

# Statens åtgärder för utveckling av elsystemet – reaktiva och bristfälligt underbyggda

RiR 2023:15



Riksrevisionen är en myndighet under riksdagen med uppgift att granska statliga myndigheter och verksamheter. Vi bedriver både årlig revision och effektivitetsrevision. Genom ett grundlagsskyddat oberoende har Riksrevisionen ett starkt mandat och är en viktig del av riksdagens kontrollmakt som bidrar till förbättringar och demokratisk insyn.

Denna rapport har tagits fram inom effektivitetsrevisionen, vars uppgift är att granska hur effektiv den statliga verksamheten är. Vi lämnar även rekommendationer för att förbättra den granskade verksamheten. Effektivitetsgranskningar lämnas direkt till riksdagen som bereder dem tillsammans med en svarsskrivelse från regeringen.

## Riksrevisionen

---

RiR 2023:15

ISBN 978-91-7086-666-1

ISSN 1652-6597

Omslagets originalfoto: Mikael Svensson

Tryck: Riksdagstryckeriet, Stockholm 2023

■  
Beslutad: 2023-09-14  
Diarienummer: 2022/0633  
RiR 2023:15

---

Till: Riksdagen

*Härmed överlämnas enligt 9 § lagen (2002:1022) om revision av statlig verksamhet m.m. följande granskningsrapport:*

## Statens åtgärder för utveckling av elsystemet – reaktiva och bristfälligt underbyggda

Riksrevisionen har granskat om de statliga aktörerna förberett och genomfört åtgärder med påverkan på elsystemet så att de tre energipolitiska grundpelarna kan förenas på ett effektivt sätt. Resultatet av granskningen redovisas i denna granskningsrapport. Den innehåller slutsatser som avser regeringen, Affärsverket svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen och Statens energimyndighet samt rekommendationer som avser regeringen och Affärsverket svenska kraftnät.

Riksrevisor Helena Lindberg har beslutat i detta ärende. Revisionsdirektör Johannes Österström har varit föredragande. Revisor Tobias Hamfelt och enhetschef Jörgen Lindström har medverkat i den slutliga handläggningen.

Helena Lindberg

Johannes Österström

### **För kännedom**

Regeringskansliet; Klimat- och näringslivsdepartementet

Affärsverket svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen, Statens energimyndighet

Riksrevisionen

# Innehåll

<b>Sammanfattning</b>	<b>5</b>
<b>1 Inledning</b>	<b>8</b>
1.1 Motiv till granskning	8
1.2 Övergripande revisionsfråga och avgränsningar	9
1.3 Bedömningsgrunder	10
1.4 Metod och genomförande	16
<b>2 Bakgrund</b>	<b>18</b>
2.1 Vad är ett elsystem?	18
2.2 Snabba förändringar inom och utom Sverige har påverkat priserna och prisskillnaderna	24
2.3 Utvecklingen av elsystemet har varit utmanande	25
2.4 Framtidens utmaningar – elektrifieringen av samhället	31
<b>3 Myndigheternas omvärldsbevakning</b>	<b>32</b>
3.1 Bevakningen av utvecklingen mot mer variabel elproduktion	32
3.2 Bevakningen av den ökade sammankopplingen med utlandet	34
3.3 Bevakningen av elektrifieringstrenden	37
3.4 Bevakningen av särskilda konsekvenser av omvärldstrenderna	38
<b>4 Regeringens underlag till beslut</b>	<b>41</b>
4.1 Effektskatt på kärnkraft	42
4.2 Elcertifikatsystemet	46
4.3 Energi- och koldioxidskatt på kraftvärme	50
4.4 Avfallsförbränningskatten	53
4.5 Stöd till anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft	56
4.6 Nya utlandsförbindelser	59
4.7 Sammanlagda konsekvenser av de olika besluten	64
<b>5 Hanteringen av konsekvenser</b>	<b>68</b>
5.1 Sammankoppling av beslutsprocess och konsekvenshantering	69
5.2 SVK:s omställning av investeringsverksamheten håller inte jämna steg med behoven	72
5.3 Det tar mycket lång tid att genomföra samhällsviktiga transmissionsnätsprojekt	76
5.4 Åtgärder för kortare ledtider för elnätsutbyggnad	80
5.5 Hantering av variabilitet och effektbalansen	85
5.6 Kortsiktiga åtgärder, mothandel och stödtjänstmarknader	87

<b>6</b>	<b>Slutsatser och rekommendationer</b>	<b>92</b>
6.1	Trots att kunskaper finns brister konsekvensanalyserna och konsekvenshanteringen	92
6.2	Statens agerande karaktäriseras av kortsiktiga beslut och reaktiva snarare än proaktiva åtgärder	95
6.3	Principiella frågor för den framtida utvecklingen av elsystemet behöver besvaras	97
6.4	Tillräckliga konsekvensanalyser med en sammanhållen konsekvenshantering behövs för att genomföra elektrifieringen	99
6.5	Rekommendationer	100
	<b>Referenslista</b>	<b>102</b>
	<b>Bilaga 1. Metod delfråga 1</b>	<b>114</b>
	<b>Bilaga 2. Elcertifikatsystemet</b>	<b>117</b>
	<b>Bilaga 3. Nätinvesteringar</b>	<b>124</b>

#### **Elektroniska bilagor**

Till rapporten finns en bilaga i pdf-format att ladda ner från Riksrevisionens webbplats. Bilagan kan även begäras ut från ärendets akt genom registraturen.

#### **Bilaga 4. Förteckning över granskade myndighetsrapporter**

## Sammanfattning

Elsystemet utgör en central del i energiförsörjningen i Sverige och kommer att spela en betydande roll i omställningen till ett hållbart samhälle. En förutsättning för att elsystemet ska fungera är att det råder balans mellan produktion och konsumtion, samt att det finns en fungerande överföring däremellan. Riksdagen har beslutat att energipolitiken ska syfta till att förena de tre energipolitiska grundpelarna: ekologisk hållbarhet, försörjningstrygghet och konkurrenskraft. Statens roll i elsystemet är bland annat att reglera elmarknaderna på vilken utbud och efterfrågan på el ska mötas. Staten kan även besluta om styrmedel för att på olika sätt påverka produktionen och konsumtionen av el. Staten har även genom Svenska kraftnät (SVK) ansvar för att hålla elsystemet i balans och för att vid behov bygga ut transmissionsnätet där överföring av el över större sträckor sker.

Riksrevisionens övergripande slutsats är att de statliga aktörerna inte förberett och genomfört åtgärder med påverkan på elsystemet på ett sätt som effektivt förenar de energipolitiska grundpelarna.

### **Regeringen behöver bli bättre på att förbereda och genomföra åtgärder med påverkan på elsystemet**

Regeringen har enligt Riksrevisionens bedömning gjort otillräckliga konsekvensanalyser inför beslut om åtgärder som har haft påverkan på elsystemet. Det gäller beslut om effektskatten, elcertifikatsystemet samt energi- och koldioxidskatt för kraftvärme inom EU ETS. Konsekvensanalyserna är otillräckliga trots att Energimyndigheten, Energimarknadsinspektionen och SVK i sin omvärldsbevakning har rapporterat om omvärldstrender med betydelse för elsystemet som har haft betydelse för de beslut som regeringen fattat. Riksrevisionen bedömer att konsekvensanalyserna framför allt är otillräckliga med avseende på konsekvenser för försörjningstryggheten och konkurrensförhållandena mellan kraftslag på elmarknaden. En delförklaring till de otillräckliga konsekvensanalyserna är enligt Riksrevisionens bedömning att majoriteten av de granskade besluten ingått i olika politiska överenskommelser. Även om konsekvensanalyserna då kan sakna samma förutsättningar att påverka själva beslutet konstaterar Riksrevisionen att de ändå är viktiga utifrån behovet att uppnå en effektiv konsekvenshantering och transparens.

## **Regeringen och SVK behöver bli bättre på att hantera konsekvenserna av beslut med påverkan på elsystemet**

Riksrevisionen bedömer att regeringen inte i tillräcklig grad hållit samman beslut om åtgärder som påverkat elsystemet med hur konsekvenserna av beslutet ska hanteras. Regeringen har sällan presenterat en plan för hur konsekvenserna ska hanteras, vilket enligt Riksrevisionens bedömning bland annat förklaras av att konsekvenserna inte är tillräckligt analyserade.

Riksrevisionen bedömer att regeringen och SVK har agerat reaktivt snarare än proaktivt i sin hantering av de konsekvenser som uppstått. Till exempel har regeringen tvingats till snabba förändringar av besluten om effektskatt, avfallsförbränningskatt och koldioxidskatt när negativa konsekvenser uppstått. Riksrevisionen bedömer också att SVK:s utbyggnad av transmissionsnätet inte sker i tillräcklig takt och att SVK tidigare borde ha vidtagit åtgärder för att på kort sikt öka överföringskapaciteten i det befintliga transmissionsnätet.

## **Principiella frågor behöver utredas**

Riksrevisionen bedömer att det för beslut om nya utlandsförbindelser och utformningen av kompletterande marknader till elmarknaden finns vissa principiella frågor som behöver utredas.

SVK utgår vid framtagande av förslag till nya utlandsförbindelser från ett samhällsekonomiskt perspektiv. Riksrevisionen bedömer dock att det i processen saknas utrymme för regeringen att ta tillräcklig hänsyn till exempelvis fördelningspolitiska avvägningar. Regeringens roll vid prövningen av nya utlandsförbindelser är enligt Riksrevisionens bedömning inte heller i linje med vad riksdagen uttalat.

Utvecklingen av kompletterande stödtjänstmarknader har skett efter hand, allt eftersom nya behov uppstått. Riksrevisionen bedömer att om risker för bristsituationer och snedvriden konkurrens effektivt ska kunna undvikas i framtiden så behövs principiella utgångspunkter och ett strategiskt perspektiv på vilka kompletterande marknader som ska finnas.



## Rekommendationer

### Till regeringen

- Se till att det inför beslut med större påverkan på elsystemet alltid finns tillräckliga konsekvensanalyser som beaktar hela elsystemet. Dessa analyser bör också innefatta förslag på lämplig hantering av eventuella oönskade konsekvenser.
- Se till att större åtgärder på elområdet genomförs långsiktigt och så att det finns tillräckliga förutsättningar för att uppnå anpassningar i elsystemet.
- Förtydliga i författning att Svenska kraftnäts uppdrag innefattar genomförandet av samhällsekonomiskt motiverade åtgärder för att uppnå maximal driftssäker kapacitet i det befintliga transmissionsnätet.
- Se över regelverket för regeringens prövning av nya utlandsförbindelser så att fler aspekter än i dag kan vägas in. Sådana aspekter är exempelvis fördelningspolitiska, geopolitiska och strategiska.
- Utred principiella frågor om vilka elsystemnyttor som bör ges ersättning så att likvärdiga ekonomiska incitament kan ges de aktörer som bidrar med olika typer av systemstödande nyttor.

### Till Svenska kraftnät

- Förstärk arbetet med att bygga ut transmissionsnätet i takt med elektrifieringen på följande sätt:
  - Se över hur myndigheten snabbare kan reagera på tidiga indikationer om åtgärdsbehov i transmissionsnätet, så att lämpliga utredningar kan sättas igång med viss framförhållning.
  - Utred hur myndigheten bättre kan nå den planerade investeringstakten.
- Nyttja det mandat som EU-lagstiftningen ger för att maximera elsystemets överföringskapacitet och samhällsnytta, exempelvis för att skapa incitament för produktion som stödjer systemet.

# 1 Inledning

Elsystemet levererar energi till nästan alla medborgare och verksamheter i landet och är en grundbult för ett fungerande samhälle. Staten har ett centralt ansvar för att upprätthålla elsystemets funktion genom en energipolitik som förenar de tre grundpelarna: ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet. Staten ansvarar också för att hålla elsystemet i balans och att bygga ut elnätet när ett sådant behov uppkommer.

## 1.1 Motiv till granskning

Elsystemet är ett mycket komplext sammanhängande system vars ingående komponenter både stödjer och är beroende av varandra för att elsystemet ska kunna fungera. Till elsystemet hör tusentals mil av ledningsnät och tillhörande utrustning som ägs av såväl staten som privata aktörer inom ramen för reglerade nätmonopol. I elsystemet ingår också produktionsanläggningar som verkar på den konkurrensutsatta marknaden för el och som samtidigt kan vara viktiga ingredienser i en stabil systemdrift och för en tillräcklig överföringskapacitet i transmissionsnätet. I driften av ett elsystem sker produktion och konsumtion i samma ögonblick, och dessa måste alltid vara ungefär lika stora för att inte skada elsystemets komponenter. I realtid måste ansvariga aktörer därför använda olika balanserande resurser för att, i förlängningen, undvika ett sammanbrott. Om ett sammanbrott trots allt skulle ske kan det i värsta fall skapa en dominoeffekt som slår ut elförsörjningen för stora delar av landet.

Komplexiteten och den kontinuerliga balansakten gör att elsystemet är känsligt för snabba förändringar. Förändringar i exempelvis sammansättningen av produktionsresurser kan gå snabbt, och att åtgärda obalanser i elsystemet kan ta lång tid eller vara svårt att uppnå.

Under de senaste decennierna har elsystemet förändrats och nya utmaningar har uppstått på grund av samhällsutvecklingen och politiska beslut. Elmarknaden omreglerades under sent 1990-tal till öppen konkurrens mellan elproducenterna. Konkurrensen styr mot en mer kostnadseffektiv resursanvändning samtidigt som mängden produktionsresurser i reserv minskar, och därigenom skapas nya utmaningar för att trygga elförsörjningen på elmarknaden. Samhället har vidare påbörjat omställningen till en ekologiskt hållbar elproduktion. Det ökar mängden förnybar, huvudsakligen variabel, elproduktion i elsystemet. Den variabla elproduktionen har andra kvaliteter än de som tidigare funnits i elsystemet, vilket bland annat kräver nya tekniker och behov av nya styrmedel. Utöver ny

elproduktion har även elproduktionens lokalisering förändrats något där mer el produceras i norra Sverige. Det ökar behovet av mer överföring av el genom Sverige till konsumenter längre söderut. Därtill pågår en integration av den europeiska elmarknaden på vilken Sverige under det senaste decenniet varje år har varit nettoexportörer.

De senaste åren har förändringstakten ökat. Utbyggnaden av förnybar elproduktion har ökat kraftigt till följd av teknik- och marknadsutvecklingen för landbaserad vindkraft. Scenarierna för framtida elanvändning har skjutit i höjden till följd av planerade investeringar i ny grön industri och datorcenter. Elpriserna har under de senaste årens vintrar varit mycket höga i framför allt södra Sverige, men även i resten av landet.

Flera av förändringarna i elsystemet beror på den allmänna utvecklingen i samhället. Samtidigt är flera förändringar påverkade och/eller drivna av politiska mål och beslut. Bland annat har riksdagen tidigare beslutat om mål för mängden förnybar kraft. Regeringen har infört stödssystem för ny förnybar kraft och föreslagit olika skatter som påverkar konkurrerens på elmarknaden för olika kraftslag. På olika sätt har således politiken inverkat på utvecklingen av elsystemet. Det motiverar en granskning av hur de statliga aktörerna har förberett och genomfört dessa åtgärder och om dessa varit i takt med den utveckling av elsystemet som drivits av andra faktorer.

## 1.2 Övergripande revisionsfråga och avgränsningar

Övergripande revisionsfråga: Har de statliga aktörerna förberett och genomfört åtgärder med påverkan på elsystemet så att de tre energipolitiska grundpelarna kan förenas på ett effektivt sätt? Delfrågor:

- Har Svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen och Statens energimyndighet bevakat sina ansvarsområden och rapporterat om väsentliga förändringar?
- Har regeringen analyserat, beaktat och redovisat konsekvenserna för de energipolitiska grundpelarna inför beslut om åtgärder med påverkan på elsystemet?
- Har regeringen och Svenska kraftnät vidtagit åtgärder för att hantera konsekvenserna av beslut med påverkan på elsystemet samt av förändringar som identifierats i myndigheternas omvärldsbevakning?

### 1.2.1 Avgränsningar

Granskningen omfattar de delar av energiområdet som har påverkan på elsystemet. Granskningen omfattar tidsperioden 2000–2022, med fokus på de senaste tio åren.

Granskningen omfattar inte det statliga bolaget Vattenfall AB då utgångspunkten är att företaget utifrån ägarens styrning fattar ekonomiskt grundade beslut utifrån de marknadsförutsättningar som råder.

Antalet beslut och åtgärder som granskats har med nödvändighet behövt begränsas för att göra granskningens omfattning hanterlig. Urvalet av de beslut som har granskats inom ramen för delfråga 2 samt de åtgärder som granskats inom delfråga 3 beskrivs mer utförligt i avsnitt 1.4 om metod.

Slutligen är delfråga 3 avgränsad till regeringens och SVK:s åtgärder och innefattar därmed inte åtgärder från de två övriga myndigheterna. De övriga myndigheterna har en mer begränsad roll inom hanteringen av konsekvenserna och har därför inte granskats i denna del.

## 1.3 Bedömningsgrunder

Riksdagen har beslutat att energipolitiken ska syfta till att förena de tre energipolitiska grundpelarna: ekologisk hållbarhet, försörjningstrygghet och konkurrenskraft. Riksdagen har vidare beslutat att energipolitiken ska skapa villkor för en effektiv och hållbar energianvändning och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning med låg negativ påverkan på hälsa, miljö och klimat samt underlätta omställningen till ett ekologiskt hållbart samhälle.<sup>1</sup> För att kunna förena de tre grundpelarna har riksdagen särskilt betonat behovet av långsiktighet och stabilitet i energipolitiken.<sup>2</sup>

Utskottet och riksdagen har ställt sig bakom den definition av de tre grundpelarna som regeringen föreslagit.<sup>3</sup>

Med *ekologisk hållbarhet* menas att den oönskade miljöpåverkan bör vara låg i energisystemet och att det är viktigt att beakta förändringar av landskapets natur- och kulturmiljöer. Det betonas samtidigt att det kommer krävas avvägningar

---

<sup>1</sup> Prop. 2017/18:228, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411. Den energipolitiska målsättningen har förändrats under vår tänkta granskningsperiod. Vår bedömning är målsättningarna har varit så pass snarlika att det är möjligt att utgå från nuvarande riksdagsmål i våra bedömningar. De tre pelarna tillkom förvisso 2009 men har till sitt innehåll funnits med i riksdagens tidigare målsättningar.

<sup>2</sup> Bet. 2017/18:NU22, s. 23 och rskr. 2017/18:411.

<sup>3</sup> Prop. 2017/18:228, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411.

mellan energipolitiska mål och miljömålen. Riksdagen har under granskningens gång beslutat att införa ett mål om 100 procent fossilfri elproduktion år 2040.<sup>4</sup> Detta ersatte det tidigare målet om att andelen förnybar el ska vara 100 procent år 2040 (målet innehöll dock vissa undantag för kärnkraft).<sup>5</sup> I granskningen har vi avgränsat oss till att bedöma aspekter kopplade till klimat och miljö.

*Försörjningstrygghet* förstås som förmågan att tillhandahålla en trygg och tillräcklig leverans av energi till alla användare i förhållande till efterfrågan. Begreppet omfattar fysiska aspekter som överföring och leverans av energi, vilket inkluderar att förebygga och hantera konsekvenser av avbrott. Även tillit till marknadens funktion ingår i begreppet, det vill säga att pris varierar beroende på tillgång och efterfrågan (vilket innebär att produktion och konsumtion matchas).<sup>6</sup> Samtidigt har riksdagen motsatt sig allt för höga priser genom att besluta att industrins konkurrenskraft och hushållens köpkraft ska värnas (se nedan). Därutöver har de senaste årens höga elpriser motiverat beslut om elpriskompensation till privatpersoner och företag för att kompensera för vad riksdagen ansett vara exceptionellt höga elpriser.<sup>7</sup> Vi bedömer att riksdagen därmed anser att priset ska variera beroende på tillgång och efterfrågan men att det finns en övre gräns där ett behov av att skydda konsumenter uppstår.<sup>8</sup> Vi bedömer också att regeringen och SVK bör väga in frågan om prisskillnader mellan svenska elområden i sitt beslutsfattande, i den utsträckning som ett beslut har potential att orsaka minskad överföringskapacitet och/eller ökade prisskillnader.<sup>9</sup>

Med *konkurrenskraft* menas att elsystemet på ett tryggt och stabilt sätt ska kunna leverera elenergi till samhället med konkurrenskraftiga villkor och kostnader. Vi bedömer att konkurrenskraften utgörs av två huvudsakliga delar, ett konkurrenskraftigt och därmed lågt elpris (i Sverige) och en välfungerande konkurrens på elmarknaden. En välfungerande konkurrens leder till en effektiv

---

<sup>4</sup> Prop. 2022/23:99, bet. 2022/23:FiU21, rskr. 2022/23:254.

<sup>5</sup> Detta undantag uttrycktes som följer: ”Detta är ett mål, inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut.” Prop. 2017/18:228, s. 1, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411.

<sup>6</sup> Prop. 2017/18:228, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411.

<sup>7</sup> Prop. 2021/22:113, bet. 2021/22:FiU44, rskr. 2021/22:169, 170, 171, 172, 173.

<sup>8</sup> Det finns ett maxpris för el som handlas på elmarknaden, som för nuvarande ligger på cirka 40 kr/kWh. Detta är dock ett mycket högt pris i relation till de nivåer som gällde när riksdagen beslutade om elpriskompensation.

<sup>9</sup> Riksdagen uttryckte i samband med elområdesindelningen 2011 sin negativa inställning till prisskillnader mellan elområden. Riksdagen underströk då behovet av stärkt nätutbyggnad för att neutralisera de negativa effekter som indelningen i olika elområden medförde, inte minst i landets södra delar. Bet. 2011/12:NU3, s. 29, rskr 2011/12:65.

prisbildning och ett effektivare resursutnyttjande.<sup>10</sup> Vi bedömer att riksdagen ställt sig bakom sådan konkurrens på flera nivåer:

- i EU, genom integration av den europeiska elmarknaden<sup>11</sup>
- i Sverige, där energisystemet ska möjliggöra och bidra till en god sysselsättning samt att låga elpriser ska värna industrins konkurrenskraft och hushållens köpkraft<sup>12</sup>
- på elmarknaden, mellan kraftslag och mellan marknadsaktörer.

En välfungerande konkurrens kräver i sin tur att det råder konkurrensneutralitet på marknaden. Vi bedömer att detta medför att regeringen och myndigheter ska eftersträva konkurrensneutralitet i sina åtgärder för elsystemet. I frånvaro av konkurrensneutralitet bedömer vi att staten bör ha insyn i de samlade konkurrensförhållanden som de statliga styrmedlen ger, för att möjliggöra eventuella kompenserande åtgärder.

Vi bedömer vidare att det finns potential för målkonflikter mellan riksdagens målsättningar om en större integration på EU-nivå och de ovan nämnda svenska målen. Det finns därmed skäl att göra avvägningar från fall till fall i beslut som berör denna gränsdragning, vilket i granskningen avser beslut som rör utlandsförbindelser.

I den nedanstående redovisningen av bedömningsgrunder för varje enskild fråga utgör den ovanstående beskrivningen av energipolitikens mål aspekter som bör vägas in i myndigheternas och regeringens arbete.

### 1.3.1 Delfråga 1 – Svenska kraftnäts, Energimarknadsinspektionens och Energimyndighetens bevakning och rapportering

I bedömningen av myndigheternas bevakning och rapportering utgår vi från respektive myndighets instruktion som i samtliga fall uppdrar åt myndigheten att inom sitt verksamhetsområde verka för att de energipolitiska målen som riksdagen har godkänt uppnås.<sup>13</sup> Vi bedömer att det innefattar att genomföra och presentera analyser av hur väl de tre energipolitiska grundpelarna hanteras och förenas inom elsystemet. Analyserna behöver inte omfatta de tre grundpelarna direkt, men kan

---

<sup>10</sup> Prop. 2017/18:228, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411.

<sup>11</sup> Prop. 2008/09:163.

<sup>12</sup> Prop. 2017/18:228, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411.

<sup>13</sup> Förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät, förordningen (2014:520) med instruktion för Statens energimyndighet och förordningen (2016:742) med instruktion för Energimarknadsinspektionen.

omfatta aspekter som är relaterade till grundpelarna. Ett exempel på aspekter relaterade till en grundpelare, i detta fall försörjningstryggheten, är analyser av systemets driftssäkerhet eller dess förmåga att möta effektbehoven. Analyserna ska vidare hålla en tillräcklig kvalitet.<sup>14</sup>

Myndigheterna bör inom respektive ansvarsområde bedriva sådan omvärldsbevakning att de fångar upp omvärldstrender och frågor som är av betydelse för elsystemet och de energipolitiska grundpelarna.

#### **Operationaliserade bedömningsgrunder delfråga 1**

Myndigheterna ska inom sitt verksamhetsområde bedriva omvärldsanalyser med relevans för de energipolitiska grundpelarna. Myndigheterna ska genom att ta fram kunskapsunderlag uppmärksamma regeringen om väsentliga förändringar uppkommer.

Myndigheterna ska inom sina verksamhetsområden för de energipolitiska grundpelarna presentera relevanta analyser.

Analyserna ska utgå från ett elsystemperspektiv och hålla en tillräcklig kvalitet.

### **1.3.2 Delfråga 2 – regeringens analys, redovisning och beaktande av konsekvenser inför beslut**

Konsekvensanalyser inför regeringsbeslut är enligt vår bedömning av stor vikt av främst tre skäl:

1. De ska ge ett underlag som möjliggör förbättrad utformning av beslutet.
2. De ska skapa transparens kring beslutets förväntade effekter.
3. De ska skapa förutsättningar för att hantera konsekvenserna i ett tidigt skede.

Vi konstaterar att det övergripande målet om att förena de tre energipolitiska grundpelarna förutsätter en tillräcklig kännedom om konsekvenserna vid beredning av beslut. Av detta följer också att det är av särskild vikt att konsekvensanalyser tas fram som utgår från ett helhetsperspektiv på elsystemets olika funktioner. Om analyser med ett sådant perspektiv saknas går det inte ha en

---

<sup>14</sup> Med tillräcklig kvalitet menar vi att analyserna innehåller en tydlig och korrekt beskrivning av förändringar i elsystemet med relevans för de tre energipolitiska grundpelarna. Analyserna ska innehålla en beskrivning av varför förändringen sker och vilka konsekvenser det kan ge upphov till samt om det behöver vidtas åtgärder för att hantera konsekvenserna. Vidare ska analyserna utgå från det kunskapsläge som rådde vid tidpunkten för framtagandet av analysen. För en utvecklad beskrivning av bedömningen av enskilda rapporter, se bilaga 1.

översikt över konsekvenserna för de tre grundpelarna. Vidare kan beslut som innebär förändringar i elsystemet få stora konsekvenser för dess funktion och driftssäkerhet till följd av elsystemets komplexitet. Därmed bör konsekvensanalyser även ge en heltäckande bild av konsekvenserna för berörda parter inom elsystemet.

Det finns också generella riktlinjer vid statliga aktörers beredning av beslut som sammanfaller med de ovan definierade kraven. Av riktlinjerna framgår att följande ska ingå i en konsekvensanalys: en beskrivning av problemet och vad man vill uppnå, en analys och redogörelse av de direkta och indirekta konsekvenserna på kort och lång sikt, alternativa åtgärder samt deras konsekvenser och en fullständig redovisning av påverkade aktörer och kostnader som kan uppstå.<sup>15</sup> Vidare ska regeringen i propositionen återge en rättvisande bild av de positiva och negativa konsekvenser som framgått av konsekvensanalysen.<sup>16</sup>

### **Operationaliserade bedömningsgrunder delfråga 2**

Regeringens beslut ska föregås av relevanta konsekvensutredningar av god kvalitet som redogör för konsekvenserna för de energipolitiska grundpelarna av föreslagen åtgärd. Regeringens beslut ska även bygga på resonemang som är balanserade och bygger på verifierbara underlag.

Konsekvensanalyserna ska innehålla en analys av de direkta och indirekta konsekvenserna på kort och lång sikt för elsystemet, avseende:

- elmarknaden i termer av elpriser och konkurrensförhållanden
- den ekologiska hållbarheten
- elnätets driftssäkerhet och överföringsförmåga
- elsystemets förmåga att möta utbud och efterfrågan genom elmarknaden eller kompletterande åtgärder.

I det fall konsekvenser för elsystemet är problematiska ska regeringen ge en beskrivning av hur de avser hantera konsekvenserna genom kompletterande, förberedande eller andra typer av kompensatoriska åtgärder.

---

<sup>15</sup> Ds 2000:1; 15 a § kommittéförordningen (1998:1474); 6–7 §§ förordningen (2007:1244) om konsekvensutredning vid regelgivning. Kommittéförordningen och kommittéhandboken är inte bindande för myndigheter men eftersom regelverket presenterar en rimlig utgångspunkt för konsekvensutredningar bedömer vi det som rimligt att även myndigheternas konsekvensutredningar kan bedömas utifrån detta regelverk.

<sup>16</sup> Ds 1997:1.



### 1.3.3 Delfråga 3 – regeringens och Svenska kraftnäts åtgärder för att hantera konsekvenser

Elsystemet består av ett stort antal delar som sammantaget upprätthåller dess funktion. Detta beroendeförhållande gör att beslut om förändringar med stor sannolikhet får konsekvenser i form av påverkan i andra delar av elsystemet. De åtgärder som genomförs behöver även följas upp och oönskade konsekvenser hanteras. Vi bedömer att regeringen och Svenska kraftnät inom sina respektive mandat bör ha en beredskap för att förebygga och/eller åtgärda sådana konsekvenser som kan vara problematiska i förhållande till de energipolitiska grundpelarna och för att upprätthålla en effektiv elförsörjning. För Svenska kraftnät som är systemansvariga gäller det främst rollen att upprätthålla (och vid behov utveckla) driftssäkerheten och kapaciteten i transmissionsnätet. För regeringens del avser rollen att bevaka reglerna på området och att vid behov föreslå förändringar av dessa.

Enligt vår bedömning ska Svenska kraftnät tillgängliggöra och bygga ut transmissionsnätet så att elsystemet är hållbart och ger trygga och stabila elleveranser där utbudet möter efterfrågan.<sup>17</sup> Det är en förutsättning för många samhällsviktiga funktioner, näringslivet och sysselsättningen.<sup>18</sup> De åtgärder som Svenska kraftnät vidtar för att utöka kapaciteten i transmissionsnätet genom utbyggnad ska vara samhällsekonomiskt lönsamma enligt Svenska kraftnäts instruktion.<sup>19</sup> Vi bedömer att Svenska kraftnät även bör vidta de samhällsekonomiskt lönsamma kortsiktiga åtgärder som bibehåller eller ökar kapaciteten i befintligt transmissionsnät.<sup>20</sup>

#### **Operationaliserade bedömningsgrunder delfråga 3**

Regeringen ska vidta åtgärder för att förebygga eller minska obalans mellan de energipolitiska grundpelarna som uppstått till följd av tidigare energipolitiska åtgärder (granskas i delfråga 2) eller övriga förändringar i elsystemet som myndigheterna har informerat regeringen om (granskas i delfråga 1).

Svenska kraftnät ska vidta åtgärder för att bibehålla driftssäkerhet och på kort och lång sikt uppnå en överföringskapacitet i transmissionsnätet som är samhällsekonomiskt motiverad.

<sup>17</sup> Efterfrågan och utbud kan skiljas åt genom att maxpriset på 4 000 euro/MWh nås. I en sådan situation kan det fortsatt finnas en efterfrågan men avsaknad av utbud. Syftet med denna EU-reglering är att skapa ett mycket högt övre tak på elpriset (cirka 40 kr/kWh) där det annars hade kunnat bli oändligt högt.

<sup>18</sup> Prop. 2017/18:228, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411.

<sup>19</sup> Förordningen med instruktion för Affärsverket Svenska kraftnät.

<sup>20</sup> Givet de begränsningar i form av till exempel driftssäkerhet som finns.

## 1.4 Metod och genomförande

Granskningen har genomförts av en projektgrupp bestående av Johannes Österström (projektledare), Tobias Hamfelt och Joakim Grausne. Två referenspersoner har lämnat synpunkter på granskningsupplägg och på ett utkast till granskningsrapport: Max Åhman, universitetslektor i miljö- och energisystem vid Lunds universitet och Runar Brännlund, professor i nationalekonomi vid Umeå universitet. Företrädare för Regeringskansliet (Klimat- och näringslivsdepartementet), Affärsverket Svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen och Statens energimyndighet har fått tillfälle att faktagranska och i övrigt lämna synpunkter på ett utkast till granskningsrapport.

I granskningen har vi använt oss av dokumentstudier och intervjuer för att besvara de tre delfrågorna. Dokumenten vi använt är rapporter från myndigheterna, utredningar tillsatta av regeringen, remissvar, departementsserier och promemorior publicerade av Regeringskansliet samt intern dokumentation från myndigheterna. Vi har genomfört sammanlagt 36 intervjuer med de berörda myndigheterna och Regeringskansliet samt med företrädare för energibranschen, andra experter och forskare.

Delfråga 1 har vi besvarat genom att granska publicerade rapporter från myndigheterna under tidsperioden 2000–2022. Vi har identifierat tre omvärldstrender samt särskilda konsekvenser kopplat till dessa omvärldstrender som vi bedömer att myndigheterna behöver ha identifierat och rapporterat om. Granskningen är utförd genom att vi spårat vid vilken tidpunkt som myndigheterna identifierar och rapporterar om varje omvärldstrend, samt genom att vi bedömt kvaliteten i rapporterna. En närmare beskrivning av tillvägagångssättet samt urvalsprocessen för val av rapporter och omvärldstrender finns i bilaga 1.

Delfråga 2 har besvarats genom att vi granskat fem beslut (och tillhörande beslutsprocesser) med större påverkan på elsystemet som regeringen har fattat under de senaste 20 åren. De fem besluten är höjningen av effektskatten 2015, införandet av och förändringarna av elcertifikatsystemet 2003 till idag, höjningen av energi- och koldioxidskatten för kraftvärme 2019, införandet av avfallsförbränningskatten 2020 och stöd till anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft 2014 till idag. Utöver dessa fem beslut har vi också granskat regeringens roll vid, och arbete med, beslut om utlandsförbindelser. Valet av beslut utgår från att granskningens inriktning gör det intressant att titta på beslut som har koppling till de fysiska driftssäkerhets- och kapacitetsutmaningar som uppstått i elsystemet under senare år. Vi har valt beslut som har haft en större och relativt

direkt inverkan på transmissionsnätet eller förutsättningarna för elproducenter. Vi bedömer att de valda besluten hör till de viktigaste inom detta område, men det finns också andra liknande beslut som vi av resursskäl inte har granskat (exempelvis miljöprovningen av vattenkraften). Vi har därutöver valt att inte granska beslut som är kopplade till elanvändningen eftersom Riksrevisionen sedan tidigare granskat flera sådana beslut.<sup>21</sup>

Delfråga 3 har besvarats genom att vi identifierat konsekvenser som dels uppmärksammats i myndigheternas omvärldsbevakning inom ramen för delfråga 1, dels uppstått som en följd av de beslut som granskats inom ramen för delfråga 2. Frågan besvaras i tre delar. I det första delen går vi igenom i vilken mån beslut som granskats inom delfråga 2 har ingått i en sammanhållen process med konsekvenshanterande åtgärder. I det andra delen har vi gått igenom större åtgärder med inriktning på utbyggnad av transmissionsnätet, som därmed hanterar konsekvenser genom att öka systemets förmåga att hantera ändrade behov. Slutligen har vi gått igenom åtgärder som siktar på att hantera konsekvenser inom ramen för befintligt transmissionsnät. Därutöver har vi granskat när denna hantering har initierats i förhållande till behovets uppkomst.<sup>22</sup>

---

<sup>21</sup> Riksrevisionen, *Statliga insatser för att stimulera investeringar i datacenter*, 2022; Riksrevisionen, *Systemet med energideklarerationer – tydligt syfte men oklart mål*, 2021; Riksrevisionen, *Statliga åtgärder för fler miljöbilar*, 2020.

<sup>22</sup> En konsekvenshanterande åtgärd som inte har tagits upp i denna del av granskningen är införandet av elområden i Sverige år 2011. Åtgärden skapar viktiga incitament för marknadsaktörerna, men vi har i granskningen sett åtgärden som främst framdriven av EU-kommissionen.

## 2 Bakgrund

Sveriges elsystem ingår i en gemensam europeisk elmarknad där producenters el handlas och flödar mellan elområden och länder. Den senaste tidens kraftigt varierande elpriser och minskade marginaler till effektbrist har delvis skett som en följd av omvärldsförändringar men beror också på svagheter i det svenska elsystemet. Dessa svagheter beror bland annat på produktionsnedläggningar och ett ökat inslag av variabel produktion som har en annan geografisk spridning, vilket orsakar ökad belastning i transmissionsnätet. Förändringarna i elsystemet beror både på utvecklingen på elmarknaden samt i samhället och på politiska beslut. En stor del av förändringarna beror på omställningen till förnybara energikällor som är en viktig del i att uppnå miljö- och klimatmålen.

### 2.1 Vad är ett elsystem?

I elsystemet levereras kontinuerligt energi från producenter till konsumenter genom ett omfattande överföringsnät. Den för stunden producerade effekten måste alltid vara i balans med det som konsumeras, annars fungerar inte elsystemet. Denna balans upprätthålls främst genom marknadskrafterna bland annat genom balansansvariga, men därutöver genom att SVK ansvarar för att säkra balanserande resurser samt för att upprätthålla driftssäkerhetsgränser. Elsystemet består av tre huvudsakliga beståndsdelar som behöver fungera i samspel med varandra:

*Kraftproduktionen* bidrar med den elenergi som förs in i elsystemet. De olika kraftslagen har olika egenskaper och bidrar till elsystemet på olika sätt:

- *Planerbar produktion* kan (givet att inget oförutsett händer) bestämmas på förhand och delvis anpassas till konsumtionens behov. Hit räknas de bränslebaserade kraftslagen så som kraftvärme och kärnkraft, samt även vattenkraften.
- *Reglerbar produktion* kan snabbt ökas eller minskas för att möta kortsiktiga variationer i de andra kraftslagets produktion eller i konsumtionen. Vattenkraften har denna egenskap och är den främsta reglerresursen i det svenska/nordiska elsystemet.
- *Variabel produktion* kan inte planeras och vanligen inte heller regleras. Den utgörs av kraftslag där mängden energi som produceras är beroende av vädret. Till dessa kraftslag räknas vindkraften och solkraften.

*Konsumenterna* förbrukar den el som finns i elsystemet och utgörs av till exempel hushåll och industrier. Konsumenternas roll i elsystemet är under utveckling och de förväntas bli mer flexibla i sin elkonsumtion utifrån marknadssignaler.

*Elnätet* står för överföringen mellan produktion och konsumtion. Det statliga nätet kallas transmissionsnät, och överför stora kraftflöden mellan olika delar av landet. Utöver detta finns lokala och regionala nät som är anslutningspunkt för de flesta konsumenter och mindre kraftproducenter.

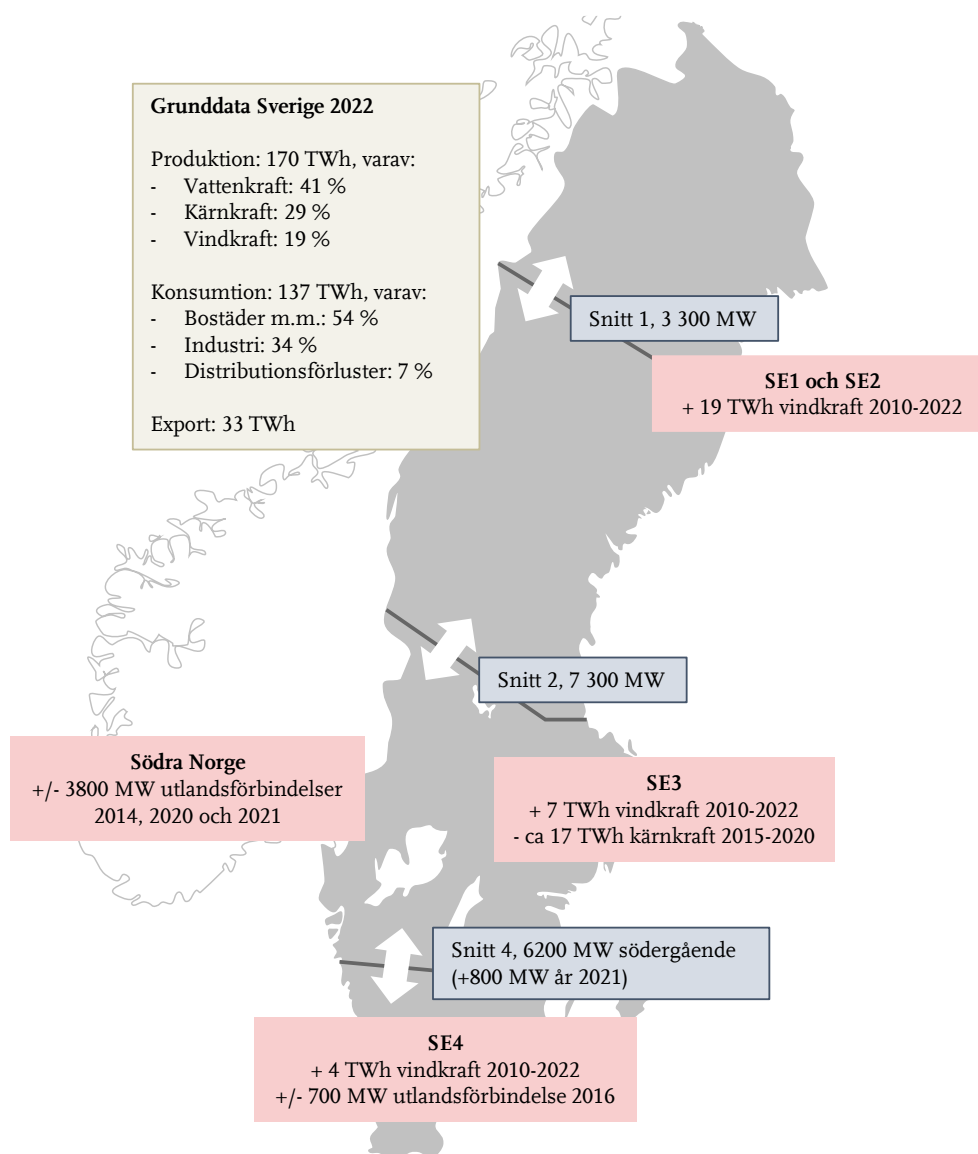
Utöver de tre huvudsakliga beståndsdelarna förväntas *energilagrar* få en mer framträdande roll i det framtida elsystemet för att hantera en ökad mängd variabel elproduktion. El måste konsumeras samtidigt som den produceras men med hjälp av energilagrar, så som batterier och vattenkraftdammar, kan produktionen förläggas till när konsumtionen sker. Storleken på fossilfria energilagrar, förutom vattenkraften, är idag ännu begränsade.

Sverige är sedan 2011 uppdelat i fyra elområden benämnda SE1, SE2, SE3 och SE4 (se figur 1).<sup>23</sup> Dessa områden fungerar som egna delmarknader med import och export till de omgivande områdena. Snitten i figur 1 är gränser mellan två elområden.

---

<sup>23</sup> Dessa tillkom som ett resultat av att flaskhalsar hade uppstått i det svenska transmissionsnätet vilket komparerades med neddragningar av exporten. EU accepterade inte detta förfarande då det var diskriminerande gentemot andra länder.

**Figur 1** Karta över Sveriges elområden SE1–SE4, snitt 1, 2 och 4 (med maximal kapacitet [så kallad Net Transfer Capacity, NTC]), samt större förändringar avseende olika kraftslags årsproduktion (TWh) och kapaciteten hos tillkomna utlandsförbindelser (MW).



Källa: Energimyndighetens energistatistik (eltillförsel och elanvändningen i Sverige 2022 samt eltillförsel i Sverige efter produktionslag), Svenska kraftnät, Kraftbalansen på den svenska elmarknaden 2022, s. 10 och Riksrevisionens beräkningar.

### 2.1.1 Elmarknaden och balanseringen av elsystemet

Det första steget mot en konkurrensutsatt elmarknad togs i Sverige 1996 med syftet att skapa ett effektiviseringsstryck på elproduktionen och handeln med el. Inom EU har därefter en vidareutveckling skett med syftet att skapa en gemensam europeisk marknad. En grundtanke med detta arbete är att göra den samlade europeiska elmarknaden mer effektiv genom att ta bort hinder för handel mellan länder. Genom sitt medlemskap i EU är även Sverige med i denna integrationstanke. EU:s styrning tar sig bland annat uttryck i gemensamma regler för marknadens aktörer, krav på ökande kapacitet på förbindelserna mellan unionens länder och att icke-diskriminerande handel ska upprätthållas på dessa anslutningar.<sup>24</sup>

Den el som produceras handlas per timme utifrån principen om tillgång och efterfrågan. Både säljare och köpare lägger bud på marknaden, och priset sätts vid den lägsta nivån där den sålda elen räcker till för att möta konsumenternas efterfrågan. Inom ett elområde är priset alltid detsamma, men priset kan skilja sig från elområdena bredvid om överföringskapaciteten mellan dem inte räcker för att jämna ut priset. Om överföringskapaciteten räcker så blir det samma pris i elområdena.

En producent får betalt för sin el utifrån det pris som gäller inom det egna området. Den eventuella mellanskillnaden till följd av prisskillnader gentemot andra områden får disponeras av SVK som kapacitetsavgifter (flaskhalsintäkter), vilka har av EU föreskrivna användningsområden, till exempel nätutbyggnad.

Elsystemet behöver också balanseras på kort sikt så att produktionen är lika stor som konsumtionen, vilket sker genom att frekvensen i elsystemet hålls vid 50 Hz.<sup>25</sup> Balanseringen görs initialt av kontrakterade balansansvariga som mot ersättning tagit på sig att planera sin produktion och konsumtion i balans. Avvikelser i denna planering justeras av SVK i drifttimmen genom att avropa produktion för att göra den sista balanseringen. För detta ändamål finns ett antal så kallade balansmarknader där SVK vid behov köper både balanskapacitet i form av förmåga att öka/minska produktion eller förbrukning en viss timme och aktivering av balansenergi om behovet finns i realtid. Behovet av denna typ av kompletterande marknader har ökat under de senaste åren, bland annat på grund av att sammansättningen av olika kraftslag i lägre grad bidrar med balanserande egenskaper.<sup>26</sup>

---

<sup>24</sup> Sverige uppfyller i dagsläget målet för sammankoppling med andra länder som finns på EU-nivå.

<sup>25</sup> Frekvensen och att den hålls nära 50 Hz är ett mått på att balans råder mellan produktion och konsumtion.

<sup>26</sup> För en mer utförlig beskrivning av den svenska elmarknaden se bilaga 1 i Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, 2020.

## 2.1.2 Involverade myndigheter och EU-styrning

Det svenska elsystemet regleras genom den svenska lagstiftningen på området<sup>27</sup> vars utformning i hög grad beror på EU-lagstiftning. Därutöver finns en stor mängd direkt gällande regler inom EU-lagstiftningen.<sup>28</sup> EU-lagstiftningen reglerar i huvudsak utformningen och funktionen av elmarknaden. Därutöver finns ett antal kommissionsförordningar inom områdena anslutning, marknad och drift som syftar till att skapa gemensamma riktlinjer för inblandade aktörer.<sup>29</sup> Utöver detta finns inom den EU-gemensamma energipolitiken särskilda mål som syftar till integration av den europeiska energimarknaden, bland annat genom att främja sammankopplade energinät.<sup>30</sup>

Det har kommit totalt fyra marknadspaket från EU sedan 1996 när arbetet mot en gemensam europeisk elmarknad inleddes. EU-regelverket har utvecklats mot en mer integrerad elmarknad, att säkerställa elmarknadens funktionssätt, säkra drifts- och leveranssäkerheten i elsystemet och att trygga kundernas rättigheter. I det fjärde marknadspaketet som kom 2019 siktade många förändringar på att hantera de nya utmaningarna i elsystemet som kommer med en ökad mängd förnybar kraft samt riskberedskap.<sup>31</sup>

Nedan beskrivs de huvudsakliga statliga aktörerna inom elsystemet:<sup>32</sup>

*Regeringen* styr riket och har gällande elsystemet ansvar för att föreslå nya lagar och införa regler som bidrar till att förena de tre grundpelarna.<sup>33</sup> Regeringen ansvarar också för implementeringen av EU-lagstiftning i svensk lagstiftning. Regeringen ansvarar vidare för att styra myndigheterna genom instruktion och regleringsbrev.

---

<sup>27</sup> Till exempel ellagen (1997:857).

<sup>28</sup> Till exempel Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen).

<sup>29</sup> Till exempel Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer och Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el (balansförordningen).

<sup>30</sup> Se artikel 194 fördraget om Europeiska unionens funktionssätt.

<sup>31</sup> Svenska kraftnät, "Utvecklingen av EU-lagstiftning för att etablera inre marknad för el", hämtad 2023-05-09.

<sup>32</sup> Regeringen har gett i uppdrag åt en bokstavsutredare att se över myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet, regeringsbeslut KN2023/03329.

<sup>33</sup> Den enhet som huvudsakligen bereder frågor om elsystemet är energienheten på Klimat- och näringslivsdepartementet. I praktiken kan frågorna dock beredas inom andra enheter och departement då de ofta gränsar till andra sakområden. Beslut som berör flera departements områden bereds internt genom så kallad gemensam beredning.



*Affärsverket Svenska kraftnät (SVK)* driver, förvaltar och utvecklar transmissionsnätet där överföringen av el sker från producent, via region- och lokalnät, till konsumenterna. SVK är även systemansvarig myndighet för transmissionsnätet, och har det övergripande ansvaret för ett driftsäkert elsystem där det alltid råder balans mellan produktion och konsumtion.<sup>34</sup> SVK får inte äga resurser för produktion av el på marknaden, utan balanserar systemet med den el som erbjuds av marknadsaktörerna.<sup>35</sup> SVK har även möjlighet att inrätta stödtjänstmarknader för att ha tillgång till resurser som kan användas till att upprätthålla driftsäkerheten. Vidare är SVK utsedd elberedskapsmyndighet, vilket innebär att myndigheten ska bidra till att förebygga, motstå och hantera större störningar i elsystemet. SVK:s omvärldsbevakning berör elsystemets helhet med särskilt fokus på försörjningstrygghet vad gäller exempelvis effektbalans och driftsäkerhet.

*Energimarknadsinspektionen (EI)* ansvarar för tillsyn över aktörer på elmarknaden samt följer upp och analyserar elmarknadernas funktionssätt och föreslår vid behov förändringar i regelverket. EI har även i uppgift att reglera och ge tillstånd för elnätledning och elnätstariffer som elnätsbolagen, däribland SVK, tar ut.<sup>36</sup> EI:s omvärldsbevakning berör i huvudsak elmarknaden, elnätreglering och elkonsumenternas ställning.

*Statens energimyndighet (Energimyndigheten)* är förvaltningsmyndighet för bland annat frågor om tillförsel och användning av energi i samhället och har i uppgift att bidra med fakta, kunskap och analyser för att främja de energipolitiska målen.<sup>37</sup> Energimyndighetens omvärldsbevakning är bred och omfattar elsystemet i helhet samt den bredare energisektorn. Energimyndigheten har även en tydligare bevakning av hållbarhetsfrågor relativt de andra två myndigheterna.

Det finns också en stor mängd andra aktörer inom elsystemet. En grov uppdelning av dessa kan göras i elproducenter, elhandlare och elnätsägare. Elproducenter producerar el som säljs på elmarknaden. Elhandlare köper el på elmarknaden och sluter elhandelsavtal med elkonsumenter. Elnätsägare äger region- och/eller lokalnät, via vilka elen levereras från transmissionsnätet till konsumenterna.

---

<sup>34</sup> Se 1–3 §§ förordningen med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät; jfr 8 kap. 1 § ellagen (1997:857).

<sup>35</sup> Det finns vissa undantag från denna regel för att hantera större störningar eller otillräcklig effekt i form av störningsreserven och effektreserven.

<sup>36</sup> Jfr 1, 5 och 6 §§ förordningen med instruktion för Energimarknadsinspektionen.

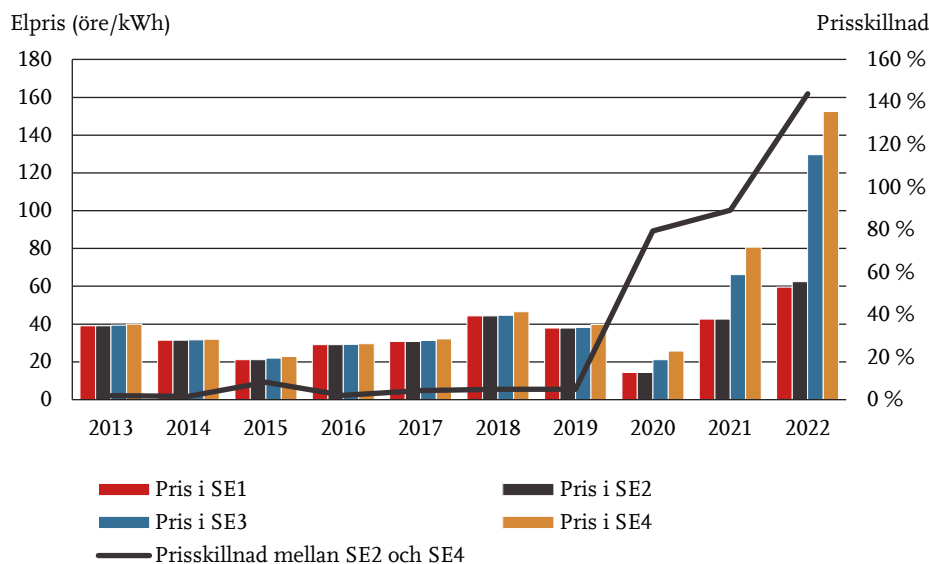
<sup>37</sup> Jfr 1–2 §§ förordningen med instruktion för Statens energimyndighet.

## 2.2 Snabba förändringar inom och utom Sverige har påverkat priserna och prisskillnaderna

Den ryska invasionen av Ukraina i februari 2022 medförde en europeisk energikris på grund av att gasleveranserna från Ryssland stördes allvarligt. Ett flertal central-europeiska länder hade ett stort beroende av denna gas för sin energiförsörjning och även som en direkt del av elproduktionen. Elmarknaden har därför påverkats genom att de fossila bränslen som ofta sätter marginalpriset på el i Europa har blivit dyra. Även andra faktorer har påverkat elpriserna i Europa, bland annat torka, nedläggningar av produktion<sup>38</sup> och att det stora antalet kärnkraftsreaktorer i Frankrike har haft dålig tillgänglighet. Sveriges elsystem har ett litet beroende av naturgas, men elpriserna har stigit i södra Sverige till följd av de höga europeiska elpriserna.

Redan innan dessa händelser fanns det dock flera tecken på svagheter i det svenska elsystemet. Trots att det årliga svenska energiöverskottet har stigit så har prisvolatiliteten ökat och en större del av elsystemets marginaler används. Priserna var under 2020 mycket låga, men för första gången uppstod då även betydande skillnader i pris mellan de svenska elområdena.

**Diagram 1** De genomsnittliga elprisernas utveckling i de svenska elområdena (öre per kWh) och genomsnittlig skillnad i elpris mellan SE2 och SE4 (procent)



Källa: Statistik från SVK samt Riksrevisionens beräkningar.

<sup>38</sup> Bland annat har Tyskland lagt ned sin kärnkraft som en följd av ett beslut fattat i spåren av olyckan i Fukushima. I flera andra länder, inklusive Sverige, har produktionsresurser också lagts ned.

SVK hade under åren 2020 och 2021 svårigheter att nå tillräcklig överföringskapacitet på ett driftssäkert sätt, och tvingades under sommaren 2020 direktupphandla reaktorn Ringhals 1 för att upprätthålla spänningsstabilitet och kortslutningseffekt.<sup>39</sup> Även sommaren 2021 var en liknande upphandling nödvändig, i detta fall upphandlades Rya kraftvärmeverk.<sup>40</sup> SVK hade också svårt att upprätthålla tillräcklig överföringskapacitet på utlandsförbindelserna. SVK begränsade av driftssäkerhetsskäl överföringen på vissa utlandsförbindelser mer än den av EU stadgade regeln om att minst 70 procent av den driftssäkra överföringsförmågan i en utlandsförbindelse ska vara tillgänglig för handel.<sup>41</sup> SVK gavs av EI undantag från regeln för åren 2020 och 2021, men nekades undantag för året 2022 då EU:s tillsynsmyndighet ACER bedömde att undantaget inte var motiverat för att upprätthålla driftssäkerheten. Detta efter att de danska, finska och norska tillsynsmyndigheterna motsatte sig ett fortsatt undantag, vilket hänsköt frågan för avgörande hos ACER.<sup>42</sup>

Beskrivningen ovan pekar sammantaget på att det finns växande utmaningar och svagheter i det svenska elsystemet som uppkommit till följd av en mer långsiktig process innan den europeiska energikrisen inträffade 2022. Denna kris har därefter förstärkt och tydliggjort svagheter. Nedan beskrivs utvecklingen mot dagens situation i elsystemet.

## 2.3 Utvecklingen av elsystemet har varit utmanande

Grundstrukturen i dagens elsystem byggdes ut i snabb takt från 1950- till 1980-talet, främst utifrån ingenjörsmässiga avvägningar om en god helhet utifrån fysiska förutsättningar. Transmissionsnätets utbyggnad och placeringen av stora producenter i elsystemet valdes medvetet i förhållande till konsumtionen och elens förväntade flöden. Detta var möjligt inom ramen för den dåvarande elmarknadsstrukturen där olika aktörer hade ansvar för både produktion och leverans av el inom ett geografiskt område.

Införandet av gemensam elmarknad och omställningen till ett fossilfritt eller förnybart energisystem är två långsiktiga och centrala målsättningar för energipolitiken. Omställningen kan sägas innebära att fokus har legat på

---

<sup>39</sup> Svenska kraftnät, *Årsredovisning 2020, 2021*, s. 17.

<sup>40</sup> Svenska kraftnät, *Årsredovisning 2021, 2022*, s. 17.

<sup>41</sup> Artikel 16.8 elmarknadsförordningen.

<sup>42</sup> Energimarknadsinspektionen, *Begäran om undantag från 70-procentsregeln för år 2022, 2022*; ACER, *DECISION NO 17/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 26 October 2022 on Svenska kraftnät's request for a derogation from the 70% requirement pursuant to Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943, 2022*.

ekologiska hållbarhetsgrundpelaren i EU:s övergripande mål. Det finns dock en inneboende utmaning i att göra förändringar i det befintliga elsystemet samtidigt som försörjningstrygghet och konkurrenskraft bevaras eftersom det befintliga elsystemet är konstruerat utifrån vissa premisser gällande exempelvis geografisk placering av elproduktionsanläggningar. Med anledning av detta är det bland annat utmanande att i stor omfattning integrera variabel kraft i elsystemet. Det finns samtidigt ett växelspel på så sätt att mer produktion kan ge lägre priser och därmed bättre konkurrensförhållanden. Det kan också ge bättre försörjningstrygghet genom att förnybar energiproduktion är inhemsk och inte bränsleberoende.

### 2.3.1 Planerbar kraft i söder har ersatts med utspridd variabel kraft och fler utlandsförbindelser

Totalt har stängningar av fyra kärnkraftsreaktorer<sup>43</sup> under åren 2015–2020 medfört att cirka 17 TWh i årsproduktion upphört i den södra halvan av Sverige.<sup>44</sup> Den vindkraft som tillkommit i elsystemet enbart under motsvarande 5-årsperiod har varit i nästan samma storleksordning (cirka 11 TWh). Den snabba produktionsökningen av landbaserad vindkraft pågår fortfarande och har sedan cirka 2018 drivits av en teknik- och marknadsutveckling som inneburit låga produktionskostnader. Vindkraften har dock en annan geografisk spridning, där den snabbaste tillväxten under senare år skett i norra Sverige.

Utvecklingen medför ett ökat överföringsbehov i transmissionsnätet, särskilt med tanke på att den tillkommande produktionen är variabel och därmed medför ett större reglerbehov än den produktion som ersattes. Det innebär, mycket förenklat, att när det blåser lite i södra Sverige så behöver den reglerande vattenkraften i norra Sverige kunna överföras via transmissionsnätet.<sup>45</sup> Spridningen av produktion i ett antal mindre produktionspunkter inom varje elområde har också medfört nya flödesmönster och åtgärdsbehov i transmissionsnätet. Därutöver har också konsumtionsmönstren förändrats på flera sätt vilket gör att kapaciteten in till flera

---

<sup>43</sup> Dessa är Oskarshamn 1 och 2 samt Ringhals 1 och 2.

<sup>44</sup> Dock pekar statistiken på en stor variation i total årlig kärnkraftsproduktion mellan åren. Minskningen har beräknats genom att multiplicera den genomsnittliga kapacitetsfaktorn med reaktorernas kapacitet utifrån statistik från IAEA, "PRIS Sweden", hämtad 2023-06-09. SVK anger att under perioden innan nedläggningarna skedde ett antal effekthöjningar från 2006 som verkade i motsatt riktning och gjorde att det negativa nettot av nedläggningarna blev cirka 10 TWh. Riksrevisionen noterar dock att dessa effekthöjningar inte hann ge något tydligt genomslag i statistiken över kärnkraftens årsproduktion under dessa år. Svar från Svenska kraftnät i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>45</sup> Detta är en generaliserad beskrivning av en mängd tänkbara driftssituationer som kan uppstå i elsystemet.

större städer har blivit begränsande. Exempelvis har datacenter dykt upp som stora konsumtionspunkter under de senare åren.<sup>46</sup>

Utlandsförbindelser ger en möjlighet att på ett mer effektivt sätt kompensera för bristsituationer i de sammanlänkade områdena.<sup>47</sup> Samtidigt kan det leda till att priserna i lågprisområden stiger och sjunker i högprisområden, samt kräva investeringar i de nationella elnäten. Under senare år har kapaciteten mellan det nordiska synkronområdet<sup>48</sup> och övriga Europa byggts ut kraftigt. Den ökade kapaciteten till områden som ligger utanför Norden är 5 150 MW sedan 2014, och ytterligare 700 MW planeras tillkomma 2028/29. Sveriges geografiska placering i mitten av det nordiska elsystemet innebär att de flöden som dessa nya förbindelser skapar också på ett betydande sätt påverkar det svenska transmissionsnätet. Tillkomsten av de två norska förbindelserna Nordlink och North Sea link åren 2020 och 2021 har fått särskild betydelse på grund av sin storlek på sammanlagt 2 800 MW. Dessa förbindelser har fördjupat flaskhalsarna i de nord-sydliga och öst-västliga flödena i det svenska elsystemet.

### 2.3.2 Ökat överföringsbehov i kombination med ett försvagat nät

Den ovanstående utvecklingen har ökat trycket på transmissionsnätet, som trots att SVK ökat sin investeringstakt väsentligt, oftare utgör en flaskhals. Detta framgår bland annat av trenden mot mer och mer överföring över de nord-sydliga snitten mellan de svenska elområdena (se diagram 2). Denna trend är uppåtgående och bidrar till att det under betydligt fler timmar sedan 2020 saknas utrymme för mer överföring eftersom transmissionsnätet har slagit i kapacitetstaket.

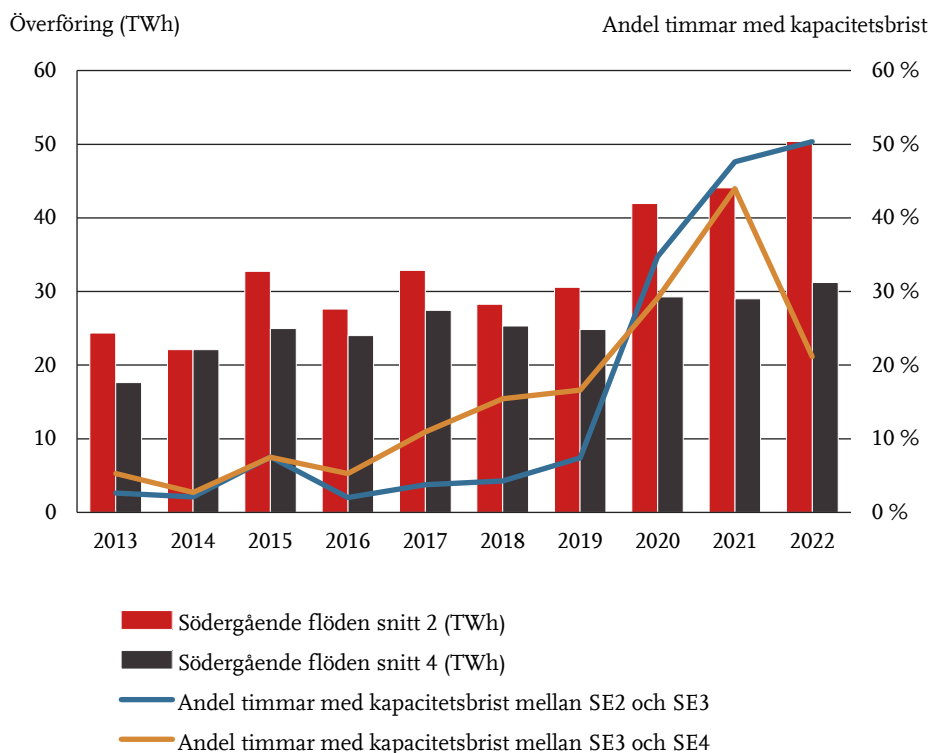
---

<sup>46</sup> Riksrevisionen, *Statliga insatser för att stimulera investeringar i datacenter*, 2022.

<sup>47</sup> Exempelvis genom att tillfälligt låg vindkraftsproduktion i ett område kan kompenseras av att motsvarande produktion är hög i ett annat område. Därmed sjunker behovet av att nyttja kostsam marginalproduktion, samt behovet av att hålla sådan reservkapacitet i beredskap.

<sup>48</sup> Hit hör Sverige, Finland, Norge och östra Danmark.

**Diagram 2** Total årlig överföring i TWh från norra till södra Sverige genom snitt 2 och snitt 4, samt andel av årets timmar då det finns kapacitetsbrist mellan elområdena SE2 och SE3, respektive mellan SE3 och SE4.<sup>49</sup>



Källa: Statistik från SVK samt Riksrevisionens beräkningar.

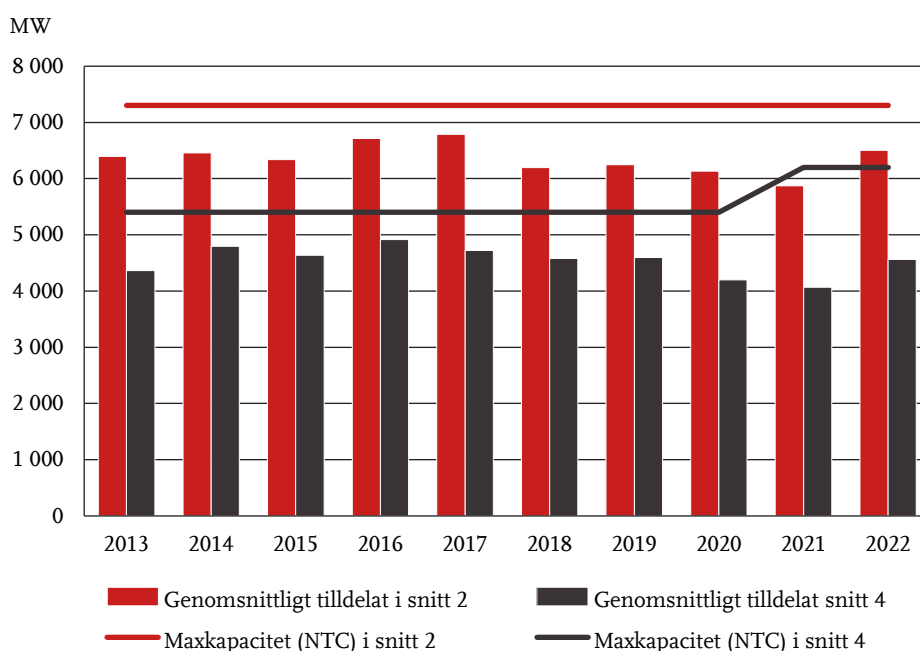
Överföringskapaciteten i elsystemet är beroende av ett samspel mellan bland annat elnät och sådan produktion som bidrar med stabiliserande egenskaper.<sup>50</sup> SVK skriver i samband med nedläggningsbesluten av fyra kärnkraftsreaktorer att detta skulle minska kapaciteten mellan norra och södra Sverige (snitt 2) från 7 300 MW

<sup>49</sup> Norrgående flöden har utelämnats då de utgör en mycket liten del av överföringen genom nätet, sammanlagt 3,1 TWh över snitt 2 och 0,4 TWh över snitt 4 under hela 10-årsperioden.

<sup>50</sup> Kraftproduktion med stora generatorer, så som kärnkraft, kraftvärme och vattenkraft bidrar idag med stabiliserande egenskaper till elsystemet. Sannolikt kan även variabel kraft, och andra tekniska lösningar, också bidra mer med sådana egenskaper framöver. Egenskaperna är bland annat frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet. Större kraftproducenter utgör också tryckpunkter i elsystemet som påverkar hur elen flödar i nätet. När en sådan punkt förvinner kan vissa nätkomponenter överbelastas, och SVK behöver då begränsa de samlade flödena för att avlasta dessa komponenter. Svenska kraftnät, *Kärnkraftens roll i kraftsystemet*, 2019, s. 21 ff.

till 6 600 MW.<sup>51</sup> I diagram 3 speglas hur den genomsnittliga tilldelade<sup>52</sup> kapaciteten på snitt 2 och 4 sjönk med cirka 800–900 MW vardera från 2017 till 2021, trots driftsättningen av Sydvästlänken som stärkte maxkapaciteten på snitt 4. Under 2022 skedde ett tydligt trendbrott med en uppgång på 5–600 MW på båda snitten. Det beror på att SVK med hjälp av ett antal åtgärder på kort sikt har lyckats vända trenden för överföringskapaciteten i elsystemet (se kapitel 5).<sup>53</sup>

**Diagram 3** Förhållandet mellan den maximalt tillgängliga kapaciteten (MW) på snitt 2 och 4 och den faktiskt tilldelade genomsnittliga kapaciteten (MW)



Källa: Statistik från SVK samt Riksrevisionens beräkningar.

<sup>51</sup> Svenska kraftnät, *Nätutvecklingsplan 2016–2025 – En tioårsplan för det svenska stamnätet*, 2015, s. 64.

<sup>52</sup> Tilldelad kapacitet är den kapacitet som SVK bedömer kan överföras med hänsyn till driftssäkerhet.

<sup>53</sup> Dessa är sannolikt till stor del ett resultat av ett regeringsuppdrag, se Svenska kraftnät, *Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten - Kortsiktiga åtgärder Kvartal 4 – 2022*, 2022.

### 2.3.3 Minskande möjligheter att möta effektbehoven i framför allt södra Sverige

Effektbalansen i Sverige, med andra ord elsystemets förmåga att möta den timme under året då efterfrågan är som högst, har över tid försämrats. År 2015 hade Sverige tillräckliga resurser för att möta även en riktigt kall vinter (tioårsvinter), men idag är effektunderskottet cirka 1 600 MW även vid normalkalla vintrar. Det underskottet behöver importeras.<sup>54</sup> Detta är framför allt en utmaning i södra halvan av Sverige (elområdena SE3 och SE4) som en normal vinter förväntas kunna ha ett gemensamt importbehov från övriga Sverige eller från utlandet på 9 400 MW under topplasttimmen.<sup>55</sup> Det innebär ett beroende av dels all den överföring som kan rymmas i det svenska transmissionsnätet, dels en betydande import från utlandet.

En situation där SVK tvingas koppla bort elanvändare när det är som allra kallast har de senaste åren blivit mer sannolik. I sina analyser av förhållandena under vintrarna 2021/22 och 2022/23 redovisade SVK att södra Sverige (elområdena SE3 och SE4) vid topplasttimmen hade vissa marginaler kvar, men vädret var samtidigt mer gynnsamt än vad som kan förväntas avseende både temperatur och vind. Mer otursamma (men likväl normala) förhållanden hade inte kunnat täckas av ytterligare produktion eller effektreserven. Även importmöjligheterna var vid båda tillfällena begränsade och om även dessa hade varit otillräckliga skulle det lett till fränkopplingar av konsumenter. Under vintern 2022/23 flaggade SVK för att risken för förbrukningsfränkopplingar var förhöjd ("reell"). Att fränkopplingar inte blev nödvändiga berodde bland annat på sparsamhet hos många konsumenter i samband med de höga elpriserna och att det inte uppstod begränsningar i importmöjligheterna.<sup>56</sup>

SVK varnar för att trenden fortsätter i negativ riktning. Vintern 2026/27 förväntas effektunderskottet vara 8 700 MW, och 2027 ser SVK även en betydligt högre statistisk risk för att förbrukningsfränkopplingar blir aktuella.<sup>57</sup>

---

<sup>54</sup> Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden*, åren 2015–2022.

<sup>55</sup> Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – rapport 2023*, 2023, s. 46.

<sup>56</sup> Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – rapport 2022*, 2022, s. 30; Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – rapport 2023*, 2023, s. 34.

<sup>57</sup> Svenska kraftnät, *Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023–2027*, 2022, s. 6; Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – rapport 2023*, 2023, s. 62.



## 2.4 Framtidens utmaningar – elektrifieringen av samhället

Den utveckling vi beskriver ovan har sitt ursprung i förändringar som skett främst under 2010-talet inom ramen för ungefär samma årliga konsumtion av el (cirka 140 TWh per år). Inom ett par decennier förväntas stora delar av samhället elektrifieras,<sup>58</sup> vilket innebär en mycket snabbt stigande elförbrukning.

Omsvängningen har varit snabb då även prognoser från 2018 pekade på relativt oförändrad elförbrukning. Därefter har de dock pekat allt brantare uppåt. Den ökade efterfrågan består till en mindre del av elektrifiering av transportsektorn, men främst av omvandling av industriprocesser (huvudsakligen stålproduktion) från fossilt baserade bränslen till vätgas som producerats med el. I SVK:s senaste långsiktiga prognos bedöms efterfrågan på el år 2045 uppgå till 170–290 TWh per år, där det övre spannet gäller scenarier där den storskaliga elektrifieringen genomförs. Energimyndighetens bedömning för år 2050 ligger på 230–350 TWh per år, och branchorganisationen Energiföretagen bedömer att behovet är 330 TWh år 2045.<sup>59</sup>

Elektrifieringen innebär att elsystemet måste kunna anpassas och byggas ut i en markant snabbare takt än vad som hittills varit fallet samtidigt som det redan finns ett stort reinvesteringsbehov i transmissionsnätet, vilket också innebär att utmaningarna för ansvariga myndigheter ökar.

---

<sup>58</sup> Överflyttning av fossil energianvändning inom till exempel industriprocesser till elanvändning.

<sup>59</sup> Svenska kraftnät, *Långsiktig marknadsanalys 2021 – Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050*, 2021, s. 10; Energimyndigheten, *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050*, 2023, s. 9.; Energiföretagen, *Sveriges elbehov 2045 – Hur stänger vi gapet?*, 2023, s. 2.

## 3 Myndigheternas omvärldsbevakning

Vår första delfråga handlar om huruvida SVK, EI och Energimyndigheten har bevakat sina ansvarsområden och rapporterat om väsentliga förändringar. För att besvara frågan har vi gått igenom myndigheternas rapportproduktion. Vi har huvudsakligen granskat vid vilken tidpunkt som myndigheterna har uppmärksammat tre av oss bedömda relevanta omvärldstrender och deras konsekvenser för elsystemet. De omvärldstrender vi bedömt varit särskilt relevanta är utvecklingen mot mer variabel elproduktion, integreringen av det svenska elsystemet med utlandets och samhällets elektrifiering. Vi har därutöver särskilt granskat hur myndigheterna har bevakat och rapporterat om särskilda konsekvenser som dessa omvärldstrender innebär för effektbalansen, överföringsbehovet och vissa stabilitetsaspekter av elsystemet. Vi menar inte att dessa omvärldstrender samt deras konsekvenser ger en heltäckande bild av viktiga händelser i elsystemet men de utgör enligt vår bedömning några av de mest väsentliga förändringarna.

Våra iakttagelser är att myndigheterna haft en god täckning i bevakningen av alla tre omvärldstrender samt deras konsekvenser. Myndigheterna har tidigt uppmärksammat och rapporterat om väsentliga förändringar inom omvärldstrenderna. Myndigheternas analyser är även av tillräcklig kvalitet vad gäller djup och bredd. Däremot har myndigheterna inte i tillräcklig utsträckning redogjort för hur svensk konkurrenskraft påverkas av de olika omvärldstrenderna.

### 3.1 Bevakningen av utvecklingen mot mer variabel elproduktion

Myndigheterna har tidigt rapporterat om utvecklingen mot mer variabel produktion i elsystemet samt att detta hör samman med ökningen av förnybar elproduktion. Myndigheternas bevakning och analyser av utvecklingen har hållit god kvalitet.

#### 3.1.1 Myndigheterna identifierar tidigt utvecklingen mot mer variabel produktion i elsystemet

Myndigheternas bevakning av mer variabel elproduktion utgår i mångt och mycket från den politiska målsättningen om att införliva mer förnybar elproduktion i elsystemet, vilken till stor del innebär vindkraft. I genomgången har vi eftersökt analyser av vilka konsekvenser för elsystemet som är troliga av introduktionen av mer variabel elproduktion.

Det framträder tidigt (2001–2002) att myndigheterna betraktar vindkraften som en framtida förnybar energikälla tillsammans med olika former av biobränslen. De två energikällorna anses utgöra möjligheterna för att bygga ut andelen förnybar elproduktion.<sup>60</sup>

I beskrivningen av vindkraft så återger myndigheterna tidigt att det är en energikälla som är variabel och därmed ger lägre reglerbarhet och planerbarhet. Myndigheterna lyfter olika sätt som detta kan hanteras, bland annat genom vattenkraften, utveckling av prognosförmågan och med efterfrågeflexibilitet.<sup>61</sup> Myndigheterna pekar även på att om man bygger ut vindkraften så kommer det troligen att leda till ett behov av att förstärka elnätet.<sup>62</sup> I relation till överföringsbegränsningar och befintlig reglerbar elproduktion gör myndigheterna även uppskattningar av hur mycket vindkraft som kan introduceras i elsystemet.<sup>63</sup> Myndigheterna lyfter även fram att viss planerbar elproduktion har konkurrerats ut från elmarknaden efter omregleringen av elmarknaden och att ännu mer sådan kraft sannolikt kommer utkonkurreras framöver.<sup>64</sup> Myndigheterna är också inne på att det kan komma att behövas särskilda anslutningskrav för vindkraften för att garantera att den bidrar till, eller inte försämrar, förmågan att upprätthålla driften vid frekvens och spänningsavvikelser.<sup>65</sup>

Myndigheterna redogör tydligt för att mer förnybar elproduktion hör samman med mer variabel elproduktion. I det sammanhanget tydliggör myndigheterna att om ny förnybar elproduktion ska bidra till att minska klimatpåverkan från elsystemet så krävs att den konkurrerar ut fossilt producerad el. Konkurrerar ny förnybar elproduktion i stället ut befintlig vattenkraft eller kärnkraft minskar inte koldioxidutsläppen.<sup>66</sup>

---

<sup>60</sup> Energimyndigheten, *Vindkraften i Sverige – Utredningsrapport avseende områden med särskilt goda vindförutsättningar och förslag till planeringsmål för vindkraften m.m.*, 2001; Svenska kraftnät, *Redovisning av uppdrag angående övergripande förutsättningar för storskalig utbyggnad av vindkraft i havs- och fjällområden*, 2002.

<sup>61</sup> Energimyndigheten, *Vindkraft till lands och till sjöss*, 2003; Energimarknadsinspektionen, *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem*, 2010.

<sup>62</sup> Energimyndigheten, *Vindkraft till lands och till sjöss*, 2003.

<sup>63</sup> Svenska kraftnät, *Redovisning av uppdrag angående övergripande förutsättningar för storskalig utbyggnad av vindkraft i havs- och fjällområden*, 2002.

<sup>64</sup> Energimyndigheten, *Vindkraften i Sverige – Utredningsrapport avseende områden med särskilt goda vindförutsättningar och förslag till planeringsmål för vindkraften m.m.*, 2001.

<sup>65</sup> Svenska kraftnät, *Redovisning av uppdrag angående övergripande förutsättningar för storskalig utbyggnad av vindkraft i havs- och fjällområden*, 2002.

<sup>66</sup> Energimyndigheten, *Vindkraften i Sverige – utredningsrapport avseende områden med särskilt goda vindförutsättningar och förslag till planeringsmål för vindkraften m.m.*, 2001.

Våra iakttagelser visar att myndigheterna sammantaget har en tidig bevakning av vad introduktionen av mer variabel elproduktion innebär för elsystemet. Det hör troligen samman med att den politiska inriktningen varit tydlig kring att inslaget av förnybart i elsystemet ska öka och att en viktig beståndsdel kommer vara variabel elproduktion i form av vind- och solkraft.

### 3.1.2 Kvaliteten i bevakningen av mer förnybar variabel elproduktion har varit god

Vår samlade iakttagelse är att myndigheterna från början av 2000-talet har haft en bevakning av god kvalitet kopplad till utvecklingen mot mer variabel elproduktion i elsystemet. Detta är tidigt, i relation till att introduktionen av mer vindkraft i elsystemet sker främst med början under 2010-talet. Myndigheterna har på ett tillräckligt och utförligt sätt analyserat och redogjort utvecklingen mot mer variabel elproduktion, och hur den hör samman med mer förnybar elproduktion. Myndigheterna har också pekat på behovet av reglerkraft, ökad överföringsförmåga och efterfrågefleksibilitet. Myndigheternas bevakning fortsätter även genom åren med flera rapporter av god kvalitet vad avser konsekvenserna av mer variabel elproduktion i elsystemet.<sup>67</sup> I en av dessa rapporter framkommer också tydligare hur mer variabel elproduktion kan ge prisförändringar och konsekvenser för svensk konkurrenskraft.<sup>68</sup> Det är ett perspektiv som saknats i de tidigare rapporterna.

## 3.2 Bevakningen av den ökade sammankopplingen med utlandet

Myndigheterna har tidigt och återkommande rapporterat om hur den ökade sammankopplingen med utlandet och händelser i sammankopplade länder påverkar det svenska elsystemet. Myndigheternas bevakning har varit av tillräcklig kvalitet även om de borde ha gjort bättre analyser av hur de svenska företagens konkurrenskraft påverkas av ökad sammankoppling.

---

<sup>67</sup> Svenska kraftnät, *Storskalig utbyggnad av vindkraft – några förutsättningar och konsekvenser*, 2007; Svenska kraftnät, *Storskalig utbyggnad av vindkraft – konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft*, 2008; Energimyndigheten, *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem*, 2010; Svenska kraftnät, *Integrering av vindkraft*, 2013; Svenska kraftnät, *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion – en delredovisning*, 2015; Svenska kraftnät, *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, 2015. Energimarknadsinspektionen, *Ökad andel variabel elproduktion*, 2016; Energimyndigheten, *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem*, 2018; Energimyndigheten, *100 procent förnybar el*, 2019.

<sup>68</sup> Energimarknadsinspektionen, *Ökad andel variabel elproduktion*, 2016.

### 3.2.1 Myndigheterna identifierar pågående händelser i utlandet

Integreringen av det svenska elsystemet med utlandet har en lång historia. Sverige har under lång tid haft förbindelser till de nordiska grannländerna. I och med inträdet i EU och EU:s inriktning om en integrerad elmarknad så har integreringen fortsatt. Frågan är således inte ny för myndigheterna. Däremot är det av betydelse att myndigheterna bevakar frågan kontinuerligt och analyserar hur nya förbindelser med utlandet och förändringar i våra grannländers elsystem påverkar det svenska elsystemet.

Myndigheterna har kartlagt vilka förändringar som pågår i utlandet vad gäller nya utlandsförbindelser och andra förändringar. Tidigt (2000) lyfts exempelvis nya förbindelser från Norge till Tyskland, Nederländerna och Storbritannien.<sup>69</sup> Även andra förändringar omnämns, däribland kärnkraftsbygget i Finland.<sup>70</sup>

Myndigheterna har även några rapporter där de mer djupgående analyserar och redogör för hur det svenska transmissionsnätet och interna flöden kan komma att påverkas av de utländska förändringarna. Analyserna kopplas framför allt till hur den svenska elöverföringen påverkas, med särskilt fokus på hur överföringsbegränsningarna (snitten) i Sverige påverkas. Myndigheterna går även vidare och redogör för investeringsbehov i relation till förändrade interna flöden.<sup>71</sup>

Myndigheterna pekar på industrins intressen kopplat till hur elpriset påverkas av utlandsförbindelserna. Myndigheterna för fram att industrin främst påverkas genom högre stamnätstariffer<sup>72</sup> som beror av ökade investeringar till följd av utlandsförbindelserna.<sup>73</sup> Det saknas emellertid en analys av hur prisnivåerna påverkas av en ökad sammankoppling med utlandet.

Inom samma område belyser myndigheterna att Sverige efter omregleringen av elmarknaden i större utsträckning blivit ett transitland för el. Det innebär alltså att el produceras i ett grannland och färdas genom Sverige för att konsumeras i ett annat.<sup>74</sup>

Myndigheterna återger från början av granskningsperioden (2000) att utlandsförbindelser är ett sätt att hantera effektbalansen på. Utlandsförbindelserna

---

<sup>69</sup> Energimyndigheten, *Elmarknaden 2000*, 2000.

<sup>70</sup> Energimyndigheten, *Energiläget 2004*, 2004.

<sup>71</sup> Energimyndigheten, *Hantering av överföringsbegränsningar i det svenska överföringssystemet för el*, 2005; Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Svensk energi och Svenskt Näringsliv, *Prisområden på elmarknaden (POMPE)*, 2007; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2011–2013*, 2010.

<sup>72</sup> Idag: transmissionsnätstariff.

<sup>73</sup> Svenska kraftnät, *Stamnätstariffens utveckling 2012–2015*, 2012.

<sup>74</sup> Energimyndigheten, *Hantering av överföringsbegränsningar i det svenska överföringssystemet för el*, 2005; Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv, *Prisområden på elmarknaden (POMPE)*, 2007.

möjliggör import av el vid underskott och export vid överskott.

Utlandsförbindelsernas betydelse för effektbalansen lyfts fram kontinuerligt under de granskade åren.<sup>75</sup> Myndigheterna understryker att enbart överföringskapacitet i utlandsförbindelserna inte är tillräckligt för att förbindelserna ska bidra till effektbalansen. Det kräver också att de anslutna länderna har elproduktion som kan importeras till Sverige.<sup>76</sup> Myndigheterna gör i flera rapporter en bedömning av vilka länder som import kan förväntas från under topplasttimmar.<sup>77</sup>

Myndigheterna kopplar även samman behovet av exportmöjligheter via utlandsförbindelserna och att en allt större utbyggnad av vindkraft planeras och prognostiseras.<sup>78</sup> En konsekvens av att inte bygga ut tillräckliga utlandsförbindelser som möjliggör export av den tillkommande elproduktionen skulle vara att elpriset i Sverige sjunker till sådan nivå att nyinvesteringar i elproduktion inte längre anses lönsamt.<sup>79</sup>

### 3.2.2 Myndigheterna har generellt tillräcklig kvalitet i analysen av konsekvenserna av integreringen med utlandet

Vår iakttagelse är att kvaliteten i bevakningen av utvecklingen mot ett mer integrerat elsystem är tillräcklig. De rapporter myndigheterna tagit fram håller en tillräcklig kvalitet och två rapporter är av särskilt god kvalitet där följdkonsekvenser i det svenska transmissionsnätet och elsystemet av förändringar i förbindelserna i och till utlandet analyseras på ett fördjupat sätt.<sup>80</sup> En aspekt som borde utvecklats är hur en ökad integrering med utlandet påverkar det svenska elpriset och därigenom även vilka konsekvenser det skulle kunna få för den svenska konkurrenskraften. Det finns ett mindre antal sådana analyser, bland annat av hur elpriset förändras vid genomförande av några nätförstärkningar i det nordiska elnätet som planerades kring 2007.<sup>81</sup> Sammantaget gör vi dock iakttagelsen att elprispåverkan till följd av utlandsförbindelserna och hur den skulle kunna påverka svensk konkurrenskraft inte har analyserats i tillräcklig utsträckning.

---

<sup>75</sup> Se exempelvis Svenska kraftnäts årliga rapporter om den svenska effektbalansen vintertid.

<sup>76</sup> Se bland annat Svenska kraftnät, *Den svenska kraftbalansen vintrarna 2007/2008 och 2008/2009*, 2008.

<sup>77</sup> Se bland annat Svenska kraftnät, *Den svenska kraftbalansen vintrarna 2007/2008 och 2008/2009*, 2008.

<sup>78</sup> Svenska kraftnät, *Storskalig utbyggnad av vindkraft – Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft*, 2008.

<sup>79</sup> Energimyndigheten, *Utmaningar i den nordiska elmarknaden*, 2013.

<sup>80</sup> Energimyndigheten, *Hantering av överföringsbegränsningar i det svenska överföringssystemet för el*, 2005; Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv, *Prisområden på elmarknaden (POMPE)*, 2007.

<sup>81</sup> Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv, *Prisområden på elmarknaden (POMPE)*, 2007.

### 3.3 Bevakningen av elektrifieringstrenden

Myndigheterna har i god tid rapporterat om utvecklingen mot ett mer elektrifierat samhälle, särskilt övergången till en elektrifierad transportsektor. Förvisso uppmärksammas elektrifieringen inom industrin i relativ närtid, men samtidigt som övriga energisektorn uppmärksammar den. Myndigheternas bevakning är också av tillräcklig kvalitet.

#### 3.3.1 Elektrifieringstrenden träder fram under 2010-talet

Elektrifieringstrenden består huvudsakligen av två delar: elektrifiering av transporter och ökad elanvändning inom industrin.

Elektrifieringen av transportsektorn har myndigheterna konsekvent uppmärksammat sedan strax före 2010.<sup>82</sup> Myndigheterna beskriver det förvisso som en framtida teknik och osäkerheterna kring omfattningen är enligt myndigheterna stora.<sup>83</sup> Myndigheterna placerar en större utbredning av elbilar till 2020.<sup>84</sup> En fullt elektrifierad fordonsflotta (myndigheterna är inte helt tydliga med vilken flotta de syftar på men troligen är det personbilsflottan), bedöms konsumera kring 10 TWh el.<sup>85</sup>

Elektrifieringen inom industrin där det idag förutspås en kraftig ökning av elanvändningen uppmärksammas för första gången 2017.<sup>86</sup> Det ligger väl i tiden med att till exempel Hybrit-projektet inleds.<sup>87</sup>

Energimyndigheten presenterar 2019 ett framtida scenario där en mer omfattande elektrifiering antas vad gäller elanvändningen.<sup>88</sup> Fram till dess bedöms elanvändningen på lång sikt inom olika scenarier vara relativt lik dagens elanvändning. SVK uppmärksammar en ökad elanvändning för första gången 2017, där de hänvisar till elektrifiering av fordonsflottan och ökad användning inom ståltillverkning och cementindustrin.<sup>89</sup> Det är således relativt nyligen som myndigheterna har analyserat en större elektrifiering av samhället som innehåller

---

<sup>82</sup> Energimyndigheten, *Energiindikatorer 2008, 2008*; Energimarknadsinspektionen, *Kunskapsunderlag angående marknaden för elfordon och laddhybrider*, 2009.

<sup>83</sup> Energimarknadsinspektionen, *Kunskapsunderlag angående marknaden för elfordon och laddhybrider*, 2009.

<sup>84</sup> Energimarknadsinspektionen, *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem*, 2010.

<sup>85</sup> Energimyndigheten, *2030 – på väg mot ett mer hållbart energisystem*, 2014; Energimarknadsinspektionen, *Kunskapsunderlag angående marknaden för elfordon och laddhybrider*, 2009.

<sup>86</sup> Energimyndigheten, *Nulägesanalys av uppdrag att genomföra innovationsfrämjande insatser för att minska processindustrins utsläpp av växthusgaser*, 2017.

<sup>87</sup> Jernkontoret, "Koldioxidfri ståltillverkning möjlighet för svensk industri", hämtad 2023-03-06.

<sup>88</sup> Energimyndigheten, *Scenarier över Sveriges energisystem 2018, 2019*.

<sup>89</sup> Svenska kraftnät, *Systemutvecklingsplan 2018–2027*, 2017.

fler delar än elektrifieringen av fordonsflottan.<sup>90</sup> Vi kan konstatera att det i efterhand tycks något sent i förhållande till att elektrifieringen utgör en av få möjligheter till omställningen bort från fossila energikällor. Däremot har det framkommit i flera av våra intervjuer att den större elektrifieringen av industrin har varit en ny fråga för hela energisektorn. Vi bedömer därför att det inte vore rimligt att förvänta sig att myndigheterna skulle presenterat mer långtgående scenarier över elektrifieringen tidigare än resten av energisektorn.

Vi kan utifrån genomgången av myndigheternas scenarier konstatera att prognoserna över framtida elproduktion från kärnkraft och vindkraft avvikit från det faktiska utfallet år 2020. Myndigheterna har överskattat mängden elproduktion från kärnkraft och underskattat mängden från vindkraft. När det gäller kärnkraften skedde en snabb förändring i bland annat marknadsförutsättningarna som ledde fram till nedläggningar av fyra reaktorer i förtid (se avsnitt 4.1). Vindkraftens scenarier utgick från att elcertifikatsystemet skulle driva utbyggnaden och den kraftiga marknadsdrivna utbyggnaden 2018–2020 förutsågs inte. Inom denna granskning bedömer vi inte kvaliteten i arbetet med scenarierna, men konstaterar att scenarierna spelar stor roll för exempelvis SVK:s planering.

### 3.3.2 Kvaliteten i bevakningen av elektrifieringen har varit tillräcklig

Vår iakttagelse är att kvaliteten i bevakningen av elektrifieringen har varit tillräcklig. Myndigheterna har analyserat och beskrivit vilka elektrifieringsområden som kan förväntas och även kvantifierat omfattningen på elektrifieringen av fordonsflottan samt bedömt en ungefärlig tidpunkt för sådan elektrifiering. Myndigheterna har i det stadiet däremot inte inkluderat hur en sådan elektrifiering står sig mot förväntad effektillgång i sina scenarier över framtida produktion och konsumtion. Elektrifieringen inkluderas däremot i prognoserna när det är känt att transportsektorn såväl som industrin förväntas elektrifieras.

## 3.4 Bevakningen av särskilda konsekvenser av omvärldstrenderna

Myndigheterna har med god kvalitet i sina analyser rapporterat om särskilda händelser som är kopplade till de ovan beskrivna omvärldstrenderna. Myndigheterna rapporterar både om konsekvenserna och vad dessa konsekvenser beror på.

---

<sup>90</sup> Riksrevisionens sammanställning över Energimyndighetens långsiktiga scenarier 2006–2020; SCB:s statistik över historisk elanvändning.



### 3.4.1 Myndigheterna har en tidig bevakning som är i takt med förändringarna i elsystemet

De särskilda konsekvenserna som vi valt att fokusera på – effektbalansen, överföringsbehovet och stabilitetsaspekter i elsystemet – har enligt våra iakttagelser bevakats i tillräcklig utsträckning av myndigheterna. Effektbalansen har sedan början av granskningsperioden (2000) varit föremål för myndighetsrapporter. Myndigheterna har belyst hur effektbalansen har påverkats bland annat av den reformerade och konkurrensutsatta marknaden och kan komma att påverkas av en ökad mängd förnybar variabel elproduktion. Den konkurrensutsatta elmarknaden menar myndigheterna har lett till krympande kapacitetsmarginaler i befintlig produktion när dyrare elproduktion konkurrerats ut på grund av lönsamhetsskäl.<sup>91</sup> Den dyrare elproduktionen som konkurrerats ut har dessutom haft kvaliteter som varit bra för försörjningstryggheten, så som att vara baskraft eller reglerbara reservkraftanläggningar.<sup>92</sup> Introduktionen av mer variabel elproduktion i elsystemet innebär ett ökat behov av reglerkraft. Det kräver även en ökad överföringsförmåga från norra till södra Sverige.<sup>93</sup> Myndigheterna redogör även för möjliga åtgärder för att trygga elförsörjningen, så som att låta marknadskrafterna verka, att upphandla en effektreserv i väntan på marknadskrafterna, ökade incitament till efterfrågefleksibilitet och integrering med utlandet.<sup>94</sup>

Överföringsbehovet inom Sverige har under den studerade perioden konstant varit aktuellt. De befintliga snitten som finns idag, 1, 2, 4 och västkustsnittet,<sup>95</sup> har som begränsningar i överföringen funnits under hela granskningsperioden. Som nämnt ovan påpekar myndigheterna i flera rapporter att en ökad mängd elproduktion, främst genom variabel produktion, troligen kommer innebära ökat överföringsbehov. Antingen genom att produktionen förläggs i norra Sverige, vilket medför ett överföringsbehov från norr till söder, eller att produktionen förläggs i södra Sverige vilket medför att reglerbehovet och därmed också överföringsbehovet ökar.<sup>96</sup> En ytterligare aspekt av överföringsbehovet, och framför allt överföringskapaciteten, som myndigheterna lyfter är att större produktionsanläggningar bidrar till överföringskapaciteten genom så kallad reaktiv effekt som kan upprätthålla

---

<sup>91</sup> Se exempelvis Energimyndigheten, *Elmarknaden 2000*, 2000.

<sup>92</sup> Energimyndigheten, *Elmarknadsrapport 2001 – Scenarier för eltillförseln med och utan Barsebäck 2*, 2001.

<sup>93</sup> Se exempelvis Energimyndigheten, *Vindkraften i Sverige – Utredningsrapport avseende områden med särskilt goda vindförutsättningar och förslag till planeringsmål för vindkraften m.m.*, 2001.

<sup>94</sup> Svenska kraftnät, *Effektörsörjning på den öppna elmarknaden*, 2002.

<sup>95</sup> Detta är ett namn på en intern flaskhals inom elområde SE3.

<sup>96</sup> Riksrevisionens genomgång av myndigheternas rapporter, se bilaga 1.

spänningen. Här pekar myndigheterna i flera rapporter på att ett minskat antal kärnkraftsreaktorer särskilt minskar överföringskapaciteten.<sup>97</sup>

Stabilitetsaspekter av elsystemet dröjer det något längre innan myndigheterna uppmärksammar på ett tydligt sätt. Det gäller frågor så som frekvensreglering, spänningsstabilitet och svängmassa<sup>98</sup>. Frekvensregleringen går till viss del i samklang med rapporteringen om effektbalans och förekommer därför tidigt i myndigheternas rapporter. Spänningsstabilitet och svängmassa börjar diskuteras i högre utsträckning kring 2010. Utmaningarna med att hålla spänningsstabiliteten och minskad mängd svängmassa i elsystemet kopplas till omställningen till mer variabel förnybar produktion där större produktionsanläggningar tas ur drift.<sup>99</sup> Kring denna period tydliggörs också hur en ökad mängd variabel kraft påverkar behovet av olika typer av frekvensreglering.<sup>100</sup> I samband med nedläggningen av reaktorer i Oskarshamn och Ringhals aktualiserade myndigheterna också frågan om så kallad rotorvinkelstabiliteten som en framtida utmaning i ett elsystem med en minskad mängd större roterande generatorer.<sup>101</sup>

### 3.4.2 Kvaliteten i bevakningen av konsekvenserna har varit god

Vår samlade iakttagelse är att kvaliteten i myndigheternas bevakning av särskilda konsekvenser av de tre omvärldstrenderna har varit god. Myndigheterna har tidigt och på ett djuplodande sätt analyserat effektbalansen och hur den påverkas av förändringar inom elsystemet. Förändringar som påverkat är framför allt omregleringen av elmarknaden och introduktionen av mer förnybar variabel elproduktion. Myndigheterna har också lämnat förslag på olika åtgärder för att hantera effektbalansen. Frekvensstabiliteten och spänningsstabiliteten i elsystemet har på samma sätt bevakats och analyserats på ett utförligt sätt av myndigheterna. Även här kopplas förändringarna av frekvensstabilitet och spänningsstabilitet till förändringar inom elsystemet. De relevanta förändringarna är mer förnybar variabel elproduktion som tillkommer i elsystemet främst under 2010-talet, nedläggningen av större reaktorer och produktionsanläggningar som också sker främst på 2010-talet samt minskningen av reservkraft som skedde kring början och mitten av 2000-talet.

---

<sup>97</sup> Energimarknadsinspektionen, *Elområden i Sverige, 2012*; Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2011/2012 och 2012/2013, 2012*; Svenska kraftnät, *Perspektivplan 2025 – En utvecklingsplan för det svenska stamnätet, 2013*.

<sup>98</sup> Idag används oftast rotationsenergi i stället som begrepp. Historiskt har svängmassa varit det begrepp som använts av myndigheterna.

<sup>99</sup> Energimarknadsinspektionen, *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem, 2010*.

<sup>100</sup> Svenska kraftnät, *Integrering av vindkraft, 2013*.

<sup>101</sup> Svenska kraftnät, *Systemutvecklingsplan 2018–2027, 2017*.

## 4 Regeringens underlag till beslut

Vi har, för att besvara frågan om huruvida regeringen har analyserat, beaktat och redovisat konsekvenserna för de energipolitiska grundpelarna inför beslut om åtgärder med påverkan på elsystemet, granskat fem olika beslut av regeringen.

De besluten är:

- höjningen och avskaffandet av effektskatten
- införandet av och ambitionshöjningar inom elcertifikatsystemet
- höjningen av energi- och koldioxidskatten för kraftvärme
- införandet av avfallsförbränningsskatten
- stöd till anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft.

Utöver dessa fem beslut har vi också granskat regeringens roll vid, och arbete med, beslut om utlandsförbindelser.

Våra iakttagelser visar på ett övergripande plan att regeringen inte tillräckligt har analyserat, beaktat och redovisat konsekvenserna för de energipolitiska grundpelarna inför beslut om åtgärder med påverkan på elsystemet.

En gemensam iakttagelse är att konsekvensanalyserna i de flesta fall inte är tillräckliga med avseende på aspekter som rör försörjningstryggheten inom elsystemet. Exempelvis saknas det i stort sådana analyser för effektskatten samt energi- och koldioxidskatten och de är otillräckliga rörande elcertifikatsystemet. Å andra sidan har regeringen inför beslut om havsbaserad vindkraft och avfallsförbränningsskatten genomfört tillräckliga konsekvensanalyser med avseende på försörjningstryggheten. De konsekvenser som presenterats har dock inte fått någon reell påverkan på utformningen av det beslut som fattats av regeringen. Vi har vidare iakttagit att miljö- och hållbarhetsaspekter tas för givna i flera av besluten utan att analyseras i tillräcklig utsträckning. Slutligen har vi även iakttagit att det varierar om regeringen har analyserat konsekvenserna för konkurrenskraften. I många beslut saknas en konsekvensanalys av hur konkurrensförhållandet mellan kraftslag på elmarknaden påverkas. Däremot har vi iakttagit att regeringen för vissa beslut har gjort tillräckliga konsekvensanalyser av hur elpriset, och därigenom i viss mån konkurrenskraften, påverkas.

## 4.1 Effektskatt på kärnkraft

Beslutet om att höja effektskatten 2015 föregicks inte av några konsekvensanalyser som berörde elsystemet i stort trots att regeringen under processens gång hade tydliga indikationer på att beslutet kunde få betydande konsekvenser. Regeringen avsåg inte att bidra till nedläggningar av kärnkraftsreaktorer, men de begränsade resonemang som fördes för att motivera att kärnkraften kunde bära en kostnadsökning var i hög utsträckning felaktiga.

### 4.1.1 Skattehöjningen 2015 skedde när kärnkraften pressades av marknaden och de samlade statliga styrmedlen

Skatt på termisk effekt i kärnkraftsreaktorer (effektskatt) fanns mellan åren 2000 och 2018. Vi har i granskningen fokuserat på den höjning av skatten som skedde 2015, men har också gått igenom beslutsunderlaget till höjningarna 2006 och 2008 samt avskaffandet som skedde stegvis åren 2017–2018. Skatten har inga andra angivna syften än att bringa in medel till statskassan, och den bedöms därför vara en fiskal skatt.<sup>102</sup> Inför höjningen av skatten 2015 angav regeringen två motiv till höjningen, båda av fiskal karaktär. Dels att ta höjd för den allmänna prisutvecklingen, dels att skapa ytterligare finansiellt utrymme till statskassan.<sup>103</sup> Höjningen genomfördes inte i höstbudgeten inför 2015 som tänkt, utan försenades till vårbudgeten 2015.<sup>104</sup> Under månaderna efter höjningen beslutade marknadsaktörerna vid extra bolagsstämmor slutgiltigt om nedläggning av fyra reaktorer.<sup>105</sup>

Genom höjningen ökade kärnkraftsföretagens kostnader med ungefär 1,1 öre per kWh, vilket av regeringen beräknades öka kostnaden för kärnkraftsföretagen med ungefär 640 miljoner kr brutto per år. Vilken påverkan som beslutet att höja effektskatten hade bör ses mot bakgrund av flera förutsättningar:<sup>106</sup>

---

<sup>102</sup> Intervju med företrädare för Regeringskansliet, 2023-02-08.

<sup>103</sup> Prop. 2014/15:1, s. 278.

<sup>104</sup> Prop. 2014/15:1, bet. 2014/15:FiU1, rskr. 2014/15:29; prop. 2014/15:99, bet. 2014/15:FiU21, rskr. 2014/15:255.

<sup>105</sup> Törnholm, "Ringhals stänger två reaktorer", 2015-10-15; Eon Sverige AB, "Extra bolagsstämman fattar beslut om OKGs framtid", hämtad 2023-05-12.

<sup>106</sup> När effektskatten höjdes 2006 och 2008 var motiv och analys mycket kortfattade, men förutsättningarna enklare. Dessa höjningar skedde i ett läge där kärnkraften hade god avkastning. Regeringen argumenterade då att en del av avkastningen berodde på politiska beslut (windfall profits) eftersom införandet av EU-ETS påverkade de fossila kraftslagen och pressade upp elpriserna. Prop. 2005/6:1, s. 133; Regeringskansliet, *Promemoria om vissa punktskattefrågor m.m., som aviseras i budgetpropositionen för 2008*, 2007.

- Kärnkraftens lönsamhet pressades under tiden 2008–2015 av sjunkande elpriser. Priserna var åren 2014–2015 mycket låga och effektskatten fick därför allt större relativ betydelse. Elpriset 2015 var i genomsnitt 22 öre per kWh i elområde SE3 vilket innebar att effektskatten som efter höjningen var cirka 7,7 öre per kWh lämnade drygt 14 öre per kWh för övriga kostnader. Detta är betydligt lägre än de bedömningar av kärnkraftens driftskostnader som vi funnit.<sup>107</sup>
- Samtidigt hade produktionskostnaderna för förnybara kraftslag sjunkit, och vindkraften hade expanderat kraftigt i Sverige under åren fram till 2015.<sup>108</sup> Elcertifikatsystemet (se vidare avsnitt 4.3 nedan) innebar att förnybara kraftslag mottog en subvention som teoretiskt motsvarade den mellanskillnad som krävdes för att göra ytterligare produktionsutbyggnad lönsam.
- 2011 inträffade härdsmlätorna i Fukushima, vilket i sin tur ledde till ökade säkerhetskrav på kärnkraftsreaktorer och medförde kostsamma investeringar i oberoende härdkyllning.<sup>109</sup>

Vi konstaterar att den ytterligare påverkan på konkurrensförhållandena som höjningen av effektskatten 2015 innebar kom i ett läge när flera andra för kärnkraften ogynnsamma förutsättningar rådde. Förutsättningarna var till stor del ett resultat av dels det rådande marknadsläget, dels befintlig konkurrenspåverkan från de samlade statliga styrmedlen. Här avses den redan befintliga effektskatten och andra styrmedel som diskuteras i avsnitt 4.7.<sup>110</sup> Höjningen av effektskatten 2015 försämrade marknadsförutsättningarna ytterligare. Det är dock svårt att avgöra i vilken utsträckning denna höjning påverkade marknadsaktörernas beslut om nedläggning.

Konsekvenserna av nedläggningen av de fyra reaktorerna är bland annat utmaningar med att upprätthålla effektbalansen i södra Sverige, minskad överföringskapacitet från norra till södra Sverige och sämre driftssäkerhet i transmissionsnätet på grund av minskade stödtjänster.<sup>111</sup> Se vidare i kapitel 2 för en beskrivning av utvecklingen av elsystemet.

<sup>107</sup> Energikommissionen, *Promemoria om de ekonomiska förutsättningarna för befintlig svensk elproduktion*, 2016, s. 35 f; Montel, "Kärnkraftkostnader fortsatt högre än Vattenfalls mål", hämtad 2023-05-12.

<sup>108</sup> Energimyndigheten, "Vindkraftstatistik", hämtad 2023-05-12.

<sup>109</sup> Strålsäkerhetsmyndigheten, "Forsmark, Ringhals och OKG uppfyller kraven på oberoende härdkyllning", hämtad 2023-05-12.

<sup>110</sup> Om de statliga styrmedlen snedvrider konkurrensförutsättningarna bör regeringen hålla marknaden under uppsikt. Se avsnitt 1.3.

<sup>111</sup> Svenska kraftnät, *Kärnkraftens roll i kraftsystemet*, 2019.

#### 4.1.2 Det saknas konsekvensanalyser om påverkan på elsystemet och grundläggande antaganden är felaktiga

Höjningarna av effektskatten hanterades inom den statliga budgetprocessen av Finansdepartementet som en skattemässig fråga,<sup>112</sup> och föregicks 2015 av en kortfattad promemoria där remissinstanserna fick en veckas svarstid. Promemorian och propositionen innehåller vissa resonemang kring konsekvenser, men den enda mer djupgående analys som finns avser förslaget kortsiktiga påverkan på statens budget.<sup>113</sup> Regeringen för vissa generella resonemang om exempelvis att priset på el inte förväntas påverkas åtminstone på kort sikt, men det saknas här bakomliggande analys.<sup>114</sup> En premis för regeringens resonemang var att beslutet inte skulle orsaka reaktornedläggningar, vilket kan antas förklara att konsekvenserna för elsystemet inte bedömdes. På samma sätt bedömdes inte heller konsekvenserna för klimat och miljö eller om den föreslagna skatteförändringen förväntades få mer långsiktiga konsekvenser för konkurrensförhållandena. Regeringen uppmärksammas om detta av SVK, som i sitt remissvar efterlyser en konsekvensanalys för elförsörjningen.<sup>115</sup>

Regeringen för vidare resonemanget att många reaktorer varit i drift länge och att deras initialt höga kapitalkostnader därför bör vara väl avskrivna, och därmed ansågs kärnkraften kunna bära en högre beskattning. Det finns vad vi erfar inget underlag för dessa bedömningar.<sup>116</sup> Vi konstaterar att även om de initiala kostnaderna var väl avskrivna hade kärnkraften då väl kända kostnader för mer sentida investeringar.<sup>117</sup> Dessa har uppskattats till drygt 5 miljarder kr per år under perioden 2005–2014 och krävde löpande avskrivning som utgjorde en betydande del av produktionskostnaden.<sup>118</sup> Den dåvarande medierapporteringen avspeglar dessutom att kärnkraften redan i samband med den förberedande promemorian i

---

<sup>112</sup> Alla förslag inom Regeringskansliet gemensambereads dock, vilket innebär att även energienheten inom dåvarande Infrastrukturdepartementet gavs insyn i förslaget.

<sup>113</sup> Riksrevisionen har vid förfrågningar även kunnat konstatera att det fördjupade underlag som finns internt inom Regeringskansliet har berört just de offentligfinansiella effekterna. Tjänsteanteckning 2022-09-12; Tjänsteanteckning 2022-09-27.

<sup>114</sup> Intervju med företrädare för Regeringskansliet, 2023-02-08.

<sup>115</sup> Svenska kraftnät, *Vissa punktskattefrågor inför budgetpropositionen*, 2014.

<sup>116</sup> Intervju med företrädare för Regeringskansliet, 2023-02-08.

<sup>117</sup> Detta avser bland annat de effekthöjningar som genomförts inom kärnkraften. Kostnaden vid en investering i Oskarshamn 2 var exempelvis 8 miljarder kr. Löfstedt, "O2-moderniseringen stimulerar det lokala näringslivet", hämtad 2023-05-12.

<sup>118</sup> Dessa kostnader kunde vid beslutstillfället inhämtas i media och aktörernas årsredovisningar, men har därefter sammanställts mer systematiskt inom Energikommisionen. Energikommisionen, *Promemoria om de ekonomiska förutsättningarna för befintlig svensk elproduktion*, 2016, s. 27 f.

vissa fall var mycket nära olönsamhet och i andra fall redovisade förluster. Detta gällde framför allt Oskarshamns kärnkraftverk som under ett par års tid hade redovisat förluster på miljardbelopp.<sup>119</sup> Regeringen baserar således beslutet på oklar grund och i strid med kunskap som fanns att tillgå vid beslutstillfället.

Regeringen gavs även information i processen som möjliggjorde ett framtagande av ett utvecklat underlag. I remisshanteringen av förslaget mottog regeringen ett antal remissvar som varnade för den utveckling i elsystemet som sedan inträffade. Bland dessa ingår ett remissvar från SVK som innehåller en varning för att höjningen kan innebära nedläggning av specifikt de fyra reaktorer som sedermera lades ned. SVK menar också att förslaget innebär en risk för effektbrist som inte kan mötas med ytterligare vindkraft eller efterfrågefleksibilitet. Regeringen svarade kortfattat att detta inte förändrade regeringens bedömning av ”effekterna av och lämpligheten i den föreslagna ändringen”.<sup>120</sup> Regeringen gjorde inte heller några närmare analyser av förslaget under den period på ett drygt halvår som det kom att fördröjas som ett resultat av att oppositionsbudgeten beslutades av riksdagen 2015.<sup>121</sup> Höjningen genomfördes den 1 augusti 2015 med nästan ordagrant samma formuleringar som under den föregående hösten.<sup>122</sup>

#### 4.1.3 Avskaffningsbeslutet baserades på bättre konsekvensanalyser

Vid avskaffandet av effektskatten 2017–2018, som föregicks av den energiöverenskommelse som slöts 2016, gjordes mer omfattande konsekvensanalyser som innefattade resonemang om effekter i elsystemet och kärnkraftens roll.<sup>123</sup> Borttagandet av skatten föranleddes av att regeringen såg en risk för att även de sex kvarvarande kärnkraftsreaktorerna skulle läggas ned. Det gick endast cirka 1,5 år från den sista höjningen av skatten 2015 till att beslut fattades om att den skulle avskaffas helt. Beslutet att avskaffa effektskatten baserades även på motiv som framförts av remissinstanserna redan vid höjningen.

---

<sup>119</sup> Lundin och Nordenskiöld, ”På kollisionkurs från första dagen”, 2014-10-01; Nylander, ”Miljardförlust för Oskarshamns kärnkraftverk”, 2014-09-30.

<sup>120</sup> Prop. 2014/15:1, s. 279.

<sup>121</sup> Intervju med företrädare för Regeringskansliet, 2023-02-08.

<sup>122</sup> Prop. 2014/15:1 s. 277 ff och prop. 2014/15:99, s. 65 ff, bet. 2014/15:FiU21, rskr. 2014/15:255. Undantagen är vissa justeringar till följd av den tidsmässiga förskjutning som skett samt en ändrad bedömning av Skatteverkets kostnader för hanteringen av skattehöjningen.

<sup>123</sup> Prop. 2016/17:142 s. 47 ff; SOU 2017:2.

## 4.2 Elcertifikatsystemet

Regeringens konsekvensanalyser avseende elcertifikatsystemet är utförliga i vissa avseenden, så som behov av elnätsutbyggnad och elprispåverkan. I andra avseenden, så som hur elsystemet påverkas av mer variabel kraft och hur elproducenter av icke certifikatberättigad el<sup>124</sup> påverkas, har konsekvensanalyserna varit långt ifrån tillräckliga.

### 4.2.1 Elcertifikatsystemet är till för att främja ny förnybar elproduktion

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem med syfte att öka mängden förnybar kraft. Regeringen menade att en ökad mängd förnybar kraft främjar klimatarbetet på nationell nivå och utvecklar energisystemet med en högre försörjningstrygghet.<sup>125</sup>

Elcertifikatsystemet fungerar genom att en elproduktionsanläggning med förnybar energikälla som producerar 1 MWh el tilldelas 1 elcertifikat som producenten kan sälja. Efterfrågan på certifikat skapas genom att kvotpliktiga (elleverantörer och vissa elanvändare) är skyldiga att köpa och annullera en viss mängd elcertifikat per år. Alla elkonsumenter, utöver elintensiva industrier<sup>126</sup> som är undantagna, betalar för elcertifikat. De elintensiva industrierna är undantagna kvotplikten med motivet att de annars skulle åläggas en ökad kostnad som deras konkurrenter i andra länder inte har.<sup>127</sup> Undantaget innebär således en oförändrad konkurrenskraft för svensk industri. Mängden elcertifikat som en kvotpliktig måste köpa och annullera baseras på en kvot av den mängd el som har sålts eller använts. Denna kvot kallas kvotplikten, och en elleverantör som saknar sin kvotpliktiga andel elcertifikat får betala en kvotpliktsavgift om 150 procent av årsmedelpriset för elcertifikat.

Elcertifikatsystemet infördes 2003 och gäller fram till och med 2035. Sedan 1 januari 2022 kan dock inga nya anläggningar tillkomma i systemet. Ambitionsmålet för mängden ny förnybar kraft inom elcertifikatsystemet har höjts fyra gånger sedan 2003 och elcertifikatsystemets längd har även förändrats. År 2012 utvidgades elcertifikatsystemet till att bli gemensamt med Norge.<sup>128</sup> I bilaga 2 ger vi

---

<sup>124</sup> Vilken elproduktion som är certifikatberättigad framgår av 2 kap. 1–2 §§ lagen (2011:1200) om elcertifikat.

<sup>125</sup> Prop. 2002/03:40.

<sup>126</sup> De undantagna elintensiva industrierna definieras enligt 4 kap. 5 § lagen (2011:1200) om elcertifikat.

<sup>127</sup> Prop. 2002/03:40.

<sup>128</sup> Prop. 2010/11:155.



en mer utförlig beskrivning av elcertifikatsystemets utformning och utveckling genom åren. Ambitionsmålet för 2030, som sattes 2017, nåddes redan 2021 då 53,3 TWh ny förnybar kraft tillkommit.<sup>129</sup>

Elcertifikatsystemet har inneburit att en större mängd variabel elproduktion har tillkommit i elsystemet genom mer vindkraft, men det har även tillkommit vattenkraft och biokraftvärme (se bilaga 2). Elcertifikatsystemet har vidare ökat behovet av överföring i transmissionsnätet då en relativt stor andel av den nya elproduktionen tillkommit i norra Sverige. Därtill har tillkomsten av mer elproduktion gett ett lägre elpris eftersom efterfrågan varit stabil, vilket även bidragit till att Sverige varit nettoexportör av el sedan 2011. Se vidare i kapitel 2 för en redogörelse av utvecklingen av elsystemet.

#### 4.2.2 Konsekvenserna för klimatet och miljön förutsätts vara goda men har inte analyserats

Regeringen har inte utfört eller presenterat någon konsekvensanalys kring om mer förnybar elproduktion innebär positiva konsekvenser för klimatet, ur vare sig klimat- eller miljöhänsyn. Vår iakttagelse är att regeringen har förutsatt att sådana effekter uppnås av den ökade förnybara produktionen i sig.

Utredningen inför införandet av elcertifikatsystemet bedömde att det troligen inte fanns någon större fossil elproduktion i Sverige som kunde ersättas med den tillkommande förnybara elproduktionen. I stället lyfte utredningen fram möjligheten att utkonkurrera fossil elproduktion i utlandet.<sup>130</sup>

Regeringen har efter införandet av elcertifikatsystemet inte återkommit till frågan och har inte heller utrett om elcertifikatsystemet har konkurrerat ut någon fossil elproduktion, vare sig generellt eller i samband med förändringar i elcertifikatsystemet. Under elcertifikatsystemets livslängd har el producerad av fossila energikällor minskat från 8 till 3 TWh. Enligt Energimyndighetens bedömning har elcertifikatsystemet bidragit till att befintliga kraftvärmeverk och industriellt mottryck på olika sätt konverterat från fossila bränslen till förnybara bränslen.<sup>131</sup> Därtill bedömer Energimyndigheten att det främst är andra faktorer, så som skatter och utsläppsrätter, som bidragit till att konkurrera ut fossil elproduktion.<sup>132</sup>

---

<sup>129</sup> Energimyndigheten, *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2023*, 2022.

<sup>130</sup> SOU 2001:77.

<sup>131</sup> Svar från Energimyndigheten i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>132</sup> Intervju med företrädare för Energimyndigheten, 2022-12-07.

### 4.2.3 Upprepade analyser av konsekvenserna för elpriset har gjorts men speglar inte den samlade effekten

Regeringen har vid varje ambitionshöjning av elcertifikatsystemet gjort vad vi bedömer som tillräckliga analyser av konsekvenserna för elpriset av själva ambitionshöjningen. Analyserna inkluderar påverkan på elpriset och elcertifikatspriset. Även de administrativa kostnaderna kopplade till elcertifikatsystemet har ingått i konsekvensanalyserna.<sup>133</sup> I analyserna av påverkan på elpriset har elprismodeller som simulerar framtida elpris använts. I dessa simuleringar har även känslighetsanalyser genomförts.<sup>134</sup>

Vi bedömer att underlaget i viss utsträckning är otillräcklig utifrån att det i de flesta fall saknas analyser av kostnader som uppstår för elnätsutbyggnad och andra kostnader för elnätet, framför allt transmissionsnätet, som en följd av ambitionshöjningarna.<sup>135</sup> Därutöver saknar vi en samlad analys av elcertifikatsystemets totala påverkan på elpriset. Regeringen har genomfört analyser av hur elpriset förväntas förändras vid varje enskild ambitionshöjning. Vid en höjning från exempelvis 25 TWh ny förnybar elproduktion till 30 TWh analyserar regeringen enbart hur de tillkommande 5 TWh förväntas påverka elpriset. Regeringen har inte genomfört någon analys av hur den totala mängden, exempelvis 30 TWh ny elproduktion, påverkar elpriset.<sup>136</sup>

### 4.2.4 Förändrade konkurrensförhållanden på elmarknaden är inte tillräckligt analyserade

Regeringen har gjort otillräckliga konsekvensanalyser av hur elproducenter av icke certifikatberättigad el påverkas av elcertifikatsystemet. Ett subventionssystem föranleder att regeringen har viss insyn i att marknadsförutsättningarna inte driver fram oförutsedda omstruktureringar på marknaden, särskilt gällande produktion som är avgörande för försörjningstryggheten. Regeringen har förvisso gjort analyser av påverkan på elpriset av elcertifikatsystemet,<sup>137</sup> och presenterat två uppskattningar av den totala intäktsminskningen för elproducenter av icke certifikatberättigad el.<sup>138</sup> Analyserna stannar dock där, och det saknas bredare analyser av hur lönsamheten påverkas för olika elproducenter av icke

---

<sup>133</sup> Se bland annat prop. 2009/10:133, prop. 2014/15:123 och Energimyndigheten, *För- och nackdelar med en utvidgning av elcertifikatmarknaden*, 2013.

<sup>134</sup> Se bland annat Energimyndigheten, *Finansiering av 30 TWh ny förnybar el till 2020*, 2015.

<sup>135</sup> Sådana kostnader förekommer endast vid en ambitionshöjning, prop. 2016/17:179, s. 52.

<sup>136</sup> Intervju med företrädare för Energimyndigheten, 2022-12-07.

<sup>137</sup> Se exempelvis prop. 2014/15:123 och Energimyndigheten, *Kontrollstation 2015*, 2014.

<sup>138</sup> Prop. 2014/15:123; Energimyndigheten, *Översyn av elcertifikatsystemet – Etapp 2*, 2005.

certifikatberättigad el tillsammans med den samlade påverkan från övriga statliga styrmedel.

Utöver att det saknas en tillräcklig analys av lönsamheten för elproducenter av icke certifikatberättigad el och hur den påverkar konkurrenssituationen saknas det även en analys av om den tillkommande mängden elproduktion via elcertifikatsystemet förväntas motsvara en ökning i konsumtion, antingen inhemsk eller via export. Om konsumtionen är stabil innebär introduktion av ny elproduktion ett högre utbud och därmed, allt annat lika, ett lägre elpris och därmed försämrad konkurrenssituation för elproducenter av icke certifikatberättigad el.

#### 4.2.5 Konsekvenserna för elsystemets stabilitet är inte tillräckligt analyserade

Regeringen har inte i tillräcklig utsträckning analyserat hur elcertifikatsystemet påverkar elsystemets funktion och därmed inte heller vilka åtgärder som vore motiverade för att hantera de konsekvenser som elcertifikatsystemet bidragit till. Konsekvenserna består i att elcertifikatsystemet inneburit en ökad mängd variabel produktion och att denna i stor utsträckning tillkommit i norra Sverige, vilket bland annat ökat överföringsbehovet. Elcertifikatsystemet har även inneburit ett högre utbud av elproduktion som påverkat elpriset och därigenom försämrat konkurrenssituationen för elproducenter av icke certifikatberättigad el. Avsaknaden av en tillräcklig analys av hur elproducenter av icke certifikatberättigad el påverkas av elcertifikatsystemet innebär också att det saknas kunskap om huruvida dessa elproducenter kan förväntas fortsätta producera el som tidigare. Regeringen har däremot tidigt identifierat ett behov av elnätsutbyggnad som en möjlig konsekvens av och potentiellt hinder för måluppfyllelsen inom elcertifikatsystemet.

Enligt vår bedömning har regeringen inte i tillräcklig utsträckning analyserat konsekvenserna av vad mer variabel kraft skulle innebära för elsystemet och hur den tillkommande variabla kraften kan hanteras utan negativa sidoeffekter. Även om elcertifikatsystemet är ett stödsystem för alla typer av förnybar elproduktion, och en betydande del av elcertifikatsstödet har gått till planerbar elproduktion, har det sedan kring 2010 varit tydligt att en stor andel av den tillkommande elproduktionen troligen skulle bli vindkraft.<sup>139</sup> Se bilaga 2 för fördelningen av elproduktion mellan kraftslagen inom elcertifikatsystemet.

Även om vi bedömer att det saknas tillräckliga analyser kring variabilitet förekommer det i vissa analyser. Regeringen har exempelvis infört en av

---

<sup>139</sup> Energimyndigheten, *Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet*, 2009.

ambitionshöjningarna bedömt att reglerbarheten i elsystemet inte utgör ett hinder för måluppfyllelsen av elcertifikatsystemet.<sup>140</sup> Regeringen gav även i samband med ambitionshöjningen 2016 i uppdrag till SVK att utreda konsekvenserna för elsystemet av ambitionshöjningen.<sup>141</sup> Vi bedömer att uppdragen borde ha genomförts inför beslutet och varit en del av beslutsunderlaget.

Konsekvensen för behovet av elnätsutbyggnaden berodde på var i landet som ny förnybar produktion skulle komma att byggas ut. Om vindkraftsutbyggnaden främst skedde i norr skulle behovet av utbyggnad av transmissionsnätet bli större än om utbyggnaden skedde mer spritt över landet.<sup>142</sup> Som ett led i detta lyftes också svårigheten för SVK att genomföra elnätsutbyggnad som var i fas med produktionsutbyggnaden. SVK hade (och har) längre processer för utbyggnad av transmissionsnätet jämfört med processen för att bygga ny förnybar elproduktion.<sup>143</sup>

### 4.3 Energi- och koldioxidskatt på kraftvärme

Vi konstaterar att regeringens konsekvensanalyser är otillräckliga avseende frågor relaterade till försörjningstryggheten vid beslutet om att höja energi- och koldioxidskatten för kraftvärme. Det är även oklart på vilket sätt regeringen bedömer att de höjda skatterna påverkar klimatet och miljön.

#### 4.3.1 Höjningen av energi- och koldioxidskatten för kraftvärme inom EU ETS

Energi- och koldioxidskatten för kraftvärme inom EU ETS höjdes den 1 augusti 2019 som ett led i verkställandet av den gröna skatteväxlingen inom januariavtalet.<sup>144</sup> Höjningen genomfördes genom att då rådande skattesubvention för kraftvärmens togs bort.<sup>145</sup> För koldioxidskatten minskade subventionen från 89 procent till 9 procent för kraftvärmens inom EU ETS.<sup>146</sup> Subventionen för

---

<sup>140</sup> Energimyndigheten, *Finansiering av 30 TWh ny förnybar el till 2020*, 2015.

<sup>141</sup> Prop. 2014/15:123; Svenska kraftnät, *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, 2015.

<sup>142</sup> Energimyndigheten, *Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet*, 2009.

<sup>143</sup> Energimyndigheten, *Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet*, 2009.

<sup>144</sup> Prop. 2018/19:99, bet. 2018/19:FiU21, rskr. 2018/19:288; Socialdemokraterna, Centerpartiet, Liberalerna och Miljöpartiet de gröna, *Utkast till sakpolitisk överenskommelse mellan Socialdemokraterna, Centerpartiet, Liberalerna och Miljöpartiet de gröna*, 2019.

<sup>145</sup> Den då rådande skattesubventionen fanns för att undvika en dubbelbeskattnings för den del av kraftvärmens som omfattas av EU ETS, se prop. 2018/19:99, s. 75 ff.

<sup>146</sup> Regeringskansliet, *Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik*, 2019.

energiskatten togs helt bort från att ha varit på 70 procent.<sup>147</sup> 1 januari 2023 avskaffades dock koldioxidskatten för kraftvärmens inom EU ETS helt.<sup>148</sup>

Syftet med höjningen av energi- och koldioxidskatten var att minska utsläppen av koldioxid från svenska kraftvärmeanläggningar och bidra till en globalt hållbar utveckling samt att bidra till en omställning till nettonollutsläpp till 2045.<sup>149</sup>

De anläggningar som påverkades av denna skatthöjning producerar både värme inom fjärrvärmesystemet och el inom elsystemet. Anläggningarna är lokalt placerade i större städer och utgör en viktig del i den lokala energiförsörjningen.

Ett antal kraftvärmeverk minskade sin elproduktion och andra lade ned sin elproduktion helt och hållet i direkt anslutning till höjningen av energi- och koldioxidskatten. Ägarna hänvisade till den nya skatten som ett skäl till minskningen.<sup>150</sup> Minskningen i elproduktion hade en negativ påverkan på elförsörjningen i större städer, som delvis saknade möjligheter att kompensera med högre inmatning från transmissionsnätet. När regeringen sen tog bort koldioxidskatten på kraftvärme motiverades det med försämrade lönsamhet för kraftvärmens och den risk det innebar för elförsörjningen.<sup>151</sup>

#### 4.3.2 Konsekvensanalyserna för elförsörjningen är nästintill obefintliga

Regeringen har knappt gjort några analyser av vad konsekvenserna för elförsörjningen skulle vara av en snabb utfasning av de kraftvärmeanläggningar som skulle påverkas av skatthöjningarna. Regeringen konstaterar i korta ordalag att skatthöjningen i förlängningen skulle kunna ha en negativ inverkan på kapacitetsförsörjningen i elsystemet. Den skulle bero på minskade incitament och minskad lönsamhet i nya gasturbinsinvesteringar där även värmen tas till vara.<sup>152</sup> Vi konstaterar att det saknas analyser av hur befintliga anläggningar påverkas.

Flera remissinstanser framförde till regeringen att förslaget allvarligt kunde hota elförsörjningen i flera svenska storstäder.<sup>153</sup> Regeringen gjorde dock ingen analys

---

<sup>147</sup> Regeringskansliet, *Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik*, 2019.

<sup>148</sup> Prop. 2022/23:1, bet. 2022/23:FiU1, rskr. 2022/23:51. Se även prop. 2022/23:17.

<sup>149</sup> Prop. 2018/19:99, s. 76.

<sup>150</sup> Eon Sverige AB, "Risk för elbrist i Skåne när kraftvärmeverk stryker elproduktion", hämtad 2023-05-08; Stockholm exergi, "Minskad lokal elproduktion som konsekvens av ny kraftvärmebeskattning", hämtad 2023-05-08.

<sup>151</sup> Prop. 2022/23:17, s. 31 ff; prop. 2022/23:1, bet. FiU1, rskr. 2022/23/51.

<sup>152</sup> Regeringskansliet, *Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik*, 2019.

<sup>153</sup> Prop. 2018/19:99.

av huruvida detta var ett troligt scenario och hur elförsörjningen de facto skulle kunna påverkas. Regeringens svar var att elproduktionen endast indirekt berördes av förslaget och att skattehöjningen helt eller delvis kunde undvikas genom en ökad användning av biobränslen i påverkade anläggningar.<sup>154</sup> Något underlag som stödjer den slutsatsen har inte funnits.<sup>155</sup>

Vår iakttagelse är att analyserna är otillräckliga, eftersom regeringen inte gjorde en djupare analys av risken för snabbare utfasning av de befintliga anläggningarna samt vilka konsekvenser detta i så fall skulle få för elsystemet. Vi kan även konstatera att de berörda anläggningarnas ägare innehade en viss marknadsstyrka i det att de stod för att säkra elförsörjningen i vissa städer. Det gjorde att regeringen i större utsträckning behövde analysera konsekvenserna närmare. Vi noterar även att SVK inte var utpekad remissinstans trots att SVK är elberedskapsmyndighet och att det därmed rimligen vore relevant att ta in myndighetens synpunkter.<sup>156</sup>

#### 4.3.3 Regeringen beskriver förslagets konsekvenser för klimatet och miljön på ett tydligt sätt

Regeringen för ett längre resonemang kring effekten av skattehöjningen i relation till marknadsaktörernas redan befintliga planer. Vi konstaterar att det är otydligt om regeringen anser att förslaget faktiskt leder till en tidigare utfasning av fossil förbränning inom kraftvärmeanläggningarna eller inte. Detta är i sin tur förutsättningen för om en miljö- och klimatmässig effekt kan uppnås.

Regeringen redovisar att en betydande andel av de anläggningar som står för förbränningen redan har planer för utfasning av fossila bränslen under åren 2020–2025. Skattehöjningen anges skapa ekonomiska incitament för att ”om möjligt” ytterligare snabba på omställningen. Regeringen konstaterar även att den redan pågående omställningen av fossilbränsleanvändningen begränsar förslagets effekt. Vår iakttagelse är att regeringen inte uttrycker tydligt hur förslaget förväntas ge en ytterligare effekt ovanpå marknadsaktörernas redan befintliga planer. Det saknas resonemang om hur stor den eventuella ytterligare effekten är och huruvida den uppnås genom byte av bränsle eller genom nedläggningar av fossileldade anläggningar. Regeringen anser dock att höjningen av skatten likväl säkerställer att användningen verkligen minskar och att aktörer inte byter tillbaka till fossila bränslen.<sup>157</sup>

---

<sup>154</sup> Prop. 2018/19:99.

<sup>155</sup> Intervju med företrädare för Regeringskansliet, 2023-02-08.

<sup>156</sup> Se 1 a § elberedskapslagen (1997:288) jämförd med 2 § förordningen med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

<sup>157</sup> Prop. 2018/19:99.

Skattens miljö- och klimatmässiga nytta skulle kunnat begränsas av att förbränningen av fossila bränslen inom kraftvärmeproduktion redan inkluderas i EU ETS eftersom nationella åtgärder för att minska koldioxidutsläpp vanligtvis inte påverkar de totala utsläppen inom EU ETS. Enligt regeringen innebär dock den automatiska annulleringen av utsläppsrätter som införs fr.o.m. 2023 att nationella åtgärder kan påverka de totala utsläppen.<sup>158</sup> Det innebär enligt regeringens bedömning att om skatthöjningen leder till minskad användning av fossila bränslen inom kraftvärmeproduktion kommer de totala koldioxidutsläppen att minska. Regeringen analyserar däremot inte omfattningen på minskningen.<sup>159</sup>

## 4.4 Avfallsförbränningskatten

Avfallsförbränningskatten konsekvensutreddes i tillräcklig utsträckning med avseende på delar som är relevanta för elsystemet såväl inför införandet som vid en utvärdering som gjordes strax efter införandet. Trots att ett antal negativa konsekvenser kunde konstateras, vad gäller såväl styrbarheten mot resurseffektiv och giftfri avfallshantering som konsekvenser för elsystemet, infördes skatten. Avfallsförbränningskatten avskaffades cirka 2,5 år efter införandet.

### 4.4.1 Avfallsförbränningskatten syftade till att styra mot resurseffektiv och giftfri avfallshantering

Frågan om skatt på avfallsförbränning har, till och från, varit aktuell under en stor del av 2000-talet. Avfallsförbränningskatten ska förstås i relation till EU:s avfallsdirektiv.<sup>160</sup> I direktivet beskrivs det som kallas avfallshierarkin, vilket är en prioriteringsordning som medlemsstaterna ska utgå ifrån för att förebygga och hantera avfall.<sup>161</sup> Avfallsförbränning i de svenska avfallsförbränningsanläggningarna klassas som energiåtervinning och faller in under det fjärde steget, återvinning.<sup>162</sup>

En skatt på avfallsförbränning har funnits i två omgångar under de senaste två decennierna. Syftet har varit att försöka minska mängden avfall som förbränns och

---

<sup>158</sup> Regeringskansliet, *Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik*, 2019.

<sup>159</sup> Prop. 2018/19:99; Regeringskansliet, *Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik*, 2019.

<sup>160</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2008/98/EG av den 19 november 2008 om avfall och om upphävande av vissa direktiv.

<sup>161</sup> Avfallshierarkin innebär att man helst ska förebygga avfall och i andra hand förbereda det för återanvändning. I tredje hand materialåtervinna avfallet, i fjärde hand återvinna det och i sista hand bortskaffa det. Ordningen gäller under förutsättning att det är miljömässigt motiverat och ekonomiskt rimligt.

<sup>162</sup> Dir. 2016:34.

öka mängden avfall som hanteras tidigare i avfallshierarkin. Den första skatten fanns mellan 1 juli 2006 och 1 oktober 2010.<sup>163</sup> Den andra skatten, vilken är föremål för vår granskning, fanns mellan 1 april 2020 och 1 januari 2023.<sup>164</sup> Införandet av en skatt på avfallsförbränning var en del av januariavtalet.<sup>165</sup>

Skatten avskaffades med motiven att den dels inte styrde mot det uttalade syftet, dels försämrade energiförsörjningsförmågan på längre sikt med avseende på både el och värme.<sup>166</sup>

#### 4.4.2 Tillräckliga analyser av konsekvenser för elsystemet

Vår iakttagelse är att regeringen och utredningskommittén har genomfört en tillräcklig analys av de konsekvenser som införandet av avfallsförbränningskatten skulle kunna få för elsystemet. Vad gäller elsystemet underströk regeringen redan i utredningsdirektivet kraftvärmens stora betydelse i elsystemet, främst vintertid i södra Sverige.<sup>167</sup>

Utredningen beskriver att en potentiell konsekvens av avfallsförbränningskatten är en minskad användning av fjärrvärme som värmealternativ, som en följd av minskad lönsamhet och attraktivitet i fjärrvärme som investering. Utgörs värmealternativet av värmepump skulle det innebära en ökad användning av el, särskilt vid kalla tidpunkter när elanvändningen redan är hög. Utredningen sätter detta i relation till utvecklingen av elsystemet mot mer variabel elproduktion där planerbar elproduktion blir allt viktigare. Utredarens bedömning är att en sådan övergång från fjärrvärme till värmepump skulle öka påfrestningarna i elsystemet i viss grad, både genom minskad planerbar elproduktion och ökad elanvändning vid toppplasttimmar.<sup>168</sup> I propositionen redovisar regeringen de konsekvenser som utredningen har visat på inom elsystemet på ett rättvisande sätt. Regeringen redovisar också att kraftvärme baserad på avfallsförbränning är en viktig del i vissa urbana miljöer i att säkra kontinuiteten i el- och värmeproduktionen.<sup>169</sup>

Regeringen gör även en kortare bedömning av att elpriset troligen inte skulle komma att påverkas av avfallsförbränningskatten. Regeringen motiverar sin

---

<sup>163</sup> Prop. 2005/06:125, bet. 2005/06:SkU33, rskr. 2005/06:352; prop. 2009/10:41, bet. 2009/10:SkU21, rskr. 2009/10:122.

<sup>164</sup> Prop. 2019/20:32, bet. 2019/20:SkU12, rskr. 2019/20:91; prop. 2022/23:1, bet. 2022/23:FiU1, rskr. 2022/23:51.

<sup>165</sup> Socialdemokraterna, Centerpartiet, Liberalerna och Miljöpartiet de gröna, *Utkast till sakpolitisk överenskommelse mellan Socialdemokraterna, Centerpartiet, Liberalerna och Miljöpartiet de gröna*, 2019.

<sup>166</sup> Prop. 2022/23:1.

<sup>167</sup> Dir. 2016:34.

<sup>168</sup> SOU 2017:83.

<sup>169</sup> Prop. 2019/20:32, s. 39 ff.



bedömning med att avfallsförbrännare inte kan påverka priset på den nordiska elbörsen och kan därmed inte vältra över ökade kostnader på elkunden.<sup>170</sup>

#### 4.4.3 Regeringen införde skatten trots avrådan från utredningen och de flesta remissinstanserna

Utredningen avrådde från att införa avfallsförbränningsskatten eftersom bedömningen var att den enbart skulle utgöra en fiskal skatt och inte vara styrande mot det uttalade syftet att uppnå en resurseffektiv och giftfri avfallshantering i enlighet med avfallshierarkin och regeringens ambition om att Sverige ska bli ett av världens första fossilfria välfärdsländer.<sup>171</sup> Utredningen lade trots detta ett lagförslag att införa skatten eftersom den fått i uppdrag att göra det.<sup>172</sup> Den stora majoriteten av remissinstanserna var negativa till införandet av avfallsförbränningsskatten.<sup>173</sup>

Regeringen gick ändå vidare med lagförslaget. Regeringen framförde i propositionen att en utvärdering av skatten skulle genomföras i ett tidigt skede efter att skatten har trätt i kraft som en följd av de negativt inställda remissinstanserna och kritiken mot skattens styrfunktion.<sup>174</sup> Skatteverket fick i uppdrag att genomföra en sådan utvärdering och fann likt utredningen att skatten inte styrde verkningsfullt och kostnadseffektivt mot de uttalade målen.<sup>175</sup> Skatteverket kunde också iakta en viss nedgång i investeringsplaner hos kraftvärmebolagen, vilket på längre sikt skulle kunna påverka effektbalansen.<sup>176</sup>

Avfallsförbränningsskatten avskaffades från och med den 1 januari 2023. Regeringens motiv för avskaffandet var desamma som utredningen och vissa remissinstanser inför införandet hade anfört mot att då införa skatten. Därtill motiverade regeringen avskaffandet med att Skatteverket funnit i utvärderingen att skatten på sikt riskerade att leda till en minskad kraftvärmeproduktion och därigenom försämrade elförsörjning i Sverige.<sup>177</sup>

---

<sup>170</sup> Prop. 2019/20:32, s. 39.

<sup>171</sup> SOU 2017:83.

<sup>172</sup> Dir. 2017:49; dir. 2016:34.

<sup>173</sup> Prop. 2019/20:32.

<sup>174</sup> Prop. 2019/20:32.

<sup>175</sup> Regeringsbeslut Fi2020/04505 (delvis).

<sup>176</sup> Skatteverket, *Utvärdering av avfallsförbränningsskatten – Redovisning av uppdrag i Skatteverkets regleringsbrev för 2020, 2021.*

<sup>177</sup> Prop. 2022/23:1.

## 4.5 Stöd till anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft

Regeringen har under årens lopp gett Energimyndigheten flera utredningsuppdrag i syfte att analysera ett eventuellt stöd till havsbaserad vindkraft. I och med energiöverenskommelsen år 2016 hamnade fokus på att konstruera ett stöd som skulle minska anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft.<sup>178</sup>

Energimyndigheten har, på regeringens uppdrag, analyserat olika förslag och konsekvenserna av dessa. Regeringen valde dock i slutändan att gå vidare med ett eget förslag som inte föreslagits i någon tidigare utredning. Som en följd av detta har vissa konsekvenser av förslaget inte analyserats tillräckligt. Regeringen bereder för tillfället ett förslag på att ta bort stödet för att minska anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft.

### 4.5.1 Införandet av stöd till havsbaserad vindkraft

Stödet till havsbaserad vindkraft är utformat genom att SVK har i uppgift att bygga ut transmissionsnätet till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar för att ansluta flera elproduktionsanläggningar.<sup>179</sup> Valet av plats ska också styras mot platser där en utbyggnad främjar uppfyllelsen av Sveriges mål om förnybar elproduktion.<sup>180</sup> SVK har ännu inte byggt några anslutningspunkter för havsbaserad vindkraft. Det finns därför inte heller några realiserade konsekvenser av beslutet. Regeringen bereder dessutom ett förslag om att ta bort SVK:s uppgift att bygga ut transmissionsnätet inom Sveriges sjöterritorium.<sup>181</sup>

Utformningen av stöd till havsbaserad vindkraft i form av reducerade anslutningskostnader har föregåtts av flera utredningsuppdrag till Energimyndigheten där olika aspekter och konsekvenser av ett eventuellt stöd analyserats.<sup>182</sup> Regeringen gav i uppdrag till Energimyndigheten att utforma ett förslag på stöd genom slopade anslutningsavgifter efter att den så kallade energiöverenskommelsen hade slutits.<sup>183</sup>

---

<sup>178</sup> Socialdemokraterna, Centerpartiet, Liberalerna och Miljöpartiet de gröna, *Utkast till sakpolitisk överenskommelse mellan Socialdemokraterna, Centerpartiet, Liberalerna och Miljöpartiet de gröna*, 2019.

<sup>179</sup> Regeringskansliet, *Minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs*, 2021.

<sup>180</sup> Jfr förordning med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

<sup>181</sup> Regeringskansliet, *Ändring i förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät*, 2023. Förslaget är att ta bort SVK:s uppgift att bygga ut transmissionsnätet till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar för att ansluta flera elproduktionsanläggningar från och med den 1 oktober 2023.

<sup>182</sup> Energimyndigheten, *Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft*, 2013; Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft*, 2015; Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft – En analys av samhällsekonomi och marknadspotential*, 2017.

<sup>183</sup> Regeringsbeslut M2017/02870/Ee.

I propositionen som följde efter energiöverenskommelsen framgår att anslutningsavgifterna till transmissionsnätet för havsbaserad vindkraft bör slopas och att formerna för detta bör utredas närmare.<sup>184</sup>

Energimyndighetens förslag på stöd till havsbaserad vindkraft innebar dock inte ett slopande av anslutningsavgifter utan anslutningskostnader. Energimyndigheten bedömde att eftersom anslutningsavgifterna är så pass små var det inte i linje med vad som angavs i uppdragets bakgrund om att skapa likvärda villkor med landbaserad vindkraft. Ett ytterligare stöd för den tolkningen, menade Energimyndigheten, var att det i uppdragsbeskrivningen förtydligades att anslutningsavgiften omfattar ledningar och transformatorstation.

Energimyndigheten lämnade två förslag på modeller som tog sin utgångspunkt i slopade eller reducerade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft.<sup>185</sup>

Regeringen presenterade därefter ytterligare ett förslag på en modell för minskade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft som är den nu gällande.<sup>186</sup>

Vi konstaterar att utformningen av stödet till havsbaserad vindkraft har förändrats under beredningen. Förändringen innebär ett större stöd till havsbaserad vindkraft eftersom anslutningskostnaderna är större än anslutningsavgifterna. Både regeringen och Energimyndigheten har bidragit till förändringen av stödets utformning, där regeringens förslag är den nu gällande stödutformningen.

Vi konstaterar att det, under förutsättning att havsbaserad vindkraft ska gynnas, finns andra stödmodeller som skulle kunna vara mer kostnadseffektiva och konkurrensneutrala än det förslag som regeringen nu infört, vilket bland annat Energimyndigheten visat i rapporteringen av ett uppdrag från regeringen 2015.<sup>187</sup>

#### 4.5.2 Delvis otillräckliga analyser av konsekvenserna för konkurrensförhållandena

Energimyndigheten har i flera utredningar belyst effekter på elpris<sup>188</sup> och konkurrensförhållandena<sup>189</sup> av stöd till havsbaserad vindkraft. De former av stöd

<sup>184</sup> Prop. 2017/18:228, s. 26, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411.

<sup>185</sup> Energimyndigheten, *Slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft – regeringsuppdrag om att utreda utformningen av slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft*, 2018.

<sup>186</sup> Regeringskansliet, *Minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs*, 2021.

<sup>187</sup> Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft*, 2015, s. 44–63.

<sup>188</sup> Hur priset påverkas av var den havsbaserade vindkraften är placerad analyserades exempelvis i Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft*, 2015, s. 125 ff. Hur elpriset påverkas av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft med hjälp av stöd analyserades i Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft – En analys av samhällsekonomi och marknadspotential*, 2017, s. 92 ff.

<sup>189</sup> Energimyndigheten, *Slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft*, 2018, s. 34 ff; Energimyndigheten, *Statsstödsanalys av författningsförslagen i Energimyndighetens rapport ER 2018:06 och utredning av samhällsekonomiska konsekvenser*, 2018, s. 36 ff.

som varit utgångspunkten för dessa analyser skiljer sig dock från regeringens modell att bygga ut transmissionsnätet till havs.

Vår iakttagelse är att konsekvenser för konkurrensförhållanden av regeringens stödmodell inte har analyserats tillräckligt. Till viss del är konsekvensanalyserna för de stödmodeller som Energimyndigheten föreslog även applicerbara på regeringens modell, men det finns aspekter av den som motiverar ytterligare analyser. Hur ett stödsystem med ett fåtal utbyggda nätanslutningar till havs påverkar konkurrensförhållandena mellan projekt i närheten av dessa och påbörjade projekt på andra platser har exempelvis inte belysts tillräckligt i konsekvensanalyserna.

#### 4.5.3 Tillräckliga analyser av den havsbaserade vindkraftens miljökonsekvenser

Precis som med införandet av elcertifikatsystemet konstaterar vi att analyser av klimatkonsekvenserna saknas. Det är sannolikt att regeringen förutsatt att ny förnybar elproduktion, genom havsbaserad vindkraft, i sig innebär positiva konsekvenser för klimatet. Framför allt avseende minskade utsläpp av växthusgaser från fossil förbränning.

Miljökonsekvenserna av förslaget har analyserats mer utförligt. Energimyndigheten har i sina analyser studerat konsekvenserna av havsbaserad vindkraft ur flera av dessa perspektiv, exempelvis dess påverkan på de svenska miljömålen, fågelliv och marint djurliv.<sup>190</sup> Vår iakttagelse är att regeringen har genomfört tillräckliga konsekvensanalyser inom detta område.

#### 4.5.4 Effekterna av tillkommande havsbaserad vindkraft i elsystemet är analyserade

Havsbaserad och landbaserad vindkraft är två varianter av samma teknik och delar därför många egenskaper ur ett elproduktionsperspektiv. Vindkraft, oavsett placering, är exempelvis variabel kraft. Vindkraftens och den variabla kraftens påverkan på elsystemet har belysts i ett flertal analyser. Konsekvenserna av den havsbaserade vindkraftens särskilda påverkan har även den belysts.<sup>191</sup> Vår iakttagelse är att regeringen i tillräcklig utsträckning har analyserat och presenterat konsekvenserna av att tillföra havsbaserad vindkraftsproduktion till elsystemet.

---

<sup>190</sup> Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft – En analys av samhällsekonomi och marknadspotential*, 2017, s. 143 ff.

<sup>191</sup> Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft – En analys av samhällsekonomi och marknadspotential*, 2017, s. 79 ff.

## 4.6 Nya utlandsförbindelser

Sammankopplingen med andra länders elsystem har ökat betydligt under senare decennier (se kapitel 2) och beslut om nya utlandsförbindelser får stor påverkan i Sverige. I detta avsnitt har vi analyserat beslutsprocesserna inför två sådana beslut. I granskningen har vi konstaterat att regeringen har en begränsad roll vid initierandet av en ny utlandsförbindelse, men också att den trots detta varit tydligt drivande i ett av de fall vi granskat. Vår iakttagelse är att SVK i huvudsak tar fram gedigna underlag inför beslut om nya utlandsförbindelser. Dock har underlagen visat sig brista något vad gäller påverkan på interna svenska flaskhalsar och prisskillnader samt behovet av ytterligare nätinvesteringar i Sverige.

Vi konstaterar att regeringen är den givna aktören att pröva frågor av fördelningspolitisk karaktär, men regeringen saknar tillräcklig möjlighet att pröva sådana aspekter inför utbyggnaden av nya utlandsförbindelser. Det finns också bristande förutsättningar för överväganden av strategisk karaktär, exempelvis sammankoppling mellan produktionsutbyggnad och import-/exportkapacitet.

### 4.6.1 Dagens prövning av nya utlandsförbindelser

SVK har i uppgift att bygga ut utlandsförbindelser till andra länder baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar.<sup>192</sup> Det är således SVK, eller en utländsk motsvarighet till SVK, som vanligtvis tar initiativ till en ny utlandsförbindelse utifrån behov som har konstaterats i nätet. Det är även möjligt för en annan aktör än SVK att i Sverige ansöka om att bygga en utlandsförbindelse.<sup>193</sup>

Innan en ny utlandsförbindelse får byggas ska regeringen pröva frågan. Regeringens prövning består av följande delar:

- Regeringen, och riksdagen, uttalar sig om SVK:s förslag till investering i en ny utlandsförbindelse genom att besluta om SVK:s investeringsplaner som presenteras i budgetpropositionen.
- EI handlägger en koncessionsansökan och överlämnar underlaget till regeringen. Regeringen prövar koncessionsansökan enligt ellagens bestämmelser och tillämpliga delar av miljöbalken.<sup>194</sup>

---

<sup>192</sup> Se 3 § 1 förordning med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

<sup>193</sup> Det förutsätter att aktören är ett certifierat transmissionsnätsföretag enligt lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag.

<sup>194</sup> Vilka delar av miljöbalken som tillämpas framgår av 2 kap. 17 § ellagen.

- Om en annan aktör än SVK skulle ansöka om att bygga en utlandsförbindelse är den statliga kontrollen begränsad genom att staten inte prövar denna aktörs investeringsplaner. Då avgränsas regeringens roll till koncessionsprövningen.<sup>195</sup>

Regeringens koncessionsprövning innefattar om utlandsförbindelsen är lämplig ur allmän synpunkt. Syftet med prövningen är att hindra att samhällsekonomiskt onödiga anläggningar byggs, dvs. att hindra att nya anläggningar byggs där tillräcklig överföringskapacitet redan finns, och att säkerställa att ledningar dras fram på ett sätt som inte orsakar onödigt stor skada för tredje man.<sup>196</sup> Regeringens koncessionsprövning utgår också från miljöbalkens bestämmelser om bland annat ledningens fysiska intrång och att ledningen inte strider mot detaljplan eller områdesbestämmelser.<sup>197</sup>

SVK:s förslag om nya utlandsförbindelser baseras på SVK:s uppdrag att bygga ut transmissionsnätet utifrån investeringars samhällsekonomiska lönsamhet. SVK värderar nyttor i kalkylen på antingen nordisk eller europeisk nivå, vilket innebär att samtliga nyttor i dessa större områden värderas lika högt som de som härstammar från Sverige. En föreslagen förbindelse kan öka priserna i Sverige eller prisskillnaderna mellan svenska elområden utan att det är begränsande så länge som andra nyttor överväger. Det finns således en möjlighet att SVK föreslår utbyggnader som kan anses vara negativa utifrån vissa fördelningsmässiga eller politiska perspektiv i Sverige.<sup>198</sup>

När en utlandsförbindelse tas i drift innebär det en form av åtagande då EU:s regler förhindrar att utlandsförbindelsen hanteras på ett sätt som gynnar det egna landets elkunder. En ny utlandsförbindelse medför också ett åtagande att tillgängliggöra minst 70 procent av överföringskapaciteten för import/export (se avsnitt 2.2). Sammantaget innebär därmed detta att nya eller större begränsningar kan uppstå på exempelvis elområdesgränser (snitt) inom Sverige, samt att nya behov av nätinvesteringar inom Sverige kan uppstå.

---

<sup>195</sup> Se 2 kap. ellagen. Det gäller såtillvida att ett sådant transmissionsnätsföretag är ett certifierat transmissionsnätsföretag enligt lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag.

<sup>196</sup> Prop. 1996/97:136, s. 42.

<sup>197</sup> Se 2 kap. 12, 14 och 17 §§ ellagen.

<sup>198</sup> Det kan till exempel handla om den ovan nämnda ökade prisskillnaden inom Sverige, att Sverige som land gör en liten vinst i förhållande till andra länder, eller att konsumenter av el inom Sverige gör en samhällsekonomisk förlust (som dock totalt sett vägs upp av andra gruppers vinster).

#### 4.6.2 Nordbalt drevs fram politiskt och vissa underlag om påverkan på Sveriges elsystem saknades

Initiativen till utlandsförbindelsen Nordbalt mellan Sverige och Lettland kom dels från den lettiska motsvarigheten till SVK, Lietuvos Energija, mot bakgrund av att kärnkraftverket Ignalina skulle läggas ned, dels från EU som fann det viktigt att eliminera europeiska ”energiöar” som inte var sammanlänkade med det europeiska elnätet. Det fanns en politisk inblandning på hög nivå i ett tidigt skede, och även starka geopolitiska skäl till förbindelsens tillkomst.<sup>199</sup> Det finns också tecken på att projektet var tidsmässigt högt prioriterat.<sup>200</sup>

De för granskningen relevanta konsekvensanalyserna inför SVK:s beslut innefattar främst en marknadsanalys som speglar påverkan på berörda elmarknader med tillhörande samhällsekonomisk bedömning. Underlaget är utförligt och därmed täcks viktiga delar av konsekvenserna för elsystemet in. Dock är det inte tydligt vilka nyttor länken bidrar med för svensk del, varken i underlagsrapporten, koncessionsansökan eller de styrelsebeslut som fattats.<sup>201</sup> En utredare inom projektet uppger att det vid tiden fanns en viss tveksamhet inom SVK rörande de svenska nyttorna då man såg att förbindelsen främst skulle leda till export.<sup>202</sup> De geopolitiska skälen vägde dock så pass tungt att en tydligare analys av de svenska nyttorna hade haft liten reell betydelse.<sup>203</sup>

Ingen annan påverkan på det svenska elsystemet anges i underlagen. I de beslut om Nordbalt som fattades i SVK:s styrelse<sup>204</sup> anges att förstärkningar av det baltiska elnätet utretts och bedömts vara nödvändiga, men något motsvarande anges inte för det svenska elnätet. Detta kom under åren efter att behöva revideras då flödena

---

<sup>199</sup> Den höga politiska nivå där projektet var en del uttrycks i ”Memorandum of understanding” (MOU) från 2009 där EU-kommissionens företrädare samt regeringscheferna från både baltstaterna och Sverige finns med som undertecknare. Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2022-12-06 och Memorandum of understanding on the Baltic Energy Market Interconnection Plan, 2009.

<sup>200</sup> Enligt inriktningsbeslutet påbörjades upphandlingar av centrala komponenter redan ett år före SVK:s koncessionsansökan skickades till EI. Det kan också konstateras att ett avtal mellan inblandade länder om att bygga Nordbalt tecknades innan EI:s och regeringens formella prövning av koncessionen.

<sup>201</sup> Svenska kraftnät och Lietuvos energija AB, *Feasibility study for an electrical interconnection between Sweden and Lithuania – Summary report*, 2008; Svenska kraftnät, *Inriktningsbeslut 2009/967*, 2009; Svenska kraftnät, *Investeringsbeslut 2009/967*, 2010; Svenska kraftnät, *Koncessionsansökan - Ansökan om nätkoncession enligt ellagen för ny 300 kV likströmsförbindelse - markkabel och sjökabel - från Nybro till svensk territorialgräns 2009/995*, 2010.

<sup>202</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2022-12-06.

<sup>203</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2022-12-06.

<sup>204</sup> Svenska kraftnät, *Inriktningsbeslut 2009/967*, 2009; Svenska kraftnät, *Investeringsbeslut 2009/967*, 2010.

från Nordbalt visade sig kräva en ny relativt omfattande nätinvestering (Ekhyddan–Nybro–Hemsjö, se avsnitt 5.3).

#### 4.6.3 Hansa Powerbridge konsekvensutreddes utförligt men flaskhalsar och ökade prisskillnader återspeglas otillräckligt

Behovet av en ny förbindelse till Tyskland beskrevs av SVK i perspektivplan 2013–2025 utifrån behovet att kunna exportera ett successivt ökande energiöverskott i form av främst vindkraft. Under 2014 ingicks ett samförståndsavtal mellan SVK och den tyska motsvarigheten 50Hertz om att gemensamt arbeta för utbyggnad. Länken motiverades i SVK:s styrelsebeslut mot bakgrund av svensk nettoexport och ett ökat effektbehov i Sverige efter nedläggningsbesluten inom den svenska kärnkraften.<sup>205</sup> Idag pågår koncessionsprövning av förbindelsen hos regeringen. Under 2022 angav dock SVK att upphandlingen av länken hade stoppats vilket försenade projektets tidsplan. Ungefär samtidigt har företrädare för regeringen flaggat för att utbyggnaden ska pausas, bland annat med hänvisning till att prisdifferenserna mellan svenska elområden först måste minska.<sup>206</sup>

Vår iakttagelse är att SVK utifrån sitt uppdrag utredde förbindelsen grundligt. Den inledande studien av förutsättningarna avspeglade att projektet var lönsamt, att elpriserna påverkades i liten utsträckning och att nyttofördelningen är relativt balanserad för båda länder.<sup>207</sup>

När det gäller dagens påverkan på det svenska transmissionsnätet är bilden dock delvis en annan. Förbindelsen ansluter i elområde SE4 på sådant sätt att det interna elnätet inom elområdet inte belastas (i motsats till fallet Nordbalt). Däremot förvärras den flaskhals som finns på snitt 4 (mellan SE3 och SE4) vilket påverkar elprisernas spridning mellan olika delar av landet. Som beskrivs i kapitel 2 har även snitt 2 sedan en tid varit en återkommande flaskhals, och förbindelsen skulle därmed bidra till att priserna i södra Sverige i högre grad liknar de centraleuropeiska priserna snarare än de i elområdena SE1 och SE2. Förbindelsen skulle dock, potentiellt sett, även kunna öka priserna i SE1 och SE2 på grund av ökad överföring.

---

<sup>205</sup> Svenska kraftnät, *Inriktningsbeslut 2009/967*, 2009, s. 2.

<sup>206</sup> Sverigedemokraterna, Moderaterna, Kristdemokraterna och Liberalerna, *Tidöavtalet: Överenskommelse för Sverige*, 2022, s. 15; Forsberg, ”Farmanbar: Stopp för ny elkabel till Tyskland”, 2022-08-17.

<sup>207</sup> I en uppdaterad studie 2015 ändrades denna bild något, och förbindelsen pekade på negativ svensk netto nytta. Efter energiöverenskommelsen gjordes dock en uppdatering som pekade på robust lönsamhet utifrån ett svenskt perspektiv. Svenska kraftnät, *Inriktningsbeslut 2014/1285*, 2017, s. 7 f; Svenska kraftnät och 50Hertz, *Hansa Powerbridge Feasibility Study*, 2014.



SVK har inte lyckats förutse de begränsningar som har uppkommit i elsystemet. Så sent som i inriktningsunderlaget från 2017 menar SVK att ökade prisdifferenser inom Sverige till följd av Hansa Powerbridge inte är önskvärda och att möjligheterna att rymma de nya flödena utan större prisdifferenser hade utretts särskilt.<sup>208</sup> Företrädare för SVK menar att detta också varit den generella utgångspunkten, det vill säga att i första hand förstärka det svenska transmissionsnätet och därefter bygga utlandsförbindelser om sådan kapacitet finns.<sup>209</sup> Vi konstaterar att de faktorer som påverkar transmissionsnätet idag huvudsakligen var kända 2017 (se kapitel 2) och att förbindelsen i dagens situation skulle innebära en risk för betydande prispåverkan.

#### 4.6.4 Regeringens koncessionsprövning inbegriper inte de grundläggande motiven till en ny förbindelse

Vi har iakttagit att regeringens koncessionsprövning inte innefattar aspekter som riksdagen och regeringen tidigare har uttalat vore lämpliga. Aspekter som riksdagen och regeringen har pekat ut som nödvändiga är fördelningspolitiska, hot mot försörjningstryggheten och driftssäkerheten i det svenska elsystemet.<sup>210</sup> Därutöver har geopolitiska aspekter varit ett tydligt motiv i utbyggnaden av Nordbalt. I regeringens nuvarande koncessionsprövning ingår, som beskrivits ovan, inte dessa vidare aspekter eller andra mer grundläggande motiv.

I förarbetena till ellagen betonades också att staten ska ha ett inflytande över etablerandet av nya utlandsförbindelser. Det skulle ske genom att regeringen prövade koncessionsansökningar om utlandsförbindelser och genom att utlandsförbindelser bara kunde byggas och drivas av den statliga aktören SVK.<sup>211</sup> Sedan 2019 är det dock möjligt för andra aktörer än SVK att ansöka om att bygga och driva en utlandsförbindelse.<sup>212</sup> Den statliga kontrollen begränsas i dessa fall till regeringens koncessionsprövning.

Staten har fortsatt kontroll över SVK:s utbyggnad av utlandsförbindelser via beslut om SVK:s investeringsplaner. Planerna på en ny investering tas dock fram i ett tidigt skede och utifrån SVK:s uppdrag att föreslå samhällsekonomiskt lönsamma nätutbyggnader. Informationen i SVK:s investeringsplaner är också knapphändig, framför allt vad avser aspekter som omnämns ovan men även avseende

---

<sup>208</sup> Svenska kraftnät, *Inriktningsbeslutet 2014/1285*, 2017, s. 11 f.

<sup>209</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2022-11-29.

<sup>210</sup> Prop. 1993/94:162, bet. 1993/94:NU22, rskr. 1993/94:358; prop. 1994/05:222, bet. 1995/96:NU1, rskr. 1995/96:2.

<sup>211</sup> Prop. 1996/97:139, s. 62 ff, bet. 1997/98:NU3, rskr. 1997/98:27.

<sup>212</sup> Prop. 2017/18:237, s. 29 ff och 35, bet. 2017/18:NU23, rskr. 2017/18:412.

utlandsförbindelsens samhällsekonomiska lönsamhet.<sup>213</sup> Vi har i fallet Hansa Powerbridge iakttagit att regeringsföreträdare i samband med koncessionsprövningen uttryckt en politisk vilja att mot bakgrund av fördelningspolitiska aspekter pausa genomförandet.<sup>214</sup> Detta till följd av risken för förstärkta prisskillnader mellan elområden inom Sverige, vilket är en aspekt som inte avspeglades i investeringsplanen eller SVK:s interna utredningsunderlag (fram till och med 2017).

Regeringens prövning är alltså snäv och inbegriper bland annat inte fördelningspolitiska aspekter, exempelvis relaterat till i vilken mån konsumenterna i vissa delar av Sverige påverkas av förändrade priser. Regeringens inflytande i processen skiljer sig även från andra länder där ett tydligare ställningstagande till förbindelsen tas på regeringsnivå.<sup>215</sup> Det har i en rapport från expertgruppen för studier i offentlig ekonomi (ESO) framförts som förslag till regeringen att tillsätta en utredning för att analysera vilka kriterier som ska gälla vid prövning av nya utlandsförbindelser med anledning av de politiska dimensionerna som rymms i prövningen.<sup>216</sup>

## 4.7 Sammanlagda konsekvenser av de olika besluten

En övergripande iakttagelse är att regeringen vid samtliga beslut har gjort otillräckliga konsekvensanalyser med avseende på att relatera de granskade beslutens konsekvenser till andra beslut som också påverkar elsystemet. Det är av stor betydelse att sådana sammanvägda konsekvensanalyser görs eftersom elsystemet är ett tätt sammanhängande och komplext system där en justering på ett håll får påverkan på ett annat håll. Vi har exempelvis sett brister i de samlade konsekvenserna för konkurrensförhållandet mellan elproducenter på elmarknaden och för försörjningstryggheten. Vi har också sett hur olika beslut bidragit till en pris separation av elpriserna i Sverige.

---

<sup>213</sup> Se exempelvis Svenska kraftnäts beskrivning av Hansa Powerbridge i Svenska kraftnät, *Verksamhetsplan med investerings- och finansieringsplan 2022–2024*, 2021.

<sup>214</sup> Sverigedemokraterna, Moderaterna, Kristdemokraterna och Liberalerna, *Tidöavtalet: Överenskommelse för Sverige*, 2022.

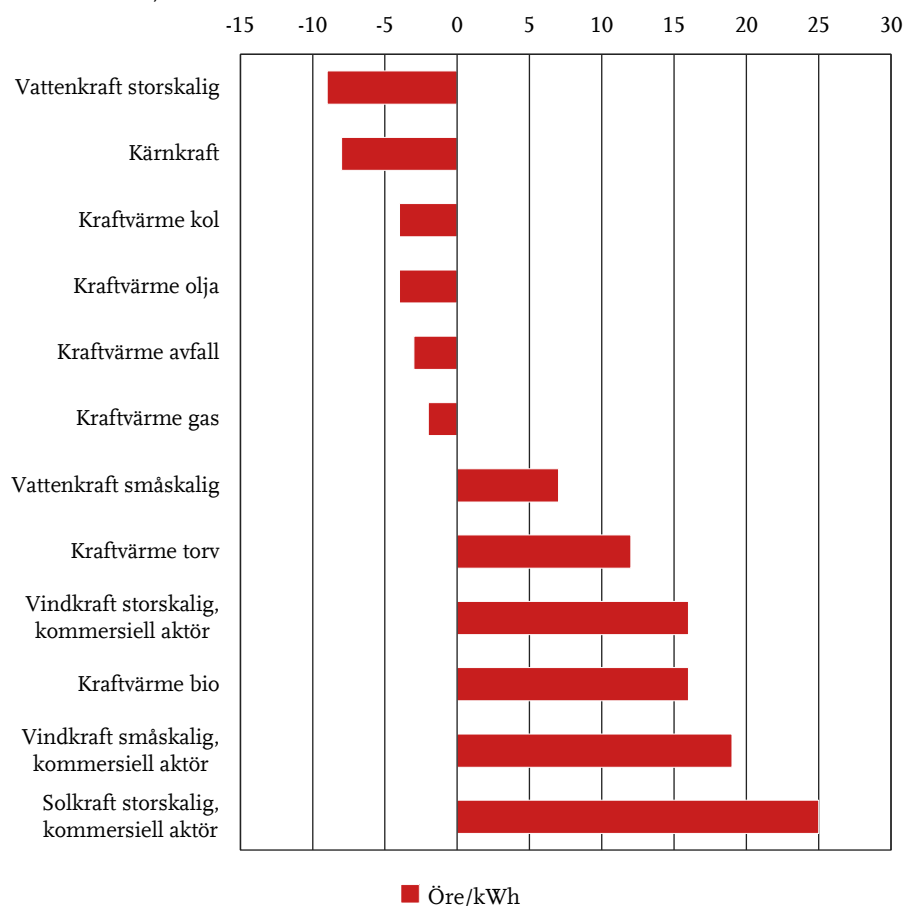
<sup>215</sup> Ett exempel i detta sammanhang är Norge. Den norska energilagen stadgar två koncessioner för utlandsförbindelser, 3 kap. 1 § handlar om anläggningskoncessionen (vilket motsvarar den svenska prövningen hos EI och därefter regeringen) och 4 kap. 2 § handlar om en separat koncession för utlandsförbindelser, som ansöks om hos departementet. Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2022-11-29.

<sup>216</sup> Diczfalusy och Hellner, *Handel med stor effekt – en ESO-rapport om utrikeshandeln med el*, 2023.

#### 4.7.1 Regeringen har inte analyserat den samlade konkurrenspåverkan

Grunden för en välfungerande elmarknad är att det ska råda jämlik konkurrens mellan producenterna. Regeringen har dock på olika sätt påverkat konkurrensen mellan olika producenter och kraftslag, främst genom skatter och stödsystem (subventioner). Kungliga ingenjörsvetenskapsakademin (IVA) har visat att den sammanlagda effekten av statliga styrmedel var betydande under 2015 (se diagram 4), särskilt i relation till det genomsnittliga elpriset under åren 2014 och 2015, som uppgick till 31,6 respektive 22 öre per kWh i elområde SE3.

**Diagram 4** Sammanlagd effekt av skatter, avgifter, subventioner och undantag på de olika kommersiellt drivna kraftslagen under år 2015 (ett positivt värde innebär en subvention)



Källa: IVA, *Skatter och subventioner vid elproduktion – Vägval el, 2015, s. 4.*

Om en enskild åtgärd inte utreds utifrån det övergripande sammanlagda perspektivet finns det en betydande risk för oförutsedda långsiktiga eller kortsiktiga konsekvenser i sammansättningen av kraftproduktionen. Sådana konsekvenser visar sig i sambandet mellan elcertifikatsystemet, effektskatten och kraftvärmeskatterna.

Även om elcertifikatsystemet är ett marknadskompletterande stödsystem för att bistå utvecklingen av förnybar elproduktion, innebär introduktionen av mer elproduktion på elmarknaden en försämrad konkurrenssituation för elproducenter utanför elcertifikatsystemet. Elcertifikatsystemet innebar, allt annat lika, en sänkning av elpriset eftersom utbudet ökade samtidigt som efterfrågan var stabil. Samtidigt som detta system blivit mer omfattande har effektskatten successivt höjts för kärnkraften.<sup>217</sup> Den sammanvägda konsekvensen av elcertifikatsystemet och kraftslagsspecifika skatter var således en betydande försämring av kärnkraftens men också andra kraftslags konkurrenssituation. I ett senare skede försämrades lönsamheten för kraftvärmeverken när energi- och koldioxidskatten höjdes samtidigt som avfallsförbränningsskatten infördes. Det var två olika skatter som tillsammans påverkade konkurrenssituationen för kraftvärmeverken negativt.

Vid sidan av beslut som kan ha medverkat till att elpriset blivit lägre innebär beslut om nya utlandsförbindelser troligen ett högre elpris eftersom elpriset i Sverige historiskt varit lägre än i angränsande länder. Därtill kan nedläggning av elproduktionsanläggningar till följd av försämrade konkurrensförhållanden i sin tur leda till att elpriset stiger när utbudet minskar.<sup>218</sup>

#### 4.7.2 Regeringen har inte analyserat de samlade konsekvenserna för försörjningstryggheten

Elsystemet är ett komplext och sammanhållet system där förändringar i produktion, konsumtion och överföring kan få stora konsekvenser. Som vi beskriver ovan har konkurrensförhållandena för planerbar kraft försämrats genom de samlade konsekvenserna av regeringens beslut. Samtidigt har variabel elproduktion ökat genom elcertifikatsystemet. Den variabla kraften har därtill under de senaste fem åren haft en kraftig marknadsdriven utbyggnad. Vi konstaterar att de samlade konsekvenserna för försörjningstryggheten av ett antal beslut som bidragit till mindre planerbar kraft och mer variabel kraft inte har

---

<sup>217</sup> Detsamma gäller för fastighetsskatten för vattenkraft. Vi har däremot inte granskat det beslutet i denna granskning, och denna skatt sänktes rejält efter energiöverenskommelsen 2016.

<sup>218</sup> Sweco, *Elpriset i Sverige 2023*, 2022.

analyserats tillräckligt. Det gäller för exempelvis frågor om driftssäkerhet, effektbalans och överföringskapacitet.

Exempelvis har driftssäkerheten försämrats bland annat genom försämrade konkurrensförhållanden för kärnkraft och kraftvärme som bidrar med vissa stödtjänster, så som spänningsstabilitet och frekvensstabilisering. Kraftvärmen har därutöver en viktig roll i att den generellt sett är lokaliserad i nära anslutning till större städer och därför tryggar städernas elförsörjning. Vidare bidrar kraftvärmen med förmåga till ödrift och dödnätsstart.<sup>219</sup>

#### 4.7.3 Prisseparationen mellan de svenska elområdena är en trolig sammanlagd konsekvens av olika beslut

Prisseparationen i Sverige mellan framför allt norr och söder har drivits på av att överföringsbehovet från norra till södra Sverige ökat som en sammantagen effekt av flera av de fattade besluten. Dessutom har ett högre elpris i angränsande länder till följd av bland annat höjda gaspriser ökat priserna i södra Sverige. De beslut som ökat överföringsbehovet är nya utlandsförbindelser som anslutits i södra Sverige, tillkommande elproduktion genom elcertifikatsystemet som till stor del byggts i norra Sverige och nedläggningen av elproduktion som främst skett i södra Sverige, delvis på grund av en försämrad konkurrenssituation. Utöver att nedläggningarna inneburit ett lägre utbud i södra Sverige har SVK också minskat överföringskapaciteten som en följd av de nedlagda kärnkraftsreaktorerna, se vidare i avsnitt 2.3.2.

---

<sup>219</sup> Ödrift innebär förenklat elförsörjning i ett mindre delområde utan koppling till transmissionsnätet. Dödnätsstart innebär att starta elnät från ett strömlöst tillstånd.

## 5 Hanteringen av konsekvenser

I detta kapitel besvarar vi frågan om hur regeringen och SVK har hanterat de konsekvenser som delvis har uppstått till följd av de beslut vi granskar i kapitel 4 samt de konsekvenser som följer av de omvärldstrender vi granskat i kapitel 3. Vi har även granskat om hanteringen har skett inom rimlig tid. I kapitlet redogör vi för våra iakttagelser utifrån vår granskning av tre olika delar av konsekvenshanteringen:

- regeringens sammankoppling av beslutsprocess och konsekvenshantering (avsnitt 5.1)
- åtgärder regeringen och SVK vidtagit för att hantera behovet av att bygga ut transmissionsnätet (avsnitt 5.2–5.4)
- åtgärder regeringen och SVK vidtagit för att hantera konsekvenser inom befintligt transmissionsnät (avsnitt 5.5–5.6).

Våra iakttagelser är att regeringen och SVK i stort sett saknar en sammankopplad åtgärdshantering mellan de granskade besluten och hantering av deras konsekvenser. Vi har funnit få tecken på att hanteringen av de konsekvenser som har en koppling till beslut har skett utifrån en sammanhållen plan.

Regeringens och SVK:s hantering av nätutbyggnad och kortare ledtider för transmissionsnätet är sen i förhållande till de identifierade behoven. SVK har trappat upp sin verksamhet rejält under senare år men har inte lyckats uppnå sina egna uppställda investeringsmål. Det har i vissa viktiga projekt tagit lång tid att gå från identifierat behov av nätutbyggnad till genomförande, särskilt gällande den i särklass största och viktigaste investeringen Nordsyd. Behovet av att korta ledtiderna för utbyggnad av transmissionsnätet identifierades omkring 2007 men både regeringens och SVK:s arbete kom i gång ordentligt först tio år senare.

SVK:s arbete med åtgärder på kort sikt och mothandel, för att öka överföringsförmågan i det befintliga transmissionsnätet, har införts sent. Åtgärderna har när de väl kommit på plats haft betydande effekt på överföringskapaciteten.

Regeringens och SVK:s olika insatser för att hantera effektbalansen och en ökad mängd variabilitet i elsystemet bidrar till hanteringen och har skett i tid. Mot bakgrund av mer variabel elproduktion och ökad elanvändning framöver finns det dock en risk att åtgärderna blir otillräckliga. Det gäller vilken balanseringsförmåga som efterfrågefleksibiliteten kan bidra med och hur effektreserven ska ersättas i framtiden.

## 5.1 Sammankoppling av beslutsprocess och konsekvenshantering

Våra iakttagelser visar att de beslut som granskats i föregående kapitel och konsekvenshanteringen i relativt begränsad utsträckning har hållits ihop. Det förklaras huvudsakligen av att konsekvensanalysen inte varit tillräcklig. I den mån det finns stannar det vid utredningar vars slutsatser det dröjer innan de kan införas. En mer långtgående sammanhållen konsekvenshantering vore sannolikt effektiv och mer proaktiv, vilket åskådliggörs i nedanstående exempel.

### Nedläggningen av Barsebäck – ett exempel på sammanhållen konsekvensanalys och hantering

Det statliga beslutet 1997 om att lägga ned de båda reaktorerna i Barsebäck (B1 och B2) utgjorde ett steg i förverkligandet av riksdagens dåvarande beslut om att kärnkraften skulle avvecklas.<sup>220</sup> Beslutet genomfördes på statligt initiativ (genom expropriation) och fattades således inte av marknadsaktörerna. Staten genomförde avvecklingen inom ramen för energipolitiska program med åtgärder som skulle uppfylla vissa kriterier innan nedläggningen kunde genomföras.

Konsekvenshanteringen såg ut som följer:<sup>221</sup>

- *Konsekvensanalyser utifrån ett systemperspektiv.* I konsekvensanalyserna konstaterades att kompensationsåtgärder var nödvändiga och dessa innefattade bland annat ett kortsiktigt och ett långsiktigt åtgärdsprogram. Åtgärderna inriktades på samtliga delar i elsystemet: konsumtion, produktion och nät.
- *Stegvist genomförande och tidsmässig anpassning.* B1 lades ned 1999 medan B2 planerades att läggas ned 2001, men slutligen skedde nedläggningen under 2005. Det berodde på att uppföljningar av de uppställda kriterierna åren 2000–2003 konstaterade att det ännu inte fanns förutsättningar att lägga ned.
- *Förberedande och kompenserande åtgärder.* Under perioden 2001 till 2003 genomförde SVK ett antal nätutbyggnader och anpassningar i södra Sverige, bland annat en ledning (400 kV mellan Alvesta och Hemsjö) över snitt 4. Sammantaget bedömdes att effektbortfallet i en höglastsituation efter de båda reaktorerna var kompenserat. Målet var även att minskad elanvändning och ökad förnybar elproduktion skulle kunna bidra med det årliga energibortfallet efter B2, vilket bedömdes vara nästan uppnått 2003.

<sup>220</sup> Beslutet anger avveckling i den takt som var möjlig med hänsyn till behovet av elektrisk kraft, sysselsättning och välfärd. Prop. 1996/97:84.

<sup>221</sup> Energimyndigheten, *Barsebäck 2 – Underlag inför Energimyndighetens remissvar på de rapporter som ska ligga till grund för regeringens prövning år 2003 av om villkoren för att stänga Barsebäck är uppfyllda*, 2003.

- *Långsiktiga åtgärder.* SVK inleder som en kompletterande åtgärd upphandling av effektresurser under vintern. Denna lösning formaliserades ett par år senare med lagen (2003:436) om effektreserv.<sup>222</sup>
- *Uppföljning.* I samband med nedläggningen började SVK på uppdrag av regeringen genomföra årliga uppföljningar av effektsituationen i Sverige. Dessa genomförs fortfarande årligen.

Förutsättningar för regeringens beslutsfattande har förändrats betydligt sedan nedläggningen av Barsebäck, bland annat genom en mer omfattande EU-lagstiftning. Den grundläggande inriktningen att analysera och hantera konsekvenserna av beslut utifrån ett helhetsgrepp på elsystemet är dock fortsatt aktuell.

### 5.1.1 För vissa beslut saknas sammankoppling av beslutet och konsekvenshantering

I några av de granskade besluten konstaterar vi att det saknas sammankoppling mellan beslutet och hanteringen av de konsekvenser som antingen visat sig av konsekvensanalysen eller framförts av remissinstanser. Vid beslutet om höjningen av effektskatten utreddes inte risken för att kärnkraftsreaktorer skulle kunna komma att läggas ner och de eventuella konsekvenserna av detta, och därmed inte heller åtgärder för att hantera konsekvenser. Även vid höjningen av energi- och koldioxidskatten saknades det en beskrivning av någon form av konsekvenshantering, vilket troligen förklaras av att det också där saknades en tillräcklig konsekvensanalys.

För dessa beslut har det trots otillräckliga konsekvensanalyser inkommit remissvar som pekade på troliga konsekvenser som behövde hanteras i form av de produktionsnedläggningar som senare beslutades. Båda dessa konsekvenser uppstod också nära inpå skatteförändringarna. De föranledde även åtgärder som vi återkommer till i avsnitt 5.1.3.

En nedläggning av produktionsanläggningar innebär ofta att SVK behöver vidta åtgärder för att hantera nya flöden i transmissionsnätet och eventuellt bortfall av stödtjänster. Det kan vara svårt för SVK att vidta tillräckliga åtgärder inom rimlig tid eftersom en nedläggning av en elproduktionsanläggning kan genomföras ganska snabbt av dess ägare. I stället kan SVK då behöva minska

<sup>222</sup> Energimyndigheten, *Barsebäck 2 – Underlag inför Energimyndighetens remissvar på de rapporter som ska ligga till grund för regeringens prövning år 2003 av om villkoren för att stänga Barsebäck är uppfyllda*, 2003, s. 29.



överföringskapaciteten för att upprätthålla driftssäkerheten. En bättre sammankoppling mellan beslut och konsekvenshantering skulle kunna minska storleken på konsekvenserna.

I beslutet om havsvindkraften kan vi iaktta att konsekvensanalyserna saknar en explicit hantering av de konsekvenser som kan uppstå i transmissionsnätet. Samtidigt hanteras detta implicit genom den valda modellen där SVK får definiera anslutningspunkterna till det befintliga nätet.

### 5.1.2 I några beslut aviserades utvärderingar av konsekvenserna

I de beslut där vi ser en sammankoppling mellan de konsekvenser som analyseras och hanteringen av dessa är åtgärden i huvudsak en utvärdering. I beslutet om avfallsförbränningskatt gav regeringen ett uppdrag om utvärdering av skatten till Skatteverket redan i beslutet om införandet. Likaså gav regeringen i samband med ambitionshöjningen 2016 inom elcertifikatsystemet i uppdrag till SVK att utreda hur elsystemet behöver anpassas för ett elsystem med en ökande andel variabel elproduktion. I anslutning till ambitionshöjningen 2012 aviserades även ett behov av nordiska nätutvecklingsplaner av regeringen.

Utredningar och utvärderingar efter beslut ger värdefull kunskap om hanteringen av konsekvenserna, men samtidigt hinner det gå tid i förhållande till om konsekvenshanteringen redan var känd och planerad inför beslutets genomförande.

### 5.1.3 Konsekvenshantering har skett efter att konsekvenserna väl inträffat

I några av de granskade besluten uppstod konsekvenser som framför allt remissinstanser pekat på under beslutsprocessen. Dessa konsekvenser har regeringen och SVK hanterat. Hanteringen blev däremot hastig och åtgärderna är kortsiktiga.

Höjningen av energi- och koldioxidskatten för kraftvärmes efterföljdes direkt av nedläggning av några kraftvärmeverk som hade en viktig placering för större städernas elförsörjning, bland annat i Stockholm. En särskild finansieringslösning utvecklades baserad på bland annat SVK:s beredskapsmedel för att bibehålla tillräcklig produktion i Stockholms regionala elnät.<sup>223</sup>

---

<sup>223</sup> Svenska kraftnät, ”Elberedskapsåtgärder i Stockholm – viktiga beslut för att säkra ödrift”, hämtad 2023-05-12; bet. 2021/22:KU20, s. 184 ff.

Därefter bedömde regeringen, bland annat utifrån nämnda utvärderingar, att kraftvärmens konkurrensförhållanden försämrats för mycket, vilket i sin tur riskerade att hota elförsörjningen. Av den anledningen togs både koldioxidskatten och avfallsförbränningskatten bort (se avsnitt 4.3 och 4.4).

På liknande sätt avskaffades effektskatten helt efter att regeringen funnit att kärnkraftens konkurrenssituation var för dålig. Vid avskaffandet hade beslut om nedläggning av fyra reaktorer redan fattats (se avsnitt 4.1).

## 5.2 SVK:s omställning av investeringsverksamheten håller inte jämna steg med behoven

SVK har inte ökat sina investeringar i transmissionsnätet i den takt som myndigheten själv har bedömt vara nödvändig. Under några år efter 2015 sjönk investeringstakten till en lägre nivå än tidigare, samtidigt som omvärldsförändringar som kunde förväntas öka behoven inträffade. I de fyra senaste årens investeringsplanering har SVK inte kunnat växla upp verksamheten i alls samma takt som man har prognostiserat för, på varken lång eller kort sikt. För att lyckas nå sina mål måste investeringsverksamheten nu expandera i en takt som är flera gånger högre än de fyra senaste årens.

SVK:s hantering av behovet av ökad överföringskapacitet har enligt våra iakttagelser inte varit tillräcklig. Däremot planerar SVK nu för en kraftig expansion men givet de svårigheter SVK har haft med att nå upp till sin tidigare planerade investeringstakt konstaterar vi att det finns en hög risk att SVK inte kommer lyckas investera i den takt som är behövlig utifrån det framtida överföringsbehovet.

### 5.2.1 Investeringsverksamheten har expanderat i två faser

I kapitel 2 redovisar vi hur det finns flaskhalsar i transmissionsnätet som sedan 2020 blivit allt allvarigare, samt att kapaciteten fram till 2021 sjönk. År 2009 och i flera efterföljande investeringsplaner poängterade SVK att man övergått från den förvaltningsfas som myndigheten befunnit sig i fram till en bit in på 2000-talet till en mer expansiv fas. Detta ledde till en mycket snabbt ökande investeringstakt med start från cirka 2007 (se diagram 5). Utvecklingen fortsatte till 2014 då en rekordnivå nåddes med ett samlat investeringsutfall på 4,3 miljarder kr. Enligt SVK hänger nivån på de investerade medlen oftast samman med hur större investeringars genomförande faller ut.<sup>224</sup> Den höga investeringsnivån under denna period är främst kopplad till två större projekt, Sydvästlänken och Nordbalt.

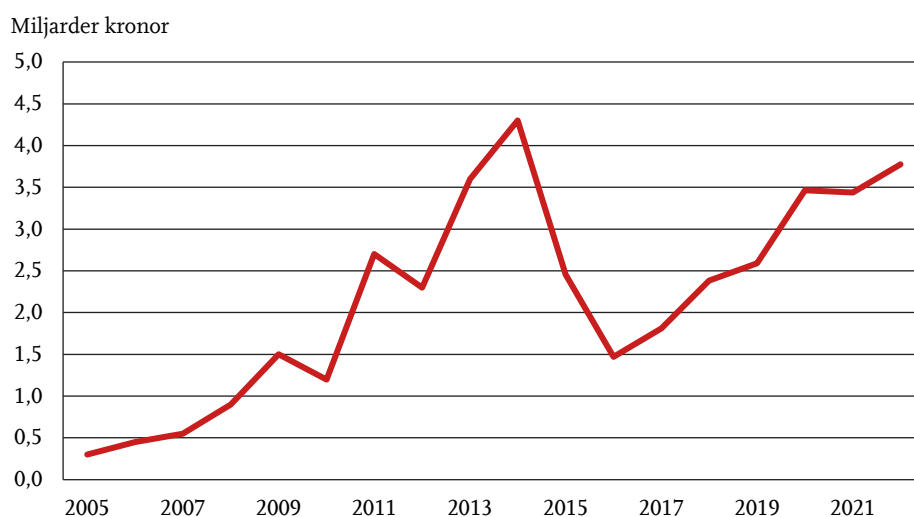
---

<sup>224</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-22.

Därefter skedde en snabb nedgång i investeringstakten, med en botten under 2016.<sup>225</sup>

Efter 2016 har investeringsnivån ökat igen, dock inte i lika snabb takt som under föregående period, och vi kan konstatera att nedgången blev långvarig. Som framgår av kapitel 2 har det varit känt sedan 2012–2015 att större förändringar i elsystemet skulle förverkligas cirka 2020–2021,<sup>226</sup> vilket därmed bör ha gjort det mer angeläget att genomföra fler nätåtgärder snarare än färre. Trots ovan nämnda större förändringar har SVK efter 8 år inte överträffat den investeringsnivå som nåddes under 2014.

**Diagram 5** SVK:s årliga investeringsutgifter (miljarder kr)



Källa: SVK:s årliga investeringsplaner och Riksrevisionens beräkningar.

<sup>225</sup> Anledningen till det snabba fallet var att SVK satte en lägre investeringsram och att flera planerade projekt slopades i samband med att beslut fattades 2015 om att lägga ned fyra kärnkraftsreaktorer, samt att den prognostiserade kostnaden i Sydvästlänken inte föll ut som tänkt. Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-22; Mejl från företrädare för Svenska kraftnät, 2023-04-06; Mejl från företrädare för Svenska kraftnät, 2023-06-22.

<sup>226</sup> Här avses beslut om kärnkraftsnedläggningar 2015, vindkraftsutbyggnad (löpande) och nya utlandsförbindelser främst i södra Norge vilka beslutades 2012, se avsnitt 2.3.

### 5.2.2 SVK når inte egna uppställda investeringsramar och har inte lyckats skala upp för att möta behoven

Sedan tidigare har Riksrevisionen visat att SVK:s faktiska investeringsutfall endast nått det planerade utfallet två gånger under tidsperioden 1996–2011, senast år 2000.<sup>227</sup> Vår uppdaterade genomgång visar att SVK därefter, under perioden 2012–2022, inte har uppnått det (i februari samma år) prognostiserade utfallet någon gång.<sup>228</sup>

SVK anser dock att investerings- och finansieringsplanerna fram till och med år 2020 snarare är att se som ett tak för investeringarna då de utgör grund för den investeringsram som beslutas av riksdagen som en del av budgetpropositionen. Av det skälet har det funnits vissa säkerhetsmarginaler i planerna som syftat till att undvika kostnadsöverskridanden som skulle kräva en revidering av beslutet om investerings- och finansieringsplan.<sup>229</sup> Vår genomgång visar dock dels att investerings- och finansieringsplanerna talar om prognoser och inte tak, dels att avvikelserna mellan prognos och utfall är stora. Avvikelseerna överstiger ofta vad som bör vara rimliga säkerhetsmarginaler för en prognos som avser samma år. Avvikelsen är större än 20 procent i över 70 procent av åren, och i vissa fall så stora som 40–50 procent.

Vi konstaterar att investeringsplanerna också är ett uttryck för det behov som SVK ser avseende förändringar av transmissionsnätet. Framst är det då minskade investeringar till följd av förseningar eller senareläggningar av projekt som är att se som problematiska. Förseningar har varit ett återkommande problem i många projekt, bland annat Sydvästlänken och flera av de projekt som beskrivs nedan i avsnitt 5.3. Under förutsättning att SVK har pekat ut angelägna och samhällsekonomiskt lönsamma åtgärder är det problematiskt att dessa inte förverkligas som tänkt.<sup>230</sup> Vidare är det viktigt att SVK:s planer faktiskt återspeglar den förväntade utveckling som sedan sker i transmissionsnätet. SVK:s projekt

---

<sup>227</sup> Riksrevisionen, *Staten på elmarknaden – insatser för en fungerande elöverföring*, 2013, s. 38.

<sup>228</sup> Riksrevisionen har i denna granskning jämfört det i investeringsplanen prognostiserade utfallet för innevarande år med den efterkommande planens redovisade utfall för det året. SVK:s investerings- och finansieringsplaner åren 2009 till 2022 och Riksrevisionens beräkningar.

<sup>229</sup> Under 2023 har säkerhetsmarginalen tagits bort. Svar från Svenska kraftnät i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>230</sup> I genomgången av investeringsplanerna kan vi konstatera att SVK inte redovisar eller jämför olika nätprojekt utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv i dessa. Vi har dock i granskningen konstaterat att SVK tar fram samhällsekonomiska bedömningar och arbetar utifrån dessa internt. I denna granskning har vi utgått ifrån att de investeringar som pekas ut i den treåriga investeringsplaneringen är angelägna att förverkliga i relativ närtid (då de ingår i 3-årig planering) samt utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv.

inriktas ofta på att minska de flaskhalsar som finns i systemet, och därmed påverkar planerna de framtida incitament som investerare ser för att förlägga kraftproduktion eller förbrukning i olika elområden.

Förseningar i investeringsverksamheten kan uppstå av många anledningar, men SVK råder över viktiga delar av processen själv genom planering och genomförande av de projekt som myndigheten flaggar för i sin investeringsplanering.<sup>231</sup> Det faktiska investeringsutfallet påverkas dock även i hög grad av andra aktörer samt av faktorer som ligger utanför SVK:s kontroll, vilket Riksrevisionen även tidigare iakttagit.<sup>232</sup> Varje oförutsedd försening i exempelvis koncessionsprövningen till följd av bland annat överklaganden påverkar SVK:s möjligheter att driva fram projekt enligt tidsplan. SVK anger att förseningar och andra händelser leder till att myndigheten inte kunnat nyttja de medel som man på förhand flaggar för.

Under de senaste åren har SVK även uppmärksammat de utmaningar för transmissionsnätet som följer av elektrifieringen och aviserat betydligt större investeringsramar. Som diagram 6 visar har de fyra senaste årens investeringsplanering dock konsekvent, såväl för det innevarande året som på längre sikt, överskattat hur snabbt SVK kan öka investeringstakten för att möta de nya utmaningarna.

Diagrammet visar även att när föregående års prognos inte kan nås, så skjuts (med få undantag) även den mer långsiktiga prognosen för hur snabbt SVK kan öka investeringstakten på framtiden. Exempelvis har prognosen för investeringsnivån år 2024 stegvis justerats ned från 10,6 miljarder kr till 7,8 miljarder kr, en sänkning med 26 procent. För varje år blir prognoserna även alltmer brant stigande vilket visar att SVK:s förväntan om att kunna öka investeringstakten blir allt högre. I den senaste planen för åren 2024–2026 prognostiseras att investeringsverksamheten ska kunna växa med 258 procent jämfört med senaste utfallsår, vilket saknar motstycke i SVK:s historia. Målsättningen kan även jämföras med de gångna fyra åren, där SVK realiserade en faktisk ökning med 58 procent.<sup>233</sup>

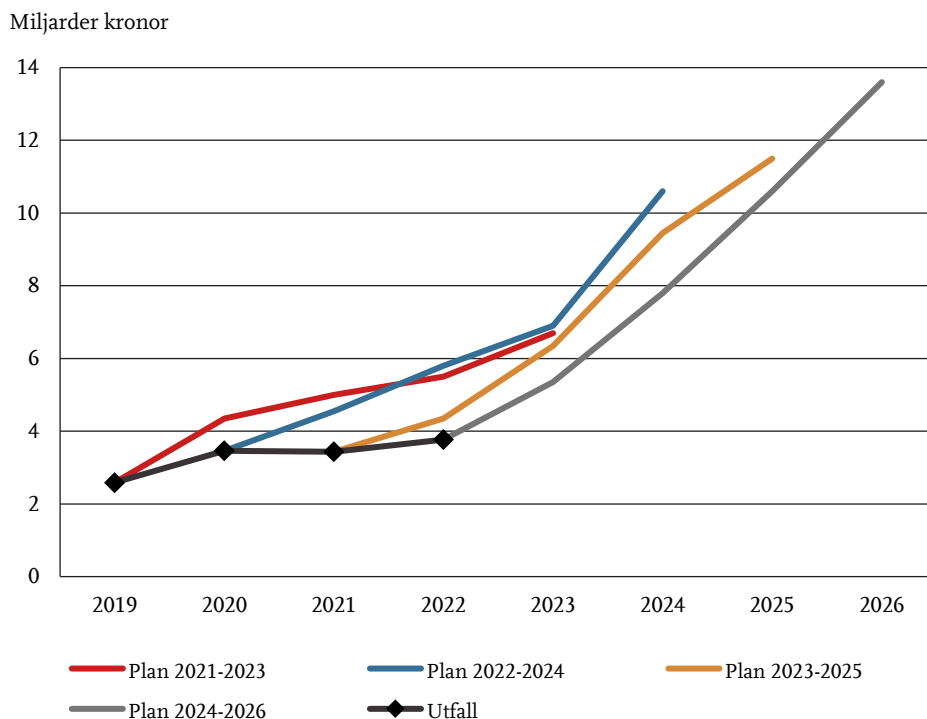
---

<sup>231</sup> SVK anger i sin faktagranskning att myndigheten arbetar för att minska risken för förseningar genom att utveckla möjligheten till planerade avbrott för underhåll och spänningssättning av nya ledningar. Vidare effektiviserar SVK interna processer, utökar personalstyrkan och utvecklar samverkan med regionnätägare och andra myndigheter. Myndigheten ser dock även fortsatt ett behov av effektivare tillståndsprocesser och en kraftig utbyggnad av produktion. Svar från Svenska kraftnät i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>232</sup> Riksrevisionen, *Staten på elmarknaden – insatser för en fungerande elöverföring*, 2013, s. 39.

<sup>233</sup> Utfallet 2022 (3,774 miljarder kr) jämförs här med utfallet 2018 (2,384 miljarder kr).

**Diagram 6** SVK:s faktiskt använda investeringsmedel (svart linje) och prognostiserade investeringsmedel enligt redovisning i de fyra senaste 3-åriga investeringsplanerna



Källa: SVK:s investeringsplaner för åren 2021–2023, 2022–2024, 2023–2025 och 2024–2026 samt Riksrevisionens beräkningar.

### 5.3 Det tar mycket lång tid att genomföra samhällsviktiga transmissionsnätsprojekt

Vår genomgång av tre transmissionsnätsprojekt pekar på ett mycket långdraget genomförande som betydligt överstiger den tid på 10–14 år som enligt SVK är genomsnittet. I dessa tre projekt är tiden från behovsidentifiering till planerat färdigställande av ny ledning runt 17–20 år givet att inga ytterligare förseningar sker. Ett av skälen till detta är fördröjningar i tillståndsprocesser med överklaganden och omtag i förhållande till tidsplan, vilket SVK endast delvis råder över. Det hör samman med att SVK behöver bygga ut transmissionsnätet på sträckor som tidigare inte har berörts av ledningsnät, vilket gör genomförandet mer komplicerat och riskfyllt ur ett förseningsperspektiv.

En annan betydande förklaring till långdragna processer som vi har iakttagit ligger i att SVK startat utredningar med sikte på koncessionsansökan för sent i förhållande till när behovet uppmärksammades eller borde ha uppmärksammats.<sup>234</sup> De bakomliggande skälen är dock många och det är inte enbart SVK som bidragit till dröjsmålen. Den sena starten är en förklaring till att de mycket viktiga förstärkningarna av snitt 2 (idag programmet Nordsyd) inte kommer att förverkligas förrän under 2030-talet. Det är problematiskt utifrån projektets betydelse för hela det nordiska elsystemet och för att hantera övergången mot mer förnybar elproduktion och elektrifiering.

Nedanstående beskrivning utgör en sammanfattning av vår genomgång av de tre projekten. Se bilaga 3 för en mer utförlig genomgång.

### 5.3.1 Tre större pågående projekt

De tre projekt som vi valt att granska bedömer vi vara kopplade till åtgärdande av kända kapacitetsbrister i transmissionsnätet samt de senaste årens utveckling mot mer vindkraft, nedlagd kärnkraft och fler utlandsförbindelser. De valda projekten är sådana som har potential att hantera konsekvenserna av den beskrivna utvecklingen i kapitel 2 samt de beslut som redovisas i kapitel 4:

- Ekhyddan–Nybro–Hemsjö, en förstärkning av transmissionsnätet i sydöstra Sverige. Tid från ett av SVK tydligt definierat behov till planerat färdigställande av hela sträckan: 17 år.
- Skogsäter–Stenkullen, en förstärkning av västkustsnittet som är en intern flaskhals som skapat överföringsbegränsningar till exempel mot Norge. Tid från ett av SVK tydligt definierat behov till planerat färdigställande av hela sträckan: 20 år.
- Nordsyd, ett mycket omfattande program av åtgärder som syftar till att förstärka överföringen mellan norra och södra Sverige (snitt 2). Programmet inkluderar även förstärkningar i andra delar av transmissionsnätet men beskrivningen nedan fokuserar på de delar som förstärker detta snitt. Programmet är indelat i fyra större delprojekt; de första kortsiktiga åtgärderna som ger en viss kapacitetsförstärkning beräknas vara färdiga 2027/28. Delprojekten färdigställs sedan under åren 2033–2040 och förstärker stegvis kapaciteten ytterligare. Tid från tydligt definierat behov 2013 till färdigställande av det första delprojektet: 20 år.

---

<sup>234</sup> I fall där ett behov borde ha uppmärksammats avser vi större förändringar i elsystemet som är definitivt beslutade och som innebär att det finns en möjlighet för SVK att bedöma påverkan av förändringen innan den inträffar.

### 5.3.2 Förseningar i tillståndsprocesserna leder ibland till avsevärda förseningar i samhällsviktiga projekt

I de två granskade projekt vars tillståndsprocess är nästan helt genomförd har betydande förseningar uppstått. I projektet Ekhyddan–Nybro–Hemsjö har koncessionsprövningen blivit tidsmässigt långdragen främst till följd av att koncessionsansökan först avslogs av EI och sedan överklagades av SVK till regeringen. Efter regeringens prövning godkändes ledningarna med vissa förbehåll. Vi uppskattar att förseningen till följd av detta uppgick till cirka 2–3 år.

I projektet Skogsäter–Stenkullen lämnade SVK sin koncessionsansökan till EI under 2016. Först tre år senare, 2019, efter vad SVK anser var en omfattande dialog och flera frivilliga åtaganden samt åtgärdsförslag, bedömde Länsstyrelsen (som är en av de aktörer som bereds möjlighet att uttala sig om sträckningen) dragningen av den norra delen av ledningen som oförenlig med ett område klassat som riksintresse för naturvård.<sup>235</sup> Det ledde till att SVK delade upp projektet i två delar, där den södra delen gavs koncession 2022. För den norra delen har SVK startat om processen med en annan dragning. Då syftet uppnås till fullo först efter att den norra delen är klar uppskattar vi att omprövningen har försenat projektet med cirka 6–8 år.

### 5.3.3 SVK har i vissa fall dröjt med att starta projekt som bedöms vara angelägna eller som kan förutses

Investeringsprogrammet Nordsyd har föregåtts av planerade förstärkningar av snitt 2 i olika former i SVK:s investeringsplanering sedan åtminstone 2009. Vi konstaterar att SVK 2013 uttryckte att en utbyggnad behövdes för att möjliggöra byte av äldre ledningar samt för att kunna hantera situationer med låg kärnkraftsproduktion i södra Sverige. SVK var här mycket tydliga eftersom man angav att en ny ledning på sträckan behövde ges prioritet och avsågs färdigställas 2020–2025.<sup>236</sup> En sådan tidsplan skulle i så fall även varit i linje med att den ekonomiska livslängden skulle nås för flera kärnkraftsreaktorer. År 2015 hade beslut om tidigarelagd nedläggning av kärnkraftsreaktorer fattats (se avsnitt 4.1) och SVK understryker mot bakgrund av detta att arbetet med att utreda ledningssträckor ska inledas skyndsamt. Det går därefter cirka 2,5 år till mitten av 2018 innan SVK:s styrelse fattar beslut om att genomföra Nordsyd.<sup>237</sup> Nordsyd är i sin tur uppdelat i fyra större delprojekt, och det dröjer fram till 2020 innan SVK:s styrelse fattar inriktningsbeslut för de första delsträckorna inom delprojekten, vilket

<sup>235</sup> Svar från Svenska kraftnät i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>236</sup> Svenska kraftnät, *Perspektivplan 2025 – En utvecklingsplan för det svenska stamnätet*, 2013, s. 69 f.

<sup>237</sup> Svenska kraftnät, *Beslut om strategisk inriktning för NordSyd*, 2018.



kan ses som en ungefärlig startpunkt för att börja ta fram koncessionsansökan för dessa delar. Tiden mellan 2013 och inledandet av planeringen av konkreta åtgärder inom delprojekten var således cirka 7 år, vilket är betydligt längre än för de övriga granskade projekten.

Skälen till den långa tidsåtgången mellan identifierat behov och inriktningsbeslut är, enligt företrädare för SVK, att det fördjupade interna utredningsarbete som pågick från år 2013 genomgick en viss omstart och fördjupning mot ett mer omfattande projekt när det stod klart att kärnkraftsnedläggningarna skulle ske. SVK:s företrädare menar också att utredningsarbetet förlängdes av att projektet berör en mycket komplex del av elsystemet.<sup>238</sup> Dels omfattar snittet många ledningar och en lång sträcka samt ligger mitt i det nordiska systemet vilket gör att det också berörs av transitöverföring från övriga nordiska länder. Komplexiteten innebär att elledningarna över snittet ska kunna hantera många olika scenarier.<sup>239</sup>

Den samlade tiden för att utreda en anpassning av elsystemet blev lång, särskilt i jämförelse med Barsebäcksnedläggningen (se avsnitt 5.1.) där åtgärder färdigställdes under samma period som nedläggningarna (dock i en betydligt mindre skala). Vår iakttagelse är att ett så omfattande projekt på en komplex sträcka gör det rimligt att SVK har behövt längre tid än normalt för att utreda anpassningar av systemet. Dock är 7 år en mycket lång tid givet de omfattande behoven.

SVK har ett ansvar att se till att transmissionsnätet möter överföringsbehoven på ett driftssäkert sätt (oavsett de förändringar som sker), och det är därför nödvändigt med viss planeringsmässig framförhållning. Det gäller särskilt i ett fall som detta, i en komplex del av systemet. Det är vidare en sträcka där SVK uppmärksammat åtgärdsbehov sedan 2009, och där myndigheten tydligt kommunicerade 2013 att prioriterade åtgärder skulle färdigställas 2020–2025. SVK hade också flera indikationer på behovet av att utreda en kapacitetsförstärkning redan innan beslut om kärnkraftens nedläggning, exempelvis i form av snabb vindkraftsutbyggnad och omgivande länders byggen av utlandsförbindelser (se avsnitt 2.3).

Vi bedömer vidare att SVK bör ha haft handlingsalternativ där man mot bakgrund av de relativt akuta ytterligare behov som uppstod genom kärnkraftsnedläggningarna prioriterade ett snabbare färdigställande av vissa kapacitetsstärkande åtgärder (motsvarande vad som föreslogs 2013), medan det större programmet Nordsyd utreddes parallellt.

---

<sup>238</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2022-09-20.

<sup>239</sup> Svar från Svenska kraftnät i samband med faktagranskningen, 2023-06-19. SVK har i faktagranskningen tydliggjort den beskrivna komplexiteten samt även lyft vissa andra faktorer så som handel mellan länder och andra länders transmissionsnätinvesteringar.

I fallet Ekhyddan–Nybro–Hemsjö är det ursprungliga behovet av ledningen kopplat till de flöden som uppstår till följd av utlandsförbindelsen Nordbalt. I planeringen av Nordbalt utreddes och beskrevs behovet av interna nätförstärkningar på den baltiska sidan, men uttrycktes inte för den svenska sidan. Det ledde till att Ekhyddan–Nybro–Hemsjö började planeras 3–4 år senare, vilket är ett dröjsmål som hade kunnat undvikas om behovet hade lyfts upp i de ursprungliga utredningarna av Nordbalt.<sup>240</sup> Denna försening ingår inte i den ovanstående bedömningen från uttryckt behov till planerat färdigställande på 17 år.

Utöver de tre projekt som vi granskat ovan har vi även iakttagit att SVK sent uppmärksammat vad som kallas det öst–västliga flödet. Öst–väst beskrivs av SVK som ett flöde som uppkom i transmissionsnätet under 2021, och det uppmärksammades för första gången av SVK strax innan detta i en kortsiktig marknadsanalys. Redan under 2021 införde SVK vissa kapacitetsförstärkande åtgärder i form av uppgraderade apparater och en marknadslösning ("summaallokering").<sup>241</sup> Flödet uppstår till följd av dels de nya norska utlandsförbindelserna North Sea Link och Nordlink, dels nedläggningar av kärnkraftsreaktorerna Ringhals 1 och 2. Vi konstaterar att dessa faktorer har varit kända sedan 2012 respektive 2015, och att det således har funnits förutsättningar att förutse dessa flöden tidigare. Idag har de större åtgärderna kopplade till detta flöde inkorporerats som en del av programmet Nordsyd.

## 5.4 Åtgärder för kortare ledtider för elnätsutbyggnad

Problemen med att ledtiderna för elnätsutbyggnad varit långa har varit kända under en lång tid. En betydande del av ledtiderna är komplexa tillståndsprocesser. Inom myndigheternas omvärldsbevakning uppmärksammas det för första gången 2007.<sup>242</sup> Det har även uppmärksammats inom beredningen av elcertifikatsystemet samt i en tidigare granskning av Riksrevisionen.<sup>243</sup>

Det är först på senare tid som regeringen och SVK har initierat ett mer ambitiöst arbete med att korta ledtiderna. Regeringen initierar arbetet 2018 och SVK initierar 2021 ett arbete med processförändring för att halvera ledtiderna.<sup>244</sup> Regeringen

---

<sup>240</sup> Företrädare för Svenska kraftnät anger att det sannolikt hade varit möjligt att upptäcka behovet tidigare i samband med planeringen av Nordbalt. Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-16.

<sup>241</sup> Svar från Svenska kraftnät i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>242</sup> Energimyndigheten, *Planeringsmål för vindkraften 2020, 2007*; Svenska kraftnät, *Storskalig utbyggnad av vindkraft – Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft*, 2008.

<sup>243</sup> Energimyndigheten, *Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet*, 2009; Riksrevisionen, *Staten på elmarknaden – insatser för en fungerande elöverföring*, 2013.

<sup>244</sup> Dir. 2018:6; Regeringsbeslut I2021:02334; SOU 2019:30; SOU 2022:21; SOU 2022:33.

bereder även två utredningar med förslag på lagändringar som kan få betydelse för ledtiderna samt har under 2023 tillsatt en utredning och givit flera regeringsuppdrag kopplat till ledtiderna och tillståndsprocessen.<sup>245</sup> Effekterna av dessa åtgärder och nyligen avslutade regeringsuppdrag går inte att se ännu men bedömningen från inblandade myndigheter är att det troligen kommer att leda till förkortningar.<sup>246</sup>

Vår samlade iakttagelse är att arbetet med att korta ledtiderna har initierats sent i förhållande till när problemet uppmärksammades. Ledtiderna, inkluderat tillståndsprocesserna, för att bygga elnät anses fortsatt vara långa.<sup>247</sup> Våra iakttagelser visar att ledtiderna inte har blivit kortare jämfört med när problemet först uppmärksammades 2007. Däremot finns det indikationer på att de kan ha blivit längre till följd av mer omfattande miljöprövningar.

#### 5.4.1 Genomförda lagändringar har haft begränsad påverkan

Regeringen har sedan behovet av att korta ledtiderna identifierades 2007 genomfört ett fåtal lagstiftningsändringar som har haft betydelse för ledtiderna och tillståndsprocessen för transmissionsnätet.<sup>248</sup> Dessa lagstiftningsändringar är:

- 2013 – förändrad överklagandeinstans och giltighetstiden för linjekoncession ändrades till att gälla tills vidare som regel<sup>249</sup>
- 2018 – förändrade krav på miljökonsekvensbeskrivningar<sup>250</sup>
- 2021 – tidigare initiering av ledningsrättsförrättning, beslut om tillträde till mark, tydligare delgivningsbestämmelser och möjlighet till ändringstillstånd för koncessioner.<sup>251</sup>

---

<sup>245</sup> SOU 2022:21; 2022:33; dir. 2023:78; Regeringsbeslut KN2023/03425; Regeringsbeslut KN2023/03426.

<sup>246</sup> Intervju med företrädare för Energimarknadsinspektionen, 2023-03-08; Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15; Energimarknadsinspektionen, *Kortare ledtider för elnätsutbyggnad – Utveckla arbetssätt och parallella processer*, 2023.

<sup>247</sup> Intervju med företrädare för Energimarknadsinspektionen, 2023-03-08; regeringsbeslut I2021/02334.

<sup>248</sup> Intervju med företrädare för Energimarknadsinspektionen, 2023-03-08; intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15.

<sup>249</sup> Prop. 2012/13:70, bet. 2012/13:NU12, rskr. 2012/13:200.

<sup>250</sup> Prop. 2016/17:200, bet. 2017/18:MJU5, rskr. 2017/18:20.

<sup>251</sup> Prop. 2020/21:188, bet. 2020/21:NU22, rskr. 2020/21:415.

Av dessa lagstiftningsändringar är det bara för ändringen 2021 som regeringen har angett det uttalade syftet att korta ledtiderna och tillståndsprocesserna för byggande av elnät.<sup>252</sup> Bedömningen av EI och SVK är att de förändringar som genomförts kan komma att ge förkortade ledtider genom att de möjliggör parallella processer med ledningsrättsförrättning och tidigare tillträde till mark.<sup>253</sup> Uppskattningen i konsekvensbeskrivningen är att förkortningen kan komma att bli ett år för transmissionsnätet.<sup>254</sup> Vissa remissinstanser var dock kritiska mot att förändringarna enligt deras bedömning hade liten påverkan på ledtiderna för transmissionsnätet.<sup>255</sup>

De andra lagstiftningsändringarna påverkar inte direkt ledtiderna eller tillståndsprocessen för transmissionsnätet. Däremot innebär förändringarna en frigörelse av resurser hos både EI och regeringen, vilket i längden kan ge utrymme för att kunna korta handläggningstiderna hos EI och regeringen (som är överklagandeinstans för transmissionsnätet).<sup>256</sup>

EI, SVK och Nätkoncessionsutredningen bedömer att miljöprövningen har blivit mer omfattande och tidskrävande under det senaste decenniet, vilket innebär en längre tillståndsprocess. EI och SVK menar att den ökade omfattningen kan hänföras till förändrad praxis.<sup>257</sup> Nätkoncessionsutredningen menar att ökningen skulle kunna hänföras till att mark- och miljödomstolen blivit överklagandeinstans.<sup>258</sup>

Miljöprövningen är dock inte enbart en fråga för elnätet, utan utmaningen är mer generell. Regeringen bereder för närvarande Miljöprövningsutredningen som har till syfte att omhänderta och åtgärda vissa av de utmaningar som identifierats. Regeringen bereder även Klimaträttsutredningen som innehåller flera förslag som syftar till att korta ledtiderna och tillståndsprocessen för elnätet. Det går dock inte

---

<sup>252</sup> Prop. 2020/21:188, s. 23 f.

<sup>253</sup> Intervju med företrädare för Energimarknadsinspektionen, 2023-03-08; intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15.

<sup>254</sup> Prop. 2020/21:188. En ytterligare förändring som infördes var regionnätskoncession som bedöms korta tillståndsprocesser och ledtider men eftersom det inte berör transmissionsnätet kortar det inte direkt ledtiderna för transmissionsnätet.

<sup>255</sup> En viss del av kritiken bottnade dock i förslaget på en utökad lämplighetsbedömning gällande samhällsekonomiska analyser som kritikerna menade skulle öka omfånget på tillståndsprocessen. Denna utökade lämplighetsbedömning genomfördes däremot inte. SOU 2019:30; Energimyndigheten, *Yttrande angående betänkandet Moderna tillståndsprocesser för elnät (SOU 2019:30)*, 2019; Svenska kraftnät, *Betänkande (SOU 2019:20) Moderna tillståndsprocesser för elnät*, 2019; prop. 2020/21:188.

<sup>256</sup> Intervju med företrädare för Energimarknadsinspektionen, 2023-03-08; Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15.

<sup>257</sup> Intervju med företrädare för Energimarknadsinspektionen, 2023-03-08; Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15.

<sup>258</sup> SOU 2019:30, s. 186.

att i nuläget säga vilka effekter de föreslagna ändringarna kan få för transmissionsnätets ledtider. SVK och Energimyndigheten är positiva till Klimaträttsutredningens förslag medan EI är både positiv och negativ.<sup>259</sup>

I de genomförda lagförändringarna och de förslag som finns i utredningarna som är under beredning saknas förslag på mer genomgripande förändringar av tillståndsprocessen för elnät. Däremot pågår det ett arbete med att utse befintligt och tillkommande transmissionsnät som riksintresse, vilket kan få betydelse för hur transmissionsnätet kan vägas mot andra intressen i tillståndsprocessen.<sup>260</sup> Därtill har regeringen nyligen tillsatt en utredning som har i uppdrag att bland annat se över och lämna förslag på hur tillståndsprövningen enligt miljöbalken kan förenklas och förkortas genom att prövningen görs mer flexibel, effektiv och förutsebar.<sup>261</sup>

#### 5.4.2 Regeringen har endast nyligen gett regeringsuppdrag för att korta ledtiderna

Regeringen har först 2021 gett ett regeringsuppdrag kopplat till att korta ledtiderna.<sup>262</sup> Uppdraget riktades till EI, Lantmäteriet och länsstyrelserna om att utveckla arbetssätt och parallella processer för att korta ledtiderna för elnätsutbyggnad.<sup>263</sup>

EI avrapporterade uppdraget 1 maj 2023 och myndigheten bedömer att det finns möjlighet att korta ledtiderna med en tredjedel inom ramen för befintlig lagstiftning. EI lämnade förslag på vidare utredning av bland annat giltighetstiden för tillstånd och dispenser som påverkar nätutvecklingsprocessen.<sup>264</sup> Regeringen har gett i uppdrag till EI att implementera de resultat och lärdomar som dras i arbetet med ovanstående uppdrag.<sup>265</sup> Därutöver har regeringen nyligen gett ytterligare uppdrag kopplat till ledtiderna och tillståndsprocessen till SVK och EI.<sup>266</sup>

---

<sup>259</sup> Energimyndigheten, *Yttrande angående Remiss av Slutbetänkande SOU 2021:21 – Rätt för klimatet*, 2022; Energimarknadsinspektionen, *Slutbetänkande SOU 2022:21 – Rätt för klimatet*, 2022; Svenska kraftnät, *Remissvar angående Klimaträttsutredningens slutbetänkande Rätt för klimatet*, SOU 2022:21, 2022.

<sup>260</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15, 2023-03-23.

<sup>261</sup> Dir. 2023:78. Uppdraget ska redovisas senast 15 december 2024.

<sup>262</sup> Intervju med företrädare för Regeringskansliet, 2023-03-15.

<sup>263</sup> Regeringsbeslut I2021/02334.

<sup>264</sup> Energimarknadsinspektionen, *Kortare ledtider för elnätsutbyggnad – Utveckla arbetssätt och parallella processer*, 2023.

<sup>265</sup> Regeringsbeslut I2022/02381, I2022/02365 (delvis), I2022/00506.

<sup>266</sup> Regeringsbeslut KN2023/03425; Regeringsbeslut, KN2023/03426.

### 5.4.3 SVK initierade ett mer ambitiöst arbete för att korta ledtiderna först under 2020-talet

SVK har genomfört två större initiativ kopplat till att korta ledtiderna för utbyggnad av transmissionsnätet. Samrådsprocessen sågs över kring 2017 och landade i att SVK enbart samråder ett förslag på ledningssträckning i stället för flera olika alternativ som tidigare. Det andra projektet som går under namnet LT50 är omfattande och består av flera delar.<sup>267</sup> Arbetet initierades under 2021 och inriktningen är att korta ledtiderna med 50 procent, vilket för ledningsbyggnad skulle innebära en förkortning från 14 till 7 år. En större förändring som SVK genomfört från och med årsskiftet 2023 är att processen för att bygga en ledning gått från tre faser till två, projektförberedelse och projektgenomförande. Tidigare fanns även en förstudiefas som nu inkorporerats i projektförberedelsefasen.<sup>268</sup> Ytterligare exempel på förändringar är att SVK arbetar mer i parallella processer, förbättrad dialog med prövningsmyndigheter och generell översyn och effektivisering av arbetsprocesserna.<sup>269</sup>

SVK har även tidigare bedrivit förbättringsarbete kopplat till sina ledtider. Huvudsakligt fokus var att tydliggöra den interna processen och öka kvaliteten initialt men även mindre delar som bidrog till att korta ledtiderna eller förenkla tillståndsprocessen genomfördes. Ett utvecklingsområde genom åren uppger SVK vara dialogen med EI. Där anser SVK att den fungerade sämre under 2010-talet, men att den nu fungerar bättre, vilket bidrar till en effektivare process.<sup>270</sup>

Det är för tidigt för oss att bedöma effekterna av de pågående förändringarna i arbetssätten. SVK uppger att LT50-projektet visar goda resultat hittills och att de har kortat sin så kallade schablontid från 14 till 10,5 år.<sup>271</sup> Samtidigt är det fortfarande en längre ledtid än de, förvisso knapphändiga, uppgifter om ledtiden som angavs 2007 då långa ledtider och tillståndsprocesser pekades ut som ett problem.<sup>272</sup> Vi kan sammantaget konstatera att SVK initierar ett mer ambitiöst arbete med att korta ledtiderna först cirka tio år efter att myndigheten själv konstaterat att ledtiderna för utbyggnad av transmissionsnätet är för långa.

---

<sup>267</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15, 2023-03-23.

<sup>268</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15, 2023-03-23.

<sup>269</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15.

<sup>270</sup> Kompletterande svar från Svenska kraftnät på intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-23.

<sup>271</sup> Svar från Svenska kraftnät i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>272</sup> Energimyndigheten, *Planeringsmål för vindkraften 2020, 2007*; Svenska kraftnät, *Storskalig utbyggnad av vindkraft – Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft*, 2008.

## 5.5 Hantering av variabilitet och effektbalansen

Regeringen och SVK har vidtagit ett antal åtgärder för att säkra effektbalansen och hantera en ökad mängd variabel kraft i elsystemet. Effektreserven har funnits under en längre tid och infördes som en följd av nedläggningen av Barsebäck för att hantera nedläggningens konsekvenser. Våra iakttagelser är att effektreservens tillkomst och fortsatta utveckling har utgjort en viktig del i regeringens och SVK:s arbete för att hantera effektbalansen inom det svenska elsystemet. Det har under en längre tid bedrivits ett arbete för att främja efterfrågeflexibiliteten på olika sätt men vi konstaterar att det fortsatt är osäkert vilken storlek och omfattning efterfrågeflexibilitet kan få i balanseringen av elsystemet.

### 5.5.1 Effektreserven har bidragit till försörjningstryggheten men marknadsaktörerna har inte klivit in som planerat

Effektreserven uppstod som ett svar på bristande effektillräcklighet efter omreglering av elmarknaden under 90-talet och nedläggningen av Barsebäck.<sup>273</sup> Effektreserven har sedan början varit tänkt som en tillfällig och tidsbegränsad lösning för att omhänderta effektknapphet i väntan på att marknadens aktörer hanterar den. Tidsbegränsningen har förlängts tre gånger sedan dess införande,<sup>274</sup> och nuvarande lag om effektreserven gäller fram till och med 16 mars 2025.<sup>275</sup> Därefter krävs ett nytt regelverk som är i linje med elmarknadsförordningen.<sup>276</sup> Marknaden har fortfarande inte löst den brist på effekt som effektreserven var till för att skydda mot.<sup>277</sup> Av den anledningen har regeringen initierat ett arbete för att införa någon form av kapacitetsmekanism för att långsiktigt säkra resurstillräckligheten i elsystemet.<sup>278</sup> SVK har avrapporterat i två delredovisningar där en del utgör ett förslag på att reformera och förlänga effektreserven och en annan del utgör ett förslag på införande av en marknadsomfattande kapacitetsmarknad.<sup>279</sup>

---

<sup>273</sup> Prop. 2002/03:85; Svenska kraftnät, *Effektreserven – en uppföljning och analys av avvecklingen av den svenska effektreserven*, 2013.

<sup>274</sup> Prop. 2007/08:1, bet. 2007/08:FiU1, rskr. 2007/08:30; prop. 2009/10:113, bet. 2009/10:NU17, rskr. 2009/10:252; prop. 2015/16:117, bet. 2015/16:NU19, rskr. 2015/16:230.

<sup>275</sup> Se lagen (2003:436) om effektreserv och lagen (2016:422) om dels fortsatt giltighet av lagen (2003:436) om effektreserv, dels ändring i samma lag.

<sup>276</sup> Regeringsuppdrag I2022/02319.

<sup>277</sup> Prop. 2015/16:133; Svenska kraftnät, *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*, 2023.

<sup>278</sup> Arbetet med att införa en kapacitetsmekanism inkluderar bland annat framtagandet av en tillförlitlighetsnorm, se Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, 2020.

<sup>279</sup> Regeringsuppdrag I2022/02319: Svenska kraftnät, *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*, 2023; Svenska kraftnät, *Utvidgning av effektreserven*, 2023.

### 5.5.2 Regeringen har förberett för efterfrågeflexibilitet men potentialen och dess bidrag till effektbalansen är osäker

Efterfrågeflexibilitet är enligt EI:s definition ”en frivillig ändring av efterfrågad elektricitet från elnätet under kortare eller längre perioder till följd av någon typ av incitament”.<sup>280</sup> Incitamenten är ekonomiska och kan delas upp i två huvudsakliga delar. Dels att elanvändaren justerar sin elanvändning i förhållande till elpriset, dels med anledning av att någon har antagit elanvändarens anbud att minska eller öka sin förbrukning mot en bestämd ersättning på en organiserad marknad.<sup>281</sup>

Regeringen har under det senaste dryga decenniet genomfört flera åtgärder som syftat till att främja efterfrågeflexibiliteten. Åtgärderna har bland annat bestått i författningsändringar så som månadsvis avläsning av elmätare, timmättningsreformen och implementeringen av det fjärde elmarknadsdirektivet.<sup>282</sup> Regeringen har också givit flera myndighetsuppdrag, skrivit in i EI:s instruktion att de har till uppgift att främja efterfrågeflexibiliteten och bedrivit ett arbete kring smarta elnät vari efterfrågeflexibiliteten utgör en viktig del.<sup>283</sup> Det pågår även andra projekt kopplat till smarta elnät och efterfrågeflexibilitet där bland annat SVK är involverade.<sup>284</sup>

EI har vid olika tillfällen under de senaste 15 åren uppskattat den tekniska potentialen för efterfrågeflexibilitet. En samlad bild är att det är svårt att uppskatta den faktiska potentialen och att det krävs både marknadsförutsättningar och tekniska förutsättningar för att realisera den tekniska potential som uppskattats. I EI:s prognoser för framtida efterfrågeflexibilitet utgörs en stor del av styrd laddning av elbilar och flexibel elanvändning inom framtida elintensiv industri.<sup>285 286</sup>

---

<sup>280</sup> Energimarknadsinspektionen, *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet*, 2016, s. 17.

<sup>281</sup> Prop. 2022/23:59, s. 41 f.

<sup>282</sup> Se bland annat 16 § förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el. Se även: prop. 2011/12:98, bet. 2011/12:NU21, rskr. 2011/12:264; Prop. 2013/14:174, bet. 2013/14:NU18, rskr. 2013/14:221; prop. 2021/22:153, bet. 2021/22:NU21, rskr. 2021/22:309; prop. 2022/23:59, bet. 2022/23:NU9, rskr. 2022/23:170.

<sup>283</sup> Regeringsbeslut I2021/03311, I2021/03196 (delvis), I2021/02784 m.fl.; se förordningen med instruktion för Energimarknadsinspektionen; regeringsbeslut N/2009/0672/E, N/2009/9751/E (delvis); regeringsbeslut M2015/2387/Ee; regeringsbeslut I2020/03044, I2020/03036 (delvis); regeringsbeslut I2022/01578; SOU 2014:84; regeringsbeslut M2015/04312/Ee.

<sup>284</sup> Se till exempel projektet sthlmflex. Svenska kraftnät, ”sthlmflex”, hämtad 2023-05-04.

<sup>285</sup> Energimarknadsinspektionen, *Elkunden som marknadsaktör – Åtgärder för ökad förbrukningsflexibilitet*, 2008; Energimarknadsinspektionen, *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet*, 2016; Energimarknadsinspektionen, *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät*, 2021.

<sup>286</sup> Energimarknadsinspektionen har även ett pågående uppdrag som ska slutredovisas 15 december 2023. Regeringsbeslut I2022/01578.



I ett pågående uppdrag ingår att för ingående myndigheter göra en ny uppskattning av potentialen för efterfrågeflexibilitet.<sup>287</sup>

Regeringen har enligt våra iakttagelser bedrivit ett omfattande arbete för att främja efterfrågeflexibilitet. Det har framför allt handlat om att undanröja hinder i regelverk. Däremot konstaterar vi att det fortsatt är osäkert hur stor potential som finns i efterfrågeflexibilitet som ett verktyg i att uppnå en tillräcklig försörjningstrygghet. Som lösning på några av de konsekvenser som vi ser i elsystemet konstaterar vi att efterfrågeflexibiliteten innebär visst mått av risktagande. Detta mot bakgrund av att det i exempelvis SVK:s långsiktiga marknadsanalys konstateras att det 2045 kan krävas så omfattande flexibilitetsresurser att de är i samma storleksordning som hela dagens effektbehov på cirka 25 000–28 000 MW.<sup>288</sup>

## 5.6 Kortsiktiga åtgärder, mothandel och stödtjänstmarknader

SVK har på uppdrag av regeringen arbetat med kortsiktiga åtgärder som har bidragit till ökad kapacitet i det befintliga elsystemet. Vi konstaterar dock att det inte ska krävas ett regeringsuppdrag för att SVK ska nyttja elsystemets befintliga potential. En viktig del av denna potential har uppnåtts genom så kallad mothandel där SVK på senare tid har använt denna möjlighet för att öka kapaciteten. Arbetet har varit framgångsrikt, men det har inletts för sent i förhållande till behoven.

SVK har tillsammans med andra ansvariga inom det europeiska och nordiska energisamarbetet sedan mer än 10 år arbetat med att utveckla stödtjänstmarknader för balansering av elsystemet, främst inriktat på upprätthållande av frekvensen. Arbetet har bidragit till en mer stabil frekvenshållning trots de utmaningar som den ökade variabiliteten i elsystemet innebär. Den stegvisa utvecklingen utifrån uppkomna brister i elsystemet, framför allt vad gäller icke frekvensrelaterade stödtjänster, riskerar dock att medföra nackdelar i form av snedvridande marknadsincitament. Frågan om vilka nyttor och tjänster som ska ersättas i elsystemet har vidare inte utretts utifrån ett principiellt perspektiv.

---

<sup>287</sup> Regeringsbeslut I2022/01578.

<sup>288</sup> Svenska kraftnät, *Långsiktig marknadsanalys 2021 – Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050*, 2021, s. 74.

### 5.6.1 Regeringens uppdrag samt SVK:s insatser har ökat det befintliga elsystemets förmåga

Regeringen gav under våren 2022 SVK ett uppdrag om att återkomma kvartalsvis med kortsiktiga åtgärder för att öka handelskapaciteten mellan elområden. SVK har återkommit med successivt utvecklade åtgärder och status för genomförande varje kvartal under 2022.<sup>289</sup> I den slutliga rapporten från december rapporterar SVK 25 åtgärder varav 12 anges genomförda (i vissa fall med notering att ytterligare åtgärder kan tillkomma). En av dessa åtgärder, mothandel, redovisas mer utförligt i avsnitt 5.6.2 nedan.

SVK rapporterar att arbetet medfört att kapaciteten i överföringssystemet har ökat. Bedömningen stämmer överens med den ökade överföring som återspeglas i redovisningen i kapitel 2, och sannolikt har åtgärderna varit ett huvudskäl till detta samt att de framstår som kostnadseffektiva. Det har dock inte skett någon förändring i SVK:s mandat, uppdrag eller övriga förutsättningar varför vi konstaterar att SVK tidigare kunnat öka överföringsförmågan i det befintliga elsystemet.

### 5.6.2 SVK har svängt i frågan om mothandel

Mothandel och omdirigering<sup>290</sup> ska enligt EU-lagstiftningen användas av SVK för att påverka flöden i elsystemet som annars riskerar att överbelasta vissa komponenter. Vid sådan överbelastning krävs annars att överföringen begränsas för att upprätthålla driftssäkerheten. Mothandel och omdirigering kan därmed bidra till ökad överföringskapacitet.

Fram till cirka 2021 har SVK uttryckt sig kritiskt till mothandel, främst utifrån att den anses störa marknadens prissättning och att det saknas produktionsresurser att mothandla med. SVK ansåg att mothandel enbart borde användas i extrema lägen. Denna syn har inte delats av flera av de nordiska grannländernas ansvariga myndigheter, som menar att SVK borde ha mothandlat mer.<sup>291</sup> Under 2021 och 2022 har SVK uttryckt en förändrad syn på mothandel, och benämner tvärtom mothandel som ett bidrag till en effektivare elmarknad.<sup>292</sup> SVK har under 2022

---

<sup>289</sup> Svenska kraftnät, *Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten Kortsiktiga åtgärder Kvartal 4 – 2022, 2022.*

<sup>290</sup> Mothandel innebär att SVK genom handel av el uppreglerar produktion i ett område och nedreglerar i ett annat, vilket kan avlasta elnätet från flöden över ett snitt som annars hade blivit för stora. Omdirigering är en åtgärd som liknar mothandel men som genomförs vid överbelastning inom ett elområde snarare än mellan olika elområden.

<sup>291</sup> Karlsson, *Elsystemkrisen – Det här är problemet. Så kan trenden vändas*, 2022, s. 37 ff.

<sup>292</sup> Svenska kraftnät, "Ökad mothandel bidrar till en effektivare elmarknad", hämtad 2023-05-12.

efterfrågat produktionsresurser för mothandel i södra Sverige som inte är aktiva på dagens marknad.<sup>293</sup> Resultatet är att totalt 390 MW mothandelskapacitet handlats upp i södra Sverige. SVK:s ökade användning av mothandel har gjort att myndigheten idag kan medge en större kapacitet till marknaden än vad elsystemet klarar av vid ogynnsamma driftförutsättningar. Mothandeln sätts in om sådana driftförutsättningar uppstår, och används därmed som ett verktyg för att öka överföringskapaciteten i elsystemet vid tidpunkter med marknadsutfall som ger gynnsammare driftförutsättningar. I ett pressmeddelande från våren 2022 anges kapacitetsökningar upp till 500 MW.<sup>294</sup>

Den förändrade inställningen hos SVK skulle kunna förklaras av det ovan nämnda uppdraget om att kvartalsvis återkomma med kortsiktiga åtgärder. EU:s tillsynsmyndighet ACER bedömde vidare i ett avgörande i oktober 2022 att SVK inte fullt ut nyttjat tillgängliga mothandelsresurser för att nå 70-procentsregeln, varför det sökta undantaget från regeln inte beviljades.<sup>295</sup>

Utifrån vår genomgång förefaller SVK:s åtgärder för att öka överföringskapaciteten givit betydande resultat. SVK har sedan 2021 börjat nyttja mothandel i större utsträckning och därigenom tillgängliggjort en ökad överföringskapacitet, och började under 2022 dessutom eftersöka ytterligare mothandelsresurser.<sup>296</sup> SVK dröjde av vissa principiella skäl med att vidta dessa åtgärder. Vi kan dock konstatera det är en del av det mandat som EU-lagstiftningen föreskriver ska användas för att upprätthålla överföring på elområdesgränser. Det finns visserligen en viss risk att mothandeln tar i anspråk produktionsresurser som skulle ha kunnat ingå i någon marknad, men vi konstaterar samtidigt att en bieffekt är att mothandeln ökar efterfrågan på den planerbara produktion som idag anges vara en bristvara i södra Sverige. Den skapar därmed incitament för att bibehålla sådan produktion på rätt plats i elsystemet.

### 5.6.3 Stödtjänster utvecklas allt eftersom brist uppstår men det saknas en principiell övergripande utredning

Det har sedan elmarknadens omreglering funnits ett behov av kompletterande marknader för att balansera elsystemet med så kallad reglerkraft och frekvenshållning. De ursprungliga formerna för dessa kompletterande marknader

---

<sup>293</sup> Svenska kraftnät, "Sökes: Möjliga mothandelsresurser i södra Sverige", hämtad 2023-05-12.

<sup>294</sup> Svenska kraftnät, "Ökad mothandel bidrar till en effektivare elmarknad", hämtad 2023-05-12.

<sup>295</sup> ACER, *Decision No 17/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 26 October 2022 on Svenska kraftnät's request for a derogation from the 70% requirement pursuant to Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943*, 2022.

<sup>296</sup> Svenska kraftnät, "Ökad mothandel bidrar till en effektivare elmarknad", hämtad 2023-05-12.

diskuterades redan vid införandet av elmarknaden.<sup>297</sup> Stödtjänster är marknadsbaserade och upphandlas i konkurrens.<sup>298</sup> SVK har delat in detta i två delar som kallas stödtjänster för balansering och icke frekvensrelaterade stödtjänster. I dagsläget erbjuder SVK marknader inom området stödtjänster för balansering (dvs. upprätthållande av elsystemets frekvens vid 50 Hz) men inga marknader inom området icke frekvensrelaterade stödtjänster. SVK har däremot definierat tre potentiella sådana stödtjänster för framtiden: spänningshållning, snabba inmatningar av reaktiv effekt och kortslutningsström. Vilka marknader för balansering som SVK ska ha regleras av den europeiska balansförordningen, vilket även innebär att det finns en harmonisering inom det europeiska energisamarbetet.<sup>299</sup>

Utvecklingen och regelverket kring framför allt balansmarknaderna sker inom det europeiska energisamarbetet, ENTSO-E, där även ett gemensamt nordiskt samarbete finns.<sup>300</sup> Inom det nordiska och europeiska samarbetet har nya marknader utvecklats för att hantera bland annat försämrade frekvenskvalitet, snabba frekvensförändringar vid låg nivå av rotationsenergi och hantering av för hög frekvens.<sup>301</sup> Det finns dock viss frihet för SVK att utveckla egna marknader. Det gäller framför allt icke frekvensrelaterade marknader där tjänsten som ska handlas på marknaden är av lokal natur och därför bara kan handlas över ett fåtal eller inga elområdesgränser.

Vi konstaterar att det aldrig har gjorts någon övergripande utredning av principiella frågor om vilka tjänster och nyttor som ska ersättas i Sverige i samband med utvecklingen av nya stödtjänstmarknader.<sup>302</sup> Utvecklingen idag baseras i hög utsträckning på att lösa behov i den takt som en brist uppkommer, samt på harmonisering inom Norden och EU. Samtidigt innebär harmoniseringen inom EU att det finns ett mer begränsat utrymme för ett enskilt land att utveckla egna stödtjänster.

---

<sup>297</sup> Prop. 1993/94:162, s. 89 ff.

<sup>298</sup> Utöver dessa finns även avhjälpande åtgärder vilket enligt EU-lagstiftningen är åtgärder som kan vidtas när det inte finns eller är enkelt att åstadkomma en marknad. Dessa kan antingen upphandlas i konkurrens, upphandlas utan konkurrens eller genomföras på order från SVK. I denna kategori inräknas FFR (se fotnot 303) samt mothandel och omdirigering.

<sup>299</sup> Svar från Svenska kraftnät i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>300</sup> ENTSO-E är en europeisk samarbetsorganisation för transmissionsnätsföretag. Se exempelvis ENTSO-E, *Overview of Frequency Control in the Nordic Power System*, 2022.

<sup>301</sup> Svenska kraftnät, *Årsredovisning 2016*, 2017, s. 39.

<sup>302</sup> Under 2020 gav regeringen SVK i uppdrag att återrapportera pågående och kommande satsningar kopplat till stödtjänster och avhjälpande åtgärder vilket SVK gjorde under hösten 2021.

Nya stödtjänstmarknader, framför allt icke frekvensrelaterade sådana, fyller framför allt behov av nyttor som tidigare funnits i tillräcklig utsträckning genom den typ av elproduktion som skett i elsystemet. Det är först när det uppstår en brist på elproduktion från sådana elproducenter (till exempel kraftvärme, kärnkraft och vattenkraft) som nyttan de bidrar med prissätts. Denna lösning innebär att SVK ersätter substitut till de nyttor som traditionellt sett har funnits, men inte nyttorna i sig.<sup>303</sup>

Enligt vår bedömning riskerar den stegvisa utvecklingen att ge snedvridande incitament som i längden innebär en suboptimal leverans av de tjänster och nyttor som behöver finnas för att stödja systemet. Det är oklart varför enbart vissa av de aktörer som bidrar till att åtgärda en kvalitetsmässig brist ska ges ersättning. Därtill innebär utvecklingen av nya stödtjänstmarknader som komplement till ”energy-only”-marknaden vissa avsteg från principen om att marknaden enbart ersätter elen. Det har inte gjorts några principiella övergripande ställningstaganden i dessa frågor inom ramen för en statlig utredning eller motsvarande.

---

<sup>303</sup> Detta åskådliggörs av att en ny avhjälpande åtgärd (Fast Frequency Reserve, FFR) har inrättats för att åtgärda den brist på rotationsenergi som ibland uppstår. Däremot ersätts inte de aktörer som levererar den rotationsenergi som det är brist på.

## 6 Slutsatser och rekommendationer

Riksrevisionens övergripande slutsats är att de statliga aktörerna inte förberett och genomfört åtgärder med påverkan på elsystemet på ett sätt som effektivt förenar de energipolitiska grundpelarna. Flera större beslut har fattats utan tillräckliga konsekvensanalyser, främst avseende att säkerställa en välfungerande konkurrens mellan kraftslagen och tillräcklig försörjningstrygghet. I regeringens och SVK:s hantering av konsekvenserna av de fattade besluten samt de omvärldstrender som påverkar elsystemet har utbyggnaden av transmissionsnätet och arbetet för att korta tillståndsprocesserna hanterats delvis senfärdigt. Bristerna avseende konsekvensanalyser och hantering har dock inte berott på att kunskaperna inte funnits tillgängliga. De ansvariga myndigheterna har i sin omvärldsbevakning tagit fram tillräckliga och kvalitativa kunskapsunderlag om de centrala utvecklingstrender som berör elsystemet.

### 6.1 Trots att kunskaper finns brister konsekvensanalyserna och konsekvenshanteringen

Riksrevisionen har utgått från att ett välfungerande beslutfattande kräver kunskaper om utvecklingen, goda konsekvensanalyser vid beslut och en tillräckligt snabb hantering av negativa konsekvenser. Riksrevisionen bedömer att det tas fram kvalitativa kunskapsunderlag av myndigheterna i deras omvärldsbevakning, men att flera beslut trots detta fattas baserat på bristande konsekvensanalyser. Även i fall där det finns konsekvensanalyser har det visat sig att hanteringen av de negativa konsekvenserna har brustit eller runnit ut i sanden. Resultatet av detta är att staten agerar i takt med att konsekvenser materialiseras, och att agerandet därför blir reaktiv snarare än proaktiv. Riksrevisionen bedömer att en delförklaring till bristande konsekvensanalyser är att beslut ingått i politiska överenskommelser.

#### 6.1.1 Myndigheternas omvärldsbevakning har oftast lyft problem och centrala trender i elsystemet i god tid

Riksrevisionens bedömning är att myndigheterna EI, Energimyndigheten och SVK har bevakat och rapporterat om väsentliga förändringar inom elsystemet. Myndigheterna har analyserat och lyft fram centrala omvärldstrender inom elsystemet i sina rapporter. Riksrevisionen bedömer att myndigheternas analyser dessutom i huvudsak har varit relevanta för de energipolitiska grundpelarna. Rapporteringen av aspekter kopplade till konkurrenskraft hade dock kunnat vara

mer utvecklade. Slutligen bedömer Riksrevisionen att analyserna har utgått från ett elsystemperspektiv och har hållit en tillräcklig kvalitet.

Myndigheternas analys och rapportering av förändringar i elsystemet har, bedömer Riksrevisionen, genomförts rätt i tid i förhållande till när utvecklingen påbörjats samt när konsekvenserna av utvecklingen kan förväntas.

### 6.1.2 Elsystemet har påverkats negativt av beslut som baserats på bristfälliga eller obefintliga konsekvensanalyser

I de beslut som Riksrevisionen granskat varierar konsekvensanalyserna i kvalitet och omfattning. På vissa områden finns det brister som återkommer i flera beslut.

Ett område där konsekvensanalyserna inför flera beslut uppvisar liknande brister är de samlade konkurrensförhållandena mellan elproducenterna. Riksrevisionen bedömer att elmarknaden bör kännetecknas av så hög grad av konkurrensneutralitet som möjligt. Om konkurrensen påverkas på ett avgörande sätt av olika styrmedel har regeringen ett ansvar för att hålla marknadens funktionssätt under uppsikt. Beslut om införande och olika förändringar har dock fattats rörande effektskatten, elcertifikatsystemet, energi- och koldioxidskatten och i viss mån havsvindkraften utan någon analys av de övergripande konkurrensförutsättningarna och hur de kommer påverkas. Riksrevisionen bedömer att det inte är rimligt att bristfälliga konsekvensanalyser kan leda till att styrmedel exempelvis bidrar till den oavsedda konsekvensen att produktionsresurser plötsligt läggs ned. Detta särskilt när det avser produktion som bidrar till elsystemets stabilitet, överföringsförmåga och effektbalans.

Påverkan på elsystemets driftssäkerhet, leveranssäkerhet och behovet av utbyggnad av transmissionsnät har vid flera beslut beskrivits på ett otillräckligt sätt, vilket gör att det uppstår situationer som är svåra att hantera inom ramen för det befintliga elsystemet. Besluten om elcertifikatsystemet ledde till en förändring i kraftproduktionens geografiska placering, en ökad variabel elproduktion och en minskning av de systemstödande egenskaperna. Det saknades konsekvensanalyser av hur detta skulle påverka elsystemet och hur förändringen kunde hanteras. Enligt Riksrevisionens bedömning gjordes heller ingen analys i samband med beslut om effektskatten av risken för att kärnkraftsreaktorer skulle komma att läggas ner, och hur detta i så fall skulle påverka elsystemet. I samband med kraftvärmeskattebesluten uppstod en liknande situation som innebar att elförsörjningen hotades genom att effektbrist uppstod, vilket behövde hanteras med en särskild finansieringslösning.

Slutligen har analyserna om de olika beslutens bidrag till ekologisk hållbarhet och klimatmålen varit kortfattade, trots att detta i flera fall har utgjort ett grundläggande motiv till besluten. Regeringens utgångspunkt har i flera fall varit att den beslutade åtgärden har klimatmässigt positiva effekter, men denna effekt har inte kvantifierats. Då Sverige sedan länge har haft en relativt begränsad fossil elproduktion, och effekten främst uppnås i konkurrens med utländska fossila kraftslag, innebär bristen på närmare analys av exempelvis exportmöjligheter en risk för att besluten inte har den tänkta klimatmässiga effekten.

Riksrevisionen bedömer också att konsekvensanalyserna i andra beslut har varit mer utförliga och innefattat konsekvenserna för det vidare elsystemet. Det gäller till exempel besluten om avfallsförbränningskatten och havsbaserad vindkraft, där det funnits en tydlighet kring hur elsystemet kommer att påverkas. I fallet med avfallsförbränningskatten har den mer utförliga konsekvensanalysen dock inte åtföljts av beskrivningar av hur de konstaterade konsekvenser som beslutet leder till ska hanteras.

### 6.1.3 Bristande samordning av omvärldsbevakning, beslutsprocess och kompensationsåtgärder har gjort statens hantering reaktiv och onödigt långsam

Även om flera av de analyserade besluten innehåller beskrivningar av konsekvenser för elsystemet så bedömer Riksrevisionen att dessa beskrivningar endast i liten grad använts för att uppnå en mer effektiv och sammanhållen hantering av de negativa konsekvenserna. Detta skiljer sig från det tidigare beslutet om nedläggning av reaktorerna i Barsebäck där det skedde en systematisk hantering av de negativa konsekvenser nedläggningarna förväntades leda till (se avsnitt 5.1.).

Riksrevisionen bedömer även att regeringen inte i tillräcklig grad har använt sig av kunskapen från myndigheternas omvärldsbevakning i de konsekvensanalyser som har tagits fram inför vissa av de granskade besluten, bland annat elcertifikatsystemet och effektskatten. Riksrevisionens slutsats är att det är ett ineffektivt tillvägagångssätt eftersom regeringen därigenom inte nyttjar befintlig kunskap och det försämrar beslutet samt konsekvenshanteringen.

Riksrevisionen ser i vissa fall en liknande problematik mellan myndigheternas omvärldsbevakning och SVK:s agerande. Myndigheterna, däribland SVK, uppmärksammade till exempel tidigt att nya kapacitetsstarka utlandsförbindelser mellan Norge och Storbritannien respektive Tyskland var på väg att byggas. Myndigheterna uppmärksammade även att de tillkommande förbindelserna skulle



påverka transmissionsnätet. Däremot dröjde det innan SVK vidtog konkreta åtgärder för att hantera detta.

Ett sådant tillvägagångssätt har inneburit ett mer reaktivt snarare än proaktivt agerande i förhållande till de konsekvenser som uppstått. Ett tydligt exempel är att regeringen och myndigheterna sedan första halvan av 2010-talet känt till att stora åtgärdsbehov skulle uppstå i transmissionsnätet på grund av införandet av mer variabel kraft, nya utlandsförbindelser och kärnkraftsnedläggningar. Det första kompletta nordsydliga ledningsprojektet för att åtgärda bristerna planeras vara färdigt först 2033. Detta på grund av en utdragen process för att komma i gång med ledningsprojekt tillsammans med långa ledder. Skillnaden i förhållande till hur liknande utmaningar tidigare har hanterats är påfallande. Riksrevisionen bedömer detta som problematiskt i ljuset av att den senaste tidens förändringar i elsystemet har gått snabbt, och sannolikt kommer fortsätta att gå snabbt i takt med att elektrifieringen fortskrider.

#### 6.1.4 Flera av de bristfälligt analyserade besluten har ingått i politiska överenskommelser

Majoriteten av de beslut med påverkan på elsystemet som Riksrevisionen har granskat härstammar från någon form av politisk överenskommelse.

Riksrevisionen bedömer att det har haft betydelse för de brister som noteras ovan i form av framtagandet av tillräckliga konsekvensanalyser som visar på positiva och negativa, direkta så väl som indirekta, konsekvenser.

Det är Riksrevisionens bedömning att regeringen skulle tjäna mycket på att förbättra sina konsekvensanalyser även om beslutet är grundat i en politisk överenskommelse. Trots de mer begränsade möjligheterna att påverka inriktningen av själva beslutet bidrar detta till ökad transparens och förutsättningar för proaktiv konsekvenshantering.

## 6.2 Statens agerande karaktäriseras av kortsiktiga beslut och reaktiva snarare än proaktiva åtgärder

Riksrevisionen bedömer att det finns flera inslag av kortsiktighet och att staten dröjer med viktiga åtgärder där det finns goda förutsättningar att förutse konsekvenserna. Fattade beslut har i flera fall ändrats tillbaka kort därefter baserat på skäl som liknat sådana som remissinstanser tog upp redan vid det inledande beslutet. Riksrevisionen bedömer att transmissionsnätsåtgärder inte genomförs i tillräcklig takt och att det beror på dels att viktiga utbyggnader kommit i gång för sent, dels att regeringen och SVK har dröjt cirka 10 år med att arbeta för att korta

ned ledtiderna. På kort sikt har SVK idag realiserat en betydande kapacitetsökning i det befintliga systemet, där Riksrevisionen bedömer att SVK hade kunnat agera snabbare.

### 6.2.1 Långsiktigheten i flera beslut har varit bristfällig

Riksrevisionen har iakttagit att det för effektskatten, avfallsförbränningskatten och koldioxidskatten för kraftvärme har gått kort tid mellan å ena sidan införandet eller höjningen av skatten och å andra sidan avskaffandet av skatten. Avskaffandet av skatterna motiveras dessutom i alla de tre fallen av skäl som fördes fram i konsekvensanalyserna och/eller av relevanta remissinstanser vid införandet.

Riksrevisionen bedömer att detta är en kortsiktighet som inte är i linje med vad riksdagen har uttalat om att energipolitiken ska vara långsiktigt stabil.

Kortsiktigheten får här särskilda konsekvenser eftersom elsystemet är komplext, och transmissionsnätet svårt att anpassa efter snabba och plötsliga förändringar. Det illustrerar också väl vikten av goda konsekvensanalyser och att dessa tillåts påverka utformningen av beslut.

### 6.2.2 Transmissionsnätsutbyggnader genomförs inte i tillräcklig takt och åtgärder för att korta ledtiderna har dröjt

SVK har inte kunnat bygga ut transmissionsnätet i den takt som planerats eftersom överklaganden och omtag inom ramen för tillståndsprocesserna har förhindrat genomförandet enligt tänkt tidsplan. Strategiskt viktiga projekt för elsystemet så som Nordsyd har dragit ut på tiden, och Riksrevisionen bedömer att SVK hade kunnat vara snabbare i flera avseenden. På ett övergripande plan har SVK inte lyckats nå de investeringsmål som satts, och myndigheten har upprepade gånger de senaste åren tvingats ompröva sina investeringsprognoser för de närmsta åren. Även om SVK har potential att utveckla och effektivisera sina processer så bedömer Riksrevisionen att det finns en betydande risk att SVK framöver inte kan genomföra åtgärder i den takt som behövs, och att ytterligare åtgärder därför krävs från regeringen och andra aktörer för att underlätta myndighetens utbyggnad av transmissionsnätet.

Mot den bakgrunden bedömer Riksrevisionen att det är en brist att regeringen och SVK har haft kännedom om de långa ledtiderna för utbyggnader av transmissionsnätet sedan 2007, men inte agerat för att åtgärda detta. SVK angav redan 2010 att tillståndsprocesserna för transmissionsnätet kan bli den gränssättande faktorn för hur snabbt förnybar produktion kan introduceras i elsystemet. Riksrevisionen konstaterar att frågan blivit än mer angelägen i och med elektrifieringen och att den inte har hanterats med den prioritet som hade varit

motiverad. Regeringen och SVK dröjde nästan 10 år med att vidta ordentliga åtgärder. Sedan cirka 2020 har både regeringen och SVK initierat betydligt mer ambitiösa åtgärder för att korta ledtiderna, men Riksrevisionen kan i nuläget inte bedöma om dessa åtgärder kommer ge tillräcklig effekt. Riksrevisionen ser också en risk för att nuvarande och planerade åtgärder inte är tillräckliga.

### 6.2.3 SVK har vidtagit effektiva åtgärder på kort sikt som dock initierats sent och på initiativ av regeringen

Regeringens uppdrag till SVK 2022 om åtgärder på kort sikt har lett till ett antal positiva effekter, bland annat en tydlig höjning av transmissionsnätets överföringskapacitet. Riksrevisionen bedömer att åtgärderna är väl motiverade, bidrar till elsystemets funktion och troligen är samhällsekonomiskt lönsamma.

Riksrevisionens iakttagelse är dock att det tagit tid för SVK att vidta dessa åtgärder. Det är först i samband med att regeringen ger SVK i uppdrag att kvartalsvis redovisa åtgärder på kort sikt för att höja överföringskapaciteten i transmissionsnätet som SVK börjar vidta dessa åtgärder. Riksrevisionens bedömning är att SVK redan innan uppdraget från regeringen hade det nödvändiga mandatet att själv besluta om åtgärderna.

## 6.3 Principiella frågor för den framtida utvecklingen av elsystemet behöver besvaras

Riksrevisionen bedömer att beslut om utlandsförbindelser och utvecklingen av kompletterande marknader inte grundas i tillräckligt tydliga principiella utgångspunkter. Idag avgör i praktiken SVK beslutet om nya utlandsförbindelser nästan enbart baserat på samhällsekonomiska överväganden. Riksrevisionen bedömer att detta är den rimliga utgångspunkten för myndighetens planering, men att det ur ett nationellt perspektiv är för begränsat. Det är regeringen som bör ha rollen att pröva utifrån fler aspekter så som exempelvis fördelningspolitiska, geopolitiska eller strategiska. Idag är dock regeringens prövning för snävt avgränsad och motsvarar inte heller de intentioner som riksdagen anförde vid ellagens införande. När det gäller utvecklingen av kompletterande marknader sker den stegvis i takt med att brister uppkommer. Riksrevisionen bedömer att det finns en risk för snedvridande incitament som missgynnar aktörer som levererar elsystemsnyttor som en del av sin elproduktion. Frågan om vilka nyttor som berättigar ersättning är principiell och har inte utretts.

### 6.3.1 Besluten om nya utlandsförbindelser baseras inte på de grunder som riksdagen avsåg

Nya utlandsförbindelser mellan Sverige och andra länder har stor betydelse för framför allt elförsörjningen, belastningen på transmissionsnätet och elpriset. När SVK föreslår en ny utlandsförbindelse baseras det på om förbindelsen är samhällsekonomiskt lönsam, i beräkningar där de nyttor som tillfaller Sverige har samma vikt som de som tillfaller andra europeiska länder. Regeringen prövar SVK:s förslag dels genom investeringsplanerna som presenteras av regeringen i budgetpropositionen och beslutas av riksdagen, dels genom koncessionsprövningen enligt ellagen.

Riksdagen har i förarbeten kring den nuvarande ellagen som togs fram kring 1995 anfört att utlandsförbindelserna är av särskild betydelse, bland annat på grund av deras fördelningspolitiska effekter utifrån påverkan på elpriset. I detta sammanhang framförs att regeringen ska kunna ta hänsyn till svenska intressen vid prövningen av om en ny utlandsförbindelse är lämplig.

Riksrevisionen bedömer att det i dag saknas tillräckliga möjligheter för regeringen att ta sådan hänsyn vid prövningen av utlandsförbindelser. Det kan leda till fördelningsmässiga konsekvenser på grund av påverkan på elpriserna inom Sverige samt framtida kostnader för utbyggnad av transmissionsnätet. Det innebär också att det finns bristande förutsättningar för överväganden av geopolitisk eller strategisk karaktär, exempelvis sammankoppling mellan produktionsutbyggnad och import- respektive exportkapacitet. Det vore möjligt för regeringen att ta större sådan hänsyn vid prövningen av SVK:s investeringsplaner. Informationen i investeringsplanerna har dock hittills varit knapphändig och det ingår i nuläget inte i SVK:s uppdrag att göra analyser utifrån ovan nämnda aspekter. Sammantaget bedömer Riksrevisionen därför att det saknas tillräckliga möjligheter för regeringen att ta hänsyn till aspekter i prövningen av utlandsförbindelser som riksdagen har uttalat är önskvärda.

### 6.3.2 Det saknas en övergripande strategi för utvecklingen av nya och kompenserande marknader

SVK har vid behov och utifrån det nordiska och europeiska energisamarbetet skapat nya stödtjänstmarknader för systemstödjande nyttor och tjänster i elsystemet, främst med inriktning på frekvensreglering. Myndigheten menar dock själv att marknaderna inte är heltäckande i förhållande till de nyttor som olika producenter står för. Utvecklingen av stödtjänstmarknader sker i stället när SVK själva eller länderna inom ramen för det nordiska och europeiska samarbetet i

ENTSO-E ser ett sådant behov. Det har inte gjorts någon utredning eller annan mer övergripande analys för att beskriva de principer som ska gälla för vilka typer av systemstödjande nyttor och tjänster som bör ges ersättning. Det innebär enligt Riksrevisionen att det finns en risk för snedvridning av incitament som kan missgynna aktörer som levererar elsystemsnyttor som en del av sin elproduktion, framför allt vad gäller icke frekvensrelaterade stödtjänster. Om de ekonomiska incitamenten inte står i proportion till det långsiktiga behov av systemnyttor som SVK har, så kan det på sikt leda till en onödigt kostsam leverans av dessa nyttor och tjänster. Riksrevisionen bedömer därför att principerna för vilka nyttor som stödtjänstmarknaderna ska ersätta i förhållande till den gängse elmarknaden är otydliga i det mer övergripande och strategiska perspektivet.

En översyn av stödtjänstmarknaderna i förhållande till den gängse elmarknaden behöver också ta hänsyn till de förändringar som pågår på elmarknaden i övrigt och harmoniseringen av elmarknaden i det nordiska och europeiska energisamarbetet. Regeringen har exempelvis initierat ett arbete för att etablera en kapacitetsmekanism och fram tills dess förlänga effektreserven. Även på EU-nivå förs diskussioner om en förändrad elmarknad. Utmaningen med att trygga leveranssäkerheten har blivit större allt eftersom elmarknadsreformen lett till att dyr reglerkraft konkurrerats ut och omställningen till förnybar kraft innebär mer variabel elproduktion. Därtill pågår en översyn av de svenska elområdena som får betydelse för marknadsincitamenten.

#### **6.4 Tillräckliga konsekvensanalyser med en sammanhållen konsekvenshantering behövs för att genomföra elektrifieringen**

Den omfattande elektrifieringen som samhället står inför kommer att addera betydligt till de utmaningar som redan finns i elsystemet. Utmaningarna behöver hanteras samlat och på ett långsiktigt sätt. Inom ramen för elektrifieringen ser Riksrevisionen flera risker som behöver hanteras med framförhållning.

SVK varnar idag för att det redan inom fem år blir svårare att leverera tillräcklig effekt i södra Sverige vid årets alla timmar. Den ökande utmaningen med resurstillräcklighet behöver lösas innan det uppstår effektbrist. Riksrevisionen bedömer att de stora mängderna flexibilitets- och lagringsresurser som kommer krävas för att balansera elsystemet vid en omfattande elektrifiering utgör en stor risk eftersom det idag är tekniker med osäker storskalig potential. Ett steg i att hantera denna risk är utvecklingen av en kapacitetsmekanism som regeringen

initierat, men storleken på den effektbrist som kan uppstå i framtiden kräver även beredskap för fler åtgärder.

Denna utmaning blir större om marknadsaktörerna väljer att fasa ut den kvarvarande kärnkraften i Sverige när den nått sin tekniska livslängd under början av 2040-talet. Att med bibehållen effektillräcklighet och försörjningstrygghet kompensera för denna produktion ökar den utmaning som elektrifieringen innebär. Det är vad Riksrevisionen kan bedöma inte klarlagt om en sådan förändring, givet nuvarande nätinvesteringsplaner, kan ske utan att det uppstår effektbrist då den förutsätter ett mycket stort mått av flexibilitet. Baserat på erfarenheterna från nedläggningen 2015–2020 av fyra reaktorer i södra Sverige, samt de ledtider som finns för nätutbyggnader, är en sådan förändring något som bör planeras och fasas in med så god framförhållning som möjligt.

Riksrevisionen bedömer slutligen att ledtiderna mellan identifierat behov och nätutbyggnad utgör ett hot mot elektrifieringen. Den ökade efterfrågan kräver en snabb tillväxt av överföringskapacitet och anslutning av nya produktionsresurser. Samtidigt visar Riksrevisionens iakttagelser att pågående större ledningsprojekt som bryter ny mark tar särskilt lång tid att genomföra. De inblandade myndigheterna arbetar idag fokuserat med att åtgärda denna problematik med effektiviseringar inom ramen för befintlig lagstiftning och utökat samarbete mellan inblandade aktörer. Vidare bereder regeringen fler förslag på åtgärder som kan korta ledtiderna. Det finns dock en risk för att det arbetet inte ger de tidsmässiga besparingar som en elektrifiering i linje med klimatmålen förutsätter. Riksrevisionen bedömer att de statliga aktörerna behöver ha god bevakning av hur ledtiderna förändras och vid behov planera för ytterligare åtgärder i tillståndsprocessen vad gäller exempelvis målkonflikten mellan lokala värden och klimatnyttor.

## 6.5 Rekommendationer

Riksrevisionen riktar nedanstående rekommendationer till regeringen och Svenska kraftnät.

### Till regeringen

- Se till att det inför beslut med större påverkan på elsystemet alltid finns tillräckliga konsekvensanalyser som beaktar hela elsystemet. Dessa analyser bör också innefatta förslag på lämplig hantering av eventuella oönskade konsekvenser.

- Se till att större åtgärder på elområdet genomförs långsiktigt och så att det finns tillräckliga förutsättningar för att uppnå anpassningar i elsystemet.
- Förtydliga i författning att Svenska kraftnäts uppdrag innefattar genomförandet av samhällsekonomiskt motiverade åtgärder för att uppnå maximal driftssäker kapacitet i det befintliga transmissionsnätet.
- Se över regelverket för regeringens prövning av nya utlandsförbindelser så att fler aspekter än i dag kan vägas in. Sådana aspekter är exempelvis fördelningspolitiska, geopolitiska och strategiska.
- Utred principiella frågor om vilka elsystemnyttor som bör ges ersättning så att likvärdiga ekonomiska incitament kan ges de aktörer som bidrar med olika typer av systemstödjande nyttor.

### Till Svenska kraftnät

- Förstärk arbetet med att bygga ut transmissionsnätet i takt med elektrifieringen på följande sätt:
  - Se över hur myndigheten snabbare kan reagera på tidiga indikationer om åtgärdsbehov i transmissionsnätet, så att lämpliga utredningar kan sättas igång med viss framförhållning.
  - Utred hur myndigheten bättre kan nå den planerade investeringstakten.
- Nyttja det mandat som EU-lagstiftningen ger för att maximera elsystemets överföringskapacitet och samhällsnytta, exempelvis för att skapa incitament för produktion som stödjer systemet.

# Referenslista

## Författningar med mera

Ellagen (1997:857).

Elberedskapslagen (1997:288).

Europaparlamentets och rådets direktiv 2008/98/EG av den 19 november 2008 om avfall och om upphävande av vissa direktiv.

Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

Fördraget om Europeiska unionens funktionssätt.

Förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

Förordningen (2016:742) med instruktion för Energimarknadsinspektionen.

Förordningen (2014:520) med instruktion för Statens energimyndighet.

Förordningen (2016:423) om effektreserv.

Förordningen (2016:742) med instruktion för Energimarknadsinspektionen.

Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer.

Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

Lag (2003:436) om effektreserv.

Lag (2011:1200) om elcertifikat.

Regeringsbeslut Fi2020/04505 (delvis), *Regleringsbrev för budgetåret 2020 avseende Skatteverket.*

Regeringsbeslut I2020/03044, I2020/03036 (delvis), *Regleringsbrev för budgetåret 2020 avseende Energimarknadsinspektionen.*

Regeringsbeslut I2021:02334, *Uppdrag att utveckla arbetssätt och parallella processer för kortare ledtider för elnätsutbyggnad.*

Regeringsbeslut I2021/03311, I2021/03196 (delvis), I2021/02784 m.fl., *Regleringsbrev för budgetåret 2022 avseende Affärsverket svenska kraftnät.*

Regeringsbeslut I2022/01578, *Uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem.*



Regeringsbeslut I2022/02319, *Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn.*

Regeringsbeslut I2022/02381, I2022/02365 (delvis), I2022/00506, *Regleringsbrev för budgetåret 2023 avseende Energimarknadsinspektionen.*

Regeringsbeslut KN2023/03329, *Uppdrag att se över myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet.*

Regeringsbeslut KN2023/03425, *Uppdrag att effektivisera processen för anslutning till transmissionsnätet.*

Regeringsbeslut KN2023/03426, *Uppdrag att utreda en utvecklad och effektiv informationsdelning vid ansökningar om nya anslutningar till elnäten.*

Regeringsbeslut N/2009/0672/E, N/2009/9751/E (delvis), *Regleringsbrev för budgetåret 2010 avseende Energimarknadsinspektionen.*

Regeringsbeslut M2015/04312/Ee, *Inrättande av forum för smarta elnät.*

Regeringsbeslut M2015/2387/Ee, *Uppdrag att utreda förutsättningarna för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet.*

Regeringsbeslut M2017/02870/Ee, *Uppdrag att utreda ett slopande av anslutningsavgiften till stamnätet för havsbaserad vindkraft.*

## **Rapporter**

Diczfalusy, B. och Hellner, C., *Handel med stor effekt – en ESO-rapport om utrikeshandeln med el*, Rapport till Expertgruppen för studier i offentlig ekonomi 2023:4, 2023.

Energiföretagen, *Sveriges elbehov 2045 – Hur stänger vi gapet?*, 2023.

Energimarknadsinspektionen, *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem*, 2010.

Energimarknadsinspektionen, *Elkunden som marknadsaktör – Åtgärder för ökad förbrukningsflexibilitet*, 2008.

Energimarknadsinspektionen, *Elområden i Sverige*, 2012.

Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, 2020.

Energimarknadsinspektionen, *Kortare ledtider för elnätutbyggnad – Utveckla arbetssätt och parallella processer*, 2023.

Energimarknadsinspektionen, *Kunskapsunderlag angående marknaden för elfordon och laddhybrider*, 2009.

Energimarknadsinspektionen, *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät*, 2021.

Energimarknadsinspektionen, *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet*, 2016.

Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Svensk energi och Svenskt Näringsliv, *Prisområden på elmarknaden (POMPE) – Gemensam rapport från Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Svensk energi och Svenskt Näringsliv*, 2007.

Energimyndigheten, *100 procent förnybar el*, 2019.

Energimyndigheten, *2030 – på väg mot ett mer hållbart energisystem*, 2014.

Energimyndigheten, *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem*, 2010.

Energimyndigheten, *Barsebäck 2 – Underlag inför Energimyndighetens remissvar på de rapporter som ska ligga till grund för regeringens prövning år 2003 av om villkoren för att stänga Barsebäck är uppfyllda*, 2003.

Energimyndigheten, *Elmarknaden 2000*, 2000.

Energimyndigheten, *Elmarknadsrapport 2001 – Scenarier för eltillförseln med och utan Barsebäck 2*, 2001.

Energimyndigheten, *Energiindikatorer 2008*, 2008.

Energimyndigheten, *Energiläget 2004*, 2004.

Energimyndigheten, *Finansiering av 30 TWh ny förnybar el till 2020*, 2015.

Energimyndigheten, *För- och nackdelar med en utvidgning av elcertifikatmarknaden*, 2013.

Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft*, 2015.

Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft – En analys av samhällsekonomi och marknadspotential*, 2017.

Energimyndigheten, *Hantering av överföringsbegränsningar i det svenska överföringssystemet för el*, 2005.

Energimyndigheten, *Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet*, 2009.

Energimyndigheten, *Kontrollstation 2015*, 2014.

Energimyndigheten, *Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet – delredovisning 2*, 2016.

Energimyndigheten, *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019*, 2018.

Energimyndigheten, *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2023*, 2022.

Energimyndigheten, *Nulägesanalys av uppdrag att genomföra innovationsfrämjande insatser för att minska processindustrins utsläpp av växthusgaser*, 2017.

Energimyndigheten, *Planeringsmål för vindkraften 2020*, 2007.

Energimyndigheten, *Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft*, 2013.

Energimyndigheten, *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*, 2019.

Energimyndigheten, *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – med fokus på elektrifieringen 2050*, 2023.

Energimyndigheten, *Slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft – regeringsuppdrag om att utreda utformningen av slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft*, 2018.

Energimyndigheten, *Utmaningar i den nordiska elmarknaden*, 2013.

Energimyndigheten, *Vindkraften i Sverige – Utredningsrapport avseende områden med särskilt goda vindförutsättningar och förslag till planeringsmål för vindkraften m.m.*, 2001.

Energimyndigheten, *Vindkraft till lands och till sjöss*, 2003.

Energimyndigheten, *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem*, 2018.

Energimyndigheten, *Översyn av elcertifikatsystemet, Etapp 2*, 2005.

ENTSO-E, *Overview of Frequency Control in the Nordic Power System*, 2022.

Riksrevisionen, *Staten på elmarknaden – insatser för en fungerande elöverföring*, RiR 2013:3, 2013.

Riksrevisionen, *Statliga insatser för att stimulera investeringar i datacenter*, RiR 2022:18, 2022.

Riksrevisionen, *Statliga åtgärder för fler miljöbilar*, RiR 2020:1, 2020.

Riksrevisionen, *Systemet med energideklarationer – tydligt syfte men oklart mål*, RiR 2021:21, 2021.

Skatteverket, *Utvärdering av avfallsförbränningskatten – Redovisning av uppdrag i Skatteverkets regleringsbrev för 2020*, 2021.

Svenska kraftnät, *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, 2015.

Svenska kraftnät, *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion – en delredovisning*, 2015.

Svenska kraftnät, *Den svenska kraftbalansen vintrarna 2007/2008 och 2008/2009*, 2008.

Svenska kraftnät, *Effektförsörjning på den öppna elmarknaden*, 2002.

Svenska kraftnät, *Effektreserven – en uppföljning och analys av avvecklingen av den svenska effektreserven*, 2013.

Svenska kraftnät, *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*, 2023.

Svenska kraftnät, *Integrering av vindkraft*, 2013.

Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2011–2013*, 2010.

Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2012–2014*, 2011.

Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2013–2015*, 2012.

Svenska kraftnät, *Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023–2027*, 2022.

Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – rapport 2022*, 2022.

Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – rapport 2023*, 2023.

Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2011/2012 och 2012/2013*, 2012.

Svenska kraftnät, *Kärnkraftens roll i kraftsystemet*, 2019.

Svenska kraftnät, *Långsiktig marknadsanalys 2021 – Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050*, 2021.

Svenska kraftnät, *Nätutvecklingsplan 2016–2025 – En tioårsplan för det svenska stamnätet*, 2015.

Svenska kraftnät, *Perspektivplan 2025 – En utvecklingsplan för det svenska stamnätet*, 2013.

Svenska kraftnät, *Redovisning av uppdrag angående övergripande förutsättningar för storskalig utbyggnad av vindkraft i havs- och fjällområden*, 2002.

Svenska kraftnät, *Stamnätstariffens utveckling 2012–2015*, 2012.

Svenska kraftnät, *Storskalig utbyggnad av vindkraft – konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft*, 2008.

Svenska kraftnät, *Storskalig utbyggnad av vindkraft – några förutsättningar och konsekvenser*, 2007.

Svenska kraftnät, *Systemutvecklingsplan 2018–2027*, 2017.

Svenska kraftnät, *Systemutvecklingsplan 2022–2031*, 2021.

Svenska kraftnät, *Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten – Kortsiktiga åtgärder Kvartal 4 – 2022*, 2022.

Svenska kraftnät, *Utvidgning av effektreserven*, 2023.

Svenska kraftnät, *Verksamhetsplan med investerings- och finansieringsplan 2021–2023*, 2020.

Svenska kraftnät, *Verksamhetsplan med investerings- och finansieringsplan 2022–2024*, 2021.

Svenska kraftnät, *Årsredovisning 2016*, 2017.

Svenska kraftnät, *Årsredovisning 2020*, 2021.

Svenska kraftnät, *Årsredovisning 2021*, 2022.

Sweco, *Elpriset i Sverige 2023*, 2022

## Artiklar

Forsberg, B., ”Farmanbar: Stopp för ny elkabel till Tyskland”, *Svenska Dagbladet*, 2022-08-17, <https://www.svd.se/a/k64m36/farmanbar-stopp-for-ny-elkabel-till-tyskland>, hämtad 2023-05-12.

Lundin, K. och Nordenskiöld, T., ”På kollisionskurs från första dagen”, *Dagens industri*, 2014-10-01, <https://www.di.se/di/artiklar/2014/10/2/pa-kollisionskurs-fran-forsta-dagen/>, hämtad 2023-05-12.

Löfstedt, D., ”O2-moderniseringen stimulerar det lokala näringslivet”, *Second Opinion*, 2013-03-07, <https://second-opinion.se/o2-moderniseringen-stimulerar-det-lokala-n%C3%A4ringslivet/>, hämtad 2023-05-12.

Nylander, J., ”Miljardförlust för Oskarshamns kärnkraftverk”, *SVT*, 2014-09-30, <https://www.svt.se/nyheter/inrikes/miljardforlust-for-oskarshamns-karnkraftverk>, hämtad 2023-05-12.

Törnmalm, K, ”Ringhals stänger två reaktorer”, *Dagens Nyheter*, 2015-10-15, <https://www.dn.se/ekonomi/ringhals-stanger-tva-reaktorer/>, hämtad 2023-05-12.

## Utredningar

Energikommissionen, *Promemoria om de ekonomiska förutsättningarna för befintlig svensk elproduktion*, M 2015:1, 2016.

Dir. 2016:34, *Utredning om ekonomiska styrmedel för el och värmeproduktion inom EU ETS och ekonomiska styrmedel för avfallsförbränning*.

Dir. 2017:49, *Tilläggsdirektiv till Utredningen om ekonomiska styrmedel för el- och värmeproduktion inom EU ETS och ekonomiska styrmedel för avfallsförbränning (Fi 2016:02)*.

Dir. 2018:6, *Översyn av regelverket för nätkoncessioner*.

Dir. 2023:78, *Förenklade och förkortade tillståndprocesser enligt miljöbalken*.

Ds. 1997:1, *Propositionshandboken*.

Ds. 2000:1, *Kommittéhandboken*.

Regeringskansliet, *Höjd Energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik*, Finansdepartementet FI2019/00431/S2, 2019.

Regeringskansliet, *Minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs*, Infrastrukturdepartementet, 2021.

Regeringskansliet, *Promemoria om vissa punktskattefrågor m.m., som aviseras i budgetpropositionen för 2008*, Finansdepartementet, 2007.

Regeringskansliet, *Ändring i förordningen (2007:119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät*, Klimat- och näringslivsdepartementet KN2023/03470, 2023.

SOU 2001:77, *Ett nytt sätt att främja el från förnybara energikällor*.

SOU 2014:84, *Planera för effekt!*

SOU 2017:83, *Brännheta skatter! Bör avfallsförbränning och utsläpp av kväveoxider från energiproduktion beskattas?*

SOU 2019:30, *Moderna tillståndprocesser för elnät*.

SOU 2022:21, *Rätt för klimatet*.

SOU 2022:33, *Om prövning och omprövning – en del av den gröna omställningen*.

## Riksdagstryck

Bet. 2021/22:KU20, *Granskningsbetänkande*.

Prop. 1993/94:162, *Handel med el i konkurrens*, Bet. 1993/94:NU22, rskr. 1993/94:358.

Prop. 1994/95:222, *Ny ellagstiftning*, bet. 1995/96:NU1, rskr. 1995/96:2.

Prop. 1996/97:136, *Ny ellag*, bet. 1997/08:NU3, rskr. 1997/98:27.

Prop. 1996/97:84, *En uthållig energiförsörjning*, bet. 1996/97:NU12, rskr. 1996/97:272.

Prop. 2002/03:40, *Elcertifikat för att främja förnybara energikällor*.

Prop. 2002/03:85, *Vissa elmarknadsfrågor*.

Prop. 2005/06:1, *Budgetpropositionen för 2006*.

Prop. 2005/06:125, *Beskattning av visst hushållsavfall som förbränns, m.m.*, bet. 2005/06:SkU33, rskr. 2005/06:352.

Prop. 2005/06:154, *Förnybar el med gröna certifikat*.

Prop. 2007/08:1, *Budgetpropositionen för 2008*, bet. 2007/08:FiU1, rskr. 2007/08:30.

Prop. 2008/09:9, *Ändring i lagen (2003:113) om elcertifikat*, bet. 2008/09:NU8, rskr. 2008/09:42

Prop. 2009/10:41, *Vissa punktskattefrågor med anledning av budgetpropositionen för 2010*, bet. 2009/10:SkU21, rskr. 2009/10:122.

Prop. 2009/10:113, *Effektreserven i framtiden*, bet. 2009/10:NU17, rskr. 2009/10:252.

Prop. 2009/10:133, *Höjt mål och vidareutveckling av elcertifikatsystemet*.

Prop. 2010/11:155, *En ny lag om elcertifikat – enklare regler och en gemensam elcertifikatsmarknad*, bet. 2011/12:NU6, rskr. 2011/12:46.

Prop. 2011/12:98, *Timmätning för aktiva elkonsumenter*, bet. 2011/12:NU21, rskr. 2011/12:264.

Prop. 2012/13:70, *Prövning av nätkoncession*, bet. 2012/13:NU12, rskr. 2012/13:200.

Prop. 2013/14:174, *Genomförande av energieffektiviseringsdirektivet*, bet. 2013/14:NU18, rskr. 2013/14:221.

Prop. 2014/15:1, *Budgetpropositionen för 2015*, bet. 2014/15:FiU1, rskr. 2014/15:29.

Prop. 2014/15:123, *Ambitionshöjning för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatsystemet 2015*.

Prop. 2014/15:99, *Vårändringsbudget för 2015*, bet. 2014/15:FiU21, rskr. 2014/15:255.

Prop. 2015/16:117, *Effektreserv 2020–2025*, bet. 2015/16:NU19, rskr. 2015/16:230.

Prop. 2016/17:179, *Ett nytt mål för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatsystemet 2017*, bet. 2016/17:NU20, rskr. 2016/17:330.

Prop. 2016/17:200, *Miljöbedömningar*, bet. 2017/18:MJU5, rskr. 2017/18:20.

Prop. 2017/18:228, *Energipolitikens inriktning*, bet. 2017/18:NU22, rskr. 2017/18:411.

Prop. 2017/18:237, *Elmarknadsfrågor*, bet. 2017/18:NU23, rskr. 2017/18:412.

Prop. 2018/19:99, *Vårändringsbudget för 2019*, bet. 2018/19:FiU21, rskr. 2018/19:288.

Prop. 2019/20:1, *Utgiftsområde 21 Energi*.

Prop. 2019/20:32, *Skatt på avfallsförbränning*, bet. 2019/20:SkU12, rskr. 2019/20:91.

Prop. 2020/21:16, *Elcertifikat – stoppregel och kontrollstation 2019*.

Prop. 2021/22:113, *Extra ändringsbudget för 2022 – Slopad karenstid för stöd vid korttidsarbete, förstärkt evenemangsstöd och andra åtgärder med anledning av coronaviruset samt kompensation till hushållen för höga elpriser*, Bet. 2021/22:FiU44, rskr. 2021/22:169, 170, 171, 172, 173.

Prop. 2020/21:188, *Moderna tillståndsprocesser för elnät*, bet. 2020/21:NU22, rskr. 2020/21:415.

Prop. 2021/22:153, *Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet*, bet. 2021/22:NU21, rskr. 2021/22:309.

Prop. 2022/23:1, *Budgetproposition för 2023*, bet. 2022/23:FiU1, rskr. 2022/23:51.

Prop. 2022/23:59, *Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller leverans av el och aggregeringstjänster*, bet. 2022/23:NU9, rskr. 2022/23:170.

Prop. 2022/23:17, *Tillfälligt sänkt skatt på drivmedel och sänkt skatt på bränslen i viss värmeproduktion*.

Prop. 2022/23:99, *Vårändringsbudget för 2023*, bet. 2022/23:FiU21, rskr. 2022/23:254.



## Webbsidor

Eon Sverige AB, "Extra bolagsstämman fattar beslut om OKGs framtid", <https://via.tt.se/pressmeddelande/extra-bolagsstamma-fattar-beslut-om-okgs-framtid?publisherId=1035173&releaseId=1146126>, hämtad 2023-05-12.

Eon Sverige AB, "Risk för elbrist i Skåne när kraftvärmeverk stryper elproduktion", <https://via.tt.se/pressmeddelande/risk-for-elbrist-i-skane-nar-kraftvarmeverk-stryper-elproduktion?publisherId=1035173&releaseId=3256010>, hämtad 2023-05-08.

IAEA, "PRIS Sweden", <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=SE>, hämtad 2023-06-09.

Jernkontoret, "Koldioxidfri ståltillverkning möjlighet för svensk industri", [https://www.jernkontoret.se/sv/publicerat/nytt-fran-jernkontoret/nyheter/2016/nytt160614\\_energimynd/](https://www.jernkontoret.se/sv/publicerat/nytt-fran-jernkontoret/nyheter/2016/nytt160614_energimynd/), hämtad 2023-03-06.

Montel, "Kärnkraftskostnader fortsatt högre än Vattenfalls mål", <https://www.montelnews.com/se/news/976995/k%C3%A4rnkraftkostnader-fortsatt-hgre-%C3%A4n-vattenfalls-m%C3%A5l>, hämtad 2023-05-12.

Stockholm Exergi, "Minskad lokal elproduktion som konsekvens av ny kraftvärmebeskattning", <https://www.stockholmexergi.se/nyheter/minskad-lokal-elproduktion-som-konsekvens-av-ny-kraftvarmebeskattning/>, hämtad 2023-05-08.

Strålsäkerhetsmyndigheten, "Forsmark, Ringhals och OKG uppfyller kraven på oberoende härdkylning", <https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/press/nyheter/2020/forsmark-ringhals-och-okg-uppfyller-kraven-pa-oberoende-hardkylning/>, hämtad 2023-05-12.

Svenska kraftnät, "Elberedskapsåtgärder i Stockholm – viktiga beslut för att säkra ödrift", <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2021/elberedskapsatgarder-i-stockholm--viktiga-beslut-for-att-sakra-odrift/>, hämtad 2023-05-12.

Svenska kraftnät, "Regeringen avslår överklagan av koncessionsbeslut", <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnatet/transmissionsnatsprojekt/ingelkarr-stenkullen/Aktuellt/regeringen-avslar-overklagan-av-koncessionsbeslut/>, hämtad 2023-07-04.

Svenska kraftnät, "sthlmflex", <https://www.svk.se/sthlmflex>, hämtad 2023-05-04.

Svenska kraftnät, "Sökes: Möjliga mothandelsresurser i södra Sverige", <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2022/sokes-mojliga-mothandelsresurser-i-sodra-sverige/>, hämtad 2023-05-12.

Svenska kraftnät, "Utvecklingen av EU-lagstiftning för att etablera inre marknad för el", <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning-/bakgrund/>, hämtad 2023-05-09.

Svenska kraftnät, "Ökad mothandel bidrar till en effektivare elmarknad", <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/okad-mothandel-bidrar-till-en-effektivare-elmarknad/>, hämtad 2023-05-12.

## Övrigt

ACER, *Decision No 17/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 26 October 2022 on Svenska kraftnät's request for a derogation from the 70% requirement pursuant to Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943*, 2022.

Energimyndigheten, *Yttrande angående betänkande Moderna tillståndsprocesser för elnät (SOU 2019:30)*, remissvar SOU 2019:30, 2019.

Energimyndigheten, *Yttrande angående Remiss av Slutbetänkande SOU 2021:21 – Rätt för klimatet*, remissvar SOU 2021:21, 2022.

Energimarknadsinspektionen, *Slutbetänkande SOU 2022:21 – Rätt för klimatet*, remissvar SOU 2022:21, 2022.

Karlsson, S., *Elsystemkrisen – Det här är problemet. Så kan trenden vändas*, Second Opinion Nyheter AB, 2022.

Socialdemokraterna, Centerpartiet, Liberalerna och Miljöpartiet de gröna, *Utkast till sakpolitisk överenskommelse mellan Socialdemokraterna, Centerpartiet, Liberalerna och Miljöpartiet de gröna*, 2019.

Sverigedemokraterna, Moderaterna, Kristdemokraterna och Liberalerna, *Tidöavtalet: Överenskommelse för Sverige*, 2022

*Memorandum of understanding on the Baltic Energi market Interconnection Plan*, 2009-06-17, 2009.

Svenska kraftnät, *Ansökan om nätkoncession enligt ellagen för ny 300 kV likströmsförbindelse – markkabel och sjökabel – från Nybro till svensk territorialgräns 2009/995*, 2010.

Svenska kraftnät, *Beslut om strategisk inriktning för NordSyd*, Styrelsebeslut 2018/446, 2018.

Svenska kraftnät, *Betänkande (SOU 2019:20) Moderna tillståndsprocesser för elnät*, remissvar SOU 2019:20, 2019.

Svenska kraftnät, *Inriktningsbeslut 2009/967*, Styrelsebeslut 2009-11-29, 2009.

Svenska kraftnät, *Inriktningsbeslut 2014/1285*, Styrelsebeslut 2017-03-24, 2017.

Svenska kraftnät, *Investeringsbeslut 2009/967*, Styrelsebeslut 2010-11-25, 2010.

Svenska kraftnät, *Remissvar angående Klimaträttsutredningens slutbetänkande Rätt för klimatet SOU 2022:21*, remissvar 2022:21, 2022.

Svenska kraftnät, *Vissa punktskattefrågor inför budgetpropositionen för 2015*, remissvar dnr Fi 2014/0002, 2014.

Svenska kraftnät och Lietuvos energija AB, *Feasibility study for an electrical interconnection between Sweden and Lithuania – Summary report*, 2008.

Svenska kraftnät och 50hertz, *Hansa Powerbridge Feasibility Study*, 2017.

## Bilaga 1. Metod delfråga 1

Delfråga 1 besvaras genom att vi studerar vad myndigheterna har skrivit och åiterrapporterat till regeringen i form av publicerade rapporter. Vi följer ett urval av omvärldstrender som berör elsystemet. Dessa omvärldstrender har valts ut utifrån en kartläggning av de av större utvecklingsområden i elsystemet under det senaste decenniet. De valda trenderna är mer variabel elproduktion, elektrifiering, och ökad sammankoppling med utlandet. Utöver de tre trenderna har vi även granskat hur myndigheterna har bevakat vad dessa trender innebär för effektbalansen, överföringsbehovet och vissa stabilitetsaspekter av elsystemet eftersom det är särskilda konsekvenser som är särskilt utmanande i elsystemet. Trenderna har alla följd effekter för elsystemet som vi bedömer att myndigheterna bör ha uppmärksammat i sin bevakning av sina ansvarsområden och även informerat regeringen om. Vi menar inte att de valda omvärldstrenderna ger en heltäckande bild av alla relevanta förändringar inom elsystemet men det är i vår bedömning en god täckning av de centrala förändringarna.

Det granskade materialet består av publicerade myndighetsrapporter. Vi har inhämtat publicerade myndighetsrapporter från respektive myndighets webbplats så långt tillbaka som myndigheterna har publicerat rapporterna. Det rör sig om en tidsperiod från 2000 till 2022. Vi har valt ut de rapporter som baserat på titel är av intresse för våra omvärldstrender samt de energipolitiska grundpelarna. Det resulterade i ett urval på cirka 480 rapporter. Det finns en risk för att vi med urvalsmetoden missat rapporter som hade titlar som inte anknöt till våra omvärldstrender eller de energipolitiska grundpelarna. Utifrån det stora urvalet av rapporter vi fick och vilka rapporter som inkluderades i urvalet bedömer vi dock denna risk som liten. Vi har även gått igenom ärenden i de tre myndigheternas diarium som har haft regeringen, Regeringskansliet eller relevant departement på Regeringskansliet som avsändare/mottagare för att fånga upp eventuella rapporter som skickats till regeringen utan att publiceras på myndigheternas offentliga webbplatser.

Fördelningen av rapporterna på de tre myndigheterna avspeglar väl myndigheternas uppdrag där Energimyndigheten har publicerat flest rapporter och EI det minsta antalet. Det är även rimligt att EI publicerat minst antal rapporter utifrån att myndigheten bildades först 2008. Vi behandlar därför myndigheternas rapportproduktion som en enhetlig myndighetsproduktion när vi redogör för våra iakttagelser.

I syfte att göra ett rimligt urval av rapporter att granska har vi tagit fram relevanta nyckelord för varje trend, se tabell 1. Vi har därefter gjort en nyckelordssökning för alla rapporter som gav ett utfall där det framgår hur många gånger ett specifikt sökord förekommer i en specifik rapport.

Vi har därefter sorterat rapporterna på publiceringsår för att gå igenom rapporterna i historisk ordning från början till dess att vi bedömer att myndigheten på ett fullgott sätt beskriver den specifika trenden. Vår bedömning av vad som utgör ett fullgott sätt grundar sig i att myndigheterna informerar och analyserar omvärldstrenden på ett sätt som ger en beskrivning av varför trenden sker och vilka möjliga konsekvenser det innebär för elsystemet. När vi bedömer att myndigheternas rapportering är fullgod har vi läst alla rapporter det året detta sker men inte några rapporter därefter. För omvärldstrenden mer variabel elproduktion har vi dock gjort nedslag i vad vi identifierat som centrala rapporter för att granska om myndigheterna fortsatt rapporterar om relevanta frågor kopplat till omvärldstrenden. Detta beror på att myndigheterna tidigt identifierade mer variabel elproduktion som en omvärldstrend och beskrev möjliga konsekvenser. Det vore enligt vår bedömning möjligt att den tidiga kunskapen fallit bort vid senare rapporteringar.

Varje rapport som har en sökordsträff inom den specifika trenden har lästs. Läsningen bestod av att läsa innehållsförteckningen, sammanfattningen om en sådan fanns och att söka på de sökord som förekom samt läsa i vilket sammanhang och vad som sades om detta sökord.

Analysen gjordes med hjälp av en analysmall där negativa och positiva konsekvenser för de tre grundpelarna och övriga konsekvenser dokumenterades samt andra intressanta iakttagelser. Inom ramen för analysen värderades även kvalitet i konsekvensbeskrivningen och metodologiska tillvägagångssätt när så var möjligt/lämpligt. Kvaliteten graderades från 1 till 3 och benämndes som otillräcklig, tillräcklig och god. Den första graden innebar att en utveckling eller konsekvens kort omnämndes. Den andra graden innebar att myndigheten mer utförligt beskrev konsekvenserna av en viss utveckling och hur det påverkade det begränsade området. Den tredje och sista graden innebar att myndigheten redogjorde för konsekvenserna och även andra följdkonsekvenser för elsystemet som kunde följa av utvecklingen men som låg utanför de närmaste direkta konsekvenserna. Därefter sammanställdes vid vilken tidpunkt som en myndighet rapporterat om trenden och en bedömning gjordes av huruvida det var en heltäckande bild och om rapporteringen kan anses ligga väl i tiden.

En sammanställning över de cirka 480 rapporterna finns som elektronisk bilaga.

**Tabell 1** Nyckelord för de olika trenderna som användes i sökningen

Variabel	Elektrifiering	Utlandet	Särskilda konsekvenser
Variabel	Elektrifiering	Utlandsförbindelse	Balans
Intermittent	Elbil	Utlandskabel	Effektbalans
Vindkraftsutb	H2	Likströmsförbindelse	Frekvens
Elcert	Hybrit	Hansa	Planerbar
	Vätgas	Nordbalt	Reglerbar
		Balticcable	Reglerkraft
		Swepolink	Rotationsenergi
		Northsealink	Rotorvinkelstabilitet
		Nordlink	Spänningsreglering
		Swindlit	Stödtjänst
		Fenno	Svängmassa
			Systemtjänst

## Bilaga 2. Elcertifikatsystemet

### Elcertifikatsystemets syfte

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem med syfte att öka mängden förnybar kraft. Regeringen såg det som önskvärt för att det främjar klimatarbetet på nationell nivå och utvecklade energisystemet med en högre försörjningstrygghet.<sup>304</sup> Den ökade försörjningstryggheten handlar om att göra Sverige oberoende av energikällor från andra nationer, det vill säga olja. Elcertifikatsystemet är tänkt att vara ett stödsystem för de energikällor som kvalificeras som förnybara, samt att torv inkluderas.

### Beskrivning av elcertifikatsystemet idag

Elcertifikatsystemet fungerar genom att en förnybar produktionsanläggning som producerar 1 MWh el tilldelas 1 elcertifikat som producenten kan sälja. Efterfrågan på certifikat skapas genom att elleverantörer och vissa elanvändare (kvotpliktiga) är skyldiga att köpa och annullera en viss mängd elcertifikat per år. Mängden elcertifikat som en kvotpliktig måste köpa och annullera baseras på en kvot av den mängd el som har sålts eller använts. Denna kvot kallas kvotplikten och fastställs i förordning av regeringen på förslag från Energimyndigheten. Innehar inte elleverantören sin kvotpliktiga andel elcertifikat utgår en kvotpliktsavgift om 150 procent av årsmedelpriset för elcertifikat.

Vissa elintensiva industrier är undantagna kvotplikten och behöver därför inte inneha några elcertifikat för sin elanvändning. Detta sänker dessa elintensiva industriers totala elkostnad eftersom de inte behöver betala för elcertifikat. Regeringen motiverade undantaget med att elcertifikatskostnaden skulle påföra en kostnad på de svenska företagen som deras konkurrenter i andra länder inte hade. Det skulle därför ses som en konkurrensnackdel för svenska industrier.<sup>305</sup>

### Elcertifikatsystemets olika mål och måluppfyllelse

Målet för elcertifikatsystemet på 46,4 TWh nåddes med råge vid utgången av 2021 – 53,3 TWh ny förnybar kraft mellan 2012 och 2021.<sup>306</sup> Elcertifikatsystemet har haft många olika mål genom åren:

---

<sup>304</sup> Prop. 2002/03:40, *Elcertifikat för att främja förnybara energikällor*.

<sup>305</sup> Prop. 2002/03:30, *Elcertifikat för att främja förnybara energikällor*.

<sup>306</sup> Energimyndigheten, *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2023, 2022*.

- 10 TWh ny förnybar kraft 2010 jämfört med 2002 (2003)
- 17 TWh ny förnybar kraft 2017 jämfört med 2002 (2007)
- 25 TWh ny förnybar kraft 2020 jämfört med 2002 (2010)
- 30 TWh ny förnybar kraft 2020 jämfört med 2002 (2016)
- 18 TWh ny förnybar kraft 2030 utöver redan tillkomna 30 TWh (2018).

Elcertifikatsystemet började som ett nationellt svenskt system. 2012 utökades elcertifikatsystemet till ett bilateralt system tillsammans med Norge. Det fanns särskilda målsättningar för det gemensamma elcertifikatsystemet:

- 26,4 TWh ny förnybar kraft 2020 jämfört med 2012 (2012)
  - 13,2 TWh per land
- 28,4 TWh ny förnybar kraft 2020 jämfört med 2012 (2016)
  - 13,2 TWh Norge
  - 15,2 TWh Sverige – p.g.a. svensk ambitionshöjning från 25 till 30 TWh
- 46,4 TWh ny förnybar kraft 2030 jämfört med 2011 (2018)
  - 18 TWh Sverige – p.g.a. svensk ambitionshöjning av 18 TWh till 2030.

Elcertifikatsystemet har utöver målsättningarna också haft olika slutår genom åren.

- 2003: 2010
- 2005: 2030
- 2010: 2035
- 2018: 2045
- 2020: 2035

Sammantaget har ett antal målförändringar skett inom elcertifikatsystemet. I slutändan nåddes det slutgiltiga målet nio år innan målåret.

## Nuvarande status och framtiden för elcertifikatsystemet

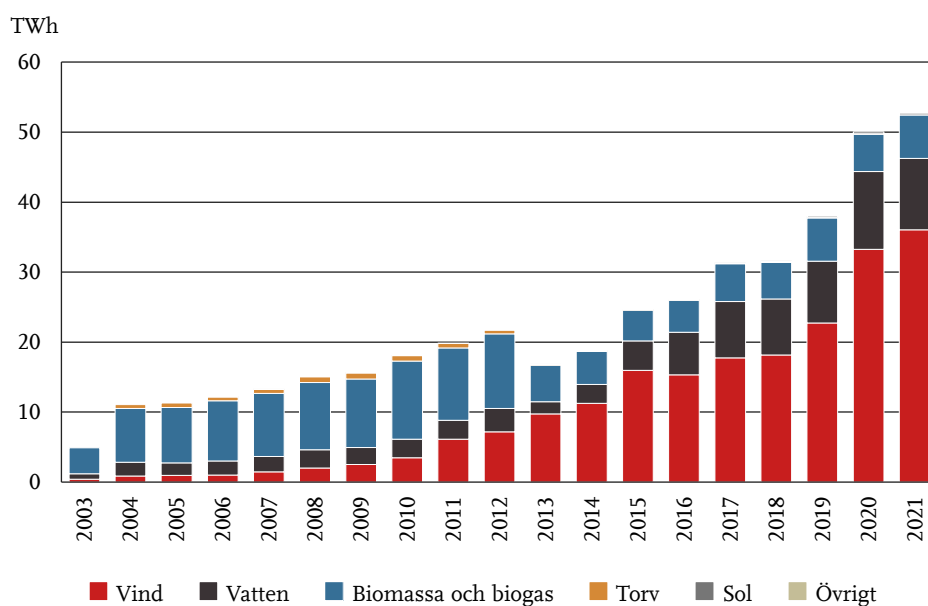
Som nämnt ovan nåddes målet med elcertifikatsystemet med råge redan 2021. Detta berodde på en kraftig tillkomst av förnybar kraft under 2019 och 2020. Till 80 procent rör det sig om vindkraftsproduktion som tillkommit både i Sverige och Norge. Som en följd av den kraftiga tillkomsten av förnybar kraft har utbudet av elcertifikat blivit högre än uppsatta mål. Priset på elcertifikat har fallit till en väldigt låg nivå som en följd av det stora utbudet. Det förs nu en diskussion om att stänga



elcertifikatsystemet i förtid med anledning av detta. Den administrativa kostnaden att hantera elcertifikat riskerar bli större än intäkterna för elproducenterna. Energimyndigheten har föreslagit att de tillsammans med sin norska motsvarighet (NVE) ska få i uppdrag att undersöka om elcertifikatsystemet kan förkortas utifrån juridiska och kostnadsmässiga aspekter samt ta fram en plan för hur det i så fall skulle kunna genomföras.<sup>307</sup>

Den stora ökningen av vindkraft bedöms bero på att produktionskostnaderna för vindkraften har sjunkit och gjort vindkraften konkurrenskraftig utan stödsystem. Energimyndigheten bedömde 2018 att utbyggnad av förnybar kraft de senaste 15 åren skett tack vare elcertifikatsystemet. Från och med 2018 och framåt anser Energimyndigheten däremot inte att elcertifikatsystemets mål och kvoter var en förutsättning för investeringarna.<sup>308</sup>

**Diagram 7** Antal TWh producerad inom elcertifikatsystemet per år 2003–2022<sup>309</sup> uppdelat i producerande kraftslag (baseras på antalet utfärdade elcertifikat)



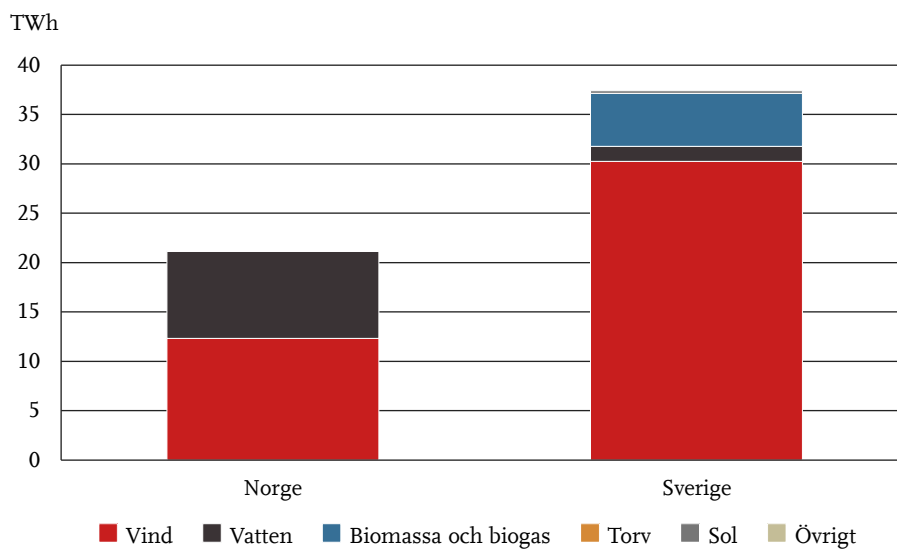
Källa: Energimyndigheten.

<sup>307</sup> Energimyndigheten, *Kontrollstation 2023 för elcertifikatsystemet*, 2022, s. 5.

<sup>308</sup> Energimyndigheten, *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019*, 2018.

<sup>309</sup> Från juni 2003 eftersom elcertifikatsystemet startade den månaden.

**Diagram 8** Elproduktion inom elcertifikatsystemet per land under 2022



Källa: Energimyndigheten.

**Diagram 9** Pris på elcertifikat 2003–2022<sup>310</sup>



Källa: Energimyndigheten.

<sup>310</sup> Från juni 2003 eftersom elcertifikatsystemet startade den månaden.

Prisfallet som skedde 2019–2020 berodde som sagt på en ökning av tillgänglig förnybar produktion. Priset kunde också falla eftersom den nya produktion som byggdes inte behövde det finansiella stödet från elcertifikat för att vara en lönsam investering.

Ett stoppdatum för tillkomst av nya anläggningar i elcertifikatsystemet sattes 2020 av regeringen till 31 december 2021. Regeringens anledning var att ambitionsmålet med elcertifikatsystemet bedömdes kunna uppnås med råge till dess, vilket också blev fallet.<sup>311</sup> Energimyndigheten hade föreslagit ett stoppdatum till 31 december 2030 med motiveringen att stoppdatumet finns till för att ge tydlighet och långsiktig förutsägbarhet åt producenterna. Att införa ett tidigare stoppdatum menade de även skulle vara att bryta mot elcertifikatets utformning.

Energimyndigheten såg att det främsta argumentet för införande av ett tidigare stoppdatum var att prissäkra elcertifikaten. Energimyndigheten ansåg inte att det argumentet var lämpligt eftersom de bedömde att det inte är stoppdatumets roll eller i linje med elcertifikatsystemets syfte att prissäkra certifikaten.<sup>312</sup> Regeringen och Energimyndigheten var således inte överens. Det ska dock tilläggas att det hinner gå två år mellan regeringens proposition och Energimyndighetens rapport. Under dessa två år, 2018 och 2019, ökar produktionen av förnybar kraft kraftigt (se diagram 7).

## Förändringar genom åren

### Kvotpliktskurvan

Kvotpliktskurvan anger vad kvotplikten kommer att vara de kvarvarande åren av elcertifikatsystemet. Kurvan justeras av tekniska skäl och vid förändringar av målambitionen. De tekniska skälen handlar om när den faktiska elproduktionen och elanvändningen avviker från den prognos som kvoten baserades på. I en sådan teknisk justering tas också hänsyn till elcertifikatsreservens storlek. I samband med att politiken har höjt målet med elcertifikatsystemet har man även varit tvungen att höja kvotpliktskurvan för att öka kvoten elcertifikat som ska förbrukas eftersom en större andel certifikat kommer produceras.<sup>313</sup>

Kvotpliktskurvan fastställs i förordning av regeringen. Bestämmelser om hur kvotplikten ska beräknas finns i lagen om elcertifikat. Regeringen har vid varje justering gett i uppdrag åt Energimyndigheten att genomföra en beräkning som

---

<sup>311</sup> Prop. 2020/21:16, *Elcertifikat – stoppregel och kontrollstation 2019*.

<sup>312</sup> Energimyndigheten, *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019, 2018*.

<sup>313</sup> Prop. 2016/17:179, *Ett nytt mål för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatsystemet 2017*.

underlag till förslag av justering. Tidigare fastställdes kvotpliktskurvan av riksdagen, men riksdagen gav regeringen bemyndigande att fastställa kvotpliktskurvan som förordning 2017.<sup>314</sup>

Justeringen av kvotpliktskurvan har oftast varit en rent teknisk beräkning och åtgärd. Det har dock förekommit att remissinstanser varit kritiska till beräkningen av Energimyndigheten. Kritikerna har menat att kvotpliktskurvans justering i praktiken innebär en ambitionsförändring av elcertifikatsystemet.<sup>315</sup> Det har även varit en diskussion om huruvida kvotpliktskurvan ska vara linjär eller bakrespektive framtung.<sup>316</sup>

Avvägningarna vid fastställande av kvotpliktskurvan rör hur kurvan påverkar utbud och efterfrågan på elcertifikat och därmed priset på elcertifikat. Priset anses överföras på elkunderna och det handlar således i stor utsträckning om att minimera kostnaderna för elkonsumenterna. En väsentlig fråga är hur kurvan påverkar investeringen i och byggandet av ny förnybar kraft. Remissinstanser tillsammans med Energimyndigheten och regeringen har återkommande pekat på risken att tillkomsten av ny förnybar kraft blir större än vad som förväntas enligt kurvan. Utbudet av elcertifikat skulle då bli stort och priset på elcertifikat förväntas i en sådan situation falla.

## Industrins undantag från kvotplikten

Vissa delar av den elintensiva industrin har från starten varit fråntagna kvotplikten i elcertifikatsystemet och således inte behövt betala för några elcertifikat. Syftet är att undvika att lägga en kostnad på svenska företag som deras utländska konkurrenter inte har. Definitionen av vilka som undantas har dock varierat genom åren.<sup>317</sup> I huvudsak kan det sägas att industrins elanvändning i tillverkningen har varit undantagen. Industrins elanvändning i icke-tillverkande verksamhet varit kvotpliktig såtillvida att elanvändningen överstiger 60 MWh per år. Nuvarande definition av undantagen elintensiv industri utgår från elanvändningen i förhållande till förädlingsvärdet av den elintensiva industrins produktion eller om verksamheten är avdrags- eller återbetalningsgill för skatt enligt lagen om skatt på energi.<sup>318</sup>

---

<sup>314</sup> Prop. 2016/17:179, *Ett nytt mål för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatsystemet 2017*, bet. 2016/17:NU20, rskr. 2016/17:330.

<sup>315</sup> Prop. 2014/15:123, *Ambitionshöjning för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatsystemet 2015*.

<sup>316</sup> Prop. 2016/17:179, *Ett nytt mål för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatsystemet 2017*; Energimyndigheten, *Kontrollstation 2017 – delredovisning 2*, 2016.

<sup>317</sup> Prop. 2008/09:9, bet. 2008/09:NU8, rskr. 2008/09:42.

<sup>318</sup> 5 § 4 kap. lagen (2011:1200) om elcertifikat.

## Gemensamt elcertifikatsystem med Norge

Tankarna på ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge fanns med redan i början av elcertifikatsystemets historia.<sup>319</sup> Det blev däremot inget av med det då. Från och med 1 januari 2012 har Sverige och Norge ett gemensamt elcertifikatsystem. Regeringen bedömde att en internationell handel bidrar till en bättre fungerande marknad med högre likviditet och ökad omsättning, vilket i regeringens mening bör leda till en bättre prissättning. På så sätt skapas enligt regeringen högre effektivitet och ökad press på produktionskostnaderna för den förnybara elproduktionen.<sup>320</sup>

Det reglerades inte i det gemensamma systemet i vilket land som ny produktion skulle tillkomma utan detta skulle vara upp till marknaden. Däremot reglerades det att finansieringen av de tillkommande elcertifikaten skulle delas på. Det vill säga att elkunderna i Sverige betalade för hälften av de tillkommande elcertifikaten, medan de norska elkunderna betalade för resterande.<sup>321</sup> Vid den svenska ambitionshöjningen 2016 och 2018 höjdes enbart den del som skulle finansieras av svenska elkunder då det var en svensk nationell höjning av målet.<sup>322</sup>

---

<sup>319</sup> Prop. 2005/06:154.

<sup>320</sup> Prop. 2010/11:155.

<sup>321</sup> Prop. 2010/11:155.

<sup>322</sup> Prop. 2014/15:123; prop. 2016/17:179.

## Bilaga 3. Nätinvesteringar

Denna bilaga utgör en mer grundlig genomgång av de nätinvesteringar som diskuteras i avsnitt 5.2. Vår genomgång baseras på en genomgång av samtliga investeringsplaner från 2009 till 2023 inklusive både de 3-åriga planerna och de långsiktiga 10-åriga planerna.<sup>323</sup> Den första långsiktiga planen publicerades 2013, och har därefter utvecklats något i inriktning och omfattning; nätplanering har dock alltid funnits med som en grundläggande komponent i dessa.

De valda projekten har valts utifrån att de är centrala för elsystemet och den utveckling som beskrivs i kapitel 2. Samtliga genomgångna projekt förstärker antingen snitten mellan elområden eller så avlastar de större flaskhalsar som existerar inom de definierade områdena. Flera av projekten berör ledningar som är dragna i ny mark som inte tidigare har berörts av större transmissionsnätsledningar. De valda projekten framgår i nedanstående tabell. Utöver de tre projekten har vi även granskat SVK:s identifiering och förslag på åtgärd med anledning av det så kallade öst-västliga flödet. Anledningen till att vi inte granskar det som ett särskilt projekt är att SVK inte har initierat ett projekt för att specifikt hantera flödet.

Tabell 2 Översikt över valda projekt

Projekt	Prognostiserad kostnad (miljarder kr)	Påverkan
Nordsyd (investeringsprogram)	75	Förstärker snitt 2 med 2 700 MW. Programmet har även ett antal andra syften då det möjliggör anslutning av mer förbrukning i Mälardalen, Uppsala och Stockholm. Det möjliggör även mer produktion/förbrukning längs ledningarnas sträckning i mellersta Sverige. Slutligen möjliggör det utbyte av 6 av de befintliga snitt 2-ledningarna som börjar närma sig sin livslängd.

<sup>323</sup> Genomgången i detta avsnitt baseras på: Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2010–2012 m.m.*, 2009; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2011 – 2013*, 2010; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan för åren 2012 – 2014*, 2011; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan för åren 2013 – 2015*, 2012; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan för åren 2014 – 2016*, 2013; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan för åren 2015 – 2017*, 2014; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan för åren 2016 – 2018*, 2015; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan för åren 2018 – 2021*, 2017; Svenska kraftnät, *Systemutvecklingsplan 2018–2027*, 2017.

Projekt	Prognostiserad kostnad (miljarder kr)	Påverkan
Ekhyddan–Nybro–Hemsjö	3,1	Hanterar flöden från utlandsförbindelsen Nordbalt och förstärker snitt 4 med 500 MW.
Skogsäter–Stenkullen	1,5	Förstärker det så kallade västkustsnittet som är en flaskhals inom SE3 på västkusten
Öst–västligt flöde	Ej angivet	Förstärker det interna nätet i SE3 för att hantera flöden i öst–västlig riktning (ingår numera i Nordsyd)

Av dessa projekt är Nordsyd i särklass störst, vilket beror på att detta är ett investeringsprogram som består av fyra större åtgärder. Av det skälet har fokus i genomgången legat på detta projekt.

## Nordsyd – en omfattande förstärkning av överföringen från norra till södra Sverige som kom i gång sent

Olika projekt för förstärkning av elförbindelserna mellan södra Sverige och Norrland har funnits med i olika former i SVK:s planering sedan (minst)<sup>324</sup> 2009. Under den period som granskats har SVK vid flera tillfällen utrett en ny utformning av projektet.

De drivkrafter som SVK identifierade från början gällande övergång till mer vindkraftsproduktion har bestått under hela den period som granskats. I de genomgångna planerna uppger SVK under samtliga år att anslutningarna av vindkraft utgör en betydande utmaning för SVK att hantera. En central fråga för att bedöma det framtida behovet av kapacitetsförstärkningar är om vindkraften kommer byggas i norra eller södra Sverige. SVK konstaterar samtidigt att vindkraften ökar behoven av överföring oavsett eftersom Norrlands vattenkraft i ökad utsträckning kommer att behöva användas som en reglerresurs i syd när det inte blåser så mycket.<sup>325</sup>

År 2013 tar SVK i sin första långsiktiga (10-åriga) plan upp att scenarier för år 2025 pekar på frekventa prisskillnader, dvs. flaskhalsar, på snitt 1 och 2. SVK tar även upp att de reinvesteringar som kommer krävas på snitt 2 innebär att en ny ledning måste byggas för att skapa en viss överkapacitet för planerade avbrott.<sup>326</sup>

<sup>324</sup> Detta är det tidigaste året där Riksrevisionen har gått igenom investeringsplaneringen.

<sup>325</sup> Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan för åren 2013–2015*, 2012, s. 4.

<sup>326</sup> Svenska kraftnät, *Perspektivplan 2025 – En utvecklingsplan för det svenska stamnätet*, 2013.

Bedömningen är att en ny förbindelse måste ges prioritet.<sup>327</sup> SVK placerar denna utbyggnad för genomförande under åren 2020–2025. I 2015 års långsiktiga plan har nedläggningsbeslut för kärnkraften fattats, och SVK understryker mot bakgrund av detta ånyo behovet av en ny ledning, och att arbetet med att utreda ledningssträckor ska inledas skyndsamt. Företrädare för SVK uppger att ett fördjupat internt utredningsarbete pågick från 2013 och framåt, men att besluten om kärnkraftsnedläggningar innebar en fördjupning mot ett mer omfattande projekt.

Under mitten av 2018 fattar SVK:s styrelse ett beslut om att ställa sig bakom det övergripande programmet Nordsyd, den idag aktuella och mycket omfattande utbyggnaden av elnätet mellan norra och södra Sverige.<sup>328</sup> Nordsyd är uppdelat i fyra större delprojekt, och det dröjer fram till 2020–2022 innan de inriktningsbeslut har fattats som kan ses som en ”gångse” startpunkt för investeringsåtgärder i transmissionsnätet.

### Tid från ax till limpa

Behovet av en förstärkning drivs huvudsakligen av följande faktorer:

- *Vindkraftsutbyggnader.* Genomfördes löpande under hela den granskade perioden, med snabbare ökningstakt (särskilt i norr) från 2010–2015.
- *Utlandsförbindelser.* Innebär förändrade flöden i elnätet, främst pga. två större utlandsförbindelser i Norge. Dessa var definitivt beslutade från 2012 då en överenskommelse på statsministernivå tecknades, och processen för koncessionsansökan hade då pågått sedan 2009.
- *Nedläggning av kärnkraft.* Branschen flaggade för vissa nedläggningar från 2014, och definitivt beslut fattades 2015. Vidare var den planerade driften av anläggningarna 50 år vilket hade inneburit en stängning senast år 2025.

Vi bedömer att SVK uttryckte ett tydligt behov av nyinvesteringar mellan norra och södra Sverige från år 2013, vilket även innefattade en tidsplan om färdigställande till 2025. Behovet inkluderade motiv om att möjliggöra reinvesteringar av det befintliga ledningsnätet som har hög ålder. Vi bedömer vidare att SVK har kommit i gång med processen för att ta fram koncession i de olika delprojekten under 2020–2022. Slutligen är färdigställande planerat 2027/28 för kortsiktiga åtgärder, 2033 för den första nya kapacitetshöjande ledningen och cirka 2040 för de slutliga

---

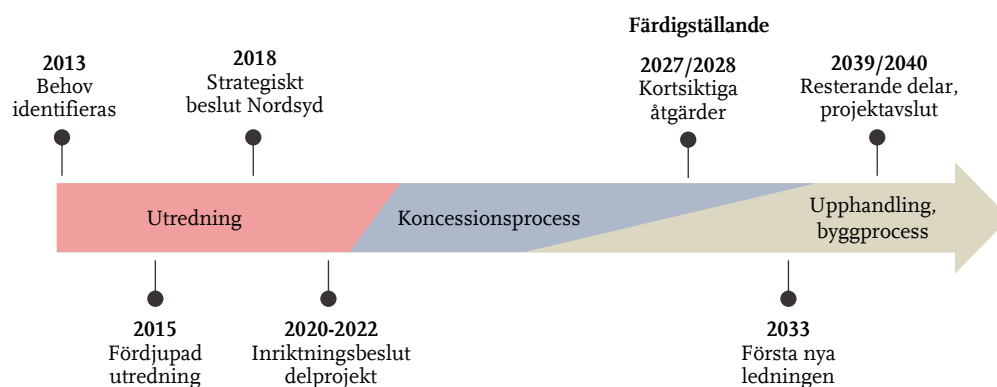
<sup>327</sup> Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2014–2016*, 2013.

<sup>328</sup> Svenska kraftnät, *Beslut om strategisk inriktning för NordSyd 2018/446*, 2018.



kapacitetsförstärkningarna. Det finns fortsatt en risk för att dessa tidsplaner försenas om det uppstår förseningar, till exempel i form av överklagandeprocesser.

**Figur 2** Genomförandeprocessen för utbyggnadsprogrammet Nordsyd



Tid från tydligt uttryckt behov till projektstart: cirka 7 år.

Tid från projektstart till planerad färdig ledning: 11–13 år för den första ledningen, 18–20 år för den sista.

## Ekhyddan–Nybro–Hemsjö, en följd av utlandsförbindelsen Nordbalt

Inom planeringen av Nordbalt som påbörjades av SVK tillsammans med den litauiska motsvarigheten under 2008 beskrevs ett behov av interna transmissionsnätförstärkningar på den baltiska sidan. Ett motsvarande behov uttrycktes inte för den svenska sidan, men under åren efter har det visat sig att de ändå var nödvändiga. År 2011 flaggar verket för att ett projekt utreds i Småland, och under året efter nämns projektet med sin nuvarande sträckning, Ekhyddan–Nybro–Hemsjö.<sup>329</sup> Företrädare för SVK anger i intervju att det hade varit möjligt att upptäcka behovet tidigare i samband med planeringen av Nordbalt.

Koncessionsansökan för sträckan skickas till EI under 2017, vilket således är 5–6 år efter att projektet kom med i SVK:s planering. Behandlingen hos EI pågick under två års tid innan EI nekade SVK koncession för investeringen, varefter SVK överklagade beslutet till regeringen. I dagsläget är tidsplanen (på SVK:s webbplats) att ledningen ska kunna invigas i två steg 2027 respektive 2028.

<sup>329</sup> Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2012–2014*, 2011; Svenska kraftnät, *Investerings- och finansieringsplan 2013–2015*, 2012.

Under 2020 har SVK även konstaterat att behov av nyanslutningar av havsbaserad vind redan har gjort att den planerade ledningen bedöms otillräcklig. För att ytterligare förstärka överföringen i området har SVK tidigare lagt reinvesteringar för att öka kapaciteten ytterligare.

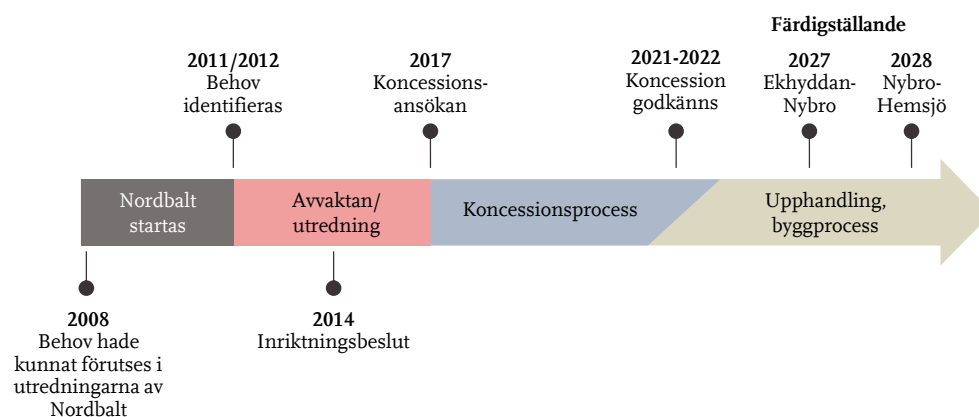
### Tid från ax till limpa

Behovet av en förstärkning drivs huvudsakligen av följande faktorer:

- bygget av utlandsförbindelsen Nordbalt
- vindkraftsutbyggnad, på senare tid även planerad havsvindkraftsutbyggnad.

Vi bedömer att SVK hade kunnat uppmärksamma behovet av detta projekt i samband med att utredningarna av Nordbalt fördjupades 2008–2010. Motsvarande utredningar genomfördes i Baltikum och kom därmed att ingå i den övergripande finansieringen och i genomförandet av Nordbaltprojektet. Från att SVK hade definierat ett tydligt behov dröjde det cirka 2 år innan styrelsen fattade inriktningsbeslutet. Därefter tog det tre år innan koncessionsansökan skickades in. Eftersom EI fattade beslut om att inte godkänna koncessionen överklagade SVK, och ärendet avgjordes av regeringen två år senare.

**Figur 3** Genomförandeprocessen på sträckan Ekhyddan–Nybro–Hemsjö



Tid från tydligt uttryckt behov till projektstart: 2–6 år (beroende på om de svenska nätbehoven borde upptäckts i samband med Nordbaltutredningarna).

Tid från projektstart till planerad färdig ledning: 16 år för den första delsträckan, 17 år för den andra.

## Västkustsnittet och projektet Skogsäter–Stenkullen

Första omnämmandet av denna flaskhals finns i den 3-åriga planen från 2011, där projektet Skogsäter–Stenkullen nämns.<sup>330</sup> Det motiverades av att överföringskapaciteten på västkustsnittet behöver öka, samt att nya vindkraftsparker då planeras i området. SVK börjar utreda projektet med sikte på att ta fram koncessionsansökan 2013, och året efter fattas inriktningsbeslut i SVK:s styrelse.

SVK skickar in koncessionsansökan 2016. Först tre år senare, 2019, efter vad SVK anser var en omfattande dialog och flera frivilliga åtaganden samt åtgärdsförslag, bedömde länsstyrelsen dragningen av den norra delen av ledningen som oförenlig med ett område klassat som riksintresse för naturvård.<sup>331</sup> Av det skälet begärde SVK anstånd hos EI för att genomföra fler utredningar och kompletterade i november 2020 sin ansökan.<sup>332</sup> Kompletteringen innebär att SVK valde att dela upp projekten i två delar, där Skogsäter–Ingelkärr och Ingelkärr–Stenkullen hanteras i två separata projekt.

Den södra delen, Ingelkärr–Stenkullen, ska enligt projektets tidplan vara färdigbyggd under 2025 och driftsättas 2026 när även den nya stationen Ingelkärr är färdigställd. För den norra delen som tidigare passerade genom ett riksintresse för naturvård har ett nytt separat projekt med namnet Skogsäter–Ingelkärr startat. Projektet är i tidigt skede och tidsplanen får därför ses som osäker, men den pekar i dagsläget på ett färdigställande år 2031.

### Tid från ax till limpa

Behovet av en förstärkning drivs huvudsakligen av följande faktorer:

- långvarig flaskhals på "västkustsnittet"
- vindkraftsutbyggnad, på senare tid även planerad havsvindkraftsutbyggnad.

I detta projekt har SVK i snabb takt startat de nödvändiga utredningarna för att kunna ansöka om koncession. Att det tog tre år in i koncessionsansökan innan länsstyrelsen nekade dragningen av en delsträcka, samt att detta krävde omstart är de två främsta delförklaringarna till den långa genomförandeprocessen i detta fall.

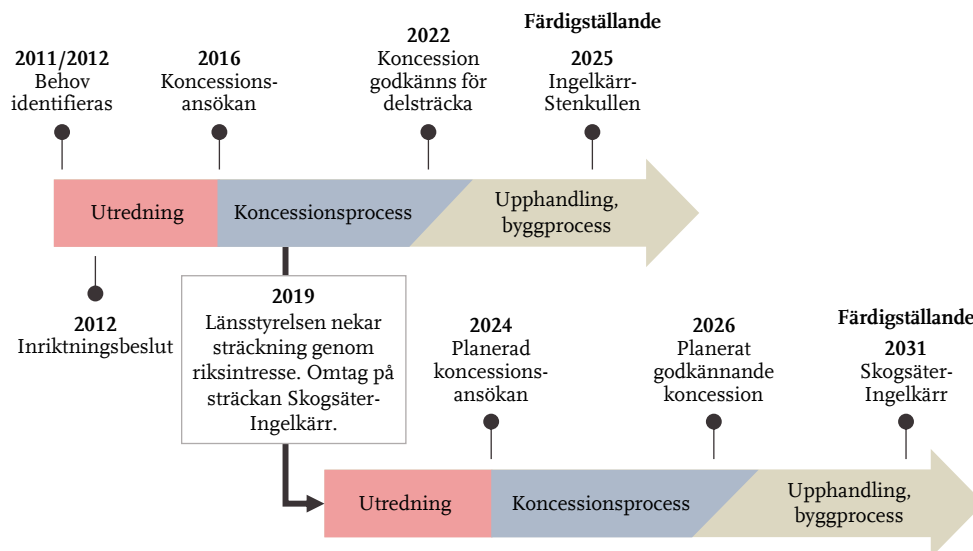
---

<sup>330</sup> Här med namnet Loviseholm–Stenkullen som har motsvarande fast längre sträckning.

<sup>331</sup> Svenska kraftnät, *Systemutvecklingsplan 2022–2031*, 2021, s. 145; Svar från SVK i samband med faktagranskningen, 2023-06-19.

<sup>332</sup> Svenska kraftnät, "Regeringen avslår överklagan av koncessionsbeslut", hämtad 2023-07-04.

**Figur 4** Genomförandeprocessen på sträckan Skogsäter–Stenkullen



Tid från tydligt uttryckt behov till projektstart: 0–1 år.

Tid från projektstart till planerad färdig ledning: 13 år för den första delsträckan, 19 år för den andra delsträckan.

## Östväst

I SVK:s systemutvecklingsplan från 2021 skriver verket för första gången om öst–västliga flöden i transmissionsnätet. Detta är ett flöde som avviker från den typiska nord–sydliga som nätet ursprungligen byggts för. Stora öst–västliga flöden leder till att andra flöden, så som det nord–sydliga, måste begränsas för att bibehålla driftssäkerheten, vilket leder till att flaskhalsarna fördjupas.<sup>333</sup> För att åtgärda detta avsåg SVK att genomföra mindre åtgärder och reinvesteringar under 2022. Utöver detta planerar SVK att införa seriekompensering samt en uppgradering av en befintlig ledning till 400 kV. Båda dessa åtgärder planeras vara färdigställda under 2028.

Projektet har under tiden efter den senaste systemutvecklingsplanen kommit att ingå som en del i projektet Nordsyd.<sup>334</sup>

<sup>333</sup> Svenska kraftnät, *Systemutvecklingsplan 2022–2031*, 2021, s. 101.

<sup>334</sup> Intervju med företrädare för Svenska kraftnät, 2023-03-15.

Elsystemet levererar energi till nästan alla medborgare och verksamheter i landet. Systemet är komplext eftersom utbud och efterfrågan måste mötas varje sekund samt att det måste finnas tillräcklig driftsäker överföringskapacitet däremellan. Utmaningarna i elsystemet har blivit större de senaste decennierna på grund av utvecklingen i samhället och politiska beslut. Utmaningarna förväntas bli ännu större om en omfattande elektrifiering av samhället genomförs.

Riksrevisionen har granskat om de statliga aktörerna har förberett och genomfört åtgärder med påverkan på elsystemet så att de energipolitiska grundpelarna kan förenas på ett effektivt sätt. Granskningen omfattar myndigheternas omvärldsbevakning, regeringens framtagande av konsekvensanalyser samt regeringens och Svenska kraftnäts hantering av konsekvenser i elsystemet.

Granskningen visar att regeringen inte har gjort tillräckliga konsekvensanalyser inför beslut med påverkan på elsystemet. Vidare har regeringen och Svenska kraftnät agerat senfärdigt och reaktivt på behovet av att hantera de konsekvenser som uppstått i elsystemet.

Riksrevisionen rekommenderar regeringen bland annat att se till att

- det inför beslut med större påverkan på elsystemet alltid finns tillräckliga konsekvensanalyser
- större åtgärder på elområdet genomförs långsiktigt.

Svenska kraftnät rekommenderas att förstärka sitt arbete med att bygga ut transmissionsnätet.

## Riksrevisionen

---

S:t Eriksgatan 117  
Box 6181, 102 33 Stockholm  
08-5171 40 00  
[www.riksrevisionen.se](http://www.riksrevisionen.se)