapacitet.

Sammanfattningsvis visar forskningen att batterier med frekvenssättande omriktare kan ersätta synkron generatorkapacitet i stor utsträckning, men det är ännu oklart om synkron generatorkapacitet helt kan ersättas. I Sverige har vi vattenkraft som bidrar till fysisk rotationsenergi i elsystemet och som kan kompletteras med batterier med frekvenssättande omriktare. I elsystem utan vattenkraft kan batterier kompletteras med synkronkompensatorer som alternativ till termisk elproduktion.

Långsammare obalanser som uppstår till exempel på grund av prognosfel kan hanteras med batterier. I ett pågående arbete visas att stationära batterier och/eller batterier i elbilar kan

möta behovet av frekvensreglering och korttidsbalansering till en låg kostnad ($< 1\%$ av totala kostnaden att möta efterfrågan på el) i elsystem som försörjs i stor utsträckning av väderberoende elproduktion (Ullmark, 2022).

3.6 Mellanårsvariabilitet

I den här rapporten visar vi hur variationer kan mötas för två olika väderår. Vi har med avsikt valt ett år med stor tillrinning till vattenkraftens magasin och ett år med mindre tillrinning till vattenkraftens magasin eftersom vattenkraft är en viktig flexibilitetsåtgärd i det svenska elsystemet. Även vindkraften varierar från år till år och perioder med låg vindkraftsproduktion som är längre än de som studeras här kan förekomma. Ruhna och Qvist (2022) visar med Tyskland som exempel att under en 30 års period kan det förekomma perioder med låg vindkraftsproduktion med en uthållighet på upp till 60 dagar. Denna period är dock avbruten av kortare perioder med mer vindkraftsproduktion.

Som visats i den här rapporten beror det på hur ofta dessa variationer förekommer hur dom hanteras på mest kostnadseffektivt sätt. Variationer som förekommer mycket sällan behöver hanteras av åtgärder med låga investeringskostnader. Variationer med lång uthållighet behöver hanteras med åtgärder med låg kostnad för lagring. Ett tillfälle med låg vindkraftsproduktion under 60 dagar som förekommer en gång på 30 år kan till exempel mötas av biogaseldade gasturbiner där kostanden för att lagra biogas i tillräckligt stor omfattning är relativt låg. Kostnaden för elproduktion under just den givna perioden blir naturligtvis hög, men den samhällsekonomiska konsekvensen utslaget på 30 år är låg. Investeringen i gasturbinkapacitet kan motiveras av att andra variationer med lika stor amplitud men lägre uthållighet förekommer med högre återkomst. Gasturbinkapacitet med bränslelager som kan täcka sådana mycket sällsynta längre perioder kommer troligtvis att behöva handlas upp som reservkapacitet (liknande dagens system men med lite annan utformning).

Ruhna och Qvist (2022) drar slutsatsen att mycket stora lager krävs för att hantera ovan nämnda långa period utan bidrag av vinden. Men som visas i denna rapport är det ett sammansatt system (med olika former av efterfrågefleksibilitet, lager, termisk kraft samt import/export mellan regioner) som hanterar variationerna och inte endast lager. Därmed kan tillfällena som inträffar mycket sällan hanteras kostnadseffektivt av åtgärder med låga investeringskostnader.

4 Sammanfattning flexibilitetsåtgärder

Vi visar i denna rapport att ett Sverige med 9 GW kärnkraft eller 22 GW havsbaserad vindkraft i ett elsystem som uppfyller klimatmålen och industrins elektrifiering inte ger några stora skillnader varken i elpris eller i förmåga att möta efterfrågan. Vi baserar denna analys på ett system för vilket vi tvingar in 9GW ny kärnkraft, respektive 22 GW havsbaserad vindkraft, som vi jämför med ett kostnadsoptimerat system som med de kostnadsuppskattningar som idag finns att tillgå inte innehåller någon ny kärnkraft och inte heller havsbaserad vindkraft i den omfattning som skulle behövas för att möta efterfrågan på el på årsbasis. Vi tar inte ställning till vilket av dessa system som det framtida svenska elsystemet kommer att likna mest. Det kan naturligtvis finnas andra aspekter att ta hänsyn till vid investeringar som gör att systemet kommer skilja sig från det som fås ur kostnadsoptimerande modeller (till exempel olika förutsättningar till finansiering för olika kraftslag eller tekniskspecifika styrmedel). Men då det är tämligen sannolikt att elsystemen i våra grannregioner kommer att bestå av stora mängder vindkraft (och en del solenergi) är det

viktigt att inse att elsystemet måste innehålla flexibilitet för att bli konkurrenskraftigt. I nuläget investeras det i stora mängder havsbaserad vindkraft i Danmark, Tyskland, Irland och Storbritannien.

I denna rapport visar vi hur variationerna i elsystem med olika andel väderberoende elproduktion kan hanteras med olika typer av flexibilitetsåtgärder. Vi visar hur nettolastkurvan – dvs förbrukningen minus bidraget från vind- och sol – kan täckas med olika flexibilitetsåtgärder vars kostnader vi inkluderat i modellanalysen. I samtliga tre system utgör vindkraft en stor del av elproduktionen i norra Europa vilket innebär att det förekommer variationer med hög amplitud, men med låg varaktighet och låg grad av upprepning. Samtidigt förekommer också variationer i nettolasten med varaktighet på flera dygn till uppemot en vecka men då med lägre amplitud.

Som illustrerats ovan passar olika flexibilitetsåtgärder för att täcka olika typer av variationer i nettolastkurvan. Kostnadsstrukturen och de tekniska egenskaperna avgör vilken typ av variationer en viss flexibilitetsåtgärd kan hantera kostnadseffektivt. Variationer i nettolastkurvan med hög amplitud kan hanteras av tekniker med låg kostnad för tillförsel eller konsumtion av el (i och urladdningseffekt). Variationer med hög grad av upprepning kan hanteras av tekniker med hög verkningsgrad. Variationer med lång varaktighet kan hanteras av tekniker med låg kostnad för lagring av energi.

Traditionellt har variationer i elsystemet hanterats av produktionssidan. I ett elsystem där produktionssidan såväl i Sverige som i våra grannregioner i stor utsträckning utgörs av väderberoende elproduktion som sol- och vindkraft – med mer eller mindre kärnkraft - har användarsidan en viktig roll i att hantera variationer. En elektrifiering av transport- och industrisektorer ökar möjligheterna till detta. Flexibel laddning av elbilar har goda förutsättningar att hantera variationer i soletproduktion medan vätgas- och värmeproduktion lämpar sig väl för att hantera vindvariationer.

4.1 Flexibilitetsåtgärder i södra Sverige

Hantering av variationer i elsystemet i ett framtida södra Sverige (prisområden SE3 och SE4) där vindkraft försörjer en stor del av efterfrågan kan hanteras med framförallt fem flexibilitetsåtgärder; handel med omgivningen, flexibel vattenkraftproduktion, användning av stationära batterier, produktion av vätgas med vätgaslager samt flexibel värmeproduktion med värmepumpar.

Perioder med stiltje och hög efterfrågan på el har kort varaktighet och begränsad geografisk utbredning och kan därmed hanteras med handel. Vid låg vindkraftsproduktion undviks elanvändning för produktion av vätgas och värme. Den vindkraft som trots allt finns tillgänglig kompletteras med vattenkraft lokalt och från norra Sverige för att möta den efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid. Laddning av elbilar kan förskjutas kortare perioder för att jämna ut temporära obalananser mellan last och produktion.

5 Energipolitiska konsekvenser

Beräkningsexemplen i denna rapport visar att det är fullt möjligt att möta efterfrågan på el varje timme i samtliga de tre fallen som modellerats. Beräkningarna visar att de tre systemen som studerats uppvisar liknande elpriser och elprisvariationer. Det bör dock påpekas att

kostnaderna för flexibilitetsåtgärderna är lägre än kostnadsskillnaden mellan vindkraft och kärnkraft om hanteringen av variationer görs på ett kostnadseffektivt sätt. Våra resultat visar också att det knappast är möjligt att genom investeringar i kärnkraft (eller annan planerbar elproduktion) bygga ett elsystem som efterliknar det historiska systemet innan avregleringen med dess mer stabila elpriser.

Denna rapport är skriven mot bakgrund att det i den energipolitiska debatten ofta framförs synpunkter som gör gällande att ett elsystem med stora mängder väderberoende elproduktion inte skulle fungera. Som konstaterats ovan kommer omgivningens omställning innebära att vi i vilket fall kommer behöva hantera variationer i elsystemet även om vi tvingar in kärnkraft. Som många har konstaterat (från industri och forskarsamfundet) kräver elektrifieringen också att det byggs ut ny kraftproduktion innan 2030 dvs inom den tidsram inom vilket det knappast finns ny kärnkraft på plats (t.ex. Borg, 2021) på grund av dess långa ledtider och osäkra kostnader. Statliga lånegarantier som föreslås i Tidöavtalet kommer knappast ändra detta faktum förutom att det exponerar staten och därmed de svenska skattebetalarna för en risk. Denna risk minskar naturligtvis om man inväntar den tid det tar för att kostnader för ny kärnkraft ska klarna såväl avseende dagens kärnkraft som framtida Små och Modulära Reaktorer (SMR), som kan byggas med olika teknik (Generation III, III+ och IV). Under tiden fram till dess är en rimlig strategi att Sverige underlättar för byggnation av alla kraftslag, vilket innebär att det framförallt är tillståndprocesser som behöver effektiviseras.

Om villkoren för investering i ett visst kraftslag blir sämre i Sverige än i våra omgivande länder (till exempel med långa och osäkra tillståndprocesser) är det stor risk att investeraren på den avreglerade elmarknaden väljer bort Sverige och vi på sikt får ett netto importberoende av el. Med lägre acceptans för landbaserad vindkraft än Finland (som har en mer gynnsam ersättningsmodell till lokalsamhällena än Sverige) och något sämre förutsättningar för havsbaserad vindkraft än Danmark visar beräkningarna att Sverige i det kostnadsoptimala systemet skulle kunna bli en importör av el från våra grannländer. Skillnaderna i vindförhållanden för havsbaserad vindkraft är dock små, så genom att skapa goda förutsättningar för havsbaserad vindkraft i Sverige kan investeringarna som behövs för att möta efterfrågan förväntas komma på plats.

Det är viktigt att påpeka att målet med denna rapport inte är att utöva kritik mot kärnkraft. Vad marknaden på sikt bedömer vara den bästa sammansättningen av det framtida elsystemet beror på många faktorer som till exempel acceptans och finansiell risk för investering i olika tekniker. Precis som det idag finns ett stort investeringsintresse för vindkraft, kan det på längre sikt finnas ett stort intresse för investering i ny kärnkraftsteknik. Det bör också påpekas att det svenska elsystemet under de närmaste decennierna kommer ha kvar betydande mängder kärnkraft då de kvarvarande kärnkraftverken antagligen kommer drivas fram till en bit in på 2040-talet.

Vi konstaterar att det inte finns någon teknisk eller ekonomisk anledning att ge extra stöd till utvalda elproduktionstekniker med motiveringen att de är planerbara. Detta då dagens elmarknad är designad så att ersättningen för elproduktion motsvarar elens värde varje timme. I ett elsystem som till stor andel försörjs med vindkraft innebär det att elpriset är lågt vid god tillgång på vindkraftsel och högt vid låg tillgång på vindkraftsel. De här elprisvariationerna stimulerar investeringar i flexibilitetsåtgärder och komplement till vindkraften. På samma sätt tas investeringar i planerbar elproduktion om det är kostnadseffektivt, alltså om planerbar produktion har en lägre kostnad än väderberoende produktion med tillhörande flexibilitetsåtgärder. I ett modernt elsystem där stationära

batterier eller flexibel laddning av elbilar kan bidra till frekvenshållningen är behovet av rotationsenergi (svängmassa) för att bromsa förändringar i frekvensen, som idag inte prissätts på marknaden, mindre än idag (Denholm m.fl., 2020, Narula m.fl., 2022).

Avslutningsvis kan det konstateras att den svenska debatten som tenderar att ställa kärnkraft mot vindkraft riskerar att göra att Sverige fokuserar på fel saker som i sin tur riskerar att försena elektrifieringen av industrin och transportsektorn. Utmaningen för energiomställningen handlar snarare om att undanröja barriärer för implementering av samtliga elproduktionstekniker på ett teknikneutralt sätt och där olika kompromisser om motstridiga intressen och åsikter behöver hanteras.

6 Appendix

6.1 Kostnadsantaganden

Tabell A1 ger investeringskostnader och rörliga kostnader för el- och värmeproduktionstekniker som använts för beräkningarna. Investeringskostnaderna och drift- och underhållskostnaderna (O&M) är baserade på kostnader från IEA World Energy Outlook (2016) med undantag för kostnader för solceller, vindkraft och kärnkraft. Kostnaderna från vindkraft och kärnkraft som kommer från danska Energistyrelsen (2012) och stämmer också väl överens med kostnaderna angivna i senaste uppdateringen av IEA World Energy Outlook (2021). Kostnaderna för kärnkraft är satta utifrån samtal med experter på området och är lägre än de som anges av IEA. För beräkningarna i optimeringsmodellen används annualiserade investeringskostnader vilka beräknats med antagande om en ränta på 5 % och tekniska livslängder enligt tabell A1. Kärnkraft antas kunna variera produktionsnivå utan kostnad eller begräsningar mellan 70 % och 100 % av installerad effekt.

Kostnader och tekniska egenskaper för lagringstekniker ges i Tabell A2. Kostnaderna är baserade på Danska Energistyrelsen (2012). Tabell A3 anger de bränslekostnader som använts.

Tabell A1. Kostnader och tekniska egenskaper för el- och värmeproduktionstekniker.

Teknik	Investeringskostnad [M€/MW(h)]	Rörlig O&M kostnad [€/MWh]	Fix O&M kostnad [k€/MW,yr]	Teknisk livstid [yr]	Verkningsgrad [%]
Biomassa kondens	2,0	2,1	52	40	35
Biomassa kraftvärme	3,3	2,1	105	40	30
Kol med koldioxidinfångning ¹	3,5	2,1	107	40	40
Biogas kombicykel	0,90	0,8	17	30	61
Biogas gasturbiner	0,45	0,4	15	30	42
Kärnkraft	4,0	7,1	123 ⁷	60	33
Solceller	0,3	0,5	7	40	100
Landbaserad vindkraft (100SP)	1,65	1,1	13	30	100
Landbaserad Vindkraft (300SP)	1,0	1,1	13	30	100
Havsbaserad vindkraft (200SP)	1,75	1,1	36	30	100
Värmepump	0,9	2,2	2,0	25	3,0
Elpanna	0,1	1,0	1,0	20	1,0

¹En biomassa inbladning är medräknad för att kompensera för de utsläpp som inte fångas in.

⁷ Kostnaden för avfallshantering om 4 €/MWh motsvarar en liten rörlig kostnad (0.5 €/MWh) för hantering av uttjänt bränsle som allokerats till rörlig O&M och en större fast kostnad vid slutet av verkets livstid (motsvarande 3.5 €/MWh efter 60 år med 90 % utnyttjningstid) som allokerats till fix O&M.

Tabell A2. Kostnader och tekniska egenskaper för lagringstekniker. Investeringskostnaderna för batteri (effekt), Elektrolysör och Bränslecell har enheten M€/MW medan kostnaderna för batteri(energi) och vätgaslager har enheten M€/MWh.

	Investerings- kostnad [M€/ MW(h)]	Verkningsgrad (ladd/urladd) [%]	Fix O&M kostnad [k€/MW(h),yr]	Teknisk livstid [yr]
Batteri, Li-ion (energi)	0,08	96/96	-	25
Batteri, Li-ion (effekt)	0,07	100	0.5	25
Elektrolysör	0,4	70	18	20
Bränslecell	0,5	50	55	10
Vätgaslager	0,011	100	-	40
Värmelager	0,003	100 ¹	0,009	25

¹Värmelager har en kontinuerlig förlust på 0,023 % per tidsenhet och mängd lagrad energi.

Tabell A3. Kostnader för de bränslen som används i beräkningarna.

	Bränslekostnad [€/MWh _{th}]
Biomassa	40
Biogas	77
Uran	1,65
Kol m. biomassainblandning	7,5

Produktionsprofiler för vindkraft och solceller och potentialer för utbyggnad är framtagna med verktyget utvecklat av Mattsson m.fl. (2021) som utgår ifrån data från ECMWF (2017). Verktyget är applicerat på uppmätt och modellerad data från de historiska åren 1991 och 1992. Potentialer återfinns i tabell A4 och den genomsnittliga resursen för de två åren i termer av fullasttimmar per år finns i tabell A5. För vattenkraft var 1991 ett år med låg tillrinning (62,3 TWh i Sverige) och 1992 ett år med hög tillrinning (73,3 TWh i Sverige).

Tabell A4. Potential för elproduktion (GW) för de fem klasserna landbaserad vindkraft (WON1-WON5), de två klasserna havsbaserad vindkraft (WOFF1-WOFF2), solcellsparker (PVP) för regionerna som ingår i studien. SP = Specific Power, dvs. generatoreffekt per svept rotorarea (W/m²).

	WON1 100SP	WON2 100SP	WON3 100SP	WON4 300SP	WON5 300SP	WOFF1 200SP	WOFF2 200SP	WOFF3 200SP	WOFF4 200SP	WOFF5 200SP	PV
SE_N	0,7	5,1	5,3	3,4	2,1	0,0	0,0	1,7	16,3	2,8	86,3
SE_S	0,2	1,5	7,0	8,2	0,9	0,0	0,0	0,1	22,9	47,7	44,1
DE_N	0,0	0,0	2,9	18,7	9,6	0,0	0,0	0,0	0,0	29,4	161,4
DE_S	1,0	5,1	6,7	10,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	180,2
BAL	0,0	0,0	7,3	34,9	0,5	0,0	0,0	0,0	10,5	41,9	193,5
PO_S	0,1	0,9	8,4	27,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	256,3
NO_N	0,1	0,3	0,5	1,8	2,0	0,1	0,7	1,3	4,9	7,9	194,5
DK_T	0,0	0,0	0,0	1,1	10,8	0,0	0,0	0,0	0,1	77,4	53,2
BENELUX	0,0	0,0	0,4	6,2	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	83,5	51,3
FI	0,0	7,1	26,1	7,7	0,9	0,0	0,0	1,4	27,3	31,6	43,7
NO1	0,4	0,6	0,6	1,1	1,0	0,0	0,0	0,1	2,2	18,3	125,0
PO3	0,0	0,1	4,2	27,4	0,4	0,0	0,0	0,0	1,0	17,5	160,2
UK1	0,0	0,0	0,1	5,4	12,2	0,0	0,0	0,0	0,8	134,5	181,6
UK2	0,0	0,0	0,2	2,9	9,5	0,0	0,0	0,0	0,3	46,7	85,6

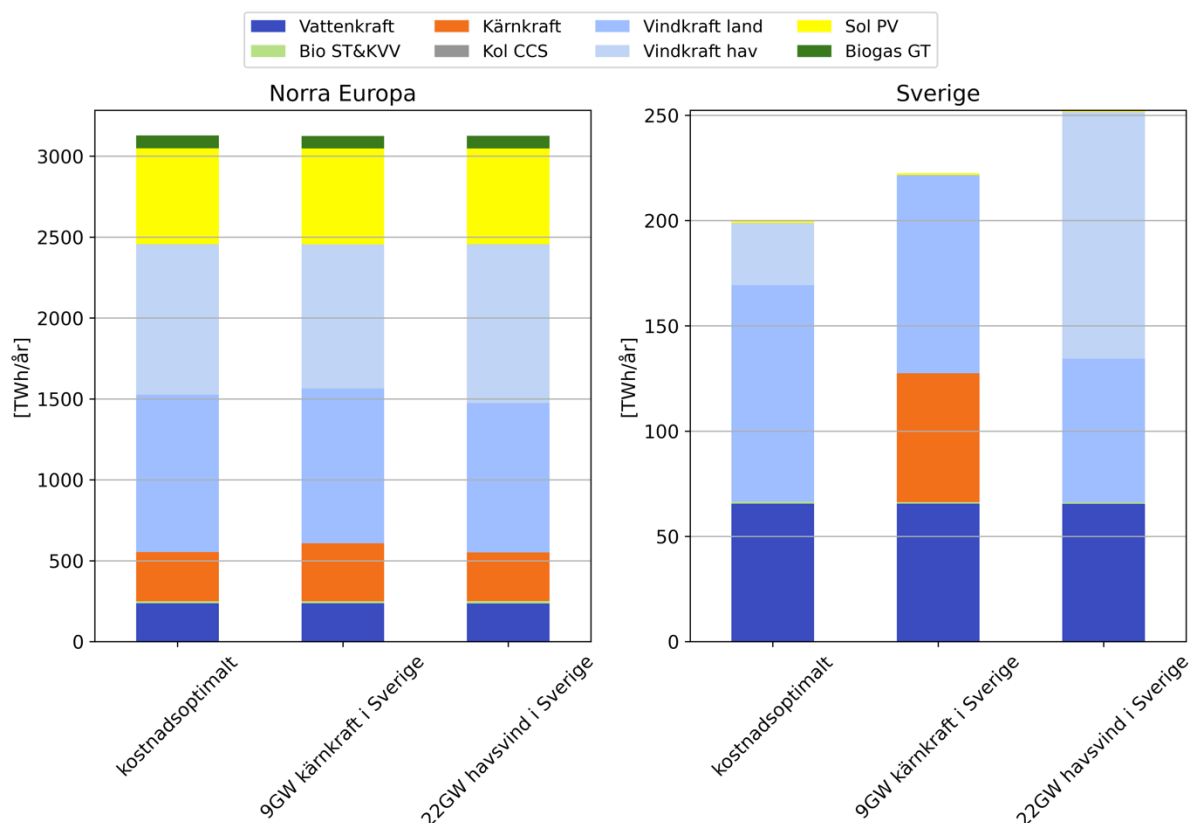
Tabell A5. Fulllasttimmar före spill (produktion över installerad effekt) för de fem klasserna landbaserad vindkraft (WON1-WON5), de tre klasserna havsbaserad vindkraft (WOFF3-WOFF5), solcellsparker (PV) för regionerna för vilken investeringar tas i de beräknade fallen. SP = Specific Power, i.e. generatoreffekt över svept rotorarea (W/m²).

	WON1 100SP	WON2 100SP	WON3 100SP	WON4 300SP	WON5 300SP	WOFF3 200SP	WOFF4 200SP	WOFF5 200SP	PV
SE_N	4127	5062	0	0	4244	0	0	0	1006
SE_S	4162	5178	5823	3451	4131	4885	5159	5348	1233
DE_N	0	4932	5734	3556	4265	0	5338	5577	1263
DE_S	3313	4560	5190	3417	3987	0	0	0	1320
BAL	0	5387	5799	3407	4076	0	5256	0	0
PO_S	3762	4808	5644	3364	4006	0	0	0	1288
NO_N	3614	0	0	0	4393	0	0	0	0
DK_T	0	0	0	3823	4270	0	0	5555	1299
BENELUX	0	5020	5475	3483	4106	0	0	5198	1267
FI	4607	5470	5852	0	4340	0	0	0	998
NO1	3319	0	0	3429	4251	0	0	4869	1156
PO3	0	5424	5838	3490	4086	0	5215	5390	1271
UK1	0	0	5303	0	4254	0	5026	5237	1237
UK2	0	4933	5345	3624	4558	0	0	5501	1087

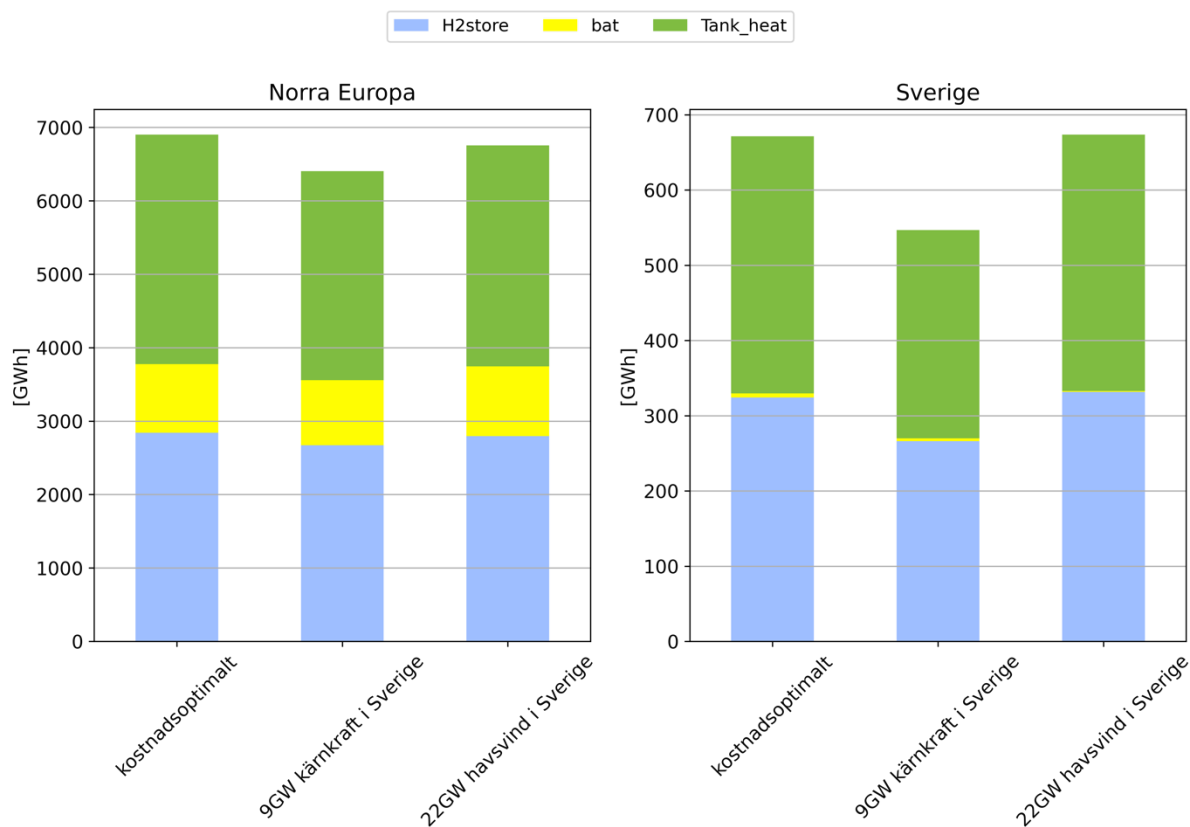
6.2 Känslighetsanalys -mer utbyggd handel till Europa

I huvudfallet i rapporten begränsas transmission mellan länder till den nivå som förväntas av ENTSO-E till 2040. Det är tänkbart att mer överföringskapacitet byggs mellan Sverige och omgivande länder till 2045. I fallet nedan antas därför att överföringen får byggas med upp till 5 GW jämfört med idag mellan samtliga regioner till en kostnad av 2k€/MW*km. Distansen räknas som avståndet mellan punkter med starka nät i de inkluderade regionerna.

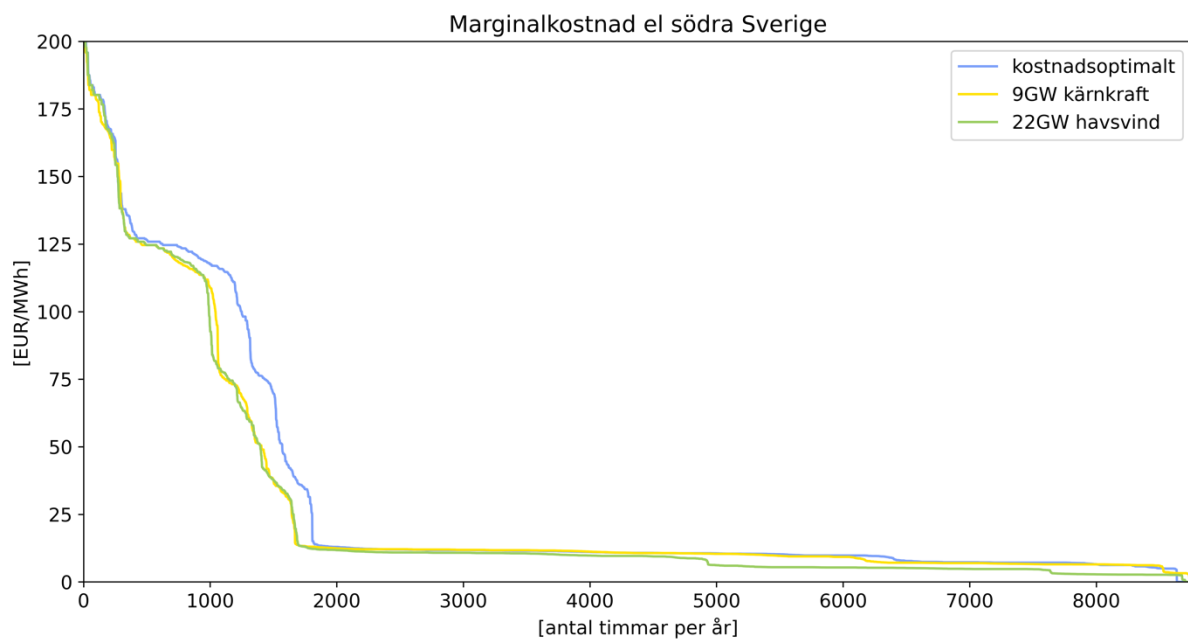
Figurerna A1-A3 visar att en möjlighet till ökad överföringskapacitet har låg påverkan på elproduktionen i Sverige för de tre fallen men innebär en väsentlig ökning av investeringar i vätgas-och värmelagring jämfört med huvudfallet. Med ökad handel tillvaratas alltså Sveriges möjligheter till flexibilitet i och med vätgasproduktion till industrin och värmeproduktion till fjärrvärmesystemen i större utsträckning. Med ökad möjlighet till handel har också en satsning på kärnkraft i Sverige en mindre påverkan på utbyggnaden av vätgas -och värmelager. Skillnaden i medelpris mellan fallen är mindre med mer överföringskapacitet, 35 €/MWh i det kostandsoptimala fallet och 30 €/MWh i kärnkraft och havsvindfallet. Merkostanden för att få på plats kärnkraft och havsvind är samtidigt något lägre än när överföringen är mer begränsad, 5 €/MWh i kärnkraftfallet och knappt 2 €/MWh i havsvindfallet.



Figur A1. Elproduktionsmix från modelleringen för norra Europa och Sverige för tre möjliga framtider att möta den ökade efterfrågan på el i fallet med utökad överföringskapacitet. Biogas gasturbiner (grönt), solceller (gult), havsbaserad vindkraft (ljusblå), landbaserad vindkraft (mellanblå), vattenkraft (mörkblå), kolkraft med koldioxidinfångning och lagring (grå) och kärnkraft (orange).



Figur A2. Installerad lagringskapacitet i norra Europa (a) och i Sverige (b) för de tre beräkande fallen och med utökad överföringskapacitet.



Figur A3. Marginalkostanden för el i södra Sverige (SE-S) för de tre beräknade fallen samt med utökad överföringskapacitet.

6.3 Känslighetsanalys -traditionella vindturbiner

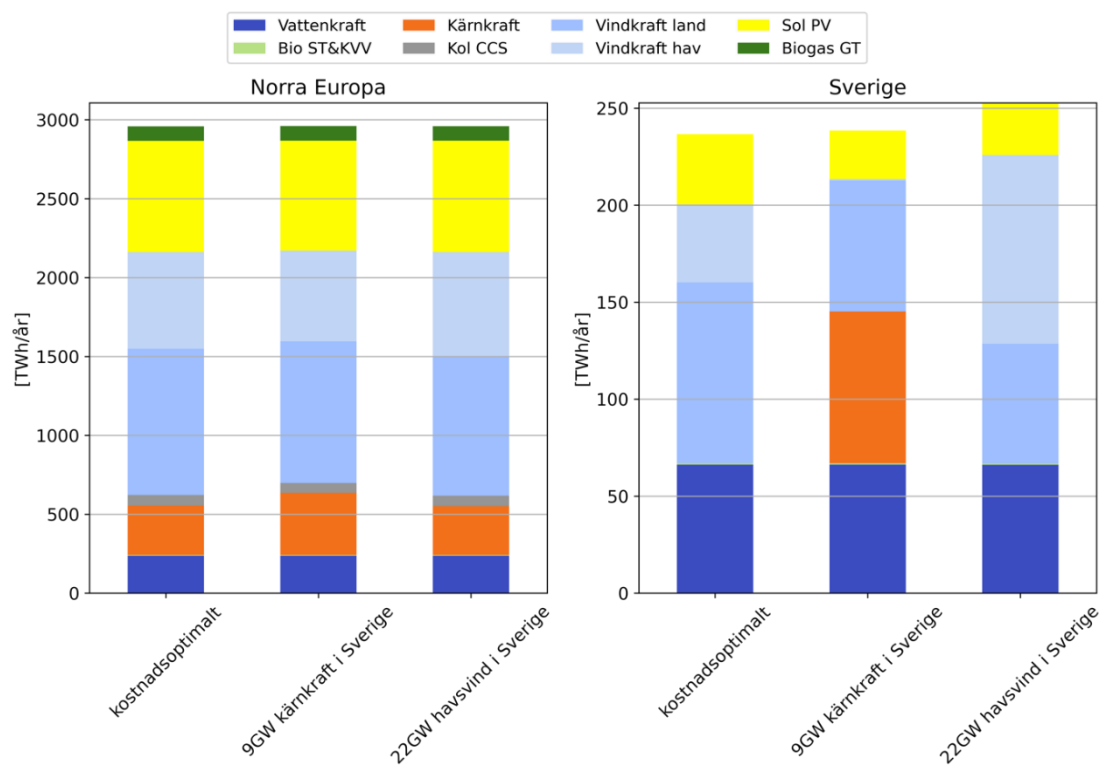
I huvudfallet antas en blandning av vindturbintekniker. Traditionella vindturbiner har ett förhållande mellan generator och svept rotorarea på ca 300 MW/m². I huvudfallet antas traditionella vindturbiner på platser med goda vindförhållanden medan vi antar att så kallade

lågvindturbiner med 100 MW/m² byggs på platser med sämre vindförhållanden och att vindturbiner till havs har 200 MW/m². Lägre generatoreffekt i förhållande till svept rotorarea innebär att vindturbinen producerar mer vid låga vindhastigheter och får högre fullasttimmar men kostar mer och kräver mer yta per installerad effekt. Dessutom klarar de inte lika höga vindhastigheter (tidigare cut-out). Med antaganden om blandade vindturbinetekniker i huvudfallet jämnas en del av vindvariationerna ut. I fallet nedan antas istället att traditionella vindturbiner med 300 MW/m² byggs på samtliga ytor på land och till havs. Tabell A6 ger fullasttimmar för vindkraft i de olika vindklasserna under detta antagande.

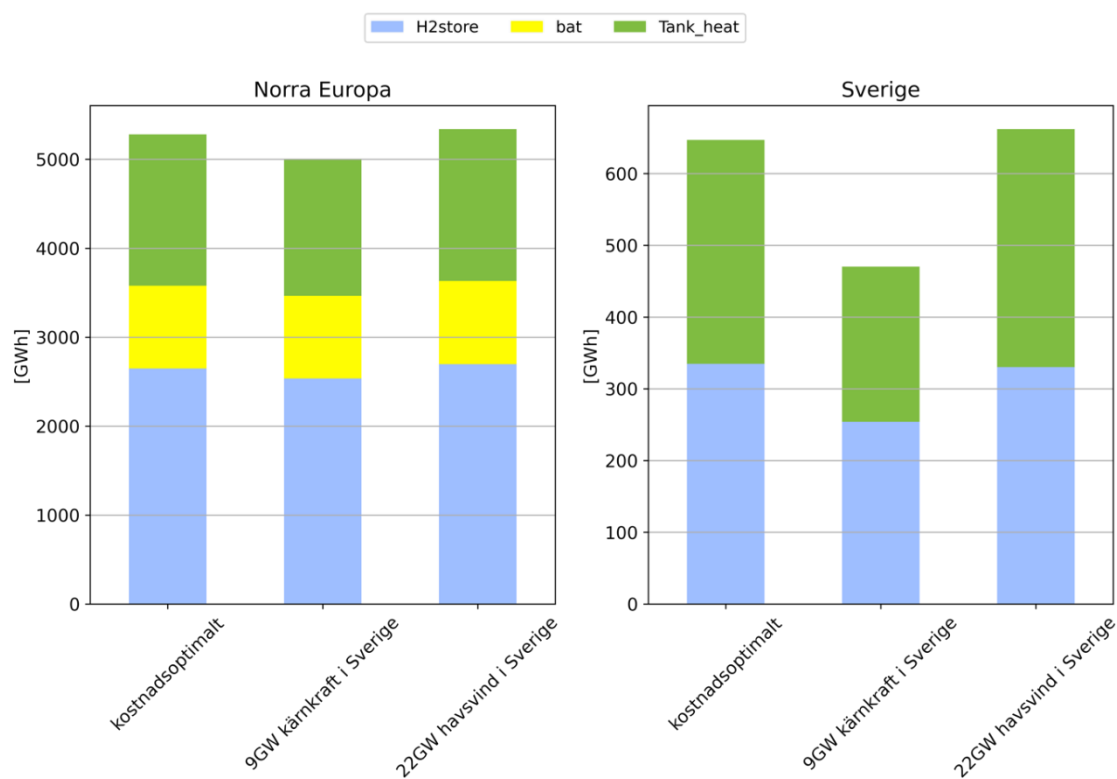
Tabell A6. Fullasttimmar före spill (produktion över installerad effekt) för de fem klasserna landbaserad vindkraft (WON1-WON5), de tre klasserna havsbaserad vindkraft (WOFF1-WOFF3) med 300 SP = Specific Power, i.e. generatoreffekt över svept rotorarea (W/m²).

	SE_N	SE_S	DE_N	DE_S	BAL	PO_S	NO_N	DK_T	BENELUX	FI	NO1	PO3	UK1	UK2
WON1	1368	1261	0	1209	0	1375	1291	0	0	1426	1137	0	0	0
WON2	1998	1973	2040	1932	2084	1997	0	0	2026	2097	0	2133	0	2179
WON3	2626	2709	2766	2525	0	2704	0	0	2631	2650	0	0	2899	2844
WON4	3318	3308	3410	3281	3266	3226	0	3659	3348	3317	3302	3348	3489	3475
WON5	4100	3946	4069	3810	3883	3843	4237	4074	3928	4151	4100	3906	4083	4403
WOFF1	4187	4310	4390	0	0	0	0	4272	4261	4343	0	0	4193	4292
WOFF2	0	4596	4880	0	0	0	0	0	4582	4632	0	4654	4566	0
WOFF3	0	0	0	0	0	0	0	5111	0	0	0	0	4916	5091

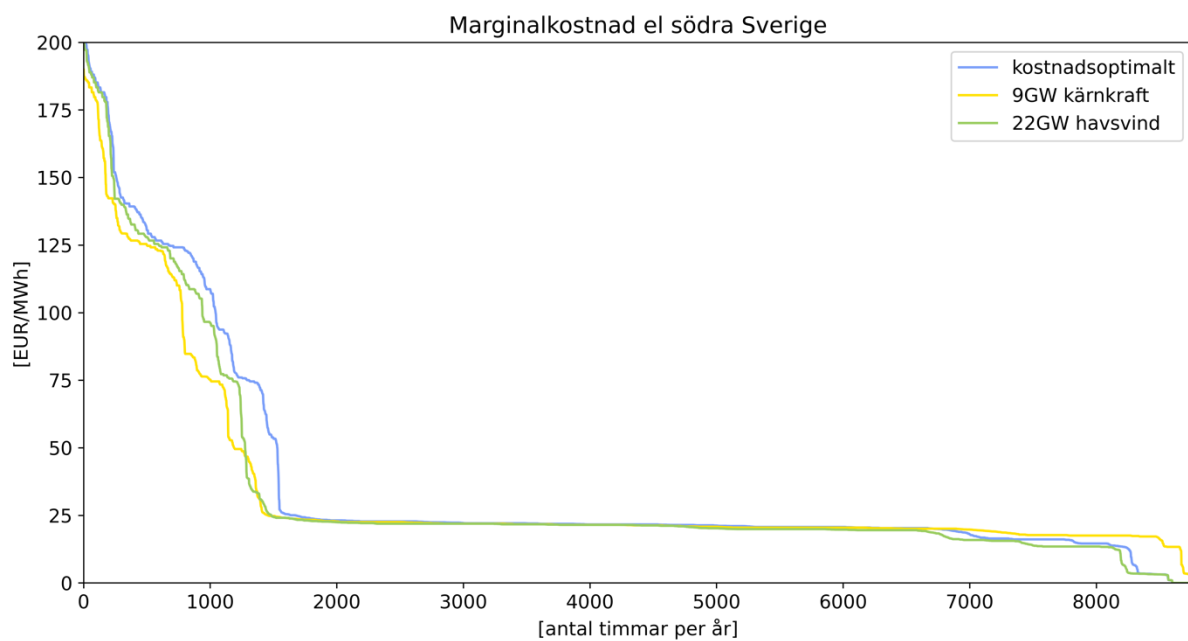
Med endast vindturbiner med 300 MW/m² är vindvariationerna större än när vindturbinetekniker blandas. Det behövs därmed mer investeringar i komplement till vindkraften än i huvudfallet. Figurerna A4-A6 nedan visar hur behovet av komplement till vinden stimulerar investeringar i solexproduktion i Sverige samt i större energilager än i huvudfallet. Importen av el i det kostnadsoptimala fallet och 9 GW kärnkraft fallet är lägre med traditionell vindturbineteknik. Det beror på den högre variabiliteten på elproduktionssidan (som konsekvens av endast en vindturbineteknik som kompletteras av en hel del solexproduktion) begränsar möjligheten att utnyttja den förbetsämda överföringskapaciteten. Medelpriset är högre för de tre fallen med endast en turbineteknik och kostandsskillnaden mellan fallen är mindre, 37 €/MWh i det kostnadsoptimala fallet och 34 €/MWh i kärnkraftfallet och havsvindfallet. Merkostnaden för att stötta in kärnkraft och havsvind är lägre än i huvudfallet, 5 €/MWh respektive 0,6 €/MWh. Importen av el i det kostnadsoptimala fallet och fallet med 9 GW kärnkraft som visas i rapporten blir här lägre med traditionell vindturbineteknik. Det beror på att den högre variabiliteten på elproduktionssidan begränsar möjligheten att utnyttja den förbetsämda överföringskapaciteten (en konsekvens av endast en vindturbineteknik som kompletteras av en hel del solexproduktion).



Figur A4. Elproduktionsmix från modelleringen för norra Europa och Sverige för tre möjliga framtider att möta den ökade efterfrågan på el med antagande att investering sker i traditionella vindturbiner. Biogas gasturbiner (grönt), solceller (gult), havsbaserad vindkraft (ljusblå), landbaserad vindkraft (mellanblå), vattenkraft (mörkblå), kolkraft med koldioxidinfångning och lagring (grå) och kärnkraft (orange).



Figur A5. Installerad lagringskapacitet i norra Europa (a) och i Sverige (b) för de tre beräkande fallen med antagande att investering sker i traditionella vindturbiner.



Figur A6. Marginalkostanden för el i södra Sverige (SE-S) för de tre beräknade fallen med antagande att investering sker i traditionella vindturbiner.

7 Litteratur

Abrahamsson, A., The impact of climate change on future Swedish heating and cooling demand, Master thesis, Chalmers University of Technology (2020)
<https://hdl.handle.net/20.500.12380/302050>.

Bergström, S. (1995) The HBV model. In: Singh VP (ed) Computer Models of Watershed Hydrology. Water Resources Publications, Highlands Ranch, Colorado, p 443-476.

Borg, A., “Mer vindkraft krävs för att möta fördubblat elbehov”, [DN Debatt, Anna Borg](#) (VD Vattenfall), 2021-12-03.

ECMWF, Copernicus Climate Change Service (C3S) (2017): ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate . Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS), 2022-05. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>.

Denholm, P., Mai, T., Kenyon, R.W., Kroposki, B., O'Malley, M., Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin, NREL/TP-6A20-73856 May 2020
<https://www.nrel.gov/news/program/2020/inertia-and-the-power-grid-a-guide-without-the-spin.html>.

Energimyndigheten, Vad avgör ett vattenkraftverks betydelse för elsystemet, ER 2014:12, ISSN 1403-1892, (2014).

Energistyrelsen. Technology data for energy plants. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> (2012).

ENTSO-E System Needs Study - Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040. Brussels, Belgium: 2022 (<https://tyndp.entsoe.eu/resources/tyndp-2022-opportunities-for-a-more-efficient-european-power-system-in-2030-and-2040>).

Göransson, L., Goop, J., Odenberger, M. & Johnsson, F. Impact of thermal plant cycling on the cost-optimal composition of a regional electricity generation system. *Applied Energy* 197, 230–240 (2017).

IEA World Energy Outlook, International Energy Agency (2016)
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2016>.

Johnsson, F., Wråke, M., Utökad elproduktion till 2030, Rapport Mistra Electrification, 2022 (se även <https://www.dn.se/debatt/hantera-bada-kriserna-genom-mer-elproduktion/>)

Koestler, V., Østenby, A., Birkeland, C., Arnesen, F., Haddeland, I. Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) rapport 50-2019 (2019) ISBN: 978-82-410-1975-3 http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_50.pdf .

Kullingsjö, L.-H.; Karlsson, S. The Swedish Car Movement Data Project; EEVC: Brussels, Belgium, 2012.

Mattsson, N., Verendel, V., Hedenus, F. & Reichenberg, L. 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* 33, (2021).

Meng, L., Zafar, J., Khadem, S.K., Collinson, A., Murchie, K.C., Coffele, F., and Burt, G.M., Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues, IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 11, NO. 2, MARCH 2020.

Molin, J., Hagner, E., Marklund, J., Bruce, J., Jakob Helbrinken KVANTITATIV ANALYS AV POTENTIALEN FÖR EFFEKTUTBYGGNAD I BEFINTLIGA SVENSKA VATTENKRAFTVERK, Rapport Sweco (UPPDRAGSNUMMER 5472418000), 2016.

Narula, A., Bongiorno, M., Beza, M., Chen, P., Karlsson, D., Coordinated control of grid-forming converters and hydro generators to enhance frequency quality of future power system. *Electric Power Systems Research*, 212 (2022) <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108456>.

Nouvel, R., Cotrado, M., Pietruschka, D., European mapping of seasonal performances of air-source and geothermal heat pumps for residential applications, *Proceedings of International Conference CISBAT 2015*, Proceedings, sid. 543-548. DOI: <https://doi.org/10.5075/epfl-cisbat2015-543-548>.

Ruhnau, O., & Qvist, S., Storage requirements in a 100% renewable electricity system: extreme events and inter-annual variability, *Environ. Res. Lett.* 17 (2022) <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac4dc8>.

Scharff, R., Göransson, L., Walter, W., Berg, P., Hundecha, Y., Löfblad, E., Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraftens produktions- och reglerförmåga, 2023, Energiforsk, Stockholm, ISBN 978-91-7673-924-2.

SvK, Svenska Kraftnät, Långsiktig marknadsanalys 2021, Ärendenr: Svk2019/3305 Version: 1.0, (2021), <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>.

SvK, Svenska Kraftnät, hämtat 2022-11-02, <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/ffr/>

Taljegård, M., Walter, W., Göransson, L., Odenberger, M., & Johnsson, F., Impact of electric vehicles on the cost-competitiveness of generation and storage technologies in the electricity system, *Environmental Research Letters*, 1748-9326 (ISSN), Vol. 14, 124087 (2019) <https://doi:10.1088/1748-9326/ab5e6b>

Taljegård, M., Göransson, L., Odenberger, M., & Johnsson, F., To Represent Electric Vehicles in Electricity Systems Modelling-Aggregated Vehicle Representation vs. Individual Driving Profiles, *Energies* 14, 1996-1073 (ISSN), (2021).

Toktarova, A.; Göransson, L.; Johnsson, F. Design of Clean Steel Production with Hydrogen: Impact of Electricity System Composition. *Energies* 14, 8349 (2021) <https://doi.org/10.3390/en14248349>

Toktarova, A., Walter, V., Göransson, L. & Johnsson, F. Interaction between electrified steel production and the north European electricity system. *Applied Energy* **310**, 118584 (2022a).

Toktarova, A., Göransson, L., Johnsson, F., Thunman, H., Thermochemical recycling of plastics – Modeling the implications for the electricity system. *Journal of Cleaner Production* **374**, 133891 (2022b) <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133891>

Ullmark (2022) Optimization modeling of frequency reserves and inertia in the transition to a climate-neutral electricity system. Licentiatavhandling. Chalmers Tekniska Högskola. <https://research.chalmers.se/publication/530495>.