

# Kvalitetssäkrade gemensamma bedömningar av Sveriges totala elbehov till och med 2045 samt elsystemets förutsättningar att utvecklas i takt med elbehovet

Deluppdrag 1 – Underlag i uppdraget om  
myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering

## Innehåll

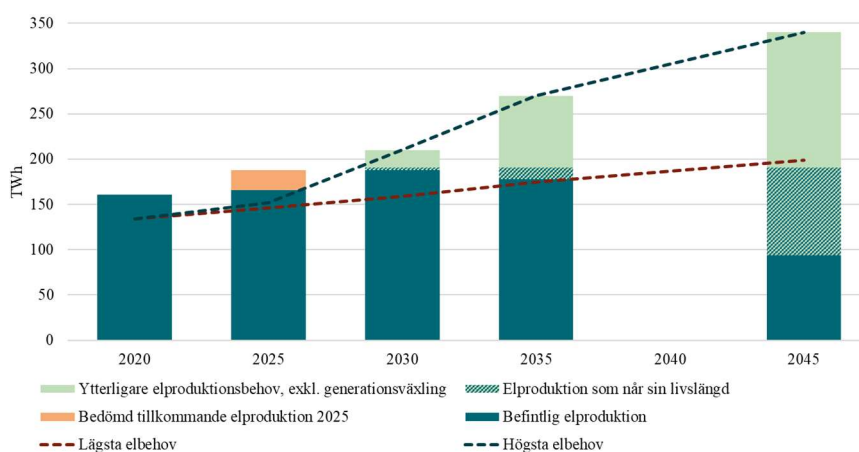
1	Inledning	6
1.1	Bakgrund och syfte .....	6
1.2	Avgränsning.....	6
1.3	Disposition för promemorian.....	7
2	Översyn av processerna för långsiktiga scenarioanalyser och kortsiktiga prognoser hos Energimyndigheten och Svenska kraftnät	8
2.1	Produkt- och processbeskrivning .....	8
2.2	Synkning av processer .....	14
2.3	Slutsats .....	15
3	Resultat från kortsiktiga analyser	16
3.1	Resultat från Energimyndighetens kortsiktiga prognoser .....	16
3.2	Resultat från Svenska Kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys, KMA .....	19
4	Resultat från långsiktiga scenarioanalyser och regeringsuppdrag	21
4.1	Preliminära resultat från LMA2023 .....	21
4.2	Resultat från LS2022 .....	26
4.3	Resultat från uppdraget att analysera utvecklingsvägar för befintlig och ny elproduktion.....	29
4.4	Nya områden för energiutvinning i havsplanerna.....	42
5	Kompetensförsörjning	46
5.1	Kompetens är en utmaning .....	46
5.2	Nationell dialog kring kompetens.....	46
6	Flexibel användning för ett flexibelt elsystem	47
6.1	Regeringsuppdrag om att främja ett mer flexibelt elsystem .....	47
6.2	Implementering av <i>Ren energipaketet</i> i Sverige .....	47
6.3	Verktyg för en ökad flexibel användning .....	47
7	Indikatorer	52
7.1	Indikator för elnätscapacitet .....	52
7.2	Indikatorer för produktionskapacitet.....	56

7.3	Indikator för energilager .....	59
7.4	Indikatorer för försörjningstrygghet .....	60
7.5	Indikatorer för ledtider .....	63
7.6	Indikator för energisystemet .....	70
8	Gemensam myndighetsbedömning av elbehovet och elsystemets förutsättningar .....	79
8.1	Bedömning av elbehovet .....	79
8.2	Bedömning av utvecklingsvägar av ny och befintlig elproduktion .....	84
8.3	Bedömning av elnätets uppbyggnad .....	89
9	Plan för uppföljningsarbetet 2024 .....	95

## Sammanfattning

Elbehovet på både kort och lång sikt och inom vilket spann ses i Figur 1. Till 2045 förväntas elbehovet kunna ligga i intervallet 200–340 TWh vilket är något lägre än bedömningen som gjordes i förra årets rapportering där spannet var 210–370 TWh. Spannet är stort och beskriver att osäkerheterna är stora för när i tiden industriprojekt blir genomförda och i vilken takt deras produktion och elbehov trappas upp. Elanvändningen ökar mest i industrin där omställningen sker från fossila bränslen till el och där nya industrier etableras för framställning av bland annat fossilfritt stål och vätgas. Även transportsektorn genomgår en elektrifiering som bidrar till en ökad elanvändning. Elanvändning, utbyggnad av elproduktion och utbyggnad av elnät har ett ömsesidigt beroende av varandra och av rimliga ledtider, samexistens med andra intressen, ekonomins utveckling och tillgången till kompetens och resurser.

I myndigheternas kortsiktiga analyser bedöms elbehovet öka från 142 TWh 2021 till mellan 146–152 TWh till 2025 och vidare till 150–158 TWh till 2026. Från 2027 bedöms elektrifieringen av befintlig industri leda till att användningen av fossila bränslen minskar. Till 2030 kan vi i myndigheternas scenarier se en ökad efterfrågan på el på mellan 160–210 TWh.



Figur 1 Bedömd ökat elbehov i kortsiktiga analyser och långsiktiga scenarier till 2045 (utfallsrummet mellan streckade linjer) jämfört med befintlig elproduktion, prognostiserat tillskott till 2025, elproduktion som når sin livslängd och ytterligare behov av elproduktion för att nå det högre elbehovet, TWh.

Källa: Energimyndigheten och Svenska kraftnät

Anm: Spannet för elbehovet ökar med tiden och beskriver att osäkerheterna är stora för när i tiden industriprojekt blir genomförda och i vilken takt deras produktion och elbehov trappas upp.

Om Sverige ska bygga ut elproduktionen för att möta det högre elbehovet 2045 så innebär det att ungefär 150 TWh ytterligare elproduktion behöver tillkomma, utöver de reinvesteringar som behövs för att ersätta de befintliga

produktionsanläggningar som hinner nå sin livslängd till 2045. Ungefär 250 TWh tillkommande elproduktion behövs till 2045 om reinvesteringsbehovet inkluderas.

Behovet av utbyggd elproduktion skiljer sig markant mellan det högre och lägre fallet för elbehovet. För fallet med lägre elbehov räcker befintlig elproduktion, inklusive bedömd utbyggnad av vind- och solkraft till 2025, för att möta elbehovet på årsbasis till 2035. För att möta elbehovet till 2045 behöver ungefär 10 TWh ytterligare elproduktion tillkomma, utöver de reinvesteringar som behövs för att ersätta de befintliga produktionsanläggningar som hinner nå sin livslängd till 2045. Ungefär 110 TWh tillkommande elproduktion behövs till 2045 om reinvesteringsbehovet inkluderas.

Vi ser att elsystemet förändras. Förutsatt att industriplanerna realiserar kan elanvändningen i SE1 ha dubblats redan 2025 och på sikt blir SE1 sannolikt SE1 området med högst efterfrågan på el. SE1 kan bli ett nytt underskottsområde vilket ställer krav på såväl utbyggnad av produktion som elnät för att hantera flöden som går i motsatt riktning jämfört med idag.

Utifrån scenarioanalyserna bedöms installerad produktionskapacitet ligga i spannet 75–128 GW till 2045 med en elproduktion i spannet 231–343 TWh. På kort sikt är det framför allt landbaserad vindkraft, solkraft samt effekthöjningar i befintliga kraftverk som står för den tillkommande produktionen. Till 2045 har även havsbaserad vindkraft och kärnkraft, konventionella reaktorer såväl som små modulära reaktorer potential att bidra till elproduktionen.

Utöver elproduktion och elnät krävs flexibilitet för att möta framtidens elbehov. Inom området pågår flera projekt, regeringsuppdrag samt arbete inom EU.

I årets rapport har indikatorer tagits fram för att beskriva elsystemets utveckling och förutsättningar att utvecklas i takt med elbehovet. Indikatorerna visar bland annat andel timmar med prisskillnader mellan områden som kan användas som övergripande indikator för att bedöma handelskapaciteten. Det finns beslut på att förstärka delar av transmissionsnätet som uppvisar en historisk trend med hög andel prisskillnader mellan områden, till exempel för handelskapaciteten från SE2 till SE3 och SE1 till Finland.

Indikatorn över utbyggnadstakt visar att prognostiserad elproduktion från vind- och solkraft ger en genomsnittlig utbyggnadstakt på 6 TWh per år fram till 2026. Det finns osäkerheter och hinder kopplade till tillståndprocesser som om de inte hanteras kommer att bromsa in den utbyggnadstakten på 5–10 års sikt när den i stället bedöms behöva öka för att nå behovet i högelektrifieringsscenarierna.

# 1 Inledning

## 1.1 Bakgrund och syfte

Regeringen har gett Energimyndigheten, Energimarknadsinspektionen, Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) och Trafikverket i uppdrag<sup>1</sup> att göra en myndighetsgemensam uppföljning under 2022–2024 av samhällets elektrifiering och utveckling av elsystemet.

Uppdraget syftar till att bidra till genomförandet av regeringens nationella strategi för elektrifiering – en trygg, konkurrenskraftig och hållbar elförsörjning för en historisk klimatomställning, elektrifieringsstrategin. Den myndighetsgemensamma uppföljningen ska underlätta för regeringen och andra berörda aktörer att dra slutsatser om hur elsystemets förutsättningar utvecklas i takt med hur elbehoven ser ut. Uppföljningen har betydelse för genomförandet av övriga åtgärder i elektrifieringsstrategin som syftar till att förbättra sådana förutsättningar.

Denna promemoria utgör underlag enligt deluppdrag 1, som enligt regeringsuppdraget om myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering ska tas fram av myndigheterna tillsammans. Deluppdrag 1 innefattar:

- Bedömning av Sveriges elbehov till 2045. I 2022 års promemoria presenterades ett spann för elbehovet. I denna promemoria presenteras energi- och effektbehovet både på nationell nivå och uppdelat i nu befintliga elområden.
- Utvecklade indikatorer som följer upp elbehovet och elsystemets förutsättningar att utvecklas i takt med elbehoven. Uppföljning ska göras på både kort- och lång sikt och kortsiktiga prognoser kommer att inkluderas för att bedöma utvecklingen de kommande åren.

## 1.2 Avgränsning

I årets rapportering, som är den andra, avgränsas arbetet till att redovisa resultat av rapporter eller processer hos Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten och Svenska kraftnät som medför ny information eller statusuppdatering efter framtagandet av 2022 års promemoria. Rapporteringen avgränsas också till att i största mån innehålla resultat och material som finns tillgängligt per den 30 juni 2023 för att skapa förutsättningar att göra en samlad bedömning utan att föregå andra parallella regeringsuppdrag.

---

<sup>1</sup> Regeringsbeslut I2022/01060, Uppdrag att genomföra en myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering

### **1.3 Disposition för promemorian**

Kapitel 2 – innehåller metodbeskrivningar och översyn av processerna för prognos- och scenarioanalyserna.

Kapitel 3 – innehåller en resultatsammanställning av kortsiktiga prognoser och analyser.

Kapitel 4 – innehåller en resultatsammanställning av relevanta analyser och regeringsuppdrag för årets uppföljning. Resultat presenteras för de långsiktiga scenarioanalyserna, uppdraget att peka ut nya områden för energiutvinning i havsplanerna samt uppdraget att analysera utvecklingsvägar befintlig och ny elproduktion.

Kapitel 5 – innehåller uppföljning av kompetensförsörjningen för elektrifieringen.

Kapitel 6 – innehåller uppföljning av flexibilitet

Kapitel 7 – innehåller indikatorer för bedömning av om elsystemet går i takt med behoven

Kapitel 8 – innehåller en sammanfattning av myndigheternas gemensamma bedömning av elbehovet och elsystemet.

Kapitel 9 – innehåller en plan för uppföljningsarbetet 2024

## 2 Översyn av processerna för långsiktiga scenarioanalyser och kortsiktiga prognoser hos Energimyndigheten och Svenska kraftnät

### 2.1 Produkt- och processbeskrivning

Som grund för myndigheternas gemensamma bedömningar av elbehovet ligger Energimyndighetens och Svenska kraftnäts kortsiktiga prognoser och långsiktiga scenarioanalyser. I fjolårets myndighetsgemensamma uppföljning av samhällets elektrifiering föreslog myndigheterna att en synkning av processerna för dessa produkter skulle utredas. Följande kapitlet inleds med en nulägesbeskrivning av respektive produkt och dess process. Därefter följer en diskussion över förutsättningarna för en potentiell synkning av processerna. En sammanställning av resultaten av elbehovet från prognoserna och scenarioanalyserna finns i kapitel 3 respektive kapitel 4.

#### 2.1.1 *Energimyndighetens kortsiktiga prognoser (KP)*

Energimyndigheten har av regeringen fått i uppdrag att två gånger om året, senast den 15 mars och 15 augusti, redovisa en kortsiktsprognos (KP) över Sveriges energianvändning och energitillförsel.

Huvudsyftet med kortsiktsprognosen är att verka som ett underlag till Finansdepartementets prognoser över skatteintäkter. Prognosen är även relevant för beslutsfattare eller andra intresserade som vill ha en helhetsbild över energibehoven kommande åren i Sverige, när det gäller el, värme och olika bränslen.

Utredningen att ta fram en prognos ser likadan ut för sommar- respektive vinterprognosen, dock finns några skillnader. Inför varje vinterprognos finns ny statistik tillgänglig varpå ett nytt basår används samt att varje sommarprognos lägger till ett nytt prognosår. En rapport skrivs endast för vinterprognosen i dagsläget.

De kortsiktiga prognoserna görs för hela energisystemet och inte enbart för elsystemet men en närmare beskrivning av hur elbehovet och elproduktion i prognoserna tas fram och bedöms beskrivs nedan. Ett kontinuerligt metodutvecklingsarbete pågår efter behov internt eller från uppdragsgivaren. Nu utvärderas till exempel användningen av en elmarknadsmodell som stöd i prognosarbetet.



## Elanvändning

Förenklat baseras industrins elanvändning på en statistisk framskrivning från historiska data från flera tidsseriemodeller. För att veta vilken modell som passar bäst görs en analys av påverkan från faktorer som tidsseriemodellen ej kan beräkna (exempelvis styrmedel och marknad). Utöver tidsserieanalysen görs ytterligare en analys som bedömningsunderlag där användning av el för respektive bransch (indelad efter SNI 2007<sup>2</sup>) antas följa Konjunkturinstitutets prognostiserade ekonomiska utveckling för den branschen, vilket ger ytterligare en modell över energianvändningen.

Den valda modellen justeras därefter ytterligare för att ta hänsyn till marknadstrender och tillkomst eller bortfall av större industrier. Tillkomst av industrianläggningar har räknats med endast om nödvändiga tillstånd är givna, detta för att få en konsekvent metodik som likabehandlar alla tillkommande anläggningar.

Elanvändningen inom inrikes transport består av bantrafik och elektriska vägfordon. För de elektriska vägfordonen är de viktigaste parametrarna fordonsflottans utveckling<sup>3</sup> samt antaganden om energianvändning för olika vägfordonstyper från HBEFA-modellen<sup>4</sup>. För vinterprognosen 2023 väntas antalet elbilar att öka från 113 000 (2021) till 747 000 (2025).

Likt för industrin används tidsseriemodeller för att skriva fram elanvändningen för bostäder och service, skillnaden är att månadsdata används i stället för årsdata. Dessutom anpassas modellen med graddagskorrigering och priselasticitet för framskrivningen. Hänsyn tas dessutom till etablering av nya datahallar.

## Elproduktion

Prognoser för varje elproduktionsslag (vattenkraft, kärnkraft, vindkraft, kraftvärme och solel) görs separat och utifrån olika förutsättningar.

För vattenkraften antas prognosåren vara normalår, och värdet för detta baseras på medelvärdet för de senaste 20 åren. För innevarande år görs även justeringar utifrån vattenmagasinnivåer och tillrinningsstatistik i kombination med preliminär produktionsstatistik. Prognosen för kärnkraft utgår från installerad kärnkrafteffekt, kända längre revisioner eller effekthöjningar samt på historisk och bedömd tillgänglighet.

För vindkraft utgår prognosen från förväntad normalårsproduktion för befintliga anläggningar samt förväntad normalårsproduktion för planerade anläggningar.

---

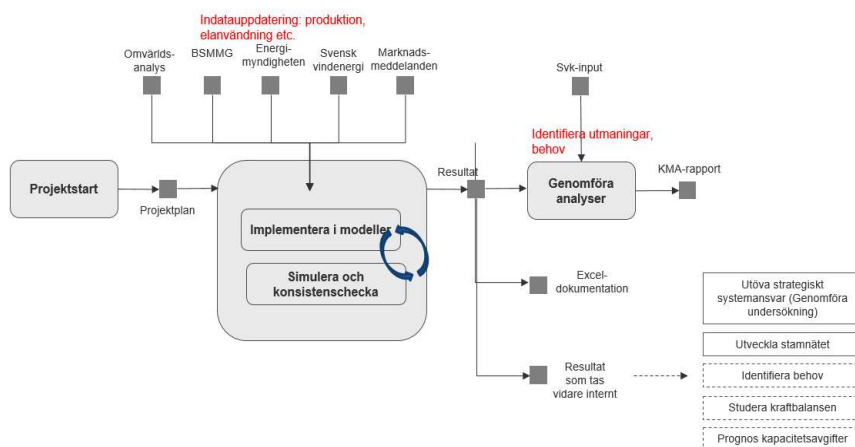
<sup>2</sup> Svensk Näringsindelning 2007

<sup>3</sup> Trafikanalys, Korttidsprognoser för vägfordonsflottan - 2020

<sup>4</sup> HBEFA – Handbook Emission Factors for Road Transport, modell för utsläppsstatistik och bränsleförbrukning för vägtransporter, IVL ansvarar för uppdatering av modellen på uppdrag av Trafikverket

Prognosen för elproduktion från kraftvärme och industriellt mottryck utgår från befintlig produktion, prognostiserat fjärrvärmebehov och justeras utifrån kommande kända förändringar i produktion.

Svenska kraftnät har sedan 2016 årligen tagit fram kortsiktiga marknadsanalyser och sedan 2020 publicerat dem externt. I de kortsiktiga marknadsanalyserna (KMA) beskrivs en utvecklingsbana för det nordeuropeiska kraftsystemet för de kommande fem åren vilken huvudsakligen baseras på anslutningslistan som består av efterfrågat elbehov från industrin. Genom att göra simuleringar av hur bedömt elbehov påverkar kraftsystemet skapas förutsättningar för Svenska kraftnät att agera proaktivt. Den kortsiktiga marknadsanalysen är ingen prognos för till exempel priser eller flöden, utan syftet är att identifiera möjliga övergripande trender och förändringar i kraftsystemet.



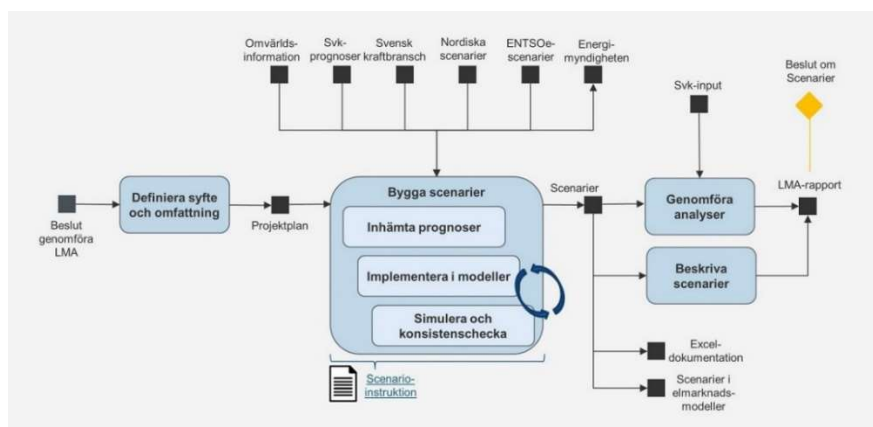
Not: BSMMG innebär Baltic Sea Market Modelling Group

<sup>6</sup> Kvartalsvis statistik om vindkraftens utbyggnad - Svensk Vindenergi

Processen som Figur 2 visar startar under våren med datauppdatering och intern dialog om inventering av behov av särskilda analyser. Data inhämtas från flera olika källor till exempel inom BSMMG-samarbetet<sup>7</sup>, Energimyndigheten, Svensk vindenergi med mera. Inom KMA-arbetet arbetas det kontinuerligt med metodutveckling som drivs av internt behov. Exempelvis pågår arbete med att kunna ta fram behov av stödtjänster. Arbetet publiceras i en rapport i slutet av året.

### 2.1.3 Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys (LMA)

Svenska kraftnät har sedan 2016 publicerat långsiktiga marknadsanalyser vartannat år. I de långsiktiga marknadsanalyserna (LMA) beskrivs scenarier för det nordeuropeiska kraftsystemet. Scenarierna som tas fram används för långsiktiga behovsanalyser, dvs för att identifiera utmaningar och behov i det framtida kraftsystemet genom nät- och systemstudier. Scenarierna ligger också till grund för samhällsekonomiska analyser av nätinvesteringar, främst som beräkningsunderlag för de samhällsekonomiska effekterna ”elmarknadsnytta” och ”effektillräcklighet”. Det scenarioarbete som görs i den långsiktiga marknadsanalysen ligger således till grund för en stor del av de samhällsekonomiska analyser som utförs inom Svenska kraftnäts investeringsprocess.



Figur 3. Processen bakom framtagning av de olika scenarierna.

Processen som beskrivs i Figur 3 startar vartannat år då Svenska kraftnät beslutar om att genomföra de långsiktiga marknadsanalyserna. Sedan definieras den aktuella omfattningen och syftet vilket resulterar i en projektplan. Projektplanen sätter ramarna för att bygga upp scenarierna med bidrag från ett antal källor så som omvärldsinformation, prognoser, branschen, Nordiska scenarier, ENTSOe-scenarier, och Energimyndigheten. Elförbrukningen är olika stor i de fyra olika scenarierna, för att simuleringarna ska ge ett brett möjligt utfall. Elförbrukningen

<sup>7</sup> BSMMG innebär Baltic Sea Market Modelling Group

baseras till viss del på anslutningslistan men varieras också baserat på andra aspekter. I de olika scenarierna varierar också potentialen för utbyggnad av olika kraftslag, förnybara energikällor och kärnkraft. I varje scenario görs sedan manuella iterationer för att få en jämnt viktad lönsamhet mellan olika kraftslag men även mellan samma kraftslag i olika prisområde. Detta görs eftersom produktionen byggs ut av marknadsaktörer som prioriterar lönsamhet högt. Svenska kraftnät antar samma lönsamhetskrav för alla kraftslag.

Metodiken utvecklas och optimeras inför och under scenarioarbetet i syfte att förbättra scenarierna. Detta kan också försvåra en jämförelse av scenarierna framtagna i LMA 2021 (som analyserades i förra årets rapportering av det här uppdraget) och i LMA 2023. Skillnaderna mellan scenarioarbetet 2023 från 2021 är:

- Svenska kraftnät använder ett annat simuleringsverktyg för 2023 års arbete.
- TYNDP2022<sup>8</sup>, som används för att göra antagande om kontinenten i 2023 års scenario har genomgått stora förändringar från TYNDP2020, som användes 2021.
- Vätgasproduktion och vätgastransport modelleras på ett annat sätt.
- Förväntad elanvändning har ökat i vissa scenarier.
- Lönsamhet för olika kraftslag har beaktats i en noggrannare utarbetad process.

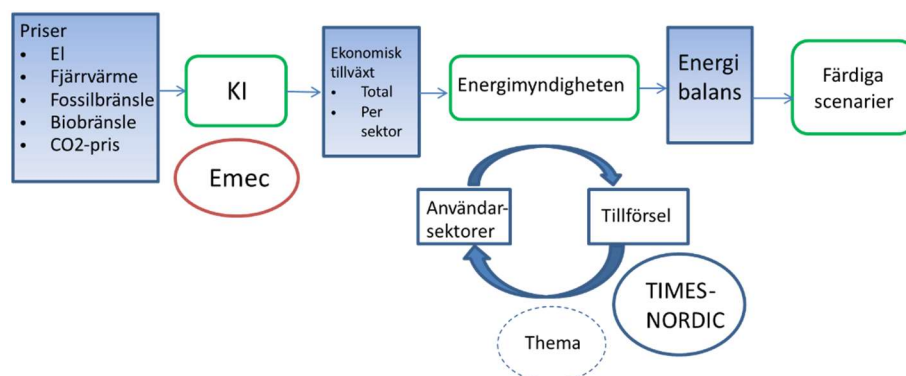
#### **2.1.4 Energimyndighetens långsiktiga scenarier (LS)**

Vartannat år tar Energimyndigheten fram långsiktiga scenarier som beskriver utvecklingen av energisystemet utifrån antaganden om den ekonomiska utvecklingen, energipriser, sektorsspecifika förutsättningar, befintliga och beslutade styrmedel. Processen beskrivs översiktligt i Figur 4.

Ett viktigt syfte med Energimyndighetens långsiktiga scenarier (LS) är att ta fram energiscenarier över energianvändning och tillförsel som ett underlag till den svenska klimatrappporteringen till EU. Ytterligare ett syfte är att ta fram scenarier som är intressanta att analysera ur ett energisystemperspektiv och fungerar som underlag för andra utredningar och uppdrag. De senaste scenarioomgångarna har det exempelvis varit fokus på olika elektrifieringsscenarier och hur de påverkar energisystemet.

---

<sup>8</sup> Ten-Year Network Development Plan av entso-e



Figur 4. Översiktlig process för Energimyndighetens scenarioarbete.

Tidslinjen för scenarioarbetet beskrivs översiktligt i Figur 5. Arbetet påbörjas normalt i tidigt under våren då Energimyndigheten har en diskussion internt och med Naturvårdverket om vilka scenarier som ska göras. Det sker även en dialog med Konjunkturinstitutet om de ekonomiska förutsättningarna för scenarioperioden.

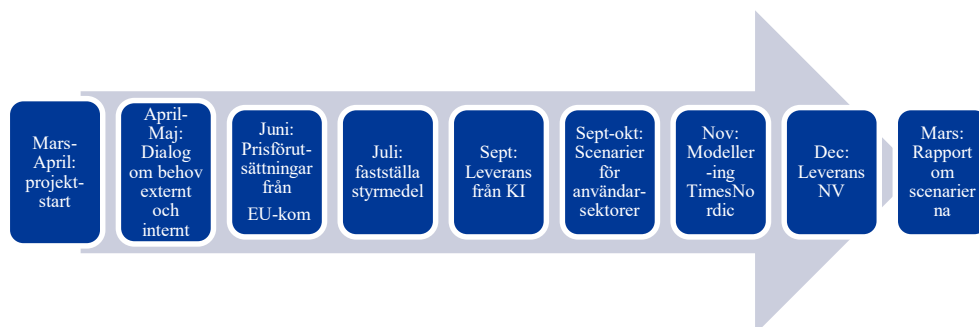
Förutsättningar på bränsle-, el- och fjärrvärmepriser tas fram där priser på utsläppsätter, råolja, naturgas och kol levereras av EU-kommissionen under tidig sommar. I scenario där befintliga styrmedel ska gälla är stoppdatum för förändrade styrmedel satt till den 1 juli. När förutsättningarna är satta så tar Konjunkturinstitutet (KI) fram de ekonomiska förutsättningarna för scenarierna i EMEC-modellen<sup>9</sup> som sedan levereras till Energimyndigheten efter sommaren.

När alla förutsättningar är framtagna kan scenarier över energianvändningen i sektorerna industrin, transportsektorn, bostäder och service m.m. slutföras. Detta är normalt sett klart i slutet av oktober och utgör en input till energisystemsmodellen Times Nordic. Energibehovet i användarsektorerna tillsammans med en mängd olika antaganden om tex kostnader och potentialer för olika typer av kraftslag, överföring mellan länder och utvecklingen i omkringliggande länder optimeras sedan i modelleringar i Times Nordic under november. Optimeringen är att totala kostnaden att tillhandahålla den efterfrågade energin för uppvärmning och el minimeras i det nordiska systemet.

Tillförselsektorn gör sina scenarier utifrån användarsektorernas scenarier och modellresultat från Times-Nordic. Detta resulterar i kompletta energi-, el- och fjärrvärmebalanser och i början av december skickas sedan resultat i form av data till Naturvårdverket. Till sist analyseras och presenteras scenarierna i en

<sup>9</sup> EMEC är en allmän jämviktsmodell över ekonomin i Sverige.

slutrapport som normalt sett publiceras i mitten av mars. Hela arbetet pågår alltså nästan i ett år.



Figur 5. Övergripande tidplan för Energimyndighetens scenarioarbete.

## 2.2 Synkning av processer

I fjolårets myndighetsgemensamma uppföljning av samhällets elektrifiering föreslog myndigheterna att en synkning av processerna rent tidsmässigt skulle utredas.

### 2.2.1 Långsiktiga scenarioanalyser

#### Tidsmässig synkning

Det går att tänka sig olika sätt att synka tidsmässigt, antingen med samtidig leverans av rapport, eller att lägga produkterna helt omlott. En fördel med en omlott synkning är att det varje år skulle komma en uppdaterad scenarioanalysrapport från en expertmyndighet. Det går också att tänka sig att det är arbetet med framtagande av scenarier som ska ske samtidigt, alternativt omlott. Svenska kraftnät och Energimyndigheten ser ett större värde med det senare, dvs att innehållsmässigt synka arbetet med scenarioarbetet framför att publicera rapporter vid samma datum.

#### Samkörningsvinster och kunskapsutbyte

Energimyndigheten och Svenska kraftnät har liknande förhållningssätt i framtagandet av sina scenarioanalyser såtillvida att de genom flera olika scenarier spänner upp ett utfallsrum över framtida användning och tillförsel av energi. En synkronisering av processerna skulle kunna innebära samkörningsvinster och ett utökat samarbete med en ökad förståelse för varandras databehov. Kunskapsutbytet och samarbetet som redan finns idag upplevs som mycket värdefullt. Svenska kraftnät drar exempelvis nytta av Energimyndighetens användningsprognoser och för Energimyndigheten är informationen från Svenska kraftnäts anslutningslista värdefull.

### Risk för intern suboptimering

Det finns däremot också risker och nackdelar med att synka processer och scenarier. Nackdelen med att synka processerna är att det skulle tillföra ytterligare ett tidskrav som inte finns idag vilket riskerar att leda till intern suboptimering. En synkning av scenarierna skulle kunna medföra att scenarioanalyserna skulle tappa sitt enskilda syfte eftersom myndigheterna analyserar från olika perspektiv. Svenska kraftnät koncentrerar sig i huvudsak på elnätets utveckling medan Energimyndigheten väger in hela energisystemet. Utöver att utveckla själva scenarierna genomförs ett omfattande analysarbete på scenarier inom LMA som tar 8–9 månader. Att synka med Energimyndigheten skulle innebära en risk för att analyserna behöver bli klara på kortare tid och att alla analyser inte kan genomföras. Konsekvensen av det är att alla utmaningar som elnätet kan tänkas stå inför inte skulle adresseras.

### Anpassning av tidplan

När det gäller justering av tiden för redovisning så har Energimyndigheten begränsade möjligheter eftersom Energimyndigheten måste förhålla sig till den tidplan som specificeras i myndighetens instruktion utifrån klimatredovisningen. Energimyndigheten måste därmed respektera datumet 10 december för inlämning av scenarierna till Naturvårdsverket.

Svenska kraftnät har inte en fast deadline att förhålla sig till för redovisning av LMA. Givet att Svenska kraftnät inte har ett fast datum för leverans så finns möjligheterna för anpassning av tidplan. Men tiden för analys är som ovan beskrivet längre vilket gör att det ändå kan bli svårt att synka sig tidsmässigt.

#### **2.2.2 Kortsiktiga prognoser**

Även förutsättningarna för KMA och KP skiljer sig åt. KP är en rätt snabbfotad produkt och Energimyndigheten tar fram två prognoser inom ett år. KMA är mer datatung och arbetet med insamling av data är mer omfattande samt att själva analysen av prognoserna också tar flera månader. En KMA tar knappt ett år att framställa.

### **2.3 Slutsats**

Slutsatsen blir att myndigheterna ska fortsätta att värna om samarbetet, dvs stämma av och dra nytta av varandra men att produkterna tas fram helt fristående. Det finns andra sätt att facilitera ett gott samarbete utan att det behöver innebära en synkning tidsmässigt eller att göra en gemensam produkt. Exempelvis genom att vid varje uppstart av scenario- eller prognosarbete stämma av med den andra myndigheten och att tydligt förklara syftet för att öka förståelsen för eventuella olikheter vilket redan sker idag. Andra sätt att samarbeta kan tex vara att göra gemensamma slutsatser efter att analyserna är gjorda där det är möjligt.

### 3 Resultat från kortsiktiga analyser

I de kortsiktigare analyserna bedöms elbehovet öka till mellan 146–152 TWh 2025 och 150–158 TWh till 2026. Spannen beskriver snarast osäkerheter i när i tiden industriprojekt blir genomförda och i vilken takt deras produktion och elbehov trappas upp.

I Energimyndighetens kortsiktig prognoser över energisystemet bedöms elektrifieringen i befintliga industrier leda till minskad användning av fossila bränslen från 2027.

Tabell 1 Resultat i Energimyndighetens Kortsiktsprognos (sommar 2023) med elbehovet i ett högelfall (i parentes) och Svenska Kraftnäts Kortsiktig marknadsanalys 2022 (data från 2023 i parentes), TWh

		Elproduktion	Elanvändning	Import-export
2023	KP	172	138 (138)	-34
	KMA	172	144 (139)	-28
2024	KP	183	142 (142)	-41
	KMA	180	149 (149)	-31
2025	KP	191	146 (148)	-45
	KMA	184	157 (152)	-27
2026	KP	196	150 (158)	-46
	KMA	186	167 (158)	-19
2027	KP			
	KMA	194	188 (167)	-6

Svenska kraftnät bedömer att elanvändningen inte kommer att öka i samma takt som tidigare presenterats. Svenska kraftnät har sedan Kortsiktig elmarknadsanalys 2022 sänkt antagande för elanvändningen för åren 2026 och 2027. För 2026 och 2027 med ungefär 10 respektive 20 TWh. Det beror främst på uppdaterad data av planerade anslutningar till Svenska kraftnät samt ändrad elanvändningen för elektrifieringen av storskalig industri fram till gällande period.

#### 3.1 Resultat från Energimyndighetens kortsiktiga prognoser

Förutom att kriget mot Ukraina fortsatt skapar en turbulens på Europas och världens energimarknader och påverkar den ekonomiska utvecklingen så ser vi ett antal ytterligare trender som skapar en större osäkerhet än vanligt i den senaste prognosomgången som publicerades i slutet av juni 2023. Det gäller industrins elanvändning, bränsle- och elanvändningen i transportsektorn samt den generella elanvändningen, dvs huruvida de besparingar som vi sett i elanvändningen på grund av höga priser det senaste året är permanenta eller inte. När det gäller prognosen för elanvändning är det framför allt industrisektorn som



är tongivande och därför också driver på behovet av ökad elproduktion med en användning som ökar med 8 TWh från 2021<sup>10</sup> till 2026. Transportsektorns elanvändning ökar med 3 TWh från 2021 till 2026 vilket även det utgör en betydande ökning. Transportsektorns elanvändning behandlas vidare i promemorian för deluppdrag 2.

### **3.1.1 Industrins elanvändning**

Då industrin ändå står för största delen av det förväntade tillkommande elbehovet fokuserar vi i det följande på industrins utveckling där det finns ett antal projekt som på kort och lång sikt kraftigt kan komma att öka användningen av el i Sverige. På grund av ledtider och osäkerheter ser vi dock en begränsad effekt av nytillkomna projekt inom prognosperioden (2021–2026).

Industrins planer under prognosperioden börjar visa på en tydlig ökning i användning av el. Då denna ökning omfattar flera olika satsningar är det viktigt att bedömningar kring uppstart av nya anläggningar görs med samma metod för att inte särbehandla enskilda aktörer. Energimyndigheten har i dagsläget två huvudsakliga kriterier för att en ny industriell anläggning ska få räknas med i prognosen. Båda dessa kriterier är områden där Energimyndigheten saknar insyn innan de uppfylls:

**1. Tilldelning i elnät:** De flesta tillkommande projekt kräver stora mängder el som är beroende av att tilldelning i elnät ges av Svenska kraftnät och/eller det lokala elnätet.

**2. Godkänt miljötillstånd:** Utan godkänt miljötillstånd för uppförande av anläggning och industriell produktion kan inte varorna produceras. Miljötillståndet ges av Sveriges mark- och miljödomstolar.

Hade Energimyndigheten bedömt att industriella satsningar blir av innan dessa kriterier uppfylls kan utredningen falla inom definitionen av ett scenario i stället för en prognos vilket inte är det uppdrag som beställts av regeringen.

Enligt den senaste kortsiktsprognosen uppgår elanvändningen inom industrisektorn till 52 TWh 2026. Den elektrifiering som ses inom prognosperioden innebär inte att industrins fossila bränsleanvändning minskar till följd. Detta då den ökade elanvändningen inom industrin initialt främst beror på att nya produkter produceras, exempelvis batterier och elektrobränslen. Utfasningen av fossila bränslen sker främst efter prognosperiodens slut och bedöms i dagsläget kunna märkas år 2027.

---

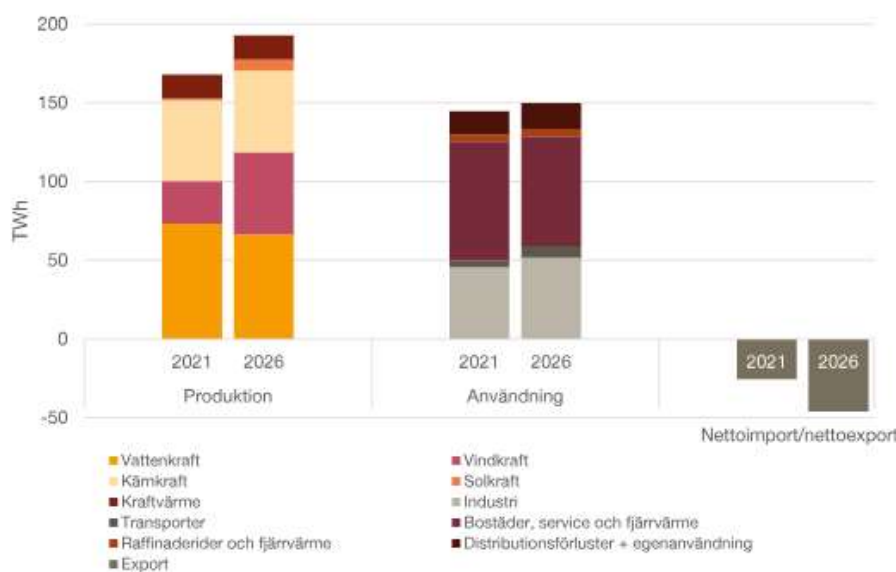
<sup>10</sup> 2021 är den senaste kortsiktsprognosens basår och det år som det finns statistik tillgänglig för.

Om alla planer hos större industrier (oavsett om de har tilldelning i elnätet och miljötillstånd) som aviserat sina intentioner att starta och/eller ställa om sin industriella produktion genomförs bedöms elanvändningen för år 2026 kunna uppgå till 60 TWh (8,2 TWh mer än föreliggande prognos), vilket kommer vidare kommer det benämnas som ett ”högelfall”. Bedömningarna i både prognosen och högelfallet tar i beaktande när på året som produktionsstart sker och vilken takt som anses rimlig för uppskalning av produktionsvolymen.<sup>11</sup>

Prognosen för industrin och tillhörande högelfall visar därmed på en lägre användning av el jämfört med industrins egna aviserande elbehov.

### 3.1.2 Vindkraft, solel och elelexport ökar

Elproduktionen väntas öka från 168 TWh år 2021 till 193 TWh 2026. Det beror främst på en kraftig utbyggnad av vindkraft de kommande åren, från 27 TWh 2021 till 52 TWh 2026. Solkraft ökar också kraftigt, om än från låga nivåer, från 1,1 TWh 2021 till 7,1 TWh 2026. Sveriges nettoexport av el uppgick 2021 till 26 TWh på årsbasis. Det blir enligt prognosen en fortsatt ökad nettoexport på årsbasis under perioden 2022–2026, till 46 TWh 2026. Åren 2021 och 2022 var gynnsamma år för vattenkraften, medan det mot slutet av prognosperioden väntas mer normala produktionsnivåer. Vattenkraften minskar från 73 TWh 2021 ned till 66 TWh för åren 2023–2026. Kärnkraften ökar något från 51 TWh 2021 till 52 TWh mot slutet av prognosperioden.



Figur 6. Produktion, användning och nettoimport/nettoexport av el för statistikåret 2021 och prognosåret 2026.

<sup>11</sup> Den totala efterfrågan på el som aviserats från industrin själva är däremot betydligt högre och skulle ge en efterfrågan av el från sektorn på totalt 70 TWh el 2026 (18 TWh mer än i prognosen).

Figur 6 visar fördelningen av produktion, användning och export för statistikåret 2021 och prognosåret 2026. Sammanfattningsvis ökar produktionen under prognosperioden mer än användningen.

### **3.2 Resultat från Svenska Kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys, KMA**

Energisituationen i EU är osäker och utvecklingen av omvärldsläget påverkar kraftsystemet. Även energipolitiken nationellt och i Norden påverkar dagens och framtidens utveckling. Den utveckling som sker rörande etablering av nya industrier går snabbt. Industrierna har ambitiösa tidsplaner och Svenska kraftnät agerar för att möta dessa utifrån förutsättningar att genomföra nödvändig nätutveckling. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar också att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att vissa analysresultat får genomslag först efter slutet av analysperioden för kortsiktig marknadsanalys 2022, något som redan nu kan konstateras utifrån nyare data. Svenska kraftnät bedömer att elanvändningen inte kommer att öka i samma takt som tidigare presenterats vilket förändrar resultat för prisnivåer, prisskillnader mellan norra och södra Sverige och flöden som presenteras i det här avsnittet.

#### **3.2.1 Höga elpriser under 2023 som därefter minskar för att sedan öka**

Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys tyder på att trenden med stora prisskillnader mellan norra och södra Sverige fortsätter. Även mellan SE3 och SE4 är prisskillnaderna relativt stora under vissa perioder. Bränslepriserna, som varit extrema till följd av Rysslands invasion av Ukraina, antas succesivt minska. Analysen tyder på att årsmedelpriserna för el i Sverige minskar kraftigt mellan år 2023 och 2024. Från 2025 ökar årsmedelpriserna i Sverige vilket förklaras med den ökade efterfrågan av el. Elanvändningen ökar i alla elområden, men SE1 står för den största förändringen där tillkommande industrietableringar leder till mer än en fördubbling av elanvändningen.

#### **3.2.2 Handelsflöden förändras inom och till och från Norden**

Höga årliga flöden från norra till södra Sverige fortsätter under hela analysperioden. I simuleringarna uppstår också veckor med norrgående flöden från SE2 till SE1 år 2026. Flödet på AC-förbindelsen från SE1 till Finland övergår från export till import under 2027. Importen från Finland till SE3 varierar inom analysperioden men är i slutet av perioden högre än i början vilket kan förklaras av att antagen handelskapacitet ökar samtidigt som Sveriges överskott på el minskar och Finlands ökar. Andelen av tiden med export till Danmark (DK1) och Norge (NO1) minskar mot slutet av analysperioden. Detta tyder på att de öst-västliga flödena finns kvar under hela perioden men förekommer i mindre utsträckning i slutet av analysperioden.

I slutet av analysperioden är exporten från Sverige till alla sammankopplade elområde på en lägre nivå än i början. Norden har också ett lägre elöverskott och förbindelserna Viking Link, från Danmark till Storbritannien, och North Sea Link från Norge till Storbritannien går från en större andel export från Norden till import från Storbritannien. Detta resultat kan förklaras av att land- och havsbaserad vindkraft samt att solkraft byggs i stor utsträckning i Storbritannien.

Det finns faktorer som kan bidra till minskade nord-sydliga flöden och/eller ökade syd-nordliga flöden även på längre sikt genom det svenska transmissionsnätet, däribland:

- Ökad förbrukningsflexibilitet och energilagring som kan bidra till att förbättra effekttillräckligheten i södra Sverige.
- Etablering av stora mängder havsbaserad vindkraft i södra Sverige.
- Mer elintensiv industri i norra Sverige. Även på längre sikt kan elanvändningen öka kraftigt i norra Sverige, främst genom elektrifieringen av stål- och gruvindustrin. De stora norrgående flöden som väntas vid sådana utvecklingar skulle medföra ett behov av ökad handelskapacitet, främst i våra interna snitt mellan elområde SE1 och SE2 och mellan elområde SE3 och SE4, men även till Finland och Norge. Förbindelser mot grannländerna, som möjliggör export av el under perioder med överskott och import vid underskott, blir allt viktigare med en ökande andel oplanerbar elproduktion i kraftsystemet.

På sikt kan dock även den omvända trenden gälla om fler kärnkraftsreaktorer läggs ned i södra Sverige och en eller flera punkter ovan inte realiserar.

Följande marknadsintegrationsprojekt har påbörjats:

- Aurora Line: En tredje växelströmsledning mellan norra Sverige (SE1) och Finland. Anslutningspunkten på den svenska sidan blir 400 kV-stationen Messaure.
- Hansa PowerBridge: En ny likströmsförbindelse mellan södra Sverige och Tyskland. Anslutningspunkten på den svenska sidan blir 400 kV-stationen Hurva.
- Fenno-Skan 1: Åtgärder för att förlänga livslängden för likströmsförbindelsen Fenno-Skan 1 mellan elområde SE3 och Finland.

## 4 Resultat från långsiktiga scenarioanalyser och regeringsuppdrag

### 4.1 Preliminära resultat från LMA2023

Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalyser sträcker sig till år 2050 men i scenarierna simuleras åren 2035 och 2045. Svenska kraftnät har i sina Långsiktiga marknadsanalyser fyra olika scenarier, med olika premisser som beskrivs i Tabell 2. De olika scenarierna representerar olika nivåer för elanvändning, vilket är en kombination av ansökningslistan på anslutningar och långsiktiga bedömningar av elbehovet i framtiden. T.ex används Energimyndighetens långsiktiga scenarier för vissa delar av elbehovet. Arbetet med LMA 2023 är vid publiceringen av denna rapport fortfarande pågående. Detta innebär att beskrivningen av scenarierna i detta avsnitt är att betrakta som preliminära och att de kan komma att ändras innan den långsiktiga marknadsanalysen är publicerad.

Det finns stora osäkerheter i den framtida utvecklingen av elanvändning och elproduktion vilket i sig medför osäkerhet i dimensionering av transmissionnätets utbyggnad. Framtiden kommer att präglas av anpassningar för att tillgodose förfrågningar av anslutning samt förnyelsen/förvaltning av elnätet.

Framtidsanalyser omgärdas av osäkerheter och det finns i princip oändligt många vägar som utvecklingen skulle kunna ta. I LMA har fyra scenarier arbetats fram för att visa på olika utvecklingsvägar för kraftsystemet och vilka olika behov dessa kan medföra. Gemensamt för de fyra scenarierna är att användningen av el ökar för att möjliggöra omställningen från ett samhälle beroende av fossila bränslen till ett energisystem med nettonollutsläpp av växthusgaser.

Årsmedelbehovet av el för Sverige uppgår i de fyra scenarierna till mellan 199 och 340 TWh för år 2045, jämfört med dagens ca 140 TWh. Det politiska landskapet samt teknik- och kostnadsutveckling kommer att spela en stor roll för framtidens produktionsmix. Produktionsmixen i scenarierna i viss utsträckning antagits gå i olika riktningar. Detta dels för att ta höjd för osäkerheten i utvecklingen, dels för att skapa oss en bild av hur olika fördelningar, både med avseende på kraftslag och på lokalisering, påverkar vår verksamhet. Avgörande för omställningen är dock att utbyggnaden av produktionskapaciteten går i takt med det ökade behovet av fossilfri el.

I scenarierna antas olika grad av integrering mellan el och vätgas. Vätgas kan komma att spela en viktig roll framöver, dels för omställningen av t.ex. industri-

och transportsektorn, dels för lönsamheten för förnybara kraftslag där timmar med överskott på el kan utnyttjas för vätgasframställning.

Tabell 2. De fyra scenarierna i LMA2023

	Förnybart/RES	Ny kärnkraft
<b>Hög elanvändning</b>	Elektrifiering förnybart (EF)	Elektrifiering planerbart (EP)
<b>Lägre elanvändning</b>	Småskaligt förnybart (SF)	Färdplaner mixat (FM)

#### 4.1.1 Elanvändningen ökar i alla scenarier

I alla fyra scenarier förväntas elanvändningen öka i Sverige till 2045. *Småskaligt förnybart* har lägst förväntad ökning och uppskattas öka till 199 TWh år 2045 och *Elektrifiering planerbart* har högst förväntad ökning till 340 TWh 2045, se Tabell 3. De fyra olika scenarierna ökar olika mycket då osäkerheten kring samhällets elektrifiering är hög. Ju längre tidshorisonten är, desto mer osäker blir scenariot. På en kortare tidshorisont kan Svenska kraftnät använda sig av anslutningsansökningar för att analysera möjlig framtida elanvändning men då anslutningsansökningar både kan tillkomma och falla bort är denna metod svårare att applicera till scenarioanalysen år 2045.

Tabell 3 Total elanvändning i de fyra scenarierna i LMA2023 år 2025, 2035 och 2045

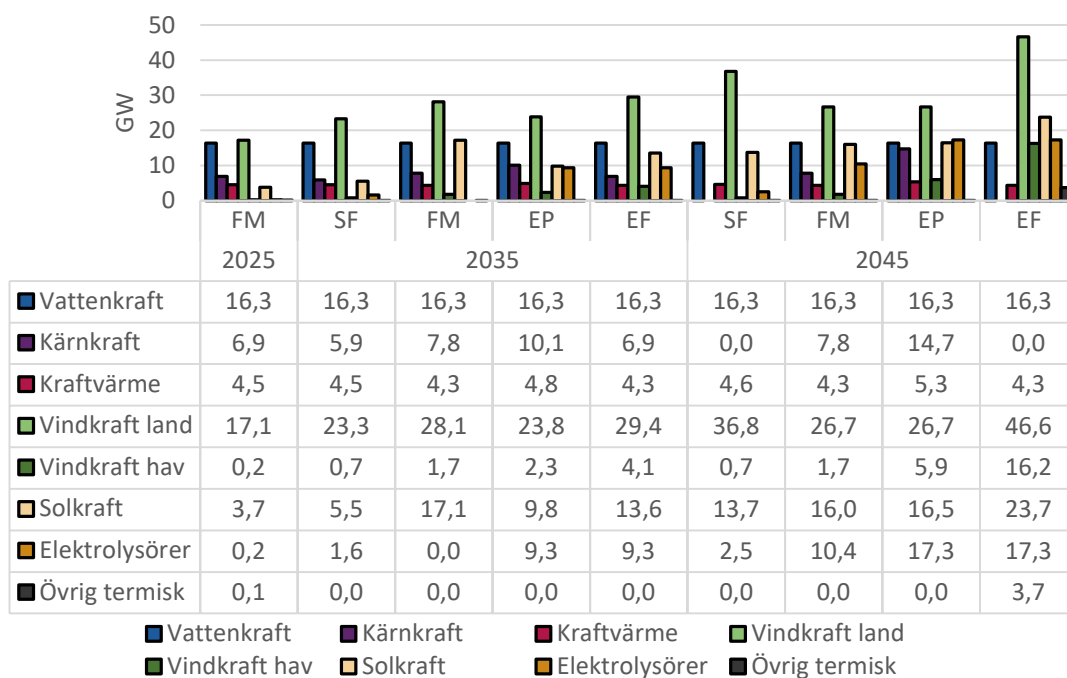
	SF	FM	EF	EP
2025	155 TWh	155 TWh	155 TWh	155 TWh
2035	176 TWh	204 TWh	270 TWh	270 TWh
2045	199 TWh	250 TWh	340 TWh	340 TWh

En stor andel av den förväntade ökningen förklaras av omställningen av den svenska industrin som planerar byta ut sin fossila energianvändning. Ökningen av ett stort behov av el för att producera grön vätgas till omställningen av stålindustrin, men även för användning inom andra sektorer som kemi-industrin samt för tillverkning av syntetiska bränslen. Dessutom tillkommer elbehov för direkt elektrifiering av transportsektorn, andra industriella processer, samt etablering av nya industrier som batterifabriker och datacenter.

#### 4.1.2 Installerad produktionskapacitet

Installerad produktionskapacitet förväntas öka i alla scenarier, men hur kraftig ökningen är varierar vilket ses Figur 7.

I Småskaligt förnybart är ökningen minst där produktionskapaciteten simuleras till totalt 75 GW år 2045. Störst kapacitetsökning sker i Elektrifiering förnybart, som i simuleringarna har en kapacitet på 128 GW år 2045.



Figur 7 Totalt installerad produktionskapacitet år 2025, 2035 och 2045 för de fyra scenarierna i LMA2023, per kraftslag, GW

I Småskaligt förnybart ökar totalt installerad produktionskapaciteten till 58 GW till 2035 och 75 GW 2045. År 2045 är produktionskapaciteten av landbaserad vindkraft 37 GW och därmed det största kraftslaget sett till installerad produktionskapacitet. Därefter följer solkraft som står för 14 GW, vattenkraft (16 GW), värmekraft (5 GW) och slutligen havsbaserad vindkraft (1 GW) som minskar något mellan 2035 och 2045 då dagens verk antas avvecklas. I Småskaligt förnybart är produktionskapaciteten för kärnkraft 0 GW då kärnkraften förväntas vara helt avvecklad år 2045.

Färdplan mixat är det scenario där produktionskapaciteten simuleras som totalt 75 GW år 2035 och totalt 83 GW år 2045. I simuleringen är vindkraften på land den produktionskällan med störst installerad kapacitet, 27 GW. Solkraftens installerade kapacitet är i detta scenario 16 GW, vattenkraftens installerade kapacitet är 16 GW och kärnkraften 8 GW. Värmekraft förväntas ha en produktionskapacitet på 4 GW och havsbaserad vind en kapacitet på 2 GW.

*Elektrifiering planerbart* innebär en hög ökad elproduktionskapacitet där alla fossilfria kraftslag kvarstår på samma nivå eller ökar sin produktionskapacitet. I Kapaciteten ökar till 76 GW år 2035 och 103 GW år 2045. Även i detta scenario är det vindkraften på land som har högst produktionskapacitet i simuleringarna, 27 GW år 2045, därefter följer solkraften på 17 GW och vattenkraften som förväntas bibehålla sin kapacitet på 16 GW. I detta scenario ökar produktionskapaciteten för kärnkraft till 15 GW och havsbaserad vind till 6 GW. Värmekraften förväntas bibehålla sin kapacitet på 5GW.

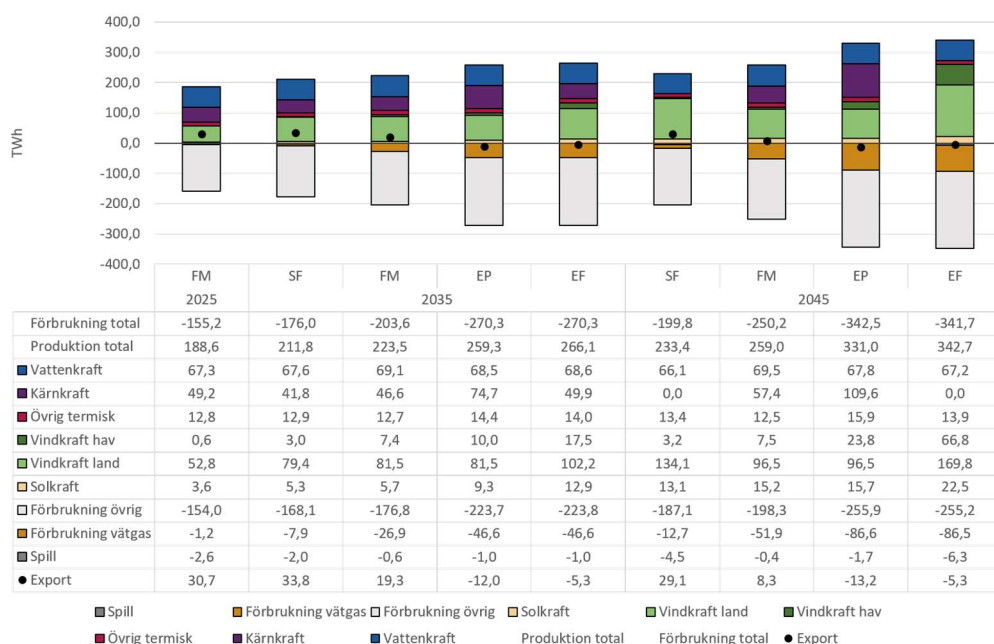
*Elektrifiering förnybart* är det scenario då produktionskapaciteten ökar som mest, 84 GW år 2035 och 128 GW år 2045. Kapaciteten för landbaserad vind i detta scenario är 47 GW år 2045, solkraft har en kapacitet på 24 GW och havsbaserad vind 16 GW. Vattenkraften bibehåller sin kapacitet på 16 GW och värmekraften har en kapacitet på 4 GW år 2045. I detta scenario avvecklas kärnkraften, vilket innebär att kapaciteten är 0 GW år 2045.

#### **4.1.3      Förväntad elproduktion**

Mängden förväntad elproduktion ökar i samtliga scenarier men i olika grad. I *Småskaligt förnybart* uppgår uppskattad elproduktion till 233 TWh i Sverige år 2045 vilket ses i Figur 8. Majoriteten av elen produceras i SE2, följt av SE3, SE1 och sist SE4. Värmekraft förväntas ha samma produktionsnivå, 14 TWh under hela tidsperioden, detsamma gäller vattenkraften, som fortsätter producera ungefär 68 TWh. I *Småskaligt förnybart* förväntas befintlig kärnkraft fasas ur från 2045 vilket innebär att all ny elproduktion kommer från vind- och solkraft. Vindkraft ökar från 53 TWh år 2025 till 134 TWh år 2045 och solkraft från 5 TWh år 2025 till 13 TWh år 2045. I *Småskaligt förnybart* förväntas Sverige fortsatt vara nettoexportör av el med en uppskattad nettoexport på drygt 30 TWh under hela tidsperioden.

I *Färdplan mixat* förväntas det ökade elbehovet leda till ökad elproduktion med förnybara energikällor och kärnkraft. Totalt förväntas elproduktionen öka från 189 till 259 TWh år 2045. I scenariot ökar elproduktionen från kärnkraften från 50 TWh år 2025 till 57 TWh år 2045. Det ökade elbehovet förväntas till störst del mötas av en ökad produktion från vindkraft, från 53 TWh till 97 TWh år 2045. Värmekraften förblir på dagens nivå, 14 TWh, under hela den simulerade tidsperioden. Vattenkraften simuleras också som att den producerar samma mängd el, 69 TWh, till 2045. Sveriges export minskar från dagens 30 TWh till 8 TWh år 2045.





Figur 8 Elbalans i LMA2023 i de fyra scenarierna för 2025, 2035 och 2045, TWh

*Elektrifiering planerbart* innebär en kraftigt ökad elanvändning som då måste mötas av en stor mängd ökad elproduktion och en ökad import. Sverige går från nettoexport till en nettoimport på 10 TWh år 2045. Den totala elproduktionen är i detta scenario 331 TWh år 2045. Den ökade efterfrågan förväntas leda till en ökning av både planerbar och icke-planerbar elproduktion. I simuleringarna ökar kärnkraftsproduktionen från 50 TWh till 110 TWh mellan 2025 och 2045, vindkraften ökar produktionen från 53 TWh till 97 TWh och solkraften från 4 TWh till 16 TWh under samma period. Vattenkraften och värmekraften förväntas i dessa simuleringar stanna kvar på ungefär samma produktionsnivå under hela tidsperioden.

I *Elektrifiering förnybart* simuleras en kraftig ökning av elbehov som behöver mötas av en motsvarande ökning av elproduktion. Kärnkraft förväntas vara avvecklas till 2045 och ingen ny byggs och Sverige förväntas bli nettoimportör från 2035 och framåt. Vattenkraftsproduktionen simuleras producera samma mängd el under hela tidsperioden, 68 TWh. Solkraft ökar från 4 TWh till 22 TWh mellan 2025 och 2045. Majoriteten av det ökade elbehovet tillgodoses av en kraftigt ökad vindkraftsproduktion från 2025 års produktion på 53 TWh till 237 TWh 2045. Totalt ökar elproduktionen från 189 TWh till 343 TWh mellan 2025 och 2045.

#### **4.1.4 Jämförelse med LMA2021**

Jämfört med LMA2021 är antagen elanvändning 80 TWh högre i EF och EP i LMA2023. Denna ökning åtföljs av en bedömd minskad tillgång på havsbaserad vindkraft som begränsas till max 60 TWh i LMA2023, medan landbaserad vindkraft ökar, med en kapacitet som når upp till 180 TWh. Solkraften har minskat något i LMA2023, med en takgräns på 22 TWh. Det mest påtagliga skiftet är emellertid i kärnkraftssektorn, med ny kärnkraft som introduceras i EP och FM med en dubblad kapacitet jämfört med idag, motsvarande 110 TWh i EP. I EF-scenariot, där topp-belastningskapacitet krävs, inkluderas gasturbiner med 3,7 GW kapacitet.

En annan viktig skillnad är elanvändningen i LMA2023 jämfört med LMA2021. I LMA2021 var användningen 110 TWh i SF-EF, men har höjts till 150 TWh i SF-EF i LMA2023.

#### **4.1.5 Övergripande budskap**

Svenska kraftnäts långsiktiga scenarier analyserar elsystemets utveckling. Den senaste rapporten som är framtagen är LMA 2021. Bidraget i form av sammanvägda bedömningar till denna rapport baseras på de preliminära analyser och resultat som är till grund för LMA2023.

I de preliminära resultaten från LMA2023 är det tydligt att ett högre elanvändning kan leda till att SE1 blir ett högrprisområde i ännu högre grad än i LMA2021. Den ökade efterfrågan på el kan dock mildras av den potentiella fördelen med en vätgasledning. Samtidigt som höga priser råder i Sverige, påverkas landet av de lägre elpriserna i Finland, vilket resulterar i en ökad import från vårt grannland. I sammanhanget kan man identifiera två huvudscenarier med hög förbrukning och nettoimport för Sverige: EF och EP. Å andra sidan, under scenarier med lägre förbrukning, och där Sverige fungerar som en nettoexportör, finner vi SF och FM. Förändringar i kraftslagens fördelning jämfört med LMA2021 är också tydliga: EF och FM har en större andel kärnkraft, medan landbaserad vindkraft dominerar särskilt i EF. Samtidigt minskar andelen havsbaserad vindkraft i EF, EP och FM, vilket är betydelsefullt för att förstå de komplexa dynamikerna inom energimarknaden i LMA2023.

## **4.2 Resultat från LS2022**

I Energimyndighetens senaste långsiktiga scenarier<sup>12</sup> görs en analys av energisystemets utveckling fram till 2050 med fokus på elektrifieringen. Det är tydligt att stora förändringar kommer ske i energisystemet, oavsett scenario. Från att både användning och tillförsel av energi varit relativt stabil i många år sker

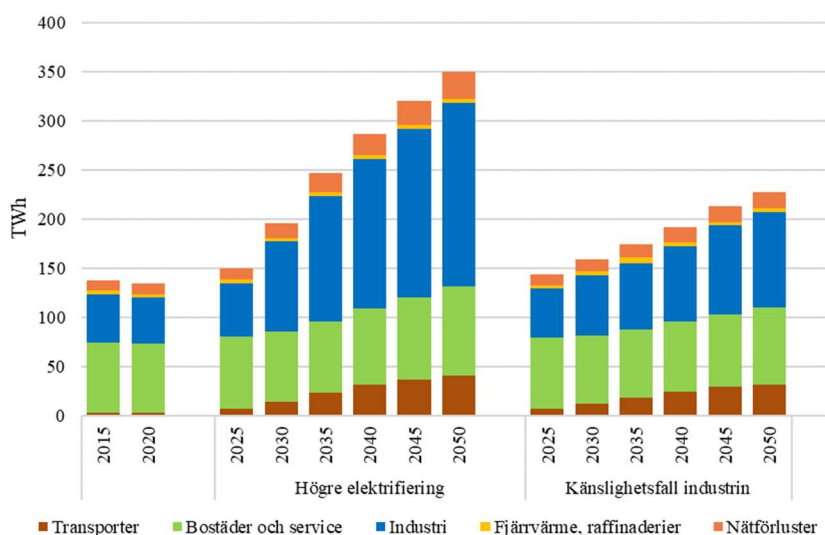
---

<sup>12</sup> Energimyndigheten, *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen, 2050*, ER 2023:07, 2023.

stora rörelser, framför allt vad gäller el som energibärare. Elsystemfrågor blir alltmer centrala i energisystemet med el som den huvudsakliga energibäraren 2050. Elektrifieringstakten är avgörande för hur mycket användningen av fossila bränslen minskar.

#### 4.2.1 Total elanvändning ökar kraftigt i alla scenarier

Elanvändningen skiljer sig åt mellan de olika scenarierna men ökar kraftigt i samtliga fall. Utfallsrummet för den totala elanvändningen landar på mellan 228 och 349 TWh (jämfört med 134 TWh 2020) till 2050, se Figur 9. Det är främst industrins elanvändning som ökar i samtliga scenarier. Även transportsektorn med den övergång som sker till elfordon påverkar elanvändningen. Skillnaden mellan de olika scenarierna<sup>13</sup> ligger dock främst inom ramen för industrins elanvändning och speglar den osäkerhet som finns över den framtida elanvändningen och den omställning som sker i samhället.



Figur 9. Elanvändning uppdelat per sektor 2010, 2015 och 2020 samt per scenario 2025–2050, TWh.

#### 4.2.2 Industrin driver utvecklingen mot en ökad elanvändning

Energimyndigheten har identifierat en rad initiativ inom industrin som sammantaget innebär att sektorn genomgår en stor omställning fram till 2050. Det handlar inte bara om ett skifte från fossila bränslen till el (byte av

<sup>13</sup> I *Högre elektrifiering* sker en omfattande elektrifiering i samhället som en del av omställningen för att nå klimatmålen. I *Lägre elektrifiering* antas vissa hinder uppstå fram till åren omkring 2030 kopplade till nätets och elproduktionens utbyggnadstakt för att möta det snabbt ökande elbehovet. Detta leder till en långsammare omställning och elektrifiering. *Känslighetsfall Industri* skiljer sig från *Lägre elektrifiering* genom att omställningsprojekt förskjuts i tid och tillkommande projekt är färre till antal eller etableras endast delvis till följd av hinder kring förutsättningarna för projektens genomförande.

energibärare) utan också om ny tillkommande elanvändning som uppstår genom en ökad förädling av råvaror i Sverige (mer stål av svenskt järn) samt etablering av nya industrier (till exempel tillverkning av elektrobränslen, batterifabriker, ny malmbrytning). I samtliga scenarier är det dock huvudsakligen produktion av vätgas genom elektrolys för industriella processer som bidrar till den ökade elanvändningen.

Scenarierna för industrisektorn spänner upp ett utfallsrum för elanvändning på mellan 97 och 187 TWh, jämfört med 49 TWh 2019. Behovet av el för produktion av vätgas beräknas vara mellan 22 och 100 TWh 2050 i de olika scenarierna. Vätgas används inom industrin primärt som insatsvara för direktreduktion av järn eller för produktion av elektrobränslen. Den totala vätgasanvändningen i scenarierna för industrin är till största delen kopplad till ett fåtal stora aktörer. Det faktiska utfallet för industrins (och även hela Sveriges) elanvändning påverkas därför av dessa aktörers beslut kring elektrolysbaserad vätgasproduktion. Om olika hinder för att denna produktion ska komma till stånd uppstår får det också en stor påverkan. Den stora ökningen sker däremot inte från en dag till en annan utan det handlar om stegvisa utökningar i samband med att olika investeringar och projekt kommer till stånd.

#### **4.2.3      *Datacenter och arbetsmaskiner leder till ökad elanvändningen i bostads- och servicesektorn***

Elanvändningen i bostads- och servicesektorn förväntas öka oavsett scenario. Orsaken till detta är framför allt en förväntad ökad etablering av datacenter samt en ökad elektrifieringstakt för arbetsmaskiner. Den totala elanvändningen i sektorn var 70 TWh 2020 och ökar med mellan 8 TWh och 21 TWh till 2050 beroende på scenario. Skillnaden beror främst på olika förväntad utbyggnadstakt. El till uppvärmning förväntas minska på grund av en förväntad utfasning av direkt eluppvärmning av bostäder.

#### **4.2.4      *Elektrifiering av vägtransporterna***

Utfallsrummet för den totala elanvändningen för Sveriges transportsektor (inrikes transporter) visar på en ökning från cirka 3 TWh 2020 till mellan 30 och 41 TWh fram till 2050 beroende på scenario. Majoriteten av elanvändningen utgörs av vägtransporter.

År 2050 antas personbilsflottan i princip vara helt elektrifierad i det högre elektrifieringsscenariot, men även i det lägre scenariot antas andelen elfordon och laddhybrider vara omfattande. Redan 2030 antas mellan cirka 20 och 40 procent av personbilarna vara helt drivna av el beroende på scenario. För tunga lastbilar antas cirka 90 procent elektrifierade 2050 i det högre elektrifieringsscenariot medan det är cirka 45 procent som antas vara elektrifierade i det lägre elektrifieringsscenariot. Det är viktigt att påpeka att utvecklingen är beroende av

EU-kraven på fordon och att laddinfrastruktur byggs ut i tillräcklig omfattning samt att det finns tillgång till elfordon.

#### **4.2.5 Efterfrågan på el kan öka kraftigt redan på kort sikt**

Redan 2030–2035 ses en ökad efterfrågan på el i samtliga scenarier. För att tillgodose den stora efterfrågan på el behövs också en stor mängd ny elproduktion och elnät, samt en reinvestering i det befintliga elsystemet. I scenariot för *Högre elektrifiering* kommer det behövas ny elproduktion redan till 2030 för att möta det ökade elbehovet. Om inte utmaningar kopplat till utbyggnaden av elnätet och produktionsanläggningar kan lösas är risken stor att vissa planerade satsningar inte kan komma till stånd. Det finns ett ömsesidigt beroende mellan användning, produktion och elnätsutbyggnad och vilka förutsättningar de olika delarna har och hur de utvecklas kommer att vara avgörande för hur den framtida utvecklingen av elsystemet kommer att se ut. Oavsett hur behovet av ny el tillgodoses kommer det att ta en viss tid för att fatta investeringsbeslut, få tillstånd, skapa acceptans, bygga nya elnät etc. Även energieffektivisering samt högre flexibilitet inom elanvändning och elproduktion kommer därmed att bli en allt viktigare fråga för att kunna hantera den kraftiga utökningen på kort sikt.

### **4.3 Resultat från uppdraget att analysera utvecklingsvägar för befintlig och ny elproduktion**

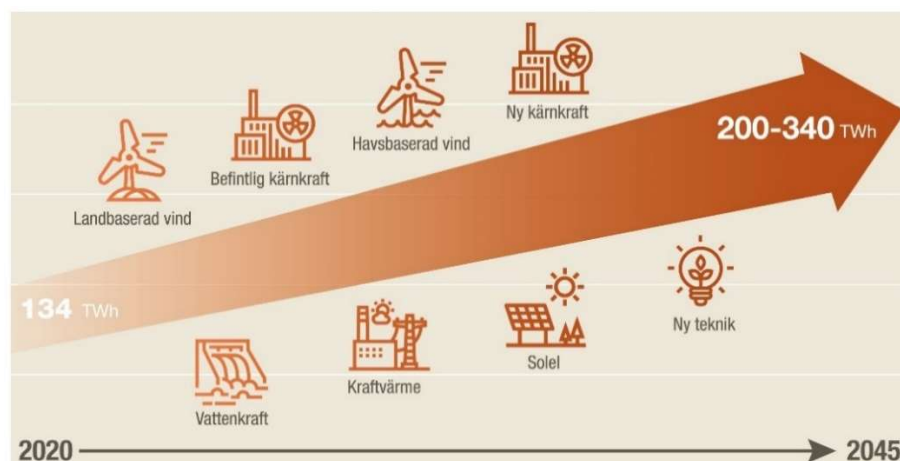
Mot bakgrund av de utmaningar som beskrivs ovan, så fick Energimyndigheten 2022 i uppdrag att analysera utvecklingsvägar för befintlig och ny elproduktion<sup>14</sup>. Uppdraget redovisades i juni 2023 och rapporten fokuserar på fyra olika scenarier som beskriver potentiella utvecklingsvägar för elproduktionen samt vilka förutsättningar som måste skapas för att realisera en storskalig utbyggnad av elproduktion. De olika utvecklingsvägarna undersöks för att tillgodose elanvändningen som motsvarar scenariot Högre elektrifiering i Energimyndighetens långsiktiga scenarier 2022. Samtidigt som ny elproduktion behöver tillkomma för att möta ett ökande elbehov, så kommer stora delar av den befintliga elproduktionen nå sin livslängd till 2050. Detta gäller i princip samtliga elproduktionsanläggningar, förutom vattenkraften, i tidsperspektivet 2045–2050. Det skulle kunna innebära att mer än 250 TWh elproduktion behöver realiseras under tidsperioden fram till 2050 genom förnyelser och/eller nyetableringar för att inte begränsa möjligheterna för elektrifiering, nyetableringar och omställningen av olika sektorer i Sverige. Dessutom behöver elnätet både byggas ut och befintligt nät behöver uppdateras.

---

<sup>14</sup> Energimyndigheten, Utvecklingsvägar för elproduktion, <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=214523> (hämtad 2023-06-27)

#### 4.3.1 **Det finns flera möjliga utvecklingsvägar för elproduktionen men förutsättningarna på kort och lång sikt är olika**

För att tillgodose det höga elbehovet behöver all typ av fossilfri kraftproduktion öka i den mån det är möjligt för ett hållbart fungerande elsystem. Utifrån förutsättningar och drivkrafter de närmaste 5–10 åren har landbaserad vindkraft, solkraft samt havsbaserad vindkraft goda förutsättningar för att bidra med en stor del av den nödvändiga tillkommande kraftproduktionen. Viktigt för att främja utbyggnaden av dessa produktionstekniker är ett fortsatt arbete med minskning av ledtider för tillståndsprocesser, en ökad lokal förankring, incitament för nybyggnadsprojekt samt en ökad samexistens med motstående intressen. Även effekthöjningar i både vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme kan leverera viktig nytillkommande kraftproduktion inom kort tid. En effektiv användning av el samt utnyttjande av flexibilitetsresurser har potential att minska den totala mängden ny produktionskapacitet som är nödvändig för att möta den ökande efterfrågan och är därmed viktiga för ett resurs- och kostnadseffektivt system. Speciellt där nätutbyggnad krävs för att tillgodose den tillkommande efterfrågan på el så utgör flexibilitet och effektivisering viktiga åtgärder som kan realiseras på kort sikt, då utbyggnad av elnät ofta karakteriseras av långa ledtider.



Figur 10. Illustration av hur olika kraftslag kan bidra till att tillgodose ett ökat elbehov, spannet 2050 motsvarar utfallsrummet för elanvändning enligt de olika scenarierna

På längre sikt är det framför allt land- och havsbaserad vindkraft samt kärnkraft som har potential att kunna leverera de stora mängder elproduktion som elektrifieringen förutsätter. Alla dessa kraftslag bedöms kunna vara lönsamma på längre sikt. Hur stor andel av dessa tekniker som kan tänkas inom olika möjliga framtida utvecklingsvägar för elsystemet beror på hur stor del av potentialen som kan realiseras, vilka utmaningar och hinder för utbyggnad som kommer prioriteras att lösas, samt hur reinvestering och utbyggnad av det befintliga elnätet kommer se ut. Flexibilitet och energieffektivisering spelar även lika stor roll på lång sikt som på kort sikt.

#### **4.3.2 Förutsättningar för utbyggnad av elproduktion**

Oavsett utvecklingsväg är det viktigt att skapa förutsättningar för en storskalig utbyggnad av elproduktion samt effektiv användning av elnät och flexibilitetsresurser, för att inte begränsa möjligheter för elektrifiering. Nedan sammanfattas viktiga faktorer som påverkar olika typer av elproduktion.

##### **Kraftvärme**

Elproduktion från kraftvärmen har blivit allt viktigare i takt med stigande elpriser, elektrifiering, behov av stödtjänster och lokal effekt samt ett ökat fokus på beredskap och försörjningstrygghet. På kortare sikt beror potentialen för ökad elproduktion främst på möjligheten att öka flexibiliteten i existerande anläggningar genom att de blir mer oberoende av värmeunderlaget. På vintern handlar det framför allt om möjligheten att köra igång en extra spetslastpanna eller använda värmelager.

- Långsiktiga spelregler är en förutsättning för att branschen ska våga investera.
- Långsiktigt är även elmarknadens utformning och tillräcklig ersättning viktig för att få till stånd investeringar i kraftvärme.
- Möjligheterna att kyla bort värme när fjärrvärmenätet inte räcker till behöver ses över. Ett exempel är kylning i vattendrag under varmare årstider vilket kräver en förändring av miljötillstånden.
- Installationstiden för mikrokraftvärme behöver förkortas, exempelvis genom en anmälan i stället för en ansökan om nytt miljötillstånd för mindre åtgärder i syfte att öka elproduktion.

##### **Kärnkraft**

Kärnkraft har länge tillsammans med vattenkraften utgjort majoriteten av elproduktion och effekttillgång i Sverige och har även viktiga systemstabiliserande egenskaper för elsystemets funktion. Potential för kärnkraft i framtiden finns genom drifttidsförlängning av befintlig kärnkraft eller byggnad av nya reaktorer (på befintliga eller nya platser och av samma typ som idag eller nya typer). Ny kärnkraft på befintliga platser uppskattas ta åtminstone kring tio år att uppföra och att bygga på ny plats eller av annan typ av reaktor kan sannolikt ta längre tid. Att bygga nya reaktorer är en stor och långsiktig investering som innefattar en stor risk för de aktörer som ska investera på grund av den långa återbetalningstiden. Marknader för nya stödtjänster såsom rotationsenergi<sup>15</sup> och

---

<sup>15</sup> Rotationsenergi är den lagrade rörelseenergin i de roterande massorna i ett elektriskt system och bidrar till systemets förmåga att motstå frekvensförändringar.



reaktiv effekt<sup>16</sup> kan förbättra förutsättningarna för exempelvis kärnkraft men även för andra kraftslag beroende på elsystemets behov. Nya reaktorer kräver ny dimensionering av avfallshanteringen och nya reaktorer kan också innebära nya aktörer.

- Det behöver finnas politisk enighet eller acceptans för att kärnkraften har en plats i elsystemet under lång tid, samt grundläggande långsiktiga spelregler.
- Kompetensförsörjningen inom industrin behöver upprätthållas och utvecklas, samt återväxten av forskare vid lärosäten behöver säkras.
- Dagens regelverk för tillståndsprövning behöver anpassas för nya reaktortekniker som SMR. Exempelvis när det gäller säkerhetskrav, föreskrifter mm. samt avgiftsförordningen som idag är densamma oavsett reaktorstorlek.
- Legala begränsningar i Miljöbalken för ny kärnkraft på nya platser behöver ses över.<sup>17</sup>
- Översyn av behovet av olika nyttor och systemtjänster i elsystemet samt ersättningsmodeller kan öka lönsamheten.

### Solkraft

Solkraften utgör fortfarande en liten andel av den totala elproduktionen i det svenska elsystemet men har gång på gång underskattats i bedömningar gällande framtida produktionsutveckling. Det finns flera faktorer som accelererat utvecklingen, bland annat snabb etableringstakt och fortsatt lönsamhet med anledning av höga elpriser. Det finns även outnyttjad potential för en stor expansion av solkraft både på byggnader och på mark. En fortsatt utbyggnad av solkraften kan innebära att det uppstår fler intressekonflikter kring förändring av landskapet liknande dem som förekommit kring vindkraften.

- Planeringsförfarandet behöver bli mer förutsägbart och det är därför viktigt att stödja länsstyrelser och kommuner i frågor kring energiomställning och solkraft.
- Det finns behov av kompetenshöjning och stöd kring solkraften som en möjliggörare för lokal elförsörjning.

<sup>16</sup> Reaktiv effekt uppstår i elnätet i induktiva och kapacitiva komponenter och används för att reglera spänningsnivån i elnätet.

<sup>17</sup> Regeringen har fattat beslut om propositionen Ny kärnkraft för Sverige – ett första steg. Propositionen innehåller förslag om att bestämmelsen i miljöbalken som förbjuder att det byggs kärnreaktorer på andra platser än där det redan finns kärnkraft tas bort. Utöver det föreslår regeringen och Sverigedemokraterna att bestämmelsen som begränsar antalet reaktorer i drift till tio tas bort. Däremot finns det även behov av att se över de begränsningar av vissa kuststräckor som idag är skyddade från kärnkraft.



- Solkraft i samexistens med andra intressen behöver belysa, exempelvis hur solkraft kan utvecklas för att stärka och inte störa försvarsförmågan.
- Solkraften som komplement till andra kraftslag, som flexibel produktionsresurs (exempelvis nedreglering) samt i samband med utvecklade systemlösningar (exempelvis lagring) behöver belysas.

### Vattenkraft

Vattenkraftens roll har varit relativt oförändrad sedan slutet av 1900-talet och är det huvudsakliga kraftslag som bidrar till elsystemets leverans- och driftsäkerhet eftersom det är en reglerbar elproduktionskälla. Utvecklingspotential är idag begränsad till de älvar där det redan har etablerats vattenkraft då miljöbalken skyddar nationalälvarna från vattenkraftsutbyggnad. Det är viktigt att vattenkraften värnas när den omprövas för moderna miljövillkor och att potential för ökad effekt och flexibilitet i befintlig vattenkraft tas till vara.

- Det samhällsekonomiska värdet av vattenkraftens alla förmågor behöver beskrivas kvantitativt eller kvalitativt så långt det är möjligt som underlag i normsättningen inför omprövning.
- Vattenkraftens åtgärdsbehov utifrån generella kravnivå och särskilda Natura 2000-krav behöver kartläggas för att bedöma påverkan som omprövningen kan innebära på vattenkraftens produktionsföretsättningar.
- Kunskapsunderlag för bedömning och nationell prioritering av områden nödvändiga för att säkerställa gynnsam bevarandestatus för arter och naturtyper på biogeografisk nivå bör tas fram.
- Företsättningar för effektutbyggnad och ökad flexibilitet inom befintlig vattenkraft behöver skapas genom både ekonomiska incitament samt vid omprövning för moderna miljövillkor.

### Vindkraft – Landbaserad

Landbaserad vindkraft har under senare år stått för ett betydande tillskott av ny elproduktion till det svenska elsystemet. Det finns fortsatt stor outnyttjad potential för en fortsatt kraftig expansion av vindkraft på land då Sverige har relativt stor landyta och är glesbefolkat. Den förhållandevis korta etableringstiden, inarbetade arbetssätt, låga kostnader och ett stort antal projekt i olika faser i etableringsprocessen gör att landbaserad vindkraft i närtid kan vara ett kraftslag som har potential att fortsätta bidra med ny elproduktion.

Samtidigt finns det hinder och utmaningar kopplade till en storskalig utbyggnad av vindkraft. De främsta hindren mot vindkraft ligger i de konflikter med andra intressen om markanvändning och i de utmaningar som finns med nationell

planering och ett oförutsägbart kommunalt veto. Dessa hinder riskerar att bromsa utbyggnad av landbaserad vindkraft redan på några års sikt. Dagens höga utbyggnadstakt av vindkraft är resultatet av tillstånd beviljade för cirka 5–10 år sedan. Tillståndsstatisik visar däremot att andelen vindkraftverk som beviljats i första instans har minskat kraftigt sedan 2014. Även antalet nya ansökningar för landbaserade vindkraftverk har minskat.<sup>18</sup> Kombinationen av osäkerheter och hinder kopplade till tillståndprocesser samt långa ledtider innebär att utbyggnaden av den landbaserade vindkraften sannolikt kommer bromsa in på 5–10 års sikt om dessa hinder inte hanteras.

Energimyndigheten ser en stor potential i att stärka kommunerna samt länsstyrelser och regioner kring energiomställning och vindkraft. En fortsatt utbyggnad av landbaserad vindkraft kommer även kräva ett arbete kring att utveckla samexistenslösningar med andra intressen och annan markanvändning. Omkring 2030 kommer det bli alltmer aktuellt med generationsväxling av existerande vindkraft. Att nyttja befintlig infrastruktur på redan etablerade platser möjliggör en resurseffektiv modernisering av elsystemet och bör kunna genomföras effektivare än om motsvarande ny elproduktion ska etableras.

- Stärka förmågan till energiplanering genom ekonomiska planeringsstöd för energiplanering och utveckling av mellankommunala samarbeten kring elförsörjning. Energimyndigheten har ett nuvarande uppdrag med syfte att utveckla den regionala och lokala energiplaneringen.<sup>19</sup>
- Ge länsstyrelser och regioner förutsättningar att tillhandhålla planeringsunderlag och regionala underlag för vindbruksplanering. Utveckla regionala samarbeten kring behov av att stärka elförsörjningen.
- Se kompetenshöjning och stöd kring vindkraften som en förutsättning och möjliggörare för regional utveckling samt förstå konsekvenser av utebliven utbyggnad av elproduktionen.
- Vindkraft och totalförsvarets militära del och hur vindkraft kan utvecklas utan att försvarsförmågan försämras.
- Undersöka och utveckla arbetssätt för konstruktiva lösningar avseende vindkraft och renskötsel för att möjliggöra vindkraft samtidigt som renskötselns behov kan tillgodoses och dess förutsättningar inte försämras.

---

<sup>18</sup> Energimyndigheten (2022), Vindkraftens tillstånd 2021 – Analys av statistik över tillståndsgivna och icke tillståndsgivna vindkraftverk 2014-01-01 – 2021-06-30, ER 2022:16.

<sup>19</sup> Regeringen (2023-07-06), *Uppdrag att utveckla regional och lokal energiplanering för elektrifiering*.  
[kn2023-03646.pdf \(regeringen.se\)](#)

### Vindkraft – Havsbaserad

Den havsbaserade vindkraften är en nästintill outnyttjad potential i Sverige. Men likt vindkraften på land finns det många projekt under utveckling, där flertalet projekt är långt gångna. En realisering av en stor andel av dessa projekt har potential att bidra med stora volymer ny elproduktion redan till 2030, inte minst i södra Sverige. I och med att havsbaserad vindkraft i stor omfattning är nytt för Sverige kommer andra verksamheter i havet till exempel sjöfart, fiske och försvar anpassa sig till de nya förhållanden som vindkraften medför. För att tillvarata den potential som havsbaserad vindkraft erbjuder är det nödvändigt att:

- Ta vara på de möjligheter och konkret arbeta med samexistenslösningar för anpassningar hos berörda intressen.
- Ha stark prioritering av energiintresset i havet vid politiska avvägningar.

Gemensamt för både vindkraft på land och till havs är konflikter i ytanspråk mellan olika legitima samhällsintressen. Lösningar för samexistens behöver utvecklas och nyttjas där det går men till slut kommer det behövas avvägningar mellan intressen för att möjliggöra för mer vindkraft. Ett viktigt verktyg för att möjliggöra havsbaserad vindkraft är att:

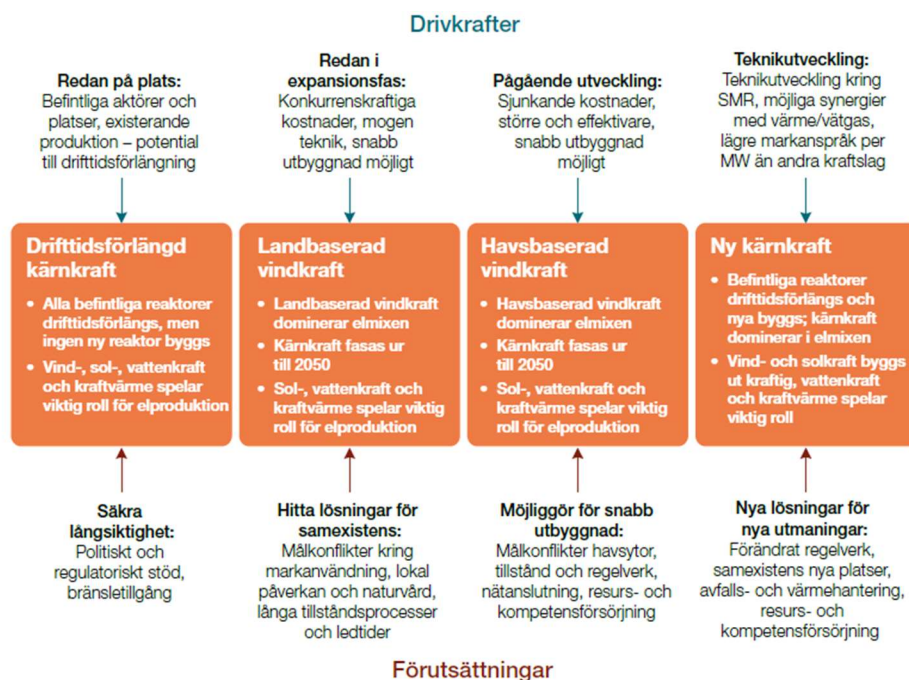
- Sverige arbetar med mer styrande planeringsförutsättningar i havet och anpassade effektiva processer för etablering av havsbaserad vindkraft i Sverige.

#### **4.3.3 Fyra olika utvecklingsvägar för elproduktion**

Utifrån olika drivkrafter och förutsättningar togs fyra olika scenarier fram för att analysera utvecklingsvägar för elproduktionen till 2050, se Figur 11. Den stora skillnaden mellan de fyra utvecklingsvägarna som undersöks i det här arbetet ligger i utbyggnaden av kraftslagen land- och havsbaserad vindkraft samt kärnkraft. Solkraft, vattenkraft och kraftvärme spelar alla en viktig roll i samtliga scenarier även om de inte skiljer sig märkbart i utbyggnad mellan dem.

I utvecklingsvägarna *Landbaserad* och *Havsbaserad vindkraft* antas land- respektive havsbaserad vindkraft kunna nyttja större delar av sin potential och bli de i särklass största elproduktionskällorna. Här antas att inga reinvesteringar i den befintliga kärnkraften görs efter 60 års drifttid vilket innebär att kärnkraften fasas ut till 2045. För utvecklingsvägen *Drifttidsförlängd kärnkraft* antas drifttidsförlängning av samtliga sex svenska reaktorer som är i drift idag. För utvecklingsvägen *Ny kärnkraft* antas även att nya storskaliga reaktorer kan byggas i elområde 3 och 4 och att små modulära reaktorer, SMR, byggs ut i anslutning till stora industriprojekt i elområde 1 eller på de platser där reaktorer idag är lokaliserade i elområde 3. Solkraft antas kunna byggas ut redan på kort

sikt i samtliga utvecklingsvägar. För både kraftvärme och vattenkraft finns det potential för effektökning i alla kraftverk.



Figur 11. Drivkrafter och förutsättningar för fyra olika utvecklingsvägar för kraftigt ökande svensk elproduktion.

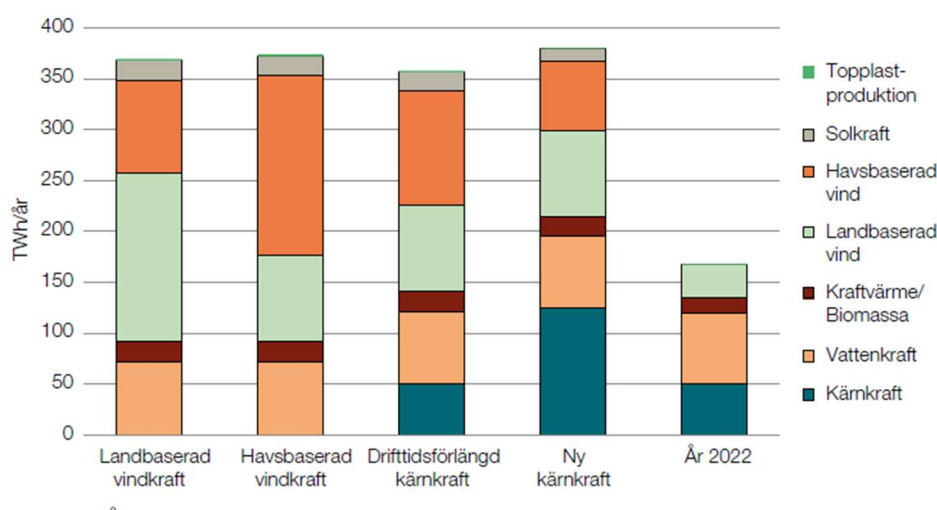
Syftet med utvecklingsvägarna är inte att svara på frågan ”hur elsystemet kommer se ut 2050” utan ska ses som ett medel för att utforska innebörden och konsekvenser av en utveckling i en viss riktning. Det finns däremot en stor realistisk potential för flera kraftslag att bidra till en storskalig utbyggnad av elproduktionen. Det innebär att antalet möjliga utvecklingsvägar för elsystemet fram till 2050 är nära nog oändligt.

### Skillnader och likheter mellan utvecklingsvägarna

De olika utvecklingsvägarna har undersökts ur ett systemperspektiv med hjälp av en elsystemoptimeringsmodell. Baserat på potentialbedömningar för möjlig utbyggnad av de olika kraftslagen inom de fyra utvecklingsvägarna har elsystemets sammansättning modellerats samt elproduktionen för att tillgodose efterfrågan på el varje timme år 2050. I modellen representeras de fyra svenska elområdena (SE1 till SE4), samt regioner i andra nordiska länder och länderna i resten av Europa. Modelleringen tar hänsyn till både rörliga kostnader för elproduktion och kostnader för investering i ny produktionskapacitet, samt olika tekniska begränsningar. Resultaten som presenteras är därför kopplade till bland annat antaganden kring framtida kostnader, vilka är behäftade med stora

osäkerheter. Utöver detta finns det flera andra hinder för realiseringen av enskilda projekt, som exempelvis tillståndprocesser och politiska drivkrafter, som i modellen enbart kan representeras av mer eller mindre potential.

I jämförelse med dagens elsystem (2022) så innebär den ökade efterfrågan att elproduktionen i modelleringen mer än fördubblas fram till 2050 för att möta den efterfrågan på el som undersöks. Elproduktionsmixen för år 2050 i de fyra utvecklingsvägarna visas i Figur 12.



Figur 12. Årlig elproduktion 2022 och resultat från modellering 2050 i *Landbaserad vind*, *Havsbaserad vind*, *Drifttidsförlängd kärnkraft* och *Ny kärnkraft*, TWh

Källa för 2022: Månatlig elstatistik, Energimyndigheten och SCB.<sup>20</sup>

Anm: Under 2022 utgörs produktionen i huvudsak av biomassa i posten Kraftvärme/Biomassa och posten Topplastproduktion motsvarar kondensproduktionen.

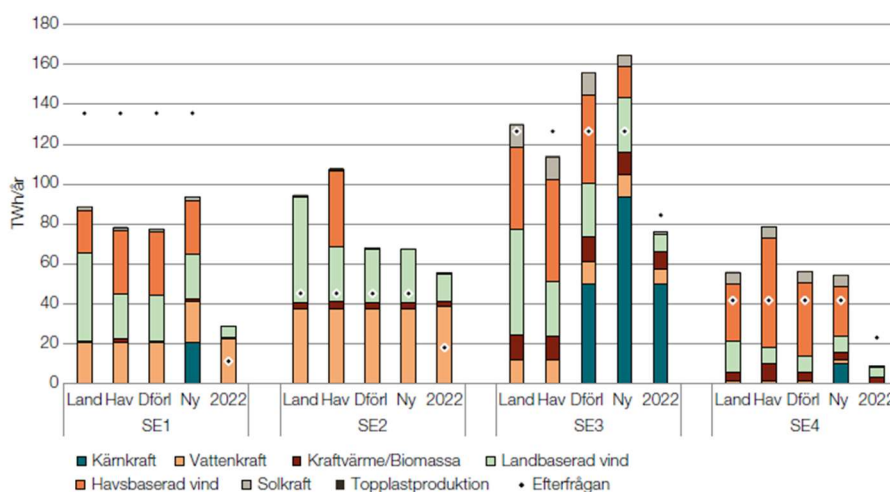
Modelleringen ger en bättre förståelse av den geografiska fördelningen av elproduktion och efterfrågan samt transmissionen både inom Sverige och till/från grannländerna i de olika utvecklingsvägarna. Viktigt att notera här är att elanvändningen, i samtliga utvecklingsvägar för elproduktionen, endast speglar en utveckling som leder till ett stort behov av el. I realiteten samspelar behovet av el, utbyggnad av elproduktion och överföringskapacitet, och är ömsesidigt beroende av varandra. Hur elproduktionen utvecklas och vilka möjligheter det finns att bygga överföringskapacitet mellan elområden påverkar elpriserna och därmed även elanvändningen. De ekonomiska förutsättningarna, framför allt intäkterna från olika kraftslag, är också starkt beroende av graden av flexibilitet hos elanvändarna, vilket inte är väl representerat i modellen. Fokus för analysen i

<sup>20</sup> Statistiskdatabasen, Eltillförsel i Sverige efter produktionsslag. Statistiska centralbyrån. Eltillförsel i Sverige efter produktionsslag. Månad 1974M01 – 2023M02. PxWeb (scb.se) (Hämtad 2023-06-02)

modelleringen ligger på elproduktionsmixen, och både elanvändning och transmission är givna värden in i elsystemmodellen.

### Fördelning av efterfrågan och elproduktion per elområde

Fördelningen av såväl produktion som elbehov mellan Sveriges elområden år 2050 uppvisar i samtliga utvecklingsvägar tydliga skillnader mot dagens fördelning, se Figur 13. Det högsta elbehovet och den i särklass största ökningen jämfört med idag antas för elområde 1. Detta är kopplat till den planerade elektrifieringen i befintliga industrier och de aviserade nyetableringarna av industrier i området. I alla fyra fall är elproduktionen i elområde 1 betydligt lägre än det ökade elbehovet för 2050, vilket innebär att skillnaden måste täckas med ökad import från elområde 2 samt från grannländerna Finland och Norge. Även om elproduktion i elområde 1 ökar kraftigt i samtliga utvecklingsvägar jämfört med dagens nivåer, når den ändå inte upp till de nivåer som behövs för att möta det kraftigt ökade behovet av el. Detta belyser vikten av att skapa förutsättningar för en utökad utbyggnad av elproduktion och transmissionskapacitet i Sveriges nordliga regioner.



Figur 13. Årlig elproduktion och årlig efterfrågan per elområde 2022 samt för 2050 i Landbaserad vind (Land), Havsbaserad vind (Hav), Drifttidsförlängd kärnkraft (Dförl) och Ny kärnkraft (Ny)

Källa för 2022: Månatlig elstatistik, Energimyndigheten och SCB.<sup>21</sup>

Anm: Kraftvärmens består i huvudsak av biomassa men inte enbart och kraftvärme inkluderar även kondens- och spetslastproduktion under 2022.

<sup>21</sup> Statistikdatabasen. *Elproduktion och elanvändning efter elområde*. Statistiska centralbyrån. Elproduktion i netto och användning, i GWh efter produktion och användning, elområde och månad. PxWeb (scb.se) (Hämtad 2023-06-02)

Den största skillnaden i elproduktion mellan de fyra utvecklingsvägarna uppstår i elområde 3, där både efterfrågan och produktionen idag är högst i Sverige. Där finns möjligheten för såväl drifttidsförlängning samt den största potentialen för utbyggnad av ny kärnkraft i de fall som undersöks i modellen. Det leder till en högre elproduktion i elområde 3 i utvecklingsvägarna med kärnkraft jämfört med dem utan. I fallet *Havsbaserad vindkraft* leder en högre andel havsbaserad vindkraft till högre elproduktion och ett överskott på produktion i elområdena 2 och 4, där elanvändningen är betydligt lägre än i 1 och 3.

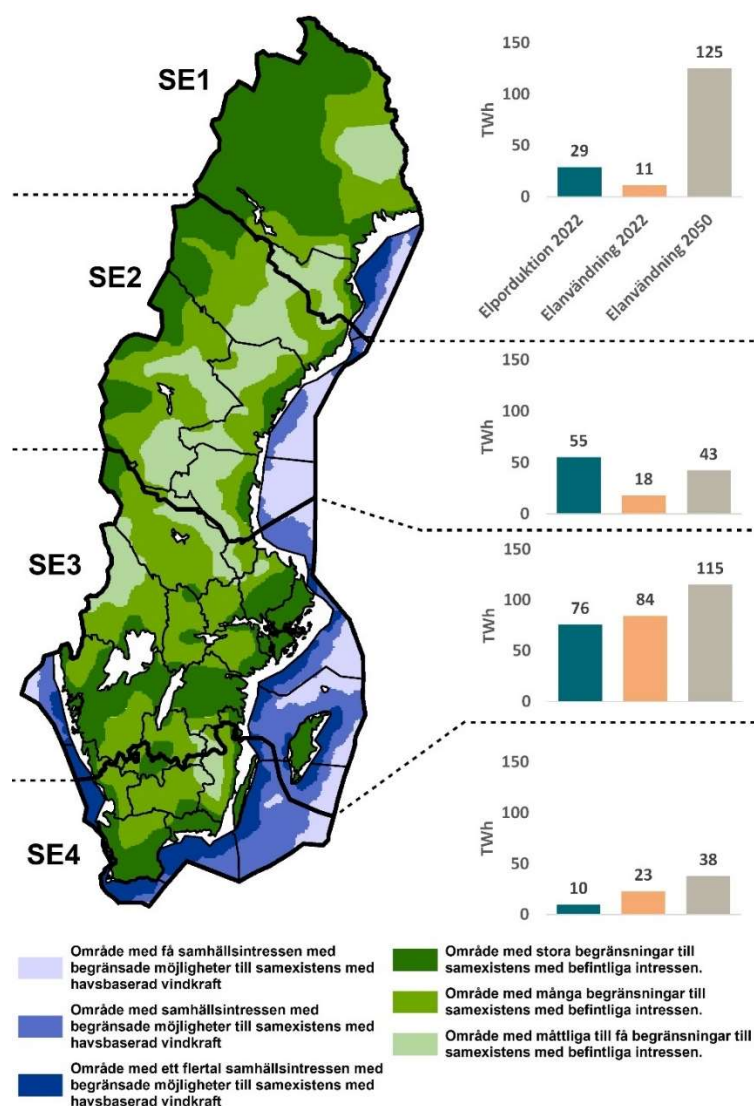
#### **4.3.4 Ytanspråk och samexistens med befintlig markanvändning och värden**

En naturlig konsekvens av elektrifieringen är att fler mark- och vattenområden behöver tas i anspråk för utbyggnad av elproduktion och överföring av el. Det ökade ytanspråket kan påverka befintliga naturmiljöer som ersätts av nya typer av miljöer, människors livsmiljö och pågående mark- och vattenanvändning. Ett ökat ytanspråk kan därmed ge en miljöpåverkan och ge upphov till konflikter om hur landskapet ska användas och se ut. I den inneboende konflikten ligger aspekterna:

- Vilken grad av hänsyn och anpassning ny elinfrastruktur ska ta till den befintliga markanvändningen.
- I vilken omfattning andra intressen och värden kan och ska anpassa sig till nya förutsättningar.

Som framkommer av Figur 13 som visar resultat från analysen av de fyra olika utvecklingsvägar för år 2050, så täcks elbehovet i elområdena i olika grad av tillkommande och befintlig elproduktion. I elområde 1 är elbehovet betydligt högre än elproduktionen, trots att elproduktion mer än fördubblas. I elområde 2 så är i stället elproduktionen betydligt högre än elbehovet i området. I alla fyra utvecklingsvägarna utgör vindkraft en väsentlig del av elproduktionen. I jämförelse med andra produktionsslag har vindkraft ett relativt stort markanspråk per installerad effekt och en större geografisk spridning. Detta behöver ses i ljuset av andra intressen som kan finnas kring ytanspråk för att förstå potentialen för elproduktion, betydelsen av geografisk placering samt behovet av överföringskapacitet. I Figur 14 visas möjligheterna till samexistens mellan vindkraft och andra intressen vilka varierar stort över landet.





Figur 14. Karta över möjligheter och begränsningar till samexistens mellan vindkraft och andra nationella intressen.

Anm: Kartan visar en sammanlagd bedömning utifrån hur möjligheterna till samexistens mellan olika intressen och vindkraft från den nationella vindkraftstrategin<sup>22</sup> samt från arbetet med att ta fram förslag på lämpliga energiutvinningsområden för havsplanerna.<sup>23</sup> I stapeldiagrammen till höger visas elproduktion och användning för år 2022 samt elanvändningen i scenariot "Högre elektrifiering" år 2050.

Samexistenslösningar och anpassningar behövs eftersom många områden med stora möjligheter till samexistens inte nödvändigtvis sammanfaller med där det behövs ny elproduktion ur ett elsystemperspektiv. Det kan leda till ett större behov av elnät och överföringskapacitet, men även till ökade motsättningar

<sup>22</sup> Energimyndigheten (2021), Nationell strategi för en hållbar vindkraft, ER2021:02

<sup>23</sup> Energimyndigheten (2023), Förslag på lämpliga energiutvinningsområden för havsplanerna, ER2023:12



mellan vindkraft och lokala intressen där utbyggnaden blir intensiv. Exempel på områden som kan komma behöva mycket ansträngningar avseende arbete med samexistens finns inom elområde 1. En stor andel av elområdet är identifierat som att ha begränsade möjligheter till samexistens med andra intressen, se Figur 14. Samtidigt pekar utvecklingsvägarna på att det är i elområde 1 en hög elanvändning kommer sammanfalla med ett stort underskott av elproduktion utifrån de maxpotential för utbyggnad som antagits i det här arbetet.

Utvecklad planering och arbete för samexistens och fleranvändning gör att förutsättningar för utbyggnad av elinfrastruktur kan kombineras med en hållbar utveckling genom att möjliggöra val mellan tekniker och geografiska placeringar. Omfattningen på behovet av ny elinfrastruktur som behöver komma till stånd medför att det kommer finnas ett stort behov av avvägningar och anpassningar hos befintliga intressen.

#### **4.3.5 Oavsett utvecklingsväg finns det flera gemensamma behovs- och åtgärdsområden**

Redan nu är det viktigt att skapa långsiktiga förutsättningar som möjliggör utbyggnaden av kraftproduktion fram mot 2040–2050. En slutsats från arbetet är att storskaligheten i omställningen som studeras innebär fler gemensamma utmaningar än skillnader, oavsett utvecklingsväg. I arbetet identifieras sju behovs- och åtgärdsområden i syfte att röja hinder för en storskalig utbyggnad av elproduktion. Olika åtgärder kommer påverka de energipolitiska pelarna i olika riktningar och utmaningen ligger i att balansera mellan de tre målen. För att möjliggöra för de prioriteringar och avvägningar som kommer att behöva göras mellan olika samhällsintressen behövs en gemensam vision om samhällsomställningen och i vilken riktning vi ska. I Figur 15 ges en översikt och kort beskrivning av de identifierade behovs- och åtgärdsområdena, samt visionen och de energipolitiska pelarna. Det går att läsa mer om de olika behovs- och åtgärdsområdena i rapporten *Utvecklingsvägar för elproduktion*<sup>24</sup> där också flera specifika åtgärder presenteras för varje område samt för olika kraftslag.

---

<sup>24</sup> Energimyndigheten (2023), *Utvecklingsvägar för elproduktion*, ER 2023:18.



Figur 15. Identifierade behovs- och åtgärdsområden (blå, röda och gröna områden) för en storskalig utbyggnad av elproduktionen, de energipolitiska pelarna och visionen om en energi- och klimatomställning, elektrifiering och nyindustrialisering.

Det är viktigt att hålla alla dörrar öppna och inte rikta in sig mot att det ska finnas en viss typ av elproduktionsmix 2050. Vad som definieras som ett hållbart, konkurrenskraftigt och robust system 2050 är omöjligt att svara på idag. Framtidens elsystem kommer vara resultatet av en lång rad beslut av såväl politik som av marknadsaktörer.

#### 4.4 Nya områden för energiutvinning i havsplanerna

En viktig förutsättning att tillgodose ett ökande elbehov är utbyggnad av elproduktion. För att förbättra förutsättningarna att utnyttja potentialen för energiutvinning till havs beslutades den 10 februari 2022 om ett regeringsuppdrag att peka ut nya områden för energiutvinning i havsplanerna.<sup>25</sup>

Uppdraget är uppdelat i två steg, där första steget samordnades av Energimyndigheten och utfördes tillsammans med åtta andra myndigheter.<sup>26</sup> Myndigheterna har tagit fram ett planeringsunderlag för nya eller ändrade områden för energiutvinning i havet som enligt uppdraget ska kunna möjliggöra för ytterligare 90 TWh årlig elproduktion till havs.<sup>27</sup> Del ett av uppdraget redovisades den 31 mars 2023.<sup>28</sup> I uppdragets andra steg, som påbörjats parallellt, ska Havs- och vattenmyndigheten till december 2024 ta fram förslag på nya

<sup>25</sup> Miljödepartementet (2022), Uppdrag om nya områden för energiutvinning i havsplanerna, M2022/00276, 220210 beslut uppdrag om nya områden för energiutvinning i havsplanerna.pdf ([energimyndigheten.se](https://energimyndigheten.se))

<sup>26</sup> Svenska kraftnät, Försvarsmakten, Havs- och vattenmyndigheten, Naturvårdsverket, Riksantikvarieämbetet, Sjöfartsverket, Jordbruksverket och Sveriges geologiska undersökning

<sup>27</sup> Energiutvinningsområdena i de beslutade Havsplanerna bedöms möjliggöra 20-30 TWh årsproduktion. Kombinerad handlar det alltså om runt 120 TWh årsproduktion.

<sup>28</sup> Energimyndigheten (2023), Förslag på lämpliga energiutvinningsområden för havsplanerna, ER2023:12

havsplaner med stöd i underlag från det första steget samt andra underlag. Här ingår även den regionala dimensionen i Östersjön och Nordsjön, där även grannländerna planerar för kraftig utbyggnad av havsbaserad vindkraft, delvis nära gränsen till de svenska havsplaneområdena (beröringspunkter finns huvudsakligen med Finland, Polen, Tyskland och Danmark i Östersjön samt Danmark längs Västkusten).

Sverige har en av Europas längsta kuststräckor och det finns stora möjligheter för energiutvinning i våra havsområden. Även om det finns många intressen och näringar som ska samsas i havet är de grundläggande förutsättningarna för havsbaserad vindkraft relativt goda jämfört med många andra länder. Därför har den en viktig roll att spela för den svenska elektrifieringen. Situationen är särskilt angelägen i södra Sverige, där havsbaserad vindkraft är ett av få alternativ för att bygga ut storskalig ny elproduktion till 2030-talet. Men för att utbyggnaden ska kunna ske på ett hållbart sätt krävs god planering som tar hänsyn till olika näringar och intressen som redan finns i havsområdena.

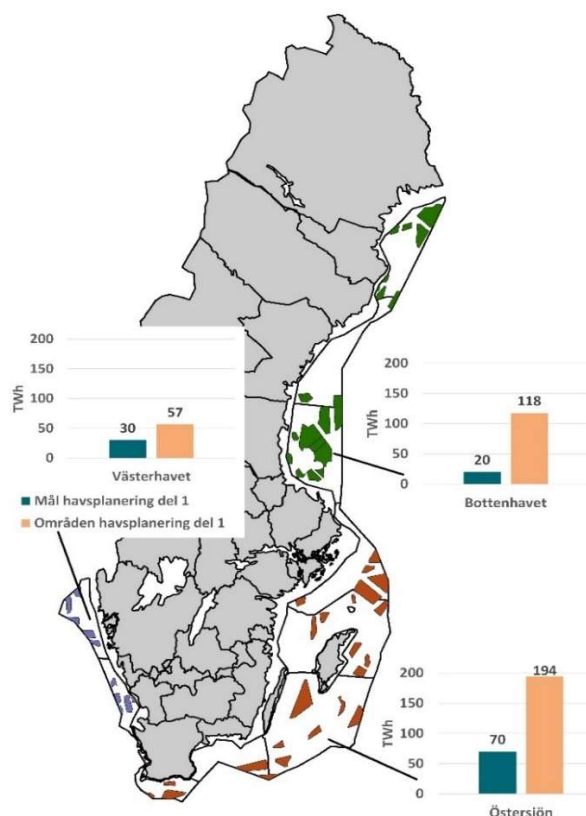
Planeringsunderlaget redovisar motiv för utpekandet av de enskilda områdena och hur de olika intressena påverkas vid en vindkraftsetablering, liksom behovet av anpassningar och kvarstående osäkerheter. Rapporten kompletteras med ett antal åtgärdsförslag som kan bidra till att underlätta för en hållbar utbyggnad av havsbaserad vindkraft.

#### **4.4.1      *Utpekade områden i Västerhavet, Östersjön och Bottniska viken***

Huvuddelen av de nya områdena som föreslås är lokaliserade i Västerhavet och Östersjön. Däremot har hela det svenska havsplaneområdet analyserats i arbetet och även nya områden i Bottniska viken har pekats ut. Det har inte varit möjligt att hitta områden utan intressekonflikter eller med förutsättningar för anpassning i den omfattning som krävs för att nå uppdragets målsättning, det vill säga att hitta ytterligare 90 TWh årlig elproduktion främst i Västerhavet och Östersjön. Därför har även områden som anses mindre lämpliga av en eller flera andra uppdragsmyndigheter behövt pekats ut. Att fortsätta arbeta för att utveckla nya lösningar för ökad samexistens blir därmed viktigt. Totalt pekades ut områden som, om de skulle utnyttjas fullständig för havsbaserad vindkraft, motsvarar en årsproduktion på över 410 TWh.

De utpekade områden visas i Figur 16, där även de utpekade områdens teoretiska potential jämförs med en fördelning (mål) som togs fram i samband med arbetet i uppdraget. Skillnaden mellan målbilden och de utpekade områden skiljer sig mellan de olika havsområden och det av olika anledningar. I Västerhavet behöver en större del av de förselsagna områden förverkligas för att nå målet vilket bedöms vara utmanande. I Östersjön bedöms osäkerheterna vara särskilt stora

vilket leder till att områden inte kunde minskas till ett mindre men säkrare antal områden. I Bottenhavet är konflikterna generellt mindre än i de andra havsområden, här är skillnaden mellan målbild och utpekade områden föreställer mer en marginal att nå upp till målbilden.



Figur 16: Utpekade områden från "Förslag på lämpliga energiutvinningsområden för havsplanerna"<sup>29</sup>.

Anm: I samband med uppdraget togs fram en fördelning av de 120 TWh som målbilder till de olika havsområden. Målbilden jämförs i bilden med den teoretiska årsproduktionen<sup>30</sup> av de utpekade områden per havsområde.

Energimyndigheten bedömer att det kommer behöva göras avvägningar där energiintresset prioriteras framför andra intressen för att möjliggöra en utbyggnad på totalt 120 TWh årsproduktion. Utpekade områden är en vägledning att överväga i det fortsatta arbetet med nya havsplaner. Det betyder inte att alla föreslagna områden automatisk kan nyttjas för vindkraft.

<sup>29</sup> Energimyndigheten (2023), Förslag på lämpliga energiutvinningsområden för havsplanerna, ER2023:12

<sup>30</sup> Räknad på 5 MW/km<sup>2</sup> och 4000 fullasttimmar

#### **4.4.2      Åtgärdsförslag för att underlätta en utbyggnad av havsbaserad vindkraft**

Det levererade arbetet innehåller åtgärdsförslag för att underlätta en utbyggnad av havsbaserad vindkraft som identifierades under arbetet med regeringsuppdraget. Nedan finns förslagen sammanfattat. I rapporten<sup>31</sup> finns det mer utförliga motiveringar och beskrivningar.

**Säkerställ att samexistensmöjligheter beaktas fullt ut** – inte minst för att möjliggöra för projekt som redan kom långt i processen. Det är angelägen att möjliggöra för dessa projekt då de kan bidra med elproduktion närmare i tiden. Framför allt samexistens(-lösningar) med naturvårds- och försvarsintressen identifieras som en knäckpunkt.

**Kunskapsunderlag om påverkan och lösningar** – Det har framkommit brister i befintliga kunskapsunderlag som förhindrar att göra välgrundade avvägningar. Studier inom följande områden bedöms särskilt viktiga att initieras i närtid: Vintersjöfart, hantering av försvarssekretess i samhällsplanering, samexistens med försvarsintressen, yrkesfiske.

**Prioritering av resurser för tillståndprocessen** – för att minska risken för långa handläggningstider är det önskvärt att skapa bättre förutsättningar genom att avsätta ytterligare resurser till berörda myndigheter. Det möjliggör även att fokus kan läggas på långsiktigt arbete med planering samt process- och kunskapsutveckling. Samtidigt är det lämpligt att få till en ökad samordning och koordinering för en effektivare tillståndprocess.

**Effektivare och tydligare regelverk** – Sveriges regelverk och system bör utvecklas med långsiktighet. Bland annat föreslås ett samordnat förfarande där verksamhetsutövare endast behöver ha kontakt med en myndighet. Vidare föreslås en anpassning av regelverket efter rådande förhållanden. Det gäller till exempel exklusiv rätt till att etablera vindkraft inom ett givet havsområde eller kontinentalsockellagen roll i prövningen.

**Skarpare planering och förändrat etableringssystem** – Då det inte har varit möjligt att hitta områden utan intressekonflikter pekar det på att avvägningar och prioritering mellan legitima samhällsintressen krävs, ett sätt att nå dit är tydligare politisk styrning. Här lyfts en etablering av ett anvisningssystem som möjlig väg framåt.

---

<sup>31</sup> Energimyndigheten (2023), Förslag på lämpliga energiutvinningsområden för havsplanerna, ER2023:12

## 5 Kompetensförsörjning

### 5.1 Kompetens är en utmaning

I 2022 års myndighetsgemensamma uppföljning av samhällets elektrifiering tillskrevs kompetens vara en övergripande utmaning för att elektrifieringen ska kunna öka framöver. Kompetens nämns i nästan varje sammanhang som diskuterar hinder för elektrifieringen, såsom produktions- och elnätutbyggnad, tillståndshantering samt drift- och underhåll. Regeringen har också gett Energimyndigheten ett uppdrag att kraftsamla kring kompetensförsörjningen<sup>32</sup> som ska delredovisas i årsredovisningen för verksamhetsåret 2023 och slutredovisas i december 2024. Då redovisningarna sker först under 2023 kommer däremot inte det övergripande resultatet att inkluderas i denna promemoria. Uppdraget att göra en myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering och uppdraget att kraftsamla kring kompetensförsörjningen för dialog och samarbetar med varandra.

### 5.2 Nationell dialog kring kompetens

Drygt 100 representanter från branschorganisationer, energibolag, universitet och högskolor, yrkeshögskolor, regioner samt andra myndigheter var på plats den 29 mars när Energimyndigheten bjöd in till ett dialogmöte om kompetensförsörjning för elektrifiering. Diskussionerna handlade främst om hur rekryteringsbasen kan breddas och att fler behöver utbildas och attraheras till att arbeta i sektorn. Syftet var att få in inspel från hela samhället så tidigt som möjligt till uppdraget att kraftsamla kring kompetensförsörjningen. Dialogmötet inleddes med en presentation av arbetet med den myndighetsgemensamma uppföljningen av samhällets elektrifiering och redovisning av det som rapporterats 2022 för att skapa en gemensam förståelse för vart vi är på väg, vilka utmaningar som identifierats och för att skapa förutsättningar för fortsatt samverkan.

På mötet diskuterades tre frågeställningar: Vad behöver vi ha gjort 2030 för att säkerställa kompetensförsörjningen? Vad är den största utmaningen? Vilka åtgärder behöver vi fokusera på redan nu?

De förslag som lyftes var bland annat förändrade incitamentsstrukturer för utbildningssystemet, åtgärder för att öka energisektorns attraktionskraft och åtgärder för att bredda rekryteringsbasen samt ökad samverkan mellan olika aktörer såsom myndigheter, kommuner, näringsliv och utbildningsväsen.

---

<sup>32</sup> Regeringen, *Uppdrag att samordna kompetensförsörjning för elektrifieringen*, [Uppdrag att samordna kompetensförsörjning för elektrifieringen - Regeringen.se](#) (hämtad 2023-05-09)

## 6 Flexibel användning för ett flexibelt elsystem

För att kunna klara den elektrifiering som samhället står inför behövs både mer elproduktion och ökad överföringskapacitet i elsystemet men också att förmågan till flexibilitet ökas. Detta kan göras på flera sätt till exempel genom att energilager och produktion nyttjas men också genom att möjliggöra för mer efterfrågefleksibilitet.

### 6.1 Regeringsuppdrag om att främja ett mer flexibelt elsystem

Energimarknadsinspektionen fick tillsammans med Svenska Kraftnät, Energimyndigheten och Swedac ett regeringsuppdrag om att främja ett mer flexibelt elsystem<sup>33</sup>. Regeringsuppdraget bestod av fem deluppdrag varav fyra redovisades till regeringen i april 2023<sup>34</sup>. Det sista deluppdraget skall innehålla dels en potentialuppskattning av tillgänglig flexibilitet, dels en handlingsplan framåt slutredovisas 15 december 2023.

### 6.2 Implementering av *Ren energipaketet* i Sverige

Flera regler och bestämmelser från elmarknadsdirektivet har nyligen implementerats i svensk lagstiftning. Dessutom pågår ett arbete inom EU med att ta fram nya regler inom flera områden som berör efterfrågefleksibilitet i enlighet med elmarknadsförordningen<sup>35</sup> och som ska förtydliga hur specifika artiklar i elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet ska genomföras. Syftet med reglerna är att möjliggöra för flexibilitetsresurser i form av efterfrågefleksibilitet, energilager och distribuerad produktion, att få tillgång till elmarknaderna samt att underlätta för nätföretagens marknadsbaserade anskaffning av tjänster. Dessutom pågår en revidering av elmarknadsdirektivet där olika flexibilitetsfrågor blir aktuella.

### 6.3 Verktyg för en ökad flexibel användning

Det finns flera sätt att verka för en ökad flexibilitet i elsystemet. Några av verktygen som berör elsystemet och som för närvarande utreds eller utvecklas i regeringsuppdrag, myndigheternas ordinarie arbete eller inom nytt och utvecklat regelverk i EU beskrivs utförligare nedan.

<sup>33</sup> Uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem - Regeringen.se  
<http://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/08/uppdrag-att-framja-ett-mer-flexibelt-elsystem/>  
hämtad 2023-07-03

<sup>34</sup> Regeringsuppdrag överlämnat: Många åtgärder föreslås för att främja flexibilitet i elsystemet - Energimarknadsinspektionen (ei.se) hämtad 2023-07-03

<sup>35</sup> Elmarknadsförordningen Artikel 59.I anger att nya regler ska tas fram för att förtydliga genomförandet av Artikel 57 i elmarknadsförordningen och Artiklarna 17, 31, 32, 36, 40 och 54 i elmarknadsdirektivet hämtad 2023-07-03



### 6.3.1 *Flexibilitetsresurser på marknaden för stödtjänster och balansering*

Svenska kraftnät är ansvarig för en marknad med stödtjänster för att balansera elnätet. Den absoluta majoriteten av resurserna som idag levererar stödtjänster kommer från vattenkraften, undantaget en av stödtjänsterna (FFR) där utbudet huvudsakligen kommer från batterier och flexibel förbrukning.<sup>36</sup> Det tillkommer kontinuerligt nya resurser som levererar stödtjänster, främst i form av energilagring men även i viss mån vind- och solkraft samt förbrukningsresurser. Samtidigt är det fortsatt små volymer stödtjänster som levereras av enskilda hushållskunder genom så kallade aggregatorer och storskalig förbrukning inom industrin. Där finns allt en outnyttjad potential för ökat deltagande på marknaderna för stödtjänster.

För att kunna delta på någon av de olika stödtjänstmarknaderna måste resursen kvalificeras. Kraven som ställs på resurserna är nödvändiga för att kunna garantera stabilitet i elsystemet men Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att utveckla stödtjänstmarknaderna för att nya aktörer och nya typer av tekniker ska kunna delta. Svenska kraftnät arbetar också med att utveckla de olika stödtjänstmarknaderna för att på ett så effektivt sätt som möjligt bidra till stabiliteten i elsystemet. Detta arbete kan innebära anpassningar av befintliga stödtjänstmarknader, eller uppförande av helt nya stödtjänstmarknader. Ett exempel på detta är den minskade budstorleken på mFRR marknaden. Från och med 1 september 2023 införde Svenska kraftnät 5 MW som minsta budstorlek för mFRR, något som förväntas kunna frigöra ytterligare resurser som kan bidra till balanseringen av elsystemet.<sup>37</sup>

Ett annat exempel är *Projektet stödtjänst spänningsreglering* som Svenska Kraftnät startade under hösten 2022, med målet att förbättra spänningsprestandan och få ett mer robust kraftsystem. Svenska kraftnäts befintliga balansjänster är alla kopplade till frekvensstabilitet men för att säkerställa systemstabilitet behöver flexibilitet/god styrning avseende spänningsreglering också utvecklas. Behovet för utveckling av denna stödtjänst kommer dels från att stora synkront anslutna produktionsanläggningar, som naturligt bidrar med denna förmåga, har lagt ner. En annan bidragande faktor till behovet av stödtjänst spänningsreglering är att allt mer ny produktion ansluts till regionnätet istället för stamnätet, vilket gör att Svenska Kraftnät har sämre möjligheter att krävställa och reglera anläggningarna beroende på driftsituation. I arbetet med att säkerställa spänningsprestandan samarbetar Svenska kraftnät med regionnätsägare.

---

<sup>36</sup> [Utbud på marknaderna för reserver | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

<sup>37</sup> [5 MW på mFRR-marknaden från 1 september både för upp- och nedreglering | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)



### 6.3.2 Lokala flexibilitetsmarknader

En lokal flexibilitetsmarknad är en marknad inom ett geografiskt definierat område avseende lägre spänningsnivåer (regional- och lokalnät) för att utbyta flexibilitetstjänster.

Precis som på transmissionsnivå finns det på region- och lokalnätsnivå utmaningar att under vissa timmar kunna distribuera den mängd effekt som efterfrågas. Detta kan bero på att det lokala eller regionala nätets distributionskapacitet inte räcker till eller på att överliggande nät inte kan öka sin överföring. Om det inte finns tillräckligt mycket kapacitet i nätet behöver respektive nätägare investera i mer nät eller så skulle lokalt tillgänglig flexibilitet kunna bidra till att lösa effektbehovet.

För att få kunskap om hur dessa lokala flexibilitetsmarknader skulle kunna vara utformade och drivas och vilken nytta de har för att hantera nätkapacitetsbegränsningar på samtliga spänningsnivåer har fler demonstrationsprojekt bedrivits i Sverige och inom EU de senaste åren, några av dem är CoordiNet, SthlmFlex, Effekthandel Väst och det nystartade Jämtflex.

I rapporten om flexibilitet i distributionsnäten (deluppdrag 3 i regeringsuppdraget) redovisas hur utvecklingen av de lokala flexibilitetsmarknaderna i Sverige fortskrider på olika platser och vad som är viktigt för att dessa marknadsplatser ska bli väl fungerande<sup>38</sup>. Pilotprojekten är fortfarande i ett tidigt skede och är därför inte tillräckligt mogna för att fullskaligt utvärderas. Den initiala granskningen inom regeringsuppdraget visar dock att förutsättningarna för konkurrens på marknaderna kan förbättras om inträdesbarriärer på marknaderna minskar. Om aktörer kan delta med sin flexibilitet på flera olika flexmarknader så skulle även det kunna öka konkurrensen och förbättra flexibilitetsleverantörernas intjäningsförmåga. Energimarknadsinspektionen kan även konstatera att det finns en rad utmaningar med att utforma lokala flexibilitetsmarknader så att de kan fungera på ett effektivt sätt över tid, delvis på grund av att behoven av flexibilitet lokalt uppstår sällan och inom begränsade geografiska områden. Energimarknadsinspektionen kommer fortsätta följa utvecklingen av lokala flexibilitetsmarknader och nätföretagens användning av flexibilitet.

---

<sup>38</sup> [Flexibilitet i distributionsnäten \(ei.se\)](https://ei.se) hämtad 2023-09-22

### 6.3.3 **Styrning av användningen efter elpris eller effekttariff**

Smart automatiserad styrning av användningen för att till exempel minska elkostnaden för användaren eller för att möjliggöra ökad flexibilitet i elsystemet kan ske på två sätt. Antingen styrs användningen efter en extern signal, till exempel det förväntade elpriset eller en tidsdifferentierad nättariff. Det ekonomiska incitamentet för elanvändaren är en minskad kostnad. *Smart styrning av elanvändning*, Deluppdrag 4<sup>39</sup> går igenom tekniska förutsättningar för den smarta automatiserade styrningen hos framförallt hushållen.

Det andra sättet är att användningen minskas genom styrning som dirigeras av att en aktör lagt ett bud på någon av marknaderna som beskrivs ovan och då får ersättning för en ändrad användning. Aktören kan vara användaren själv men även en extern aktör till exempel en aggregator som samlar ihop många mindre användare t.ex. hushåll eller elbilsladdare.<sup>40</sup>

Energimarknadsinspektionen konstaterar i en av rapporterna från regeringsuppdraget, *Stora möjligheter att främja smart styrning av elanvändningen*, att år 2022 hade 17 av de cirka 153 elnätsföretag som vänder sig till hushåll och andra mindre elanvändare infört effekttariffer för alla eller vissa kunder.<sup>41</sup> Givet de nya föreskrifterna om tariffutformning så förväntas alla nätföretag senast 2027 ha infört tariffer som främjar ett mer effektivt utnyttjande av elnätet.<sup>42</sup>

### 6.3.4 **Flexibilitet vid anslutning av elintensiva aktörer/Villkorade avtal/Dynamiska nätavtal**

Energimarknadsinspektionen publicerade en rapport om villkorade avtal (ibland används andra begrepp) i april 2023.<sup>43</sup> I rapporten beskrivs hur villkorade avtal kan bidra till ett effektivt nätutnyttjande i vissa situationer, som till exempel interna överbelastningar, men att det finns andra verktyg, marknadsbaserad mekanismer som till exempel bilaterala avtal, som nätföretagen har tillgång till som bör nyttjas i första hand. Regelverket kring villkorade avtal är inte tydligt vare sig i det svenska regelverket eller i EU regelverket, utan tros förtydligas i framtiden. Energimarknadens rapport från april 2023 redovisar hur Energimarknadsinspektionen ser på villkorade avtal i dagsläget, men denna syn kan komma att förändras när regelverken förtydligas

<sup>39</sup> *Smart styrning av elanvändning* ([energimyndigheten.se](https://energimyndigheten.se)) hämtad 2023-10-11

<sup>40</sup> *Stora möjligheter att främja smart styrning av elanvändningen* ([energimyndigheten.se](https://energimyndigheten.se)) hämtad 2023-09-22

<sup>41</sup> *Flexibilitet i distributionsnäten* ([ei.se](https://ei.se)) hämtad 2023-07-03

<sup>42</sup> *Föreskrift EIFS 2022:1 - Energimarknadsinspektionen*

<sup>43</sup> *Villkorade avtal Ei R2023:08 - Energimarknadsinspektionen*

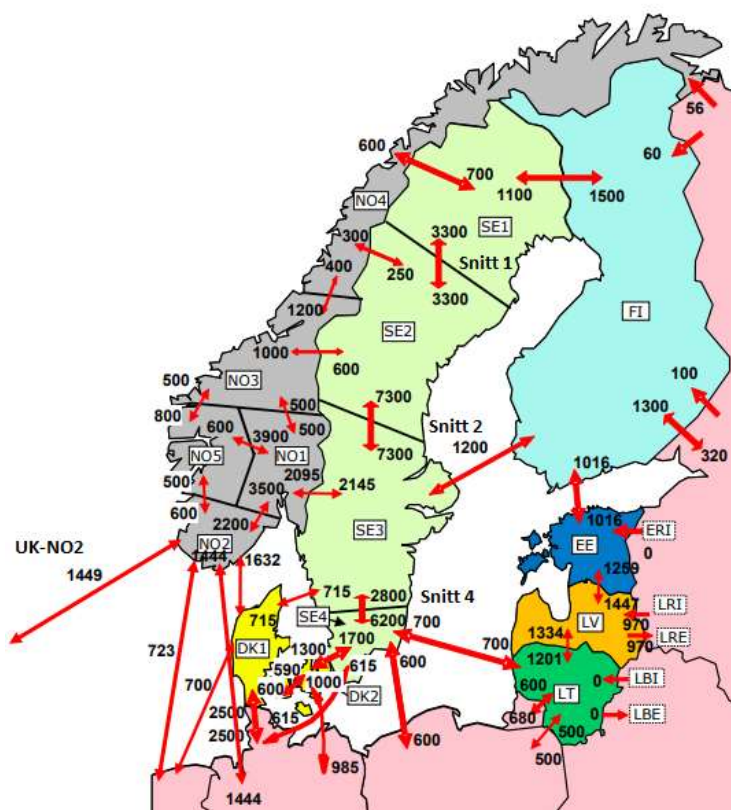
Möjligheten till flexibla uttag är något som Svenska kraftnät arbetat med i projektet FlexiN- en förstudie. FlexiN-projektet har undersökt potentialen och möjligheten i ett förändrat stamnätsabonnemang där dagens abonnemang kompletteras med nya avtal med flexibla villkor. Dagens abonnemang bygger på att Svenska kraftnät hela tiden ska kunna leverera max uttag till sina abonnenter, men abonnenterna har ofta stora marginaler i sina abonnemang. Då stora delar av industrin har en förmåga att planera sin produktion och därför kan vara flexibla i hur mycket el de behöver ta ut, bör de kunna få större abonnemang under vissa perioder, så kallade flexibla abonnemang. I projektet FlexiN har Svenska kraftnät studerat elnätet under ett år och simulerat en stor anslutning i ett visst område i Norrbotten, för att se hur ofta nätet skulle kunna leverera denna tillkomna mängd el, utan att bli överbelastat och påverka driftsäkerheten under vissa givna förutsättningar. Simuleringarna visade att uttaget kunde göras under 75 procent av årets alla timmar, utan att kompromissa på driftsäkerheten. Detta innebär att kunderna under vissa givna förutsättningar skulle kunna få effekt, om de har möjlighet att vara flexibla vid behov. Förstudien FlexiN slutrapporterades hösten 2023 och rekommenderar att man ser vidare på förutsättningarna för villkorade avtal. Svenska kraftnät genomför för närvarande en översyn av transmissionsnätstariffen vilket inrymmer värdering av en effektkomponent.

## 7 Indikatorer

Indikatorer har tagits fram för att beskriva elsystemets utveckling. Indikatorerna som redovisas i det följande är prisskillnader mellan elområden, utbyggnadstakt för elproduktion, indikator för energilager, indikator för försörjningstrygghet, antalet driftstörningar, Sveriges försörjningsgrad, ledtider för elproduktion, ledtider för elnät och ett avsnitt om energisystemet i stort där minskningen av fossila bränslen beskrivs över tid.

### 7.1 Indikator för elnätskapacitet

Som indikator för elnätskapacitet används prisskillnaden mellan två prisområden inom Sverige och mellan Sverige och våra grannländer. Den maximala handelskapacitet som visas i Figur 17 motsvarar optimala flödessituationer i nätet. Tillgänglig kapacitet varierar med driftsituation och kan av olika skäl vara lägre, till exempel vid underhåll av transmissionsnätet eller beroende på hur flödena ser ut. Prisskillnaden mellan elområden ger en indikation på om handelskapaciteten är tillräckligt hög, men fångar inte upp anslutningskapaciteten.



Figur 17. Elområden och maximal handelskapacitet (MW) för maj 2022.

Källa: ENTSO-E och Svenska Kraftnät.

Det planeras att införa en koordinerad flödesbaserad metod för kapacitetsberäkning och allokering i Norden<sup>44</sup> under oktober 2024. Det innebär en ny metod för beräkning av hur mycket kapacitet i transmissionsnätet som lämnas för handel på elmarknaden och ett nytt sätt att beskriva den. Med flödesbaserad kapacitetsberäkning och allokering kan större hänsyn tas till elens fysiska flöde i nätet, och ett mer optimalt handelsutfall utifrån nätets fysiska förutsättningar kan erhållas. Resultatet förväntas bli bättre nyttjande av tillgänglig kapacitet. Att införa den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden innebär också att transmissionsnätets så kallade kritiskt begränsade nätverkselement identifieras. Det innebär att Svenska kraftnät i framtiden kommer att ha mer detaljerad kunskap om framtida behov av var transmissionsnätet behöver förstärkas. De analyser som Svenska kraftnät gör att uppfylla kraven från artikel 16(8) i elmarknadsförordningen<sup>45</sup> är också av betydelse för ett bedöma behov av prioriteringar för att förstärka transmissionsnätet.

I Tabell 4 redovisas andelen av timmar i procent med prisskillnad mellan elområden för 2018–2022, alltså då den driftsäkra handelskapaciteten använts maximalt. Pilarna visar i vilken riktning som elen har flödat, SE1 → SE2 innebär att flödet har gått från SE1 till SE2. Flödet har gått i denna riktning för att priset har varit högre i SE2 än i SE1.

Tabell 4 visar olika trender för hur andelen då det uppstår en prisskillnad mellan elområden 2018–2022. Det nordiska kraftsystemet och elmarknaden är mycket väderberoende och data från ett enskilt år kan vara missvisande. Data från en längre tidsperiod ger en starkare signal.

---

<sup>44</sup> De nordiska reglermyndigheterna har beslutat att flödesbaserad kapacitetsberäkning ska användas för kapacitetsberäkning och allokering för dagenföre- och intradaghandeln som följd av kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetsindelning och hantering av överbelastning.

<sup>45</sup> Systemansvariga för överföringssystem, så som Svenska kraftnät i Sverige, får inte begränsa den mängd sammanlänkningskapacitet som ska göras tillgänglig för marknadsaktörer för att lösa överbelastning inom sitt eget elområde eller som ett sätt att hantera flöden som beror på interna transaktioner inom elområden. Den lägsta nivån är satt till 70 % av överföringskapaciteten, under förutsättning att driftsäkerheten kan hållas.

Tabell 4. Andel timmar (procent) då prisskillnad uppstått i olika riktningar 2018–2022.

Snitt	2018	2019	2020	2021	2022
SE1 → SE2	0	0	0	0	4
SE2 → SE3	4	7	35	48	50
SE3 → SE4	15	17	29	44	21
SE1 → FI	24	40	63	60	73
SE3 → FI	21	37	44	25	33
DK1 → SE3	25	27	16	10	4
DK2 → SE4	9	9	2	1	2
NO1 → SE3	20	17	63	14	13
NO3 → SE2	11	11	46	17	51
NO4 → SE2	24	17	48	43	74
NO4 → SE1	24	17	48	43	74
FI → SE3	0	0	0	3	9
SE3 → DK1	22	33	41	66	72
SE4 → DK2	16	25	29	31	56
SE3 → NO1	7	29	4	46	64
SE2 → NO3	8	13	2	6	2
SE2 → NO4	10	13	3	3	1
SE1 → NO4	10	13	3	3	1

Under 2021 var den tillgängliga handelskapaciteten för snitt 2 och 4 anpassad nästan 99 procent av tiden. Det förklaras till stor del av planerat underhåll och att kapacitet anpassats utifrån att flödet mellan elområdena fördelar sig på ett annat sätt än tidigare på grund av nya öst-västliga flöden genom Sverige. Det öst-västliga flödet består till stor del av en ökad import från Finland via Fenno-Skan (FI till SE3) i kombination med ett ökat exportmönster till Norge (SE3 till NO1) och Danmark (SE3 till DK1). Den ökade förekomsten av dessa driftsituationer beror till stor del på utbyggnad av vindkraft i norr, minskad produktion i Ringhals (avveckling av R1 och R2) och på nya utlandsförbindelser som har tagits i drift i Danmark<sup>46</sup> och Norge<sup>47</sup> under de senaste åren. De öst-västliga flödena i mellersta Sverige har inneburit att överföringskapaciteten för en del utlandsförbindelser (SE3-FI, SE3-DK1 och SE3-NO1) samt på snitten 1 och 4 har behövt anpassas för att upprätthålla driftsäkerheten. Utan dessa anpassningar av överföringskapaciteten till och från elområde SE3 skulle det uppstå termiska överlaster. Termisk överlast innebär att en ledning eller komponent belastas med en högre ström än vad den är avsedd att klara av. Detta kan medföra risker för omgivning och utrustning.

<sup>46</sup> Cobra cable mellan Danmark och Nederländerna.

<sup>47</sup> NordLink och North Sea Link mellan Norge och Tyskland respektive Storbritannien.

För att minska marknadspåverkan av de öst-västliga flödena, införde Svenska kraftnät i mars 2022 summaallokering i marknadskopplingen för SE3 till NO1 och DK1<sup>48</sup>. Det innebär en gemensam exportgräns till NO1 och DK1 från SE3, så att Svenska kraftnät inte behöver fördela den driftsäkra kapaciteten mellan NO1 och DK1. På så sätt kan den sammanlagda kapaciteten användas även om handeln på en förbindelse går i motsatt riktning eller inte utnyttjar kapaciteten fullt ut. Till exempel om import sker från DK1 till SE3 så blir tillåten export från SE3 till NO1 högre än utan summaallokeringen.

Andelen av tid med prisskillnad mellan SE1 och Finland har ökat vilket kan bero på att priset i SE1 har sjunkit mer jämfört med Finland. Avbrottstiden mellan länderna, som kan ha varit längre än vanligt på grund av till exempel höga temperaturer kan också ha påverkat antalet timmar med prisskillnad.

De historiska prisskillnader som visas ovan för snitt 2 och SE1 till FI planeras att åtgärdas genom att förstärka överföringsförmågan<sup>49</sup>. Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att förstärka överföringsförmågan i det svenska transmissionsnätet och möjliggör därigenom en ökad tilldelning av handelskapacitet till elmarknaden. För att öka elnätskapaciteten görs reinvesteringar och nyinvesteringar i elnätet, elnätet byggs ut och förstärks och effektiviseras. Byggnation av ledningar är en mångårig process och som ett komplement till detta görs även kortsiktiga åtgärder som påverkar handelskapaciteten. Kortsiktiga åtgärder innebär en tidsperiod på tre år.

Svenska kraftnät och övriga nordiska systemoperatörer undersöker olika sätt att använda mothandel<sup>50</sup> som en kortsiktig åtgärd för att öka handelskapaciteten. Genom mothandel kan Svenska kraftnät tillåta större handelskapacitet än vad systemet tål i ett värsta scenario. Sedan några år tillbaka sker dialog mellan Svenska kraftnät och kärnkraftverkens ägare kring hur kärnkraftverkens revisionsarbeten ska förläggas för att ge bäst stöd till kraftsystemet. Genom att planera in tidsmarginaler mellan revisioner med stor påverkan på kraftsystemet kan möjlig överföringskapacitet hållas så stor som möjligt. Summaallokering, mothandel och kärnkraftens revisionsperioder är exempel på olika marknadsåtgärder. Svenska kraftnät arbetar också med tekniker som gör det möjligt att öka användningen av det befintliga nätet, utan lednings- och apparatinvesteringar. Ett exempel på en sådan teknik är Dynamic Line Rating, DLR, som innebär att ledningens belastningsförmåga övervakas i realtid och att belastningen kontinuerligt anpassas till denna varierande förmåga. Svenska

<sup>48</sup> Summaallokering är ett exempel på hur den flödesbaserade kapacitetsberäkningen kan optimera nätutnyttjande.

<sup>49</sup> Det finns beslut på att förstärka överföringen för SE2 till SE3 med investeringspaketet NordSyd och mellan SE1 och FI med den nya ledningen Aurora Line.

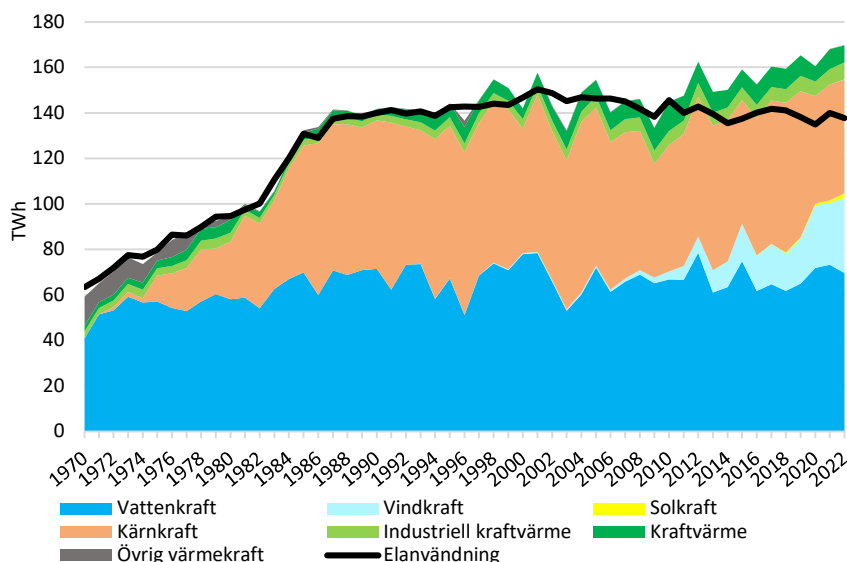
<sup>50</sup> Mothandel innebär att Svenska kraftnät beordrar ökad produktion eller minskad förbrukning på den sida av snittet (i det elområde) där det finns underskott, och minskad produktion eller ökad förbrukning på överskottssidan.

kraftnät har genomfört pilotprojekt med DLR för ökad lokal kapacitet. Ett annat pilotprojekt som Svenska kraftnät har genomfört är den installerade högtemperaturledningen mellan Valbo och Untra. Genom att byta ut en ledning mot en högtemperaturledning kan högre effekt överföras i befintlig ledningsgata, med befintliga stolpar, vilket innebär att uppgraderingen kan gå relativt snabbt.

## 7.2 Indikatorer för produktionskapacitet

### 7.2.1 Elproduktion

Den totala elproduktionen var 170 TWh under 2022. Kärnkraft och vattenkraft är det som i huvudsak levererat merparten av all kraft till systemet. Vattenkraften stod för 41 procent av total elproduktion, kärnkraften för 29 procent, vindkraft 19 procent och solkraft utgör drygt 1 procent. Resterande var förbränningsbaserad produktion, som främst sker i kraftvärmeverk och inom industrin. Trenden sedan 1990 visar på en ökad årlig elproduktion och beror under senare år främst på utbyggnaden av vindkraft och även solkraft. Mellan 2021 och 2022 har vindkraftens produktion ökat med 6 TWh eller 22 procent. Solkraft ökade med 0,8 TWh eller 74 procent under samma period. Utvecklingen av Sveriges elproduktion och olika kraftslag samt elanvändning visas i Figur 18.



Figur 18. Sveriges elproduktion per kraftslag och total elanvändning 1970–2022, TWh

Källa: Energimyndigheten och SCB, Årliga energibalanser och Månatlig elstatistik för 2022.

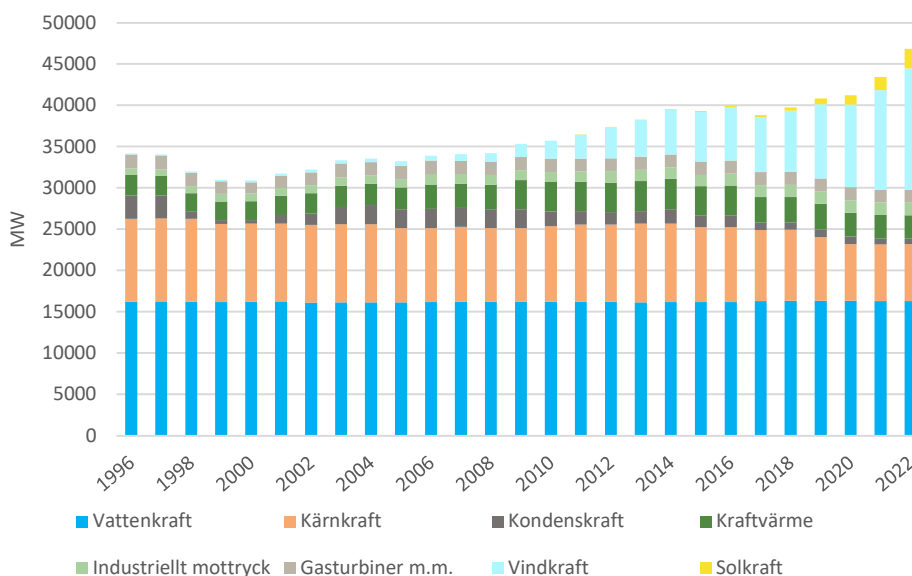
Den totala elanvändningen inklusive överföringsförluster var 138 TWh under 2022. Sedan 1990 har trenden för elanvändningen varit svagt ökande fram till 2000. Efter år 2000 har elanvändningen svagt minskat även om användningen



varierar något mellan åren. Sedan 1990 har befolkningen dessutom ökat med drygt 1,9 miljoner i Sverige.

### 7.2.2 Installerad elproduktionskapacitet

Sveriges installerade elproduktionskapacitet har ökat från 32,2 GW år 2002 till 46,8 GW den sista december 2022. Ökningen från föregående år är 3,4 GW och det står vindkraft och solkraft för. Vindkraften ökade med 21 procent under 2022 till 14,7 GW. Solkraften ökade med 50 procent mot året innan och uppnådde nästan 2,4 GW installerad effekt i slutet av året. Under perioden har också flera kärnkraftsreaktorer stängts ner och idag finns sex kvar i drift. De sex kvarvarande reaktorerna motsvarar ändå 73 procent av den installerade produktionskapaciteten som alla 12 reaktorerna hade då de togs i drift.<sup>51</sup> Fördelningen mellan elproduktionskapaciteten för de olika kraftslagen visas i Figur 19.



Figur 19. Installerad elproduktionskapacitet i Sverige per kraftslag, 1996–2022, MW

Källa: Energiföretagen Sverige och Energimyndigheten

Det är viktigt att komma ihåg att all installerad effekt inte är tillgänglig samtidigt och att tillgängligheten varierar mellan de olika kraftslagen. All vattenkraftskapacitet finns inte tillgänglig samtidigt eftersom kraftverk utan stora magasin är beroende av det vattenflöde som antingen kommer från magasin och kraftverk högre upp i vattendraget eller från tillrinning och regn i mindre reglerade vattendrag. Vattenkraften har också begränsningar i form av isbeläggning, fallhöjdsvariationer och tappningsrestriktioner. Tillgängligheten i kärnkraftverken kan variera på grund av mer eller mindre förutsedda driftproblem

<sup>51</sup> [Energiindikatorer \(energimyndigheten.se\)](https://energiindikatorer.energimyndigheten.se)

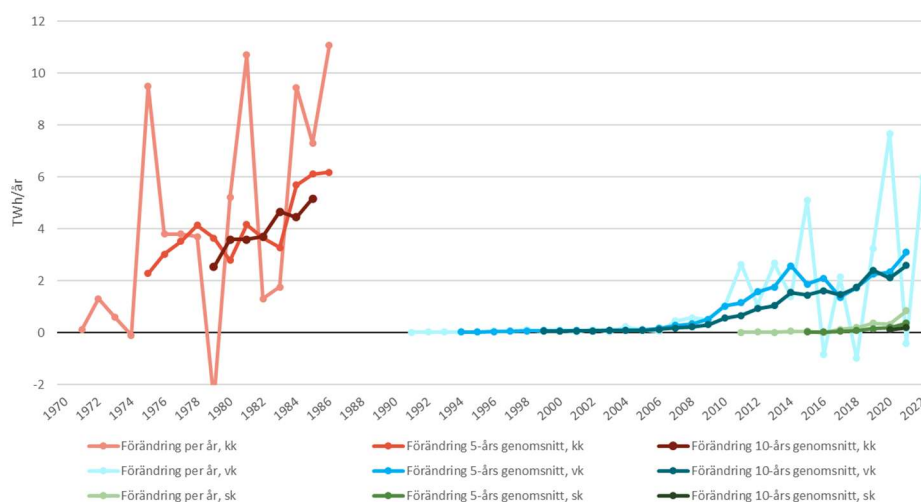
eller långa revisionsperioder. Vindkraftens tillgänglighet är beroende av vindhastigheter.

När Svenska kraftnät gör sin bedömning av effektbalansen i samband med det högsta elbehovet under vintern räknar de med att nio procent av den installerade vindkraftskapaciteten finns tillgänglig, vilket går att jämföra med antagandet om 90 procent tillgänglighet för kärnkraften vid samma tidpunkt.<sup>52</sup>

### 7.2.3 Utbyggnadstakt för elproduktion

Den svenska elproduktionen har byggts ut i omgångar och sett till utbyggnadstakt noteras den högsta takten under 80-talet när kärnkraften byggdes ut.

Utbyggnadstakten var då i genomsnitt drygt 6 TWh/år under en 5-årsperiod och 5 TWh/år under en 10-årsperiod<sup>53</sup> vilket ses i Figur 20.



Figur 20. Utbyggnadstakt (inkl. årsvariationer) för kärnkraft (kk), vindkraft (vk) och solkraft (sk), 1970–2021, TWh/år

Källa: Energimyndigheten och SCB, Årliga energibalanser och Månatlig elstatistik för 2022.

Utbyggnaden av vindkraft har ökat kraftigt sedan början av 2000-talet och utbyggnadstakten har de senaste tio åren i genomsnitt varit 3 TWh/år (2012–2022). I Energimyndighetens kortsiktsprognos<sup>54</sup> och för perioden 2021–2026 så förväntas utbyggnadstakten öka till i genomsnitt cirka 5 TWh/år.<sup>55</sup> Även utbyggnaden av solkraft ökar snabbt men från en låg nivå. Under 2022 tillkom omkring 0,8 TWh ny solkraftsproduktion. Genomsnittlig utbyggnad av solkraft

<sup>52</sup> Svenska kraftnät (2023), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023 \(svk.se\)](https://www.svk.se/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-2023)

<sup>53</sup> [Elproduktion \(nettoproduktion\) per kraftslag fr.o.m. 1970, TWh. PxWeb \(energimyndigheten.se\)](https://www.energiwebb.se/Elproduktion-nettoproduktion-per-kraftslag-fr-o-m-1970-TWh-PxWeb-energimyndigheten.se) samt Månatlig elstatistik för 2022, [Månatlig elstatistik och byten av elleverantör \(energimyndigheten.se\)](https://www.energiwebb.se/Månatlig-elstatistik-och-byten-av-elleverantör-energimyndigheten.se) (Hämtad 2023-06-27)

<sup>54</sup> Kortsiktsprognos sommar 2023, Energimyndigheten, [Kortsiktiga prognoser \(energimyndigheten.se\)](https://www.energiwebb.se/Kortsiktiga-prognoser-energimyndigheten.se)

<sup>55</sup> Utbyggnadstakterna är ungefärliga för samtliga kraftslag då kapacitetsfaktorer skiljer sig mellan åren.

sett över en 5-årsperiod är fortfarande blygsam på 0,4 TWh/år men ökar i prognoser och bedöms vara i genomsnitt drygt 1 TWh per år för perioden 2021–2026. En bedömd gemensam och genomsnittlig utbyggnadstakt för vind- och solkraft tillsammans för perioden 2021–2026 blir då över 6 TWh per år.

### 7.3 Indikator för energilager

Elförbrukningen förväntas öka framöver och behöver då också mötas med en ökad elproduktion. Vindkraft och solenergi är intermittenta, väderberoende kraftslag, vilket innebär att produktionen kan variera dels under olika timmar på dygnet, dels under olika perioder på året. Energilagring, både kort- och långvarig, kommer därmed att vara viktig för att säkerställa balansen mellan efterfrågan och produktion i elsystemet.

Svenska kraftnät fick i uppdrag under 2022 att i en omvärldsanalys beskriva utvecklingen, potentialen och behov av lagring av el och andra flexibilitetstjänster.<sup>56</sup> Omvärldsanalysen gjordes med ett nationellt femårsperspektiv och visade på nyttor som energilager kan bidra med inom flera områden. Exempel på nyttor är: hantering av effektoppar, utjämning av elproduktion från väderberoende energikällor, effektivare användning av existerande elnät, bidra till totalförsvarets behov av till exempel lokal ö-drift<sup>57</sup> mm. I Sverige sker installation av energilager på både lokal och regionalnivå i form av batterier. Batterier för lagring förväntas öka de kommande åren, framför allt litiumjonbatterier vars priser sjunkit kraftigt drivet av elektrifieringen inom transportsektorn. Batterier har flera fördelar som energilager då de är lättillgängliga, mobila, flexibla och effektiva och kan lagra energi både minutvis och timvis. Därmed kan de utgöra flera olika nyttor i elsystemet och bland annat bidra med systemtjänster i form av frekvens- och spänningsreglering. Omvärldsanalysen visade även att det utöver pumpkraftverk inte finns tillräckligt mogna lösningar för att hantera långvarig energilagring som säsongslagring. Läs mer om utredningen i rapporten *Lagring av el – Omvärldsanalys*.<sup>58</sup>

Den 22 juni 2022 beslutade Ei om föreskrifter och allmänna råd om skyldigheten<sup>59</sup> för nätföretag att rapportera uppgifter för övervakning av

---

<sup>56</sup> [Lagring av el – omvärldsanalys \(svk.se\)](#)

<sup>57</sup> Ö-drift innebär att elproduktionsanläggningar och elanvändare drivs i ett geografiskt avgränsat elektriskt nät, utan koppling till det omkringliggande nätet. Ö-drift uppnås genom att det nationella transmissionsnätet kopplas bort, istället balanseras helt och hållet elproduktion och elförbrukning inom det så kallade önätet.

<sup>58</sup> [Lagring av el – omvärldsanalys \(svk.se\)](#)

<sup>59</sup> Ett nätföretag som har färre än 5000 kunder och som saknar en gränspunkt där nätföretaget är skyldig att mäta överförd energi och flöde i, enligt förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el, behöver inte rapportera uppgifter enligt denna föreskrift. Enligt föreskrifternas tillhörande konsekvensutredning motsvarar detta ungefär 28 % av elnätsföretagen med tillhörande ungefär 2,14 % av nätkunderna i Sverige

utvecklingen av smarta elnät<sup>60</sup>.<sup>61</sup> Rapportering av uppgifter ska ske en gång per år senast den 30 april och avse de uppgifter som gäller per den 31 december föregående kalenderår. Första rapporteringen ska avse år 2023.

Enligt 4 kap. 9 § EIFS 2022:5 ska nätföretag redovisa uppgifter om total kapacitet av anslutna energilager<sup>62</sup> inom redovisningsenheten [kW] för områdeskoncession<sup>63</sup>. Enligt 5 kap. 7 § EIFS 2022:5 ska nätföretag redovisa motsvarande för nätföretag med regionledningar och transmissionsnätsföretag. Nätföretag får i regel inte äga energilager men ska redovisa energilager som är direkt anslutna till elnätet samt övriga energilager som nätföretaget har kännedom.

Redovisad kapacitet för energilager kan aggregeras på olika vis. För detta uppdrag kan summeringar vara intressant för att ge en ungefärlig indikation över utvecklingen i elsystemet, för olika nätnivåer eller på sverigenivå. Sådana beräkningar är möjliga att genomföra först för 2024 års redovisning, med data avseende 2023.

Den 14 mars 2023 föreslog Europeiska kommissionen förändringar i bl.a. Elmarknadsförordningen.<sup>64</sup> Enligt artikel 19c(1) i förslaget ska tillsynsmyndigheten i varje medlemsstat upprätta en rapport om behov av flexibilitet i elsystemet under en period på minst 5 år. Hänsyn ska tas till behovet av kostnadseffektivt uppnå försörjningstrygghet och minska koldioxidutsläppen i kraftsystemet. Rapporten ska upprättas senast den 1 januari 2025 och vartannat år därefter. Baserat på tillsynsmyndighetens rapport ska varje medlemsstat definiera ett vägledande nationellt mål för efterfrågefleksibilitet och energilagring, enligt artikel 19d i kommissionens förslag. Rapporten ska baseras på de uppgifter och analyser som tillhandahålls av medlemsstatens systemansvariga för överförings- och distributionssystem.

## 7.4 Indikatorer för försörjningstrygghet

Det moderna samhället är starkt beroende av en fungerande energiförsörjning för el, uppvärmning, transporter och elektronisk kommunikation. Om energimarknaderna inte på ett tillfredställande sätt kan förebygga och lindra konsekvenser av störningar som inträffar, behöver det finnas förberedda och väl

<sup>60</sup> Smarta elnät innebär aktivare användare, integrering av mer intermittent elproduktion, mer informations- och styrteknik, en högre grad av automation samt mer avancerat beslutsstöd.

<sup>61</sup> Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om skyldighet att rapportera uppgifter om utvecklingen av smarta elnät, EIFS 2022:5

<sup>62</sup> Energilager: en energilagringsanläggning enligt 1 kap. 4 § andra stycket ellagen (1997:857), dock inte sådan energilagringsanläggning där den lagrade energin återomvandlas till någon annan energibärare än till el

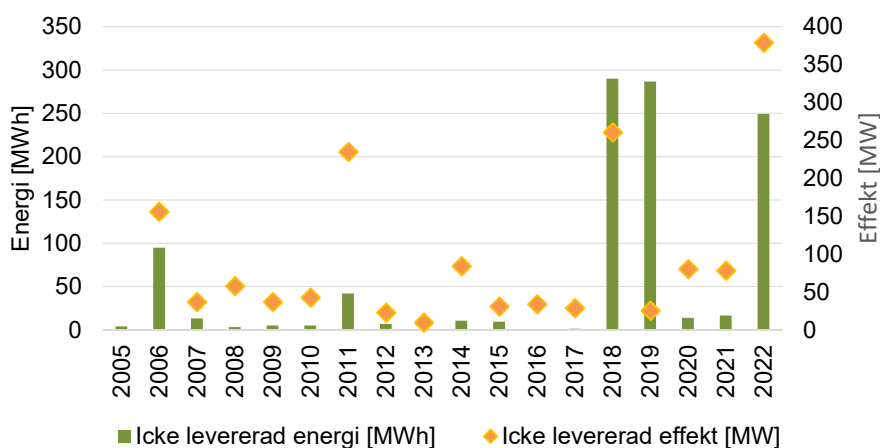
<sup>63</sup> En områdeskoncession avser ett ledningsnät inom ett visst område, enligt 2 kap. 2 § ellagen (1997:857)

<sup>64</sup> Europaparlamentets och Rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el av den 5 juni 2019

kända krishanteringsåtgärder. Det gäller både för frestida kriser och vid situationer då Sverige befinner sig i krig eller då krig pågår i landets närområde. Som en sista utväg, när marknaden inte klarar av att upprätthålla sin funktion, kan staten behöva ingripa med åtgärder som kraftigt påverkar marknadens funktion. I och med samhällets elektrifiering ökar också i allt större utsträckning beroendet av en fungerande elförsörjning. Nedan listas indikatorer för driftsstörningar och självförsörjningsgrad som kan användas för att följa försörjningstryggheten av el i Sverige.

#### 7.4.1 Antalet driftsstörningar på transmissionsnätet

En driftsstörning i transmissionsnätet sker när ett eller flera fel uppstår i kraftsystemet vilket resulterar i att en anläggningsdel kopplas bort, antingen påtvingad eller obefogad. Enligt Svenska kraftnät uppgick antalet driftsstörningar på transmissionsnätet under 2022 till 142 stycken, vilket kan jämföras med 2021 då det var 148 driftsstörningar. Antalet driftsstörningar under 2022 som medförde ett avbrott i elförsörjningen uppgick till 13 stycken. År 2021 uppgick motsvarande siffra till 11.<sup>65</sup> Detta resulterade i drygt 249 MWh respektive 16,5 MWh icke levererad energi till nätkunder 2022 och 2021, se Figur 21.<sup>66</sup>



Figur 21. Icke levererad energi och effekt på transmissionsnätet, MWh (primär y-axel) och MW (sekundär y-axel).

Källa: Svenska Kraftnät, årsredovisning 2022 (SVK 2022/3063).

Anm. Effektsiffror saknas för 2004 och 2005.

Målet är att mängden icke-levererad energi inte ska vara mer än 18,9 MWh/år, vilket överstegs 2018, 2019 samt 2022. Gemensamt för åren 2018, 2019 och

<sup>65</sup> Svenska kraftnäts årsredovisning 2022 (SVK 2022/3063)

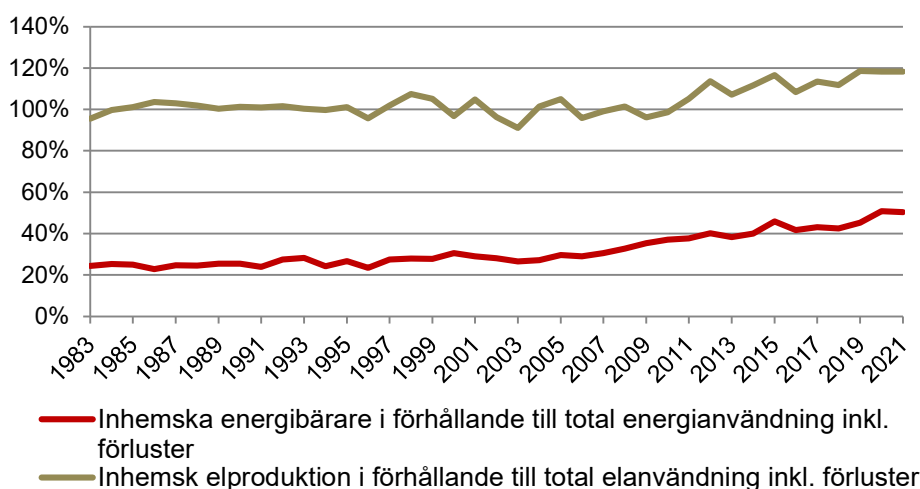
<sup>66</sup> Icke levererad effekt: För varje uttagpunkt, årets uttagna energi delat på årets antal timmar (årsmedeleffekt) multiplicerat med antal avbrott. Resultaten summeras över samtliga uttagpunkter. Icke levererad energi: För varje uttagpunkt, summan av årets uttagna energi delat på årets antal timmar (årsmedeleffekt) multiplicerat med avbrottstiden. Resultaten summeras över samtliga uttagpunkter.

2022 var att enskilda driftstörningar orsakade merparten av den icke-levererade energin.

#### 7.4.2 Sveriges självförsörjningsgrad

Självförsörjningsgraden av energi är kvoten mellan inhemsk energitillförsel och totalt tillförd energi, räknad över hela året. Sveriges inhemska energitillförsel består huvudsakligen av vattenkraft, biobränslen<sup>67</sup>, upptagen värme från värmepumpar<sup>68</sup> och vindkraft. Importerad energi består huvudsakligen av kärnbränsle, olja, kol och naturgas samt vissa timmar under året av nettoimporterad el.

Som inhemskt producerad el avses all el som produceras i landet oberoende av produktionsslag. Det innebär till exempel att elproduktionen från kärnkraft ses som inhemsk även om kärnbränslet är importerat. Självförsörjningsgraden av energi har över lag ökat svagt de senaste åren och låg under 2021 på 50 procent. Under 2021 var självförsörjningsgraden av el 118 procent, vilket innebär att landets elproduktion översteg elanvändningen med 18 procent, se Figur 22.



Figur 22. Självförsörjningsgrad, 1983–2021, procent.

Källa: Energimyndigheten och SCB.

Då Sverige är en del av en integrerad internationell marknad, med väl fungerande handel, är självförsörjningsgrad i normalfallet inte ett bra mått på försörjningstrygghet. Exempelvis skulle Sveriges nettoexport av el på årsbasis kunna ses som ett mått på hög självförsörjningsgrad. Men detta kan vara missvisande utifrån ett försörjningstrygghetsperspektiv då den svenska

<sup>67</sup> Observera att samtliga biobränslen i denna indikator antas vara inhemskt producerade. En andel av dessa biobränslen är i verkligheten importerade.

<sup>68</sup> Ingående energiinnehåll till värmepumpar från berg, sjö, jord och luft.

marknaden trots det kan vara beroende av import av el under vissa perioder, exempelvis vid höglastperioder under kalla vinterdagar då efterfrågan på el är särskilt stor samt att tex uran för bränsletillverkning behöver importeras.

## 7.5 Indikatorer för ledtider

Det är viktigt att följa ledtider för elproduktion och elnät för att kunna uppskatta elbehovet jämfört med tillgänglig elproduktion och elnätskapacitet i framtiden. Detta för att planera för hur mycket elproduktionen och elnätet behöver byggas ut men även för att uppskatta när utbyggnaden kan ske i framtiden.

Ledtider för olika kraftslag kan vara svåra att identifiera och varierar även med lokala förutsättningar. Det är lättare att uppskatta ledtider för elproduktion som har byggts ut i närtid jämfört med produktion som inte har det, till exempel för kärnkraft och havsbaserad vindkraft. Att uppskatta ledtider för olika kraftslag i framtiden innebär också stora osäkerheter då en rad förutsättningar kan ha förändrats. Ledtiderna i kraftsystemet är ofta långa, cirka 5–10 år från planeringsstart till drift men kan i vissa fall ta längre tid än så.

### 7.5.1 Aktuella ledtider för solkraft

Solkraften har korta ledtider på ungefär ett år i medeltal. Däremot skiljer sig detta beroende på om det är solceller på tak eller om det är en solcellspark, samt lokalisering och storlek på anläggningen. Möjligheten att ansluta anläggningar till elnätet är också en allt vanligare orsak till att ledtiderna för sol kan vara längre.<sup>69</sup> För att installera solceller krävs ibland bygglov beroende på var anläggningen är belägen. För solcellsparker behövs en anmälan om samråd med länsstyrelsen. Länsstyrelsen bedömer om 12:6-samråd behövs enligt miljöbalken 12 kapitel 6 §.<sup>70</sup>

### 7.5.2 Aktuella ledtider för vattenkraft

Utbyggnaden av vattenkraft i någon större omfattning anses begränsad, nationalälvarna är skyddade enligt miljöbalken. Dagens regelverk begränsar även till viss del vattenkraftens potential till vidareutveckling av den befintliga vattenkraften genom effektivisering och effektutbyggnad. Även om det finns begränsningar för utbyggnad av vattenkraften finns det potential för effektiviseringar och effektökningar. Effektiviseringar av vattenkraften kan ofta genomföras under ett halvår medan större effektutbyggnader kräver betydligt mer tid för byggnation. Det är därför rimligt att anta att endast utbyggnadsprojekt som redan har kommit långt i processen kan realiseras på kort sikt (1–3 år).<sup>71</sup>

<sup>69</sup> Energimyndigheten, Utvecklingsvägar för elproduktion, ER 2023:18.

<sup>70</sup> Energimyndigheten, Solelportalen, <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/solcellsparker/> (hämtad 2023-09-11)

<sup>71</sup> Energimyndigheten, Utvecklingsvägar för elproduktion, ER 2023:18.

### **7.5.3      Aktuella ledtider för kraftvärme**

Kraftvärme producerar en liten del av den totala elproduktionen men bidraget från kraftvärme är viktigt både i elsystemet och energisystemet som helhet. Elproduktionen från kraftvärme är en biprodukt av fjärrvärmeproduktionen vilket leder till att utbyggnaden av kraftvärme begränsar sig till värmeunderlaget. Däremot finns det potentialer för ökad elproduktion från kraftvärme genom installationer av mindre turbiner så kallade ORC-turbiner.<sup>72</sup>

Det finns idag exempel på nya planerade och byggda kraftvärmeverk som har kommit olika långt i processen. Det är rimligt att uppskatta ledtiden till ungefär 5 år för att bygga ett kraftvärmeverk. Samråd och markutredning processen kan uppskattas till 1–2 år, beslut för miljötillstånd ungefär 1 år och byggtiden ligger på ungefär 3 år. Mindre anläggningar eller ORC-turbiner har däremot lägre ledtider jämfört med större kraftvärmearläggningar.<sup>73</sup>

### **7.5.4      Aktuella ledtider för landbaserad vindkraft**

Processen att bygga ett vindkraftverk innehåller flera steg. Från det att en lämplig plats hittas till att byggnation påbörjas tar ungefär 7–10 år enligt Vattenfall för landbaserad vindkraft.<sup>74</sup> Holmen bedömer att processen tar ungefär 5–10 år.<sup>75</sup> Processen, enligt Vattenfall och Holmen, kan delas in i följande steg:

1. Utredningar: Undersökning av projektområden, förutsättningar och begränsningar som finns i området. Det är i detta skede som projektören ansöker om anslutning hos Svenska kraftnät eller regionnät. Kontakt tas med nyckelintressenter i området för en tidig dialog. Intressenter kan vara kommunen, närboende, markägare, myndigheter, nätföretag med mera. Utredningar som görs kan ta mellan 1–4 år.
2. Samråd: Samråd med myndigheter, närboende, allmänhet och andra berörda aktörer. Samråd är en del av tillståndprocessen. Samråd kan ta 0,5–1 år.
3. Ansökan om tillstånd och framtagande av miljökonsekvensbeskrivning (MKB): Ansökan om miljötillstånd sker till miljöprövningsdelegationen på länsstyrelsen. I ansökan bifogas MKB. Processen från inlämnad ansökan till beslut tar omkring 1,5–3 år.

---

<sup>72</sup> Ibid.

<sup>73</sup> Baserad på planerade eller anläggningar driftagna i närtid. Planerade anläggningar kommer från Biokraft karta 2022.

<sup>74</sup> [Frågor och svar om vindkraft - Vattenfall](#)

<sup>75</sup> [Att bygga vindkraft - så går det till - Holmen Energi](#)



4. **Prövning:** Miljöprövningsdelegationen beslut kan överklagas först till Mark- och miljödomstolen och sedan till Mark- och miljööverdomstolen. Överklagan kan fördröja hela processen med 2–5 år.
5. **Projektering/upphandling:** Om projektet får tillstånd börjar arbetet med detaljplanering, upphandling och investeringsbeslut. Detaljplanering och upphandling tar vardera cirka 1 år.
6. **Byggnation:** Beroende på komplexiteten av projektet tar det 1–3 år att bygga vindkraftsparken. Här sker avverkning, markberedning, väg- och kabelarbete, fibernät, fundament och montering. Innan vindkraftverket tas i kommersiell drift sker tester av anläggningen.

Svenskt näringsliv har uppskattat ledtider för vindkraft i rapporten *Startprogram för mer vindkraft*. Där har byggnationen uppskattats till 2–3 år samt planering och prövning uppskattats till 7–8 år för landbaserad vindkraft. Sammanlagt tid har uppskattats till 10–12 år. För havsbaserad vindkraft tar det ännu längre tid.<sup>76</sup>

### **7.5.5 Aktuella ledtider för havsbaserad vindkraft**

Under 2022 sammanställde svensk vindenergi planerad havsbaserad vindkraft i Sverige.<sup>77</sup> I den sammanställningen undersöktes även hur lång tid det skulle ta från utredningsfas till byggnation. Totala tiden för processen enligt den sammanställningen visade att det kan ta 12,5–17,5 år. Tiden för olika faser i processen<sup>78</sup> för att bygga havsbaserad vindkraft presenteras nedan:

1. **Tidigt skede/undersökningsfas:** Bottenundersökningar, inventeringar och olika studier genomförs. Det krävs även tillstånd för att genomföra undersökningen. Projektören ansöker om anslutning hos Svenska kraftnät. Det här steget i processen tar ca 1,5–2 år.
2. **Samrådsfas/förberedelsefas:** Denna del av processen är samma som den för landbaserad vindkraft. Här genomförs samråd med berörda aktörer samt förberedelser för tillståndsansökningar. Detta steg tar cirka 1 år.
3. **Tillståndsprövning:** Här ansöker projektören om olika tillstånd som krävs. Denna del i processen kan ta ca 7–10 år för havsbaserad vind.

<sup>76</sup> Svensk näringsliv, *Startprogram för mer vindkraft*, [https://www.svensktnaringsliv.se/bilder\\_och\\_dokument/rapporter/1jgt33\\_startprogram-for-mer-vindkraftpdf\\_1197716.html/Startprogram+f%25C3%25B6r+mer+vindkraft.pdf](https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/rapporter/1jgt33_startprogram-for-mer-vindkraftpdf_1197716.html/Startprogram+f%25C3%25B6r+mer+vindkraft.pdf) (hämtad 2023-09-11)

<sup>77</sup> Svensk vindenergi, *Sammanställning över planerad havsbaserad vindkraft i Sverige*. 2022. <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2022/05/Sammanstallning-over-planerad-havsbaserad-vindkraft-2022-05-03-1.pdf> (hämtad 2023-06-20)

<sup>78</sup> Ibid

Längden på detta steg beror på att det krävs fler provningar för att få tillstånd och att alla provningar kan överklagas.

4. Upphandlingsfas/projekteringsfas: Projektering och upphandling sker. Denna del i processen kan ta 1,5–2 år.
5. Bygghast: Parken byggs och detta kan ta 2–3 år.

### 7.5.6 Aktuella ledtider för kärnkraft

Det finns stora osäkerheter kring när nya kärnkraftsreaktorer skulle kunna vara på plats. Om vi gör tillbakablick i historien så tog det mellan 4 och 10 år att bygga en kärnkraftsreaktor i Sverige. Det politiska och tekniska arbetet började redan på 1950-talet.<sup>79</sup> Det fanns två stora etablerade aktörer med kontaktnät som byggde reaktorerna, Asea Atom AB (Atomenergi AB) och Westinghouse.

Tabell 5 Byggstart och driftsättning av reaktorerna i Sverige under 1970- och 1980 talet

Namn	Typ	Status	Byggstart	Första nätanslutningen	Antal år
AGESTA	PHWR	Permanent avstängd	1957-12-01	1964-05-01	6
BARSEBACK-1	BWR	Permanent avstängd	1971-02-01	1975-05-15	4
BARSEBACK-2	BWR	Permanent avstängd	1973-01-01	1977-03-21	4
FORSMARK-1	BWR	I drift	1973-06-01	1980-06-06	7
FORSMARK-2	BWR	I drift	1975-01-01	1981-01-26	6
FORSMARK-3	BWR	I drift	1975-01-01	1985-03-05	10
OSKARSHAMN-1	BWR	Permanent avstängd	1966-08-01	1971-08-19	5
OSKARSHAMN-2	BWR	Permanent avstängd	1966-08-01	1974-10-02	8
OSKARSHAMN-3	BWR	I drift	1980-05-01	1985-03-03	5
RINGHALS-1	BWR	Permanent avstängd	1969-02-01	1974-10-14	6
RINGHALS-2	PWR	Permanent avstängd	1970-10-01	1974-08-17	4
RINGHALS-3	PWR	I drift	1970-10-01	1980-09-07	10
RINGHALS-4	PWR	I drift	1973-11-01	1982-06-23	9

Källa: IAEA, Nuclear power reactors in the world, [https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-42\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-42_web.pdf) (hämtad 2023-04-26)

Det internationella atomenergiorganet (IAEA) publicerar varje år rapporten *Nuclear Power Reactors in the World* där byggtiden för olika reaktorer i världen

<sup>79</sup> Energimyndigheten, Atomenergi-Bomber och kärnkraft. ER 2010:22. 2010. <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc> (hämtad 2023-05-05)

sammanställs. Rapporten visar att den genomsnittliga ledtiden från bygg till drift av reaktorer mellan 2016–2021 var 91 månader dvs 7,6 år.<sup>80</sup> Under 2021 var byggtiden i snitt drygt 7 år.<sup>81</sup> Samtidigt är det vanligt att stora förseningar sker och flera reaktorer har tagit längre tid att bygga jämfört med uppskattad estimering. Rapporten *Nuclear Industry status 2022*<sup>82</sup> sammanställer byggtiden för olika typer av reaktorer i olika delar av värden. För de 53 reaktorer som var under konstruktion har det i genomsnitt passerat 6,8 år sedan byggstarten. Detta är lägre än genomsnittet för reaktorer mellan 2016–2021. Många av dessa reaktorer är långt ifrån färdiga för drift då över hälften av alla reaktorer som är under konstruktion är försenade. Trenden visar att ledtider från byggstart till drift för reaktorer ökar jämfört med historien. Det beror på att nationella atomprogram var snabbare då jämfört med idag samtidigt som reaktorerna var mindre och säkerhetskraven mindre stränga. De reaktorer som togs i drift mellan 2012–2021 hade en genomsnittlig byggtid på ca 9,2 år med ett stort span. Den kortaste byggtiden låg i genomsnitt på 4,1 år och den längsta på ca 42,8 år.<sup>83</sup>

Energimyndigheten har diskuterat ledtider med branschen och strålsäkerhetsmyndigheten för uppskattning kring kärnkraft. Enligt flera aktörer uppskattas byggtiden för när tidigast en reaktor skulle kunna tas i drift i Sverige till ungefär 10 år från ansökan till drift. Det förutsatt att reaktortekniken är känd och leverantören är från Europa. Uppskattning för hur lång byggtid en ny reaktor skulle ta i Sverige är mycket svår eftersom det beror på teknikval samt om reaktorn ska byggas på befintlig eller ny plats. I Sverige har det inte beprövats eller byggts kärnkraftsreaktorer sedan 80-talet. Att uppskatta tiden för en tillståndsprocess med dagens regelverk<sup>84</sup> är svårt. Tillståndsprocessen skiljer sig åt i olika länder och det är inte heller representativt att titta på hur långt tid det har tagit i andra länder.

Small Modular Reactors (SMRs) är nya generationens reaktorer som ska vara mindre, billigare och gå snabbare att bygga. Tekniken är i utvecklingsstadiet.<sup>85</sup> Det finns ännu inga planer eller tillståndsansökningar idag i Sverige. Det finns osäkerheter kring hur lång tid tillståndsprocessen samt byggtiden tar. Branschen och strålsäkerhetsmyndigheten uppskattade att tillståndsprocessen för SMR skulle ta lång tid medan byggtiden skulle vara snabbare. Akademik-Lomonosov som är flytande 30 MW reaktorer tog 3,5 gånger längre tid att bygga och kostade

---

<sup>80</sup> IAEA, Nuclear power reactors in the world, [https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-42\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-42_web.pdf) (hämtad 2023-04-26)

<sup>81</sup> World nuclear report, The world nuclear industry status report 2022, <https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnsr2022-v3-lr.pdf> (hämtad 2023-04-26)

<sup>82</sup> Ibid

<sup>83</sup> Ibid

<sup>84</sup> Till exempel Miljöbalken och lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet

<sup>85</sup> Tidningen Energi, Energibolagen som ser möjligheter för ny kärnkraft.

<https://www.energi.se/artiklar/2023/mars-2023/energibolagen-som-ser-mojligheter-for-ny-karnkraft/> (hämtad 2023-05-08)

dubbelt så mycket som tredje generationens reaktor<sup>86</sup> beräknas kosta, nära 25 000 US dollar per kW. Dessa reaktorer började byggas under 2007 och beräknades vara i drift 2010 men togs i drift 2019.<sup>87</sup> Energiforsk beskriver i sin rapport att uppskattad tid för en ACP100 modell är 65 månader (5,4 år).<sup>88</sup> ACP100 är tredje generations SMR reaktor och består av en tryckvattenreaktor med passivt säkerhetssystem med hög säkerhet för kylning.

### 7.5.7 Aktuella ledtider för nya elnät

Nedan framgår ledtider för ledningar på region- och transmissionsnätets nivå respektive ledtider för anslutning av laddinfrastruktur. Som en del i den myndighetsgemensamma uppföljningen av samhällets elektrifiering (deluppdrag 3) ska arbetet med hur det går att halvera ledtider för nya elnät senast 2025 följas upp. Ytterligare information på området återfinns i tillhörande underlagsrapport.

#### Ledtider för utbyggnad av region- och transmissionsnät

Energimarknadsinspektionen har i ett regeringsuppdrag<sup>89</sup> tillsammans med Lantmäteriet och relevanta länsstyrelser<sup>90</sup> haft i uppgift att korta ledtiderna för elnätsutbyggnad. Arbetet redovisades i rapporten *Kortare ledtider för elnätsutbyggnad – Utveckla arbetssätt och parallella processer*<sup>91</sup>. Under arbetet har en konsultstudie<sup>92</sup> genomförts, där det framgår att den totala nätutvecklingsprocessen uppskattningsvis tar mellan 7 och 15<sup>93</sup> år. Nätutvecklingsprocessens olika delar och minimi- respektive maximitider för dessa framgår av Tabell 6<sup>94</sup>.

Inom regeringsuppdraget har åtgärdsförslag som syftar till att minska ledtiderna i nätutvecklingsprocessen lämnats av berörda myndigheter samt ett urval av nätägare och företag. Utifrån arbetet med åtgärdsförslagen tillsammans med berörda myndigheter och nätägare gör Energimarknadsinspektionen bedömningen att myndigheterna tillsammans med nätägarna kan korta ledtiderna med en tredjedel genom de åtgärder som identifierats inom uppdraget. Detta

<sup>86</sup> De tidigaste eller första reaktorerna kallades för första generationens kärnkraft. Andra generationers kärnkraft är de uppskalade kommersiella reaktorer som utgör majoriteten av kärnkraftverk i världen och som byggdes i Sverige under 70- och 80-talet. Generation tre kärnkraft är vidareutveckling av andra generationen med förbättrad säkerhet, bränsleekonomi och längre livslängd. De modellerna av reaktorer som byggs idag är generation tre. Fjärde generationens kärnkraft omfattar hela systemet och inte bara reaktorn i sig utan även bränsleutvinning och effektivare nyttjande av uranet. Dessa reaktorer är under utveckling och det finns ett antal kriterier som måste uppfyllas för att få klassas som generation fyra kärnkraft.

<sup>87</sup> World nuclear report, The world nuclear industry status report 2022, <https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnsr2022-v3-lr.pdf> (hämtad 2023-04-26)

<sup>88</sup> Energiforsk, Small modular reactors, 2019. <https://energiforsk.se/media/27298/small-modular-reactors-energiforskrapport-2019-625.pdf> (hämtad 2023-05-08)

<sup>89</sup> Regeringsbeslut I2021/02334, I2021/01110 Uppdrag att utveckla arbetssätt och parallella processer för kortare ledtider för elnätsutbyggnad

<sup>90</sup> Länsstyrelserna i Norrbotten, Västra Götaland, Kronoberg samt Södermanland

<sup>91</sup> Ei R2023:09 Kortare ledtider för elnätsutbyggnad – Utveckla arbetssätt och parallella processer

<sup>92</sup> Nätutvecklingsprocessen för utbyggnad av region- och transmissionsnät, Sonder, juni 2022

<sup>93</sup> I de fall ledtiden tar 15 år innefattas även överklaganden

<sup>94</sup> Ledtiderna avser nätutvecklingsprocessen för ledningar på transmissions- och regionsnätets nivå

gäller åtgärder som nätägarna och myndigheterna kan genomföra direkt utan författningsändringar. Tiden för nätutvecklingsprocessen är dock beroende av flera olika projektspecifika faktorer såsom projektets omfattning och miljöpåverkan samt kontakter och avtal med markägare.

Tabell 6. Minimi- och maximitider (månader) för nätutvecklingsprocessens delmoment.

Processteg	Min (månader)	Max (månader)
Nätutredning	1	48
Samråd	6	24
Nätkoncession	9	24
Projektering	12	30
Byggnation	12	48

#### Ledtider för anslutning av laddinfrastruktur

Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag<sup>95</sup> av regeringen att analysera och sammanställa ledtider och kostnader för anslutningar av laddningspunkter till elnätet och föreslå åtgärder för att uppnå kortare ledtider. Inom ramen för uppdraget skulle Energimarknadsinspektionen lyfta fram goda exempel på arbete som bidrar till att korta ledtiderna för anslutning av laddningspunkter till elnätet. Arbetet redovisades i rapporten *Kortare ledtider för anslutning av nya laddningspunkter till elnätet*<sup>96</sup>.

Resultaten från konsultstudien<sup>97,98</sup> Energimarknadsinspektionen upphandlade för uppdraget visar att ledtiderna för anslutning av laddningspunkter varierar mellan 4 och 36 månader. En stor del av variationen beror på hur stor effekt i kilowatt (kW) som anläggningen ansluts på, där mindre anläggningar, 100–200 kW, kan tas i bruk inom 4–13 månader medan tiden för att ansluta större anläggningar, 600–1 400 kW, kan vara upp till 36 månader.

<sup>95</sup> Regeringsbeslut I2022/01563, Uppdrag om kortare ledtider för laddinfrastruktur

<sup>96</sup> Ei R2022:08 Kortare ledtider för anslutning av nya laddningspunkter till elnätet

<sup>97</sup> Ledtider och kostnader för etablering av laddinfrastruktur, AFRY, 28 september 2022

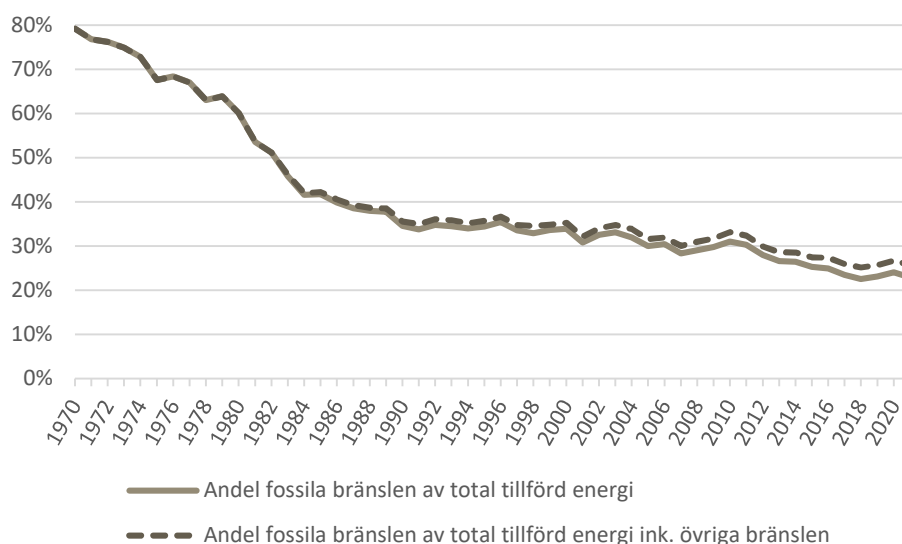
<sup>98</sup> Konsultrapporten utgör ett underlag för den rapport som Energimarknadsinspektionen tagit fram och fungerade även som utgångspunkt för de dialogsamtal som Energimarknadsinspektionen under hösten 2022 genomförde med myndigheter, representanter för elnätsföretag, forskningsinstitut och övriga intressenter. Dialogsamtalen syftade till att fånga upp synpunkter på konsulternas resultat och att bidra med andra förslag och nyanseringar.

## 7.6 Indikator för energisystemet

Detta kapitel redogör för utvecklingen av energisystemet i stort och innehåller indikatorer av för fossil bränsletillförsel i Sverige, utsläpp, samt andel elanvändning inom användarsektorerna industri, transport och bostäder och service m.m.

### 7.6.1 Andel fossil energitillförsel

Tillförseln av energi från fossila energivaror har mer än halverats sedan 1970-talet. Sammantaget har den totala andelen av fossila bränslen i form av råolja- och petroleumprodukter, natur- och stadsgas, kol och koks minskat från att ha legat på 80 procent 1970 till 23 procent 2021. Om övriga fossila bränslen (fossila delen av avfall, torv m.m.) inkluderas uppgick andelen till 26 procent under 2021, se Figur 23.

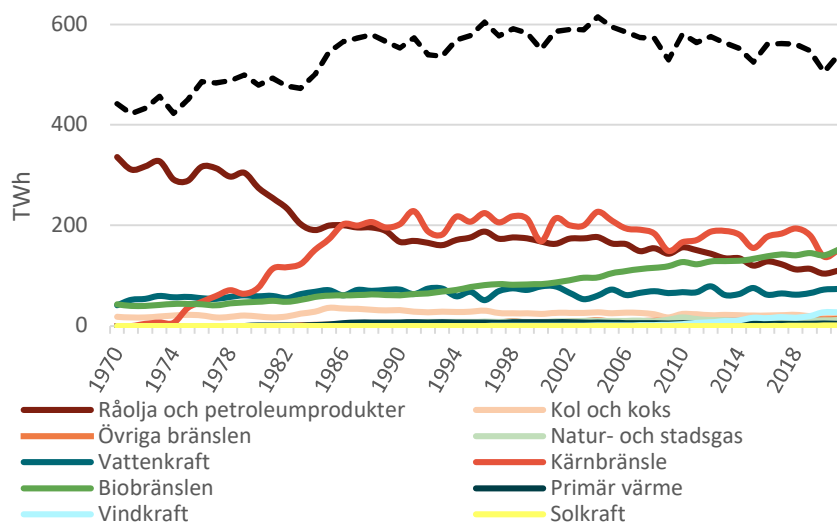


Figur 23. Andel fossil energitillförsel ink och exkl. övriga bränslen, procent, 1970–2021.

Anm: Indikatorn är exklusive användningen för icke-energiändamål.

Anm: De fossila bränslena utgörs av kol, koks, petroleumprodukter, naturgas och stadsgas.

Samtidigt som den fossila bränsletillförseln minskat har tillförseln av förnybar energi tillkommit alltmer, se Figur 24. De huvudsakliga trenderna är att tillförseln av biobränslen ökat stadigt sedan 1980-talet och att tillförseln av energi från vindkraft har ökat sedan början av 2000-talet. Även tillförseln av energi från solkraft har ökat kraftigt sen början av 2010-talet, men den utgör fortfarande en så pass liten del (en procent) av den totala tillförda energin att det inte kan ses i figuren.

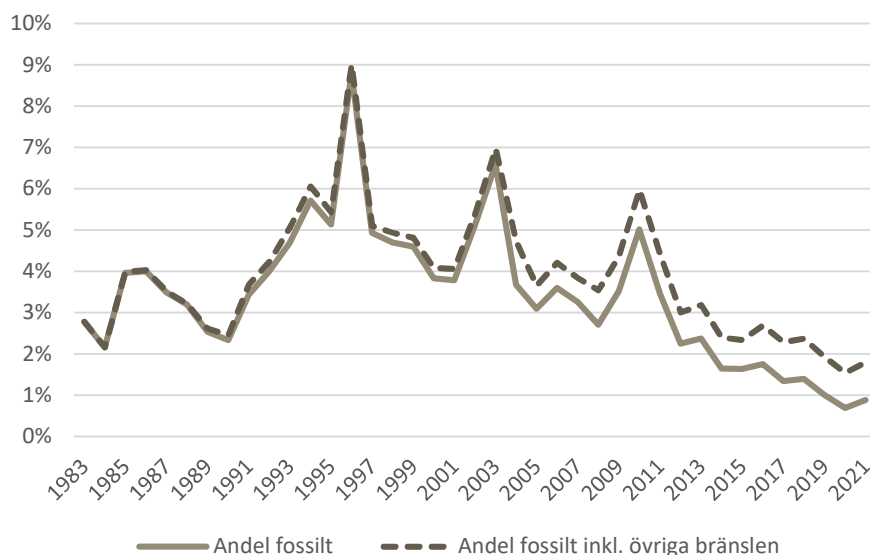


Figur 24. Total bränsletillförsel per energislag, TWh, 1970–2021.

### 7.6.2 Andel fossila bränslen i förhållande till beräknad elproduktion

Sveriges elproduktion består till största delen av fossilfria kraftslag så som vatten, kärnkraft, vindkraft och solkraft medan andelen av elproduktionen som utgörs av fossila bränslen legat på ett fåtal procentenheter sedan en låg tid tillbaka. Sedan 1983 noterades den högsta andelen tillförd energi från fossila bränslen för elproduktion under 1996 som då låg på 9 procent. Sedan dess har denna andel minskat stadigt och år 2021 var den endast en procent. Om övriga fossila bränslen<sup>99</sup> tas med i beräkningen blir andelen närmare två procent, se Figur 25.

<sup>99</sup> Övriga fossila bränslen inkluderar främst den fossila delen av avfall samt torv.



Figur 25. Andel fossila bränslen i förhållande till total beräknad elproduktion, procent, 1983–2021.

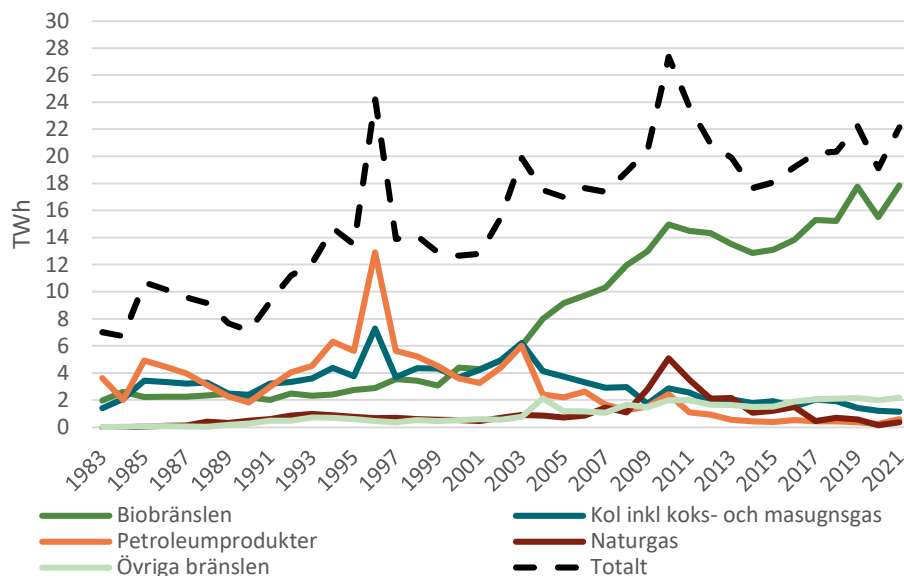
Källa: Energimyndigheten och SCB.

Anm: Till de fossila bränslena tillhör kol inklusive koks- och masugns gas, petroleumprodukter, naturgas och stadsgas. Övriga fossila bränslen inkluderar främst den fossila delen av avfall samt torv.

Insatt bränsle för elproduktion har i genomsnitt ökat sen mitten av 1980-talet, se Figur 26. Sen början av 2000-talet har alltmer biobränslen används för elproduktion och delvis även ersatt bränslen så som petroleumprodukter samt kol inklusive koks- och masugns gas. Även användningen av övrigt bränsle har ökat sen början av 2000-talet då avfallsförbränningen i Sverige började ta fart i och med att deponiförbud av brännbart avfall infördes 2002<sup>100</sup> samt deponiförbud av organiskt avfall 2005.

<sup>100</sup> Förordning (2001:512) om deponering av avfall. SFS 2022:1303





Figur 26. Insatt bränsle för elproduktion, TWh, 1983–2021.

Källa: Energimyndigheten och SCB.

Anm: Övriga fossila bränslen inkluderar främst den fossila delen av avfall samt torv. Den förnybara delen av avfallet inkluderas i biobränslen.

År 2010 ökade användningen av biobränslen tillfälligt vilket kan förklaras av att det var ett kallt år med högre värmebehov vilket gjorde att många kraftvärmeverk ökade sin produktion. Även användningen av olja och gas som används i pannor som sätts i gång vid riktigt kalla temperaturer ökade tillfälligt under 2010.

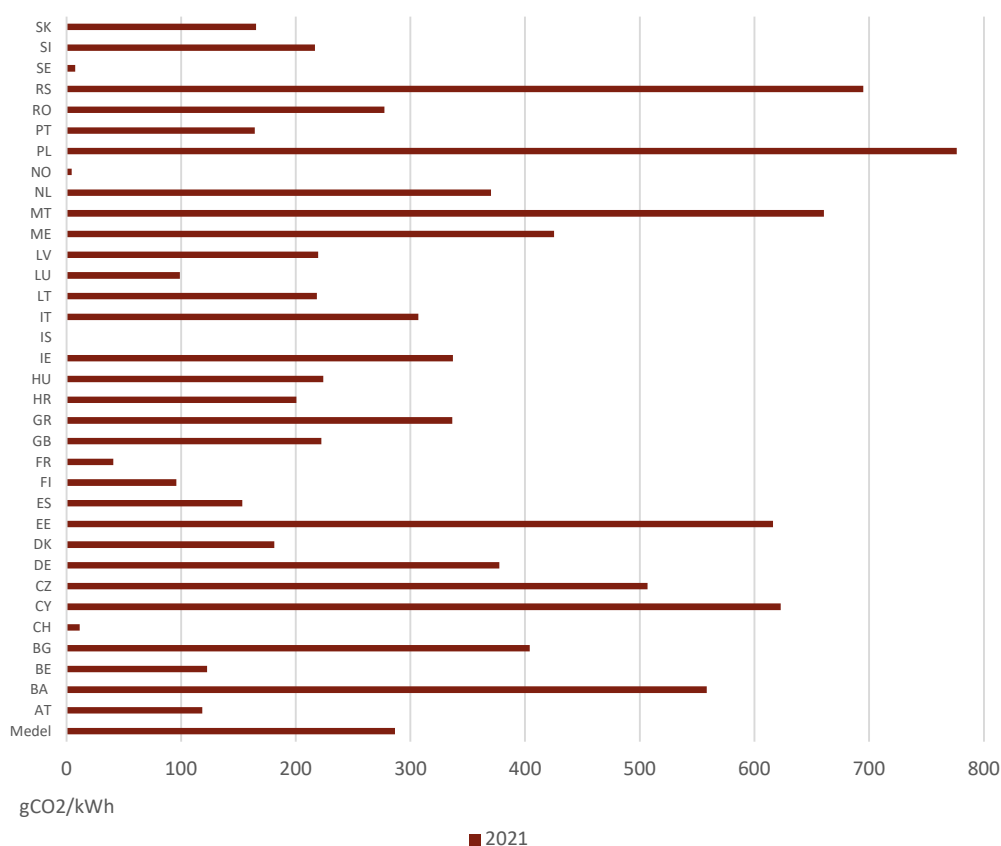
Insatt bränsle för elproduktion beror även på om det är ett torrår eller våtår. Detta syns tydligt år 1996 som var ett ovanligt torrt år vilket påverkade vattenkraftsproduktionen som var betydligt lägre det året. Istället producerades elen i kondenskraftverk som främst använder kol och olja som bränsle som dessutom medför en stor del energiförluster. Dessa typer av pannor med fossil bränsleanvändning används ytterst sällan i Sverige idag, utan istället används kraftvärmeverk där elproduktionen sker i samband med värmeproduktion. Kondenskraftverk med fossil bränsleanvändning är däremot fortfarande vanligt förekommande i andra delar av världen för att producera el.

### 7.6.3 Utsläpp per producerad kWh i förhållande till total elproduktion

På Naturvårdsverkets hemsida redovisas utsläppen som uppstår vid elproduktion tillsammans med fjärrvärmesektorns utsläpp. Därmed finns ingen officiell statistik som redovisar utsläppen relaterat till enbart elproduktion.<sup>101</sup> Ett sätt att

<sup>101</sup> Inför nästa års redovisning planeras utredning av en kvantifiering av elektrifieringens effekter på utsläppen av växthusgaser. Se kapitel 9.

följa utsläppen från elproduktion är genom rapporten *European Residual Mix*<sup>102</sup> som varje år publiceras av AIB (Association of Issuing Bodies)<sup>103</sup> redovisas länders koldioxidutsläpp per producerad kWh i förhållande till total elproduktion.<sup>104</sup> Av alla länder som redovisas är Island, Norge och Sverige de tre länder som har lägst utsläpp i förhållande till produktionen och ligger långt under medelvärdet vilket ses i Figur 27. Enligt statistik för 2021 låg Island på 0,1 gCO<sub>2</sub> per kWh, Norge på 4,49 och Sverige på 7,67. Medelvärdet samma år låg på drygt 286 gCO<sub>2</sub> per kWh.



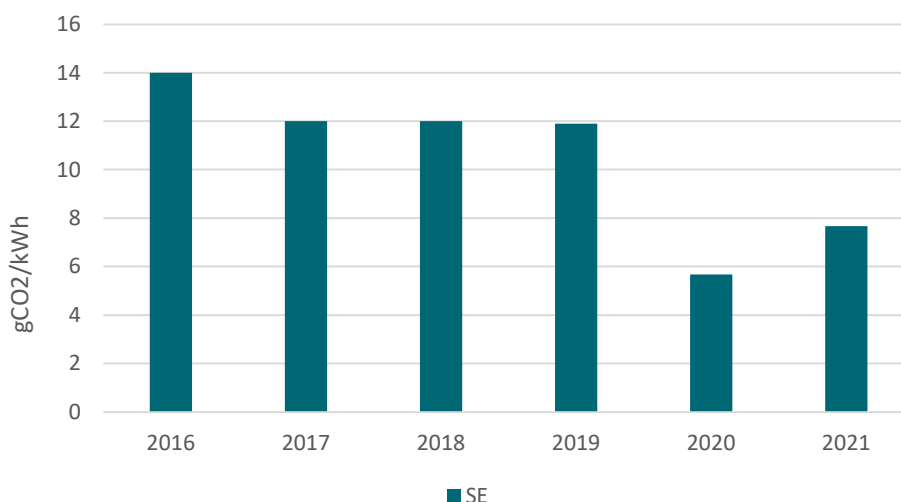
Figur 27. Utsläpp per producerad kWh el i förhållande till total elproduktion och land i Europa 2021, gCO<sub>2</sub>/kWh.

<sup>102</sup> [European Residual Mix | AIB \(aib-net.org\)](https://aib-net.org/)

<sup>103</sup> Association of Issuing Bodies är en organisation som ansvarar för European Energy Certificate System (EECS) som är en standard som används för att överföra ursprungsgarantier mellan länder.

<sup>104</sup> Utsläppsberäkningar är baseras på grexels metod för beräkning av utsläpp. Metodiken baserad på residualmix beräkningar. Residualmixen är baserad på annullering av ursprungsgarantier eller annan tillförlitlig ursprungsmärkning. Läs mer om metodiken här: [European Residual Mix | AIB \(aib-net.org\)](https://aib-net.org/)  
Information om residualmix finns även hos energimarknadsinspektionen: [Residualmix - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](https://ei.se/)

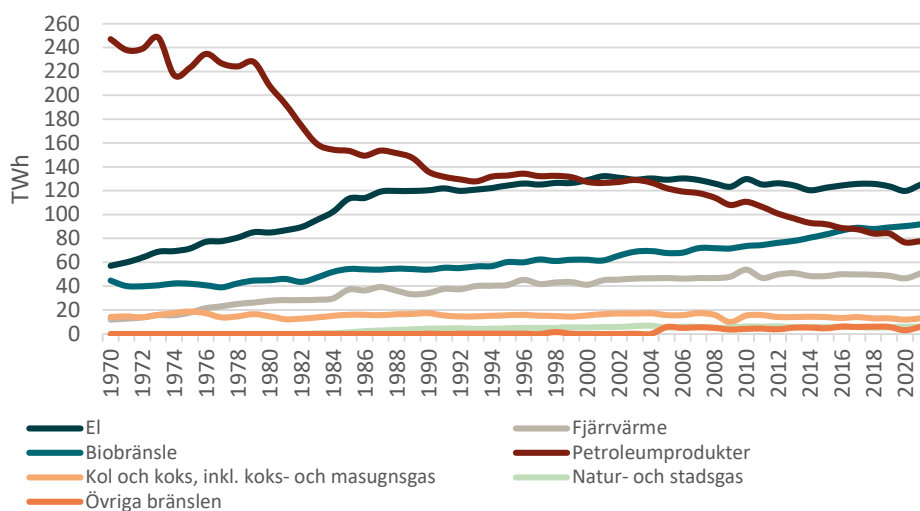
För Sveriges del ses utvecklingen de senaste åren i Figur 28. Mellan 2016 och 2021 så har utsläppen i förhållande till beräknad elproduktion nästan halverats. 2020 var det år med lägst utsläpp med knappt 6 gCO<sub>2</sub> per kWh.



Figur 28. Sveriges utsläpp per kWh av total elproduktion. CO<sub>2</sub>/kWh. 2016–2021.

#### 7.6.4 Andel el av slutlig energianvändning.

Den totala slutliga energianvändningen fördelat per energibärare visas i Figur 29. Den totala energianvändningen i Sverige har i stort varit samma sen 1970 men fördelningen mellan energibärarna har förändrats, där användning av oljeprodukter ersatts av andra energibärare som el, biobränsle och fjärrvärme.



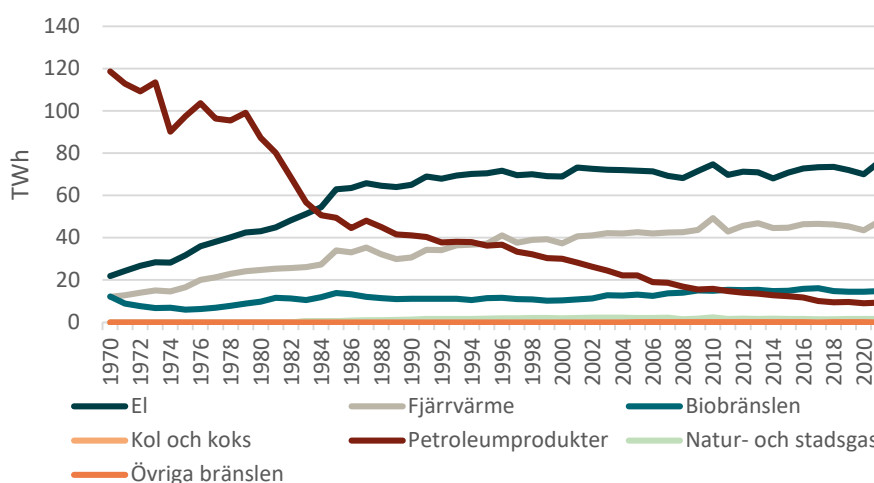
Figur 29. Slutlig energianvändning per energibärare, TWh, 1970–2021.

El är idag den största energibärare av slutanvändningen i Sverige och används framförallt i bostads- och servicesektorn följt av industrisektorn. Sedan år 2000 har elanvändningen svagt avtagit även om användningen varierar något mellan åren. Den totala elanvändningen under år 2021 var 125 TWh motsvarande 34 procent av Sveriges slutliga energianvändning. Den totala elanvändningen inklusive överföringsförluster och icke-energiändamål uppgick 2021 till 142 TWh.

Användningen av oljeprodukter har mer än halverats sedan 1980-talet och nedgången fortsätter stadigt. År 1980 var oljeprodukter den största energibäraren med en slutlig användning på 208 TWh motsvarande 55 procent av den totala slutanvändningen i Sverige. Under 2021 var motsvarande siffror 78 TWh och 21 procent. Det är främst användningen av eldningsolja som minskat, i synnerhet i småhus och inom fjärrvärmeproduktionen.

#### Elanvändning inom bostäder och service m.m.

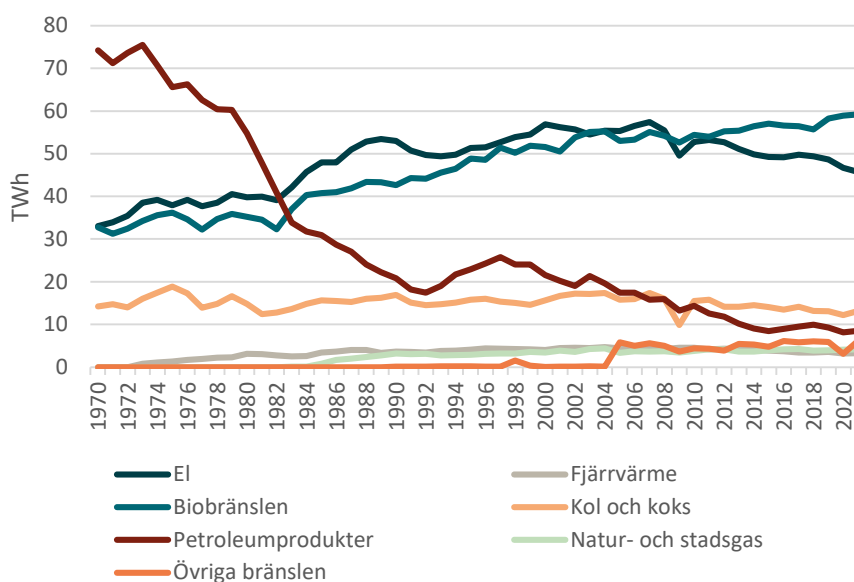
Elanvändningen i bostads- och servicesektorn m.m. ökade stadigt från 1970-talet till mitten av 1990-talet, se Figur 30. Kring 1960-talet började el användas för husuppvärmning, men denna utveckling avtog i mitten av 1980-talet, både på grund av att oljepriserna sjönk och att fjärrvärmerna byggdes ut. Sedan början på 1990-talet har elanvändningen inom sektorn legat runt 70 TWh och fördelningen mellan de olika användningsområdena så som elvärme, hushållsel och driftsel och har i stort sett varit densamma. Under 2021 uppgick elanvändningen inom sektorn till 76 TWh vilket motsvarar 51 procent av energianvändningen inom sektorn.



Figur 30. Slutlig energianvändning inom sektorn bostäder och service m.m. TWh, 1970–2021.

### Elanvändning inom industrisektorn

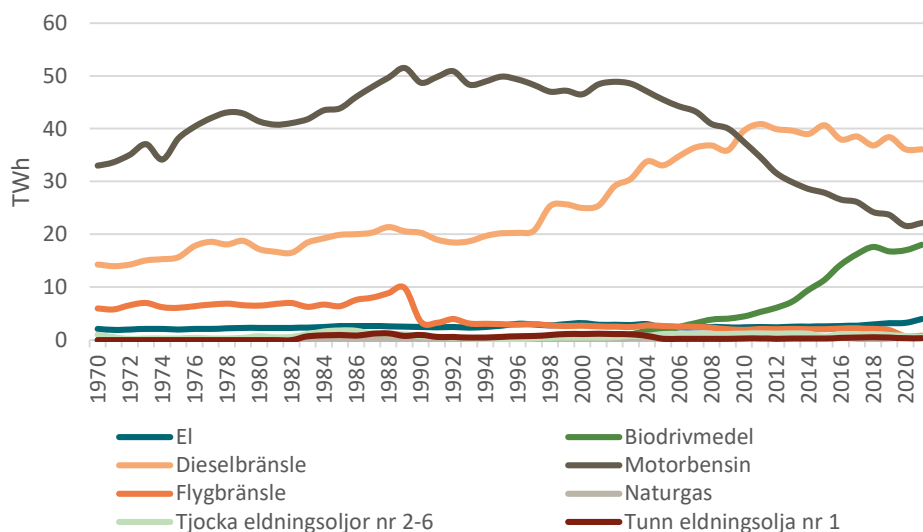
Elanvändningen inom industrin har ökat sedan 1970 från drygt 33 TWh till 2007 då den var som högst på drygt 57 TWh, se Figur 31. Det beror delvis på konverteringen från olja till el som skedde inom de flesta industribranscher i samband med oljekrisen under 1970-talet. Ökningen beror också på att den elintensiva produktionen av mekanisk pappersmassa ökade under 1980-talet. Sedan 2007 har elanvändningen inom sektorn minskat och 2021 uppgick elanvändningen till 46 TWh vilket motsvarar 33 procent av industrisektorns slutliga energianvändning. De senaste årens minskade elanvändning är bland annat ett resultat av mer energieffektiva produktionsprocesser samt effekter av covid-19-pandemin.



Figur 31. Slutlig energianvändning inom industrisektorn, TWh, 1970–2021.

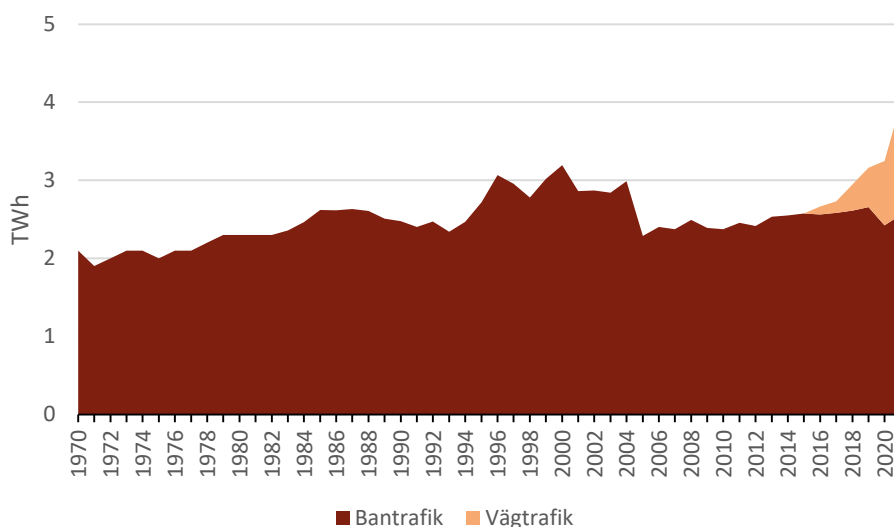
### Elanvändning inom transportsektorn

Inom transportsektorn är det framförallt motorbensin som varit den dominerande energibäraren följt av dieselbränslen. Sedan slutet av 1990-talet och början på 2000-talet har användningen av dieselbränslen ökat samtidigt som motorbensin minskat och 2010 gick dieselbränsle om till att bli den största energibäraren inom sektorn. Sedan 2010 har även biodrivmedel ökat kraftigt och är idag den tredje största energibäraren följt efter motorbensin, se Figur 32.



Figur 32. Slutlig energianvändning inom transportsektorn, TWh, 1970–2021.

Elanvändningen inom transportsektorn har historiskt sett varit densamma ända sen 1970-talet och legat omkring 2–3 TWh årligen. Under 2021 uppgick den slutliga elanvändningen inom transportsektorn till 4 TWh vilket motsvarar fem procent av sektorns slutliga energianvändning. Fram till 2016 användes el enbart inom bantrafiken men har sen dess även börjat användas inom vägtrafiken, se Figur 33. Av de olika färdmedel inom vägtrafiken är det framförallt personbilar som använder el.



Figur 33. Elanvändning inom transportsektorn per användningsområde, TWh, 1970–2021.

## 8 Gemensam myndighetsbedömning av elbehovet och elsystemets förutsättningar

### 8.1 Bedömning av elbehovet

#### 8.1.1 Elbehovet på kort sikt

Elbehovet väntas öka redan de närmaste åren då det finns en stor mängd ansökningar om att ansluta elintensiv industri i norra Sverige. Flera av projekten planerar driftsättning mellan 2025–2030. I myndigheternas kortsiktiga analyser bedöms elbehovet öka från 142 TWh 2021 till mellan 146–152 TWh till 2025 och vidare till 150–158 TWh till 2026. Till 2030 kan vi i myndigheternas scenarier se en ökad efterfrågan på el på mellan 160–210 TWh. Spannet 2030 är något justerat från förra årets rapportering<sup>105</sup> då det var 150–220 TWh.

Elanvändningen ökar i alla elområden, men SE1 står för den största förändringen där tillkommande industrietableringar leder till mer än en fördubbling av elanvändningen från 2025 i kortsiktiga analyser. Från 2027 ses elektrifiering av befintlig industri leda till en minskad användning av fossila bränslen. Även om transportsektorns elanvändning ökar med 3 TWh mellan 2021 och 2026 så är det industris utveckling som driver ökningen. Spannet beskriver osäkerheter i när i tiden industriprojekt blir genomförda och i vilken takt deras produktion och elbehov trappas upp.<sup>106</sup> Samtidigt som elbehovet ökar i transport- och industrisektorn minskar det i bostads- och servicesektorn till 2026.

För att tillgodose den stora efterfrågan på el behövs också en mycket stor mängd ny elproduktion och elnät, samt en reinvestering i det befintliga elsystemet. I scenariot med en högre elektrifiering kommer det behövas ny elproduktion redan till 2030 för att möta det ökade elbehovet. Till 2035 uppskattas omkring 90 TWh behöva tillkomma, inklusive reinvesteringar i elproduktion som når sin livslängd. Om inte utmaningar kopplat till i utbyggnaden av elnätet och produktionsanläggningar kan lösas är risken stor att vissa planerade satsningar inte kan komma till stånd. Det finns ett ömsesidigt beroende mellan användning, produktion och elnätsutbyggnad och vilka förutsättningar de olika delarna har och hur de utvecklas kommer att vara avgörande för hur den framtida utvecklingen av elsystemet kommer att se ut. Oavsett hur behovet av ny el

<sup>105</sup> Myndighetens gemensam uppföljning av samhällets elektrifiering 2022

<sup>106</sup> Spannet beskriver också syftet med prognosen där Svenska kraftnät behöver stretcha elsystemet för att se hur det påverkar befintligt transmissionsnät, flöden, priser, inflöde av flaskhalsinkomster med mera medan Energimyndighetens underlag bland annat används som skatteberäkningsunderlag av finansdepartementet och därmed inte behöver stretchas.

tillgodoses kommer det att ta en viss tid för att fatta investeringsbeslut, få tillstånd, skapa acceptans, bygga nya elnät etc. Även energieffektivisering kommer därmed att bli en allt viktigare fråga för att kunna hantera den kraftiga utökningen på kort sikt.

### **8.1.2 Elbehovet på lång sikt**

Till 2045 förväntas elbehovet kunna ligga i intervallet 200–340 TWh vilket är något lägre än bedömningen som gjordes i förra årets rapportering där spannet var 210–370 TWh. Spannet är fortsatt stort därför att osäkerheterna är stora och de utmaningar som identifieras på kort sikt gäller alltså på lång sikt. Elanvändningen ökar mest i industrin där omställningen sker från fossila bränslen till el och där nya industrier etableras för framställning av fossilfritt stål och vätgas men den stora efterfrågan är kopplad till ett fåtal stora aktörer med ett inbördes beroende sinsemellan vilket medför en stor osäkerhet i hur stor användningen i realiteten kommer att bli. Även transportsektorn genomgår en elektrifiering som bidrar till en ökad elanvändning liksom bostads- och servicesektorn som beror på ökad elanvändning för datacenter samt en ökad elektrifieringstakt för arbetsmaskiner.

Om Sverige ska bygga ut elproduktionen för att möta det högre elbehovet 2045 så innebär det att ungefär 150 TWh ytterligare elproduktion behöver tillkomma, utöver de reinvesteringar som behövs för att ersätta de befintliga produktionsanläggningar som hinner nå sin livslängd till 2045. Ungefär 250 TWh tillkommande elproduktion behövs till 2045 om reinvesteringsbehovet inkluderas.

Behovet av utbyggd elproduktion skiljer sig markant mellan det högre och lägre fallet för elbehovet. För fallet med lägre elbehov räcker befintlig elproduktion samt bedömd utbyggnad av vind- och solkraft till 2025 för att möta elbehovet 2035. För att möta elbehovet till 2045 behöver ungefär 10 TWh ytterligare elproduktion tillkomma, utöver de reinvesteringar som behövs för att ersätta de befintliga produktionsanläggningar som hinner nå sin livslängd till 2045. Ungefär 110 TWh tillkommande elproduktion behövs till 2045 om reinvesteringsbehovet inkluderas.

### **8.1.3 Bedömning av effektbehovet**

Svenska Kraftnäts rapport "Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden" (2023), visar på en kraftigt försämrad effektbalans inom några år.



I Kortsiktig marknadsanalys 2022, European Resource Adequacy Assessment 2022<sup>107</sup> och Kraftbalansen på den svenska elmarknaden redovisas effekttillräcklighetsanalyser. För vintern 2025/2026 är den genomsnittliga risken för effektbrist på samma nivå som tillförlitlighetsnormen och därefter större.<sup>108</sup> Den nationella tillförlitlighetsnormen baseras på en ekonomisk optimering mellan kostnad för kunderna att ej få elleverans och kostnad för ny toppproduktion för Sverige.

En utveckling med allt större elbehov utan motsvarande tillförsel av produktion eller flexibilitet leder till en ökad risk för ansträngda situationer. Svenska kraftnät anser att det därför är viktigt att åtgärder initieras för att hantera den kommande situationen. Prognoserna för 2027 bygger på att flera stora industriprojekt förverkligas. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att vissa analysresultat får genomslag först efter analysperioden. Behovet av åtgärder kommer att realiseras oavsett, varför det är viktigt att initiativ initieras för att hantera den framtida effektbalansen. Dessa initiativ och den kommande situationen med en mer ansträngd effektbalans bör rimligtvis även bidra till att stimulera mer investering i energieffektivisering, en fortsatt utveckling där medvetna konsumenter styr sin användning i en större grad och en utveckling där stora konsumenter aktivt deltar i upprätthållande av systemets effekttillräcklighet. En osäkerhet har varit om effektreserven kommer att vara kvar eller inte, och i vilken form och omfattning. Enligt nuvarande prognoser kommer Sverige vintern 2026/2027 inte att kunna efterleva den nuvarande tillförlitlighetsnormen om en timme per år<sup>109</sup>. Det skulle motivera att Sverige fortsatt ska kunna ha en effektreserv eller en kapacitetsmekanism.

Svenska kraftnät fick den 14 september 2023 i uppdrag av regeringen att genomföra en nationell bedömning av svensk resurstillräcklighet i möjligaste mån i enlighet med elmarknadsförordningen<sup>110</sup>. Detta som följd av att resurstillräckligheten antas försämrats och det därför finns behov av att komplettera gjorda bedömningar med ytterligare analyser utifrån specifika nationella förutsättningar i enlighet med metodik enligt elmarknadsförordningen. Uppdraget ska redovisas senast den 16 februari 2024.

Elbehov refererar till den mängd elektrisk energi som förbrukas under en given tidsperiod, medan effektbehov är den omedelbara effektnivån som en anläggning

<sup>107</sup> [ERAA 2022 | ERAA 2022 by ENTSO-E \(entsoe.eu\)](#).

<sup>108</sup> Regeringen tog den 17 november 2022 beslut om en tillförlitlighetsnorm som uppgår till 1 timme per år. Regeringen har också gett i uppdrag till Energimarknadsinspektionen att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen och vid behov föreslå en uppdaterad siffra, [uppdrag-att-arligen-berakna-tillforlitlighetsnormen-for-sverige \(regeringen.se\)](#).

<sup>109</sup> <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>

<sup>110</sup> [Regeringsbeslut I1 2023-09-14, KN2023/03908](#).

kräver vid en given tidpunkt. Effektbehovet är kritiskt för att dimensionera transmissionsnätet och påverkar hur stora generatorer eller transformatorer som krävs för att tillhandahålla elektrisk effekt.

I flera delar av landet, framför allt i norra Sverige, förväntas effektbehovet öka markant.

De preliminära modellresultaten för 2045 visar vikten av flexibilitet och möjligheten till handel i en väl fungerande marknad där Europas länder hjälps åt för att klara ansträngda situationer. Detta är dock något som kan vara utmanande eftersom de flesta av våra grannländer har en liknande utveckling som Sverige och importbehov kan uppstå i flera länder samtidigt. Problem kan även uppstå med effektöverskott i delar eller hela marknaden.

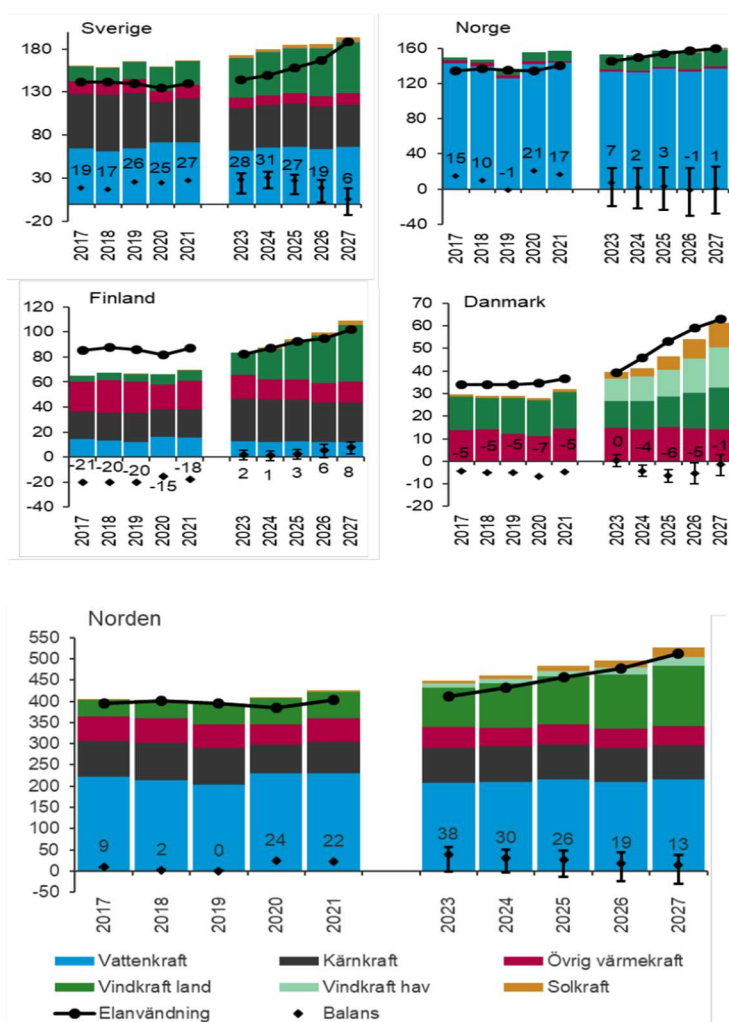
Om elanvändningen, effektbehovet, elnätsutbyggnad och produktionen ökar enligt scenarierna men allt annat i dagens system förblir lika försämrats effekttillräckligheten, det är dock troligt att dagens system kommer att utvecklas och anpassas. Den totala importkapaciteten till Sverige ökar men det behöver inte innebära att möjligheten till import blir tillräcklig i de kritiska timmarna då det förutsätter att förbindelsernas kapacitet är tillgänglig och att det finns produktionskapacitet som kan exporteras till Sverige. För timmar med effektöverskott krävs å andra sidan tillräcklig exportkapacitet, flexibel användning som kan nyttja överskottet samt lösningar för lagring.

Analyserna av effekttillräckligheten i Sverige visar att en ökad elanvändning utan betydande volymer flexibilitet i kraftsystemet kan ge problem redan till 2035, särskilt när den ökade elanvändningen kombineras med en stor utbyggnad av väderberoende elproduktion. Givet att det inte finns tillräcklig mängd flexibilitet och möjlighet till handel kan situationen bli ännu mer ansträngd för 2045 beroende på scenario.

Slutsatsen är att flexibilitet, lagring, import och flexibel elproduktion krävs för driften av elsystemet 2045 med det ökade effektbehov som antagits i scenarierna. Flexibel elproduktion kan exempelvis vara vindkraft som kombineras med lagringsmöjligheter eller planerbar elproduktion. För att säkerställa att den planerade omfattande industriförbrukningen kommer att kunna bidra med flexibilitet i kraftsystemet avser Svenska kraftnät inleda en dialog med berörda parter. Det är viktigt att följa upp effektbehovet för att säkra robusthet och elkvalité i transmissionsnätet.

### 8.1.4 Bedömning av elbehovet

Att elbehovet i Sverige förväntas öka kraftigt under de kommande åren styrks av att mängden anslutningsansökningar till Svenska kraftnät stadigt ökar. I flera delar av landet, framförallt i norra Sverige, förväntas exempelvis det totala effektbehovet kraftigt överstiga vad som används idag om alla förfrågningar om anslutning av last blir verklighet. Ytterligare en drivkraft till att bygga ut transmissionsnätet är att möjliggöra anslutning av mer förnybar elproduktion och se till att den kan transporteras vidare både inom och utanför Sverige, se Figur 34.



Figur 34 Elbehov, elproduktion och elbalans i Sverige, Norge, Finland, Danmark och för Norden 2017–2021 samt för prognosåren 2023–2027, TWh

Källa: Energiföretagen Sverige, Statistisk sentralbyrå för Norge, Energinet Danmark, Statistikcentralen Finland samt Svenska kraftnät.

Anm: De svarta klammarna visar inom vilket spann årlig elbalans ligger med hänsyn till de 35 väderår som används i simuleringen. Siffran motsvarar medelvärde för nettobalansen av dessa 35 väderår. Historisk vindkraftproduktion land inkluderar även den havsbaserade vindkraften.

Ett påtagligt och snabbt ökat elbehov, ett stort intresse för att ansluta mer elproduktion samt ett åldrande transmissionsnät utgör några av de största övergripande drivkrafterna för nätinvesteringarna idag och under de kommande tio åren.

Elbehov refererar till den mängd elektrisk energi som förbrukas under en given tidsperiod, medans effektbehov är den omedelbara effektnivån som en anläggning kräver vid en given tidpunkt. Effektbehovet är kritiskt för att dimensionera transmissionsnätet, vilket påverkar direkt på storleken på generatorer eller transformatorer som krävs för att tillhandahålla den efterfrågade elektrisk effekt.

## **8.2 Bedömning av utvecklingsvägar av ny och befintlig elproduktion**

Elektrifieringen innebär en stor strukturell samhällsomställning där flera sektorer förändras i grunden. Elproduktionen är endast en del i att möjliggöra denna omställning. Det finns ett samspel mellan elproduktionen, den ökade elanvändningen, behovet av elnät samt en effektivare energianvändning som inkluderar flexibilitet. Framtidens elsystem kommer vara resultatet av en lång rad beslut av såväl politik som av marknadsaktörer. I dessa beslut kommer det krävas avvägningar och prioriteringar mellan samhällsmål. Det är därför viktigt att aktörer på alla nivåer är medvetna om konsekvenserna av att välja en viss riktning.

För att möjliggöra en energi- och klimatomställning samt en nyindustrialisering behöver all fossilfri elproduktion öka i den mån det bidrar till ett hållbart elsystem. I uppdraget att analysera utvecklingsvägar för befintlig och ny elproduktion<sup>111</sup> har flera olika realiserbara scenarier för elproduktionen presenterats för att tillgodose ett kraftigt ökat elbehov, både med och utan kärnkraft. Det är viktigt att förtydliga att det inte finns ett förutbestämt optimalt system till 2045 utan flera möjliga utvecklingsvägar för elproduktionen som beror på vilka förutsättningar som råder.

### **8.2.1 Elproduktionen på kort sikt**

Olika teknologier har olika förutsättningar att bidra till att tillgodose elbehovet på kort och lång sikt. Fram till 2030–2035, är det framför allt en utbyggnad av landbaserad vindkraft och solkraft samt effekthöjningar inom vattenkraft, kraftvärme och befintlig kärnkraft som bedöms kunna möta ett ökande elbehov. På kort sikt kan däremot konflikter med andra intressen om markanvändning och utmaningar som finns med nationell planering och ett oförutsägbart kommunalt veto framför allt påverka utbyggnaden av vindkraft. Dagens höga utbyggnadstakt

---

<sup>111</sup> Energimyndigheten, Utvecklingsvägar för elproduktion, <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=214523> (hämtad 2023-06-27)

av vindkraft är resultatet av tillstånd beviljade för cirka 5–10 år sedan. Tillståndsstatisik visar däremot att andelen vindkraftverk som beviljats i första instans har minskat kraftigt sedan 2014. Även antalet nya ansökningar för landbaserade vindkraftverk har minskat.<sup>112</sup> Kombinationen av osäkerheter och hinder kopplade till tillståndsprocesser samt långa ledtider innebär att utbyggnaden av den landbaserade vindkraften sannolikt kommer bromsa in på 5–10 års sikt om dessa hinder inte hanteras. När det kommer till solkraft behöver bland annat planeringsförfarandet bli mer förutsägbart, stöd och kompetens kring solkraften som en möjliggörare för lokal elförsörjning behöver höjas, och solkraft i samexistens med andra intressen behöver belysas.

### **8.2.2 Elproduktionen på lång sikt**

På längre sikt, efter 2030–2035, bedöms även havsbaserad vindkraft och utbyggnad av ny kärnkraft kunna bidra med en stor andel tillkommande elproduktion. Utbyggnaden av solkraft samt effekthöjningar i vattenkraft och kraftvärme är viktiga på såväl kort som på lång sikt. Även för dessa kraftslag finns det däremot flera hinder som kan påverka utbyggnaden och det gäller att redan idag arbeta för att röja dessa för att skapa rätt förutsättningar på lång sikt. För havsbaserad vindkraft handlar det om liknande problem som för landbaserad kring bland annat motstående intressen av ytanspråk och ett lokalt motstånd. Även det svenska regelverket kring offshoreverksamhet är outvecklat och ett flertal tillstånd krävs från flera olika myndigheter. Det finns behov av förtydliganden i processen och det finns potential till förbättringar och en enklare process.

När det kommer till kärnkraften är det en stor och långsiktig investering att bygga nya reaktorer som innefattar en stor risk för de aktörer som ska investera på grund av den långa återbetalningstiden. En förutsättning är därför att det finns en politisk enighet eller acceptans för att kärnkraften har en plats i elsystemet under lång tid, samt grundläggande långsiktiga spelregler. Även dagens regelverk behöver ses över för att anpassas för nya reaktortekniker som SMR. Både för havsbaserad vindkraft och kärnkraft som inte har byggts i Sverige i någon större utsträckning eller på väldigt länge så är kompetensförsörjning en viktig förutsättning för att möjliggöra en utbyggnad.

### **8.2.3 Elnät, flexibilitet och effektiv energianvändning har betydelse för utbyggnaden av elproduktion**

Inte enbart utbyggnaden av elproduktion men också en förstärkning av dagens elnätinfrastruktur, högre flexibilitet i elanvändningen, samt energieffektivisering

---

<sup>112</sup> Energimyndigheten (2022), Vindkraftens tillstånd 2021 – Analys av statistik över tillståndsgivna och icke tillståndsgivna vindkraftverk 2014-01-01 – 2021-06-30, ER 2022:16.

är viktiga möjliggörare för att kunna möta ett ökande elbehov. Elnätet på olika spänningsnivåer tillåter transmission och distribution över geografiska områden. Det är inte bara nödvändig för att balansera efterfrågan och produktion vid alla tidpunkter, men möjliggör samtidigt att bygga ny elproduktion där det finns bästa förutsättningar och lönsamhet.

Flexibilitet möjliggör en mer effektiv energi-, resurs- och effektanvändning och har potential att minska den totala mängden ny elproduktion och nätkapacitet som behövs för att lyckas med omställningen till ett klimatneutralt energisystem. Flexibilitet och energieffektivisering kan vanligtvis realiseras på kortare tidsskalor än ledtider för nätutbyggnad. Framför allt på kort sikt är dessa viktiga för att inte begränsa möjligheterna för energiomställningen, elektrifieringen och tillväxt. Flexibilitet kan tillhandahållas genom flexibel elproduktion, flexibilitet inom användningen av el eller energilagring. Ändamålsenliga incitament kopplade till när och var flexibilitet är av störst värde möjliggör affärsmodeller för olika aktörer som kan vara flexibla. Flexibilitet, är en viktig förutsättning för en högre andel väderberoende elproduktion i elsystemet. Oavsett utvecklingsväg kommer utbyggnad av vind- och solkraft fortsätta. Energieffektivisering är lika viktigt som flexibilitet för en fortsatt elektrifiering. De möjliggör en resurseffektiv omställning av Sveriges energisystem, samt kan minska påverkan av pris och tillgänglighet av el för elintensiva branscher och aktörer.

#### **8.2.4 Flera hinder behöver röjas för att möjliggöra en storskalig utbyggnad av elproduktion**

Som framkommit finns det ett flertal hinder som kan påverka utbyggnaden av elproduktion och i vilken takt det växande elbehovet kan mötas. För att kunna möjliggöra en storskalig utbyggnad av elproduktion behöver dessa hinder röjas och flera förutsättningar behöver komma på plats. Storskaligheten i den omställningen som elektrifieringen innebär skapar fler gemensamma utmaningar än skillnader för olika kraftslag. Nedan redovisas ett antal behovs- och åtgärdsområden som har identifierats för att möjliggöra en storskalig utbyggnad av elproduktionen. Mer detaljerade åtgärder inom de olika områdena finns i rapporten *Utvecklingsvägar för elproduktion*.<sup>113</sup>

- *Komplexa förändringar och storskaliga investeringar kräver långsiktiga spelregler och förutsägbarhet*  
För att möjliggöra en storskalig utbyggnad av elproduktionen krävs en långsiktig stabilitet och en tydlig målsättning för Sveriges omställning. Det skapar bättre förutsägbarhet för investerare, vilket framför allt är viktigt för kapitaltunga investeringar med långa ledtider, som exempelvis kärnkraft. För att skapa långsiktiga spelregler är det också viktigt att det

---

<sup>113</sup> Energimyndigheten (2023), *Utvecklingsvägar för elproduktion*, ER 2023:18.

finns en bred samsyn inom samhället i stort där politiken har en viktig roll för att uppnå detta. Det är därför av betydelse att det finns en gemensam vision för omställningen. Detta kan också underlätta för prioriteringar och avvägningar som kan behöva göras mellan olika intressen.

- *Välfungerande marknader och incitament är en grundförutsättning för en hållbar elförsörjning*  
Utbyggnaden, användningen och lönsamheten för olika typer av elproduktion påverkas av marknader samt ekonomiska incitament. I ett elsystem som i huvudsak ska utvecklas på marknadsmässiga grunder är en välfungerande marknad grunden för ett kostnadseffektivt och leveranssäkert elsystem. Kommande decennier väntas relativt snabba och stora förändringar ske i både elproduktion och elanvändning, som är förenade med stora osäkerheter. Det kommer ställa nya krav på elmarknaden och dess utformning. En kontinuerlig översyn av marknader och incitament behöver säkerställa ekonomiska och administrativa förutsättningar inom till exempel stödtjänst- eller flexibilitetsmarknader. I ett hållbart energisystem bör alla positiva och negativa effekter internaliseras i prissättningen eller i regelverk.
- *Regelverk kan behöva ses över för att möjliggöra en storskalig utbyggnad* Regulatoriska förutsättningar har stor betydelse för hur snabbt och i vilken omfattning ny elproduktion kan byggas ut. För att möjliggöra en storskalig utbyggnad av elproduktion finns det behov av att förändra regelverk och processer för att korta ledtider, öka förutsägbarhet och åstadkomma teknikneutralitet. I grunden behöver lagstiftning kopplad till tillståndsgivning vara präglad av tolerans för påverkan och på ett tydligare sätt acceptera förändringar i den lokala miljön än vad som är fallet idag. Specialbestämmelser för olika kraftslag bör undvikas, samtidigt finns ett stort behov av att utveckla processer och lagstiftning för kraftslag där ingen eller mycket liten utbyggnad skett i närtid, så som för havsbaserad vindkraft och kärnkraft.
- *Förbättrat kunskapsläge och information kan bidra till underlag och förståelse*  
Kunskapsstöd och informationsinsatser är viktiga för att öka förståelsen för behovet och nyttan av en utbyggd elproduktion i ett samhällsperspektiv. Informationsdelande kan vara riktat till allmänheten, olika aktörer inom energibranschen, samt tjänstemän och politiker. Myndigheter har ett särskilt ansvar att tillhandahålla korrekt information och kunskapsunderlag som en motvikt mot spridning av desinformation. Det finns ett behov av förbättrade kunskapsunderlag om hur olika



intressen kan anpassas till nya förutsättningar i samband med ny elproduktion, samt hur utbyggnaden av elproduktion i sin tur kan anpassas för att reducera påverkan på människor och miljön. Samtidigt kommer beslut behöva fattas mot bakgrund av existerande fakta även om det alltid kommer finnas behov av mer kunskap för mer välgrundade beslut. För att kunna fortsätta omställningsresan är det viktigt att fortsätta bygga upp kunskap och kompetens genom starka forskningsmiljöer. Forskning kan bidra med kunskapsunderlag för att hantera intressekonflikter och förbättra elsystemets hållbarhet, robusthet och resurseffektivitet. Kunskapsunderlag och kompetenta individer behövs för att samhällets aktörer ska fatta välgrundade beslut.

- *Lokal förankring, acceptans och samexistens är avgörande för att lösa målkonflikter*  
Idag är det en utmaning att skapa förutsättningar för en snabb och storskalig utbyggnad av elproduktionen som är förenlig med andra samhällsintressen. Utbyggnadsprojekt har påverkan på lokal miljö samt närboende. Stöd för kommunal energiplanering samt regional samverkan är verktyg för att förbättra lokal förankring. Utbyggnaden av elproduktion kan behöva göra anspråk på ytor där det finns motstående intressen från exempelvis naturvården, renskötseln och försvaret. Att hitta samexistenslösningar är en viktig förutsättning för att hantera målkonflikter. Det är däremot inte möjligt att uppnå samexistens på alla platser. Politiska avvägningar och prioriteringar mellan olika samhällsintressen kommer vara nödvändiga.
- *En effektiv koordinering och samverkan kan möjliggöra snabbare processer* Elektrifieringen och visionen av ett fossilfritt samhälle rör många olika aktörer. För att utvecklingen och omställningen ska kunna ske på ett effektivt sätt är koordinering och samverkan mellan olika aktörer och sektorer viktigt. Helhetssyn och samordning kan underlätta att definiera roller och ansvarsområden inom till exempel utformningen av flexibilitetmarknader och tjänster. En tydlig målbild möjliggör för olika aktörer att utföra sin planering i enklang med framtida utvecklingar. Effektiv koordinering kan också vara viktiga verktyg för att förkorta prövnings- och tillståndprocesser. Detta kan uppnås genom att samordna prövningsregelverk och ansökningsförfaranden samt att effektivisera arbetsprocesser. En ökad samverkan mellan aktörer är även en förutsättning för att hitta samexistenslösningar. Här kan olika samarbetsplattformar samt pilot-och demoprojekt bidra.
- *Kompetens- och resursförsörjning är avgörande i framtiden*  
En storskalig utbyggnad av elproduktion kommer innebära ett stort



behov av både kompetens och resurser. Dels kommer nya kompetenser behövas och nuvarande kompetens kan komma att användas på nya sätt. Behovet kommer vara stort både i omfång och typer av kompetenser. Det är en utmaning för både företag inom olika branscher, samt för berörda myndigheter. Utbyggnaden kommer innebära en ökad mängd tillståndsansökningar samt ärenden att hantera, inte bara för elproduktion men också för elnät och elanvändning. Detta innebär att tillräckliga resurser och kompetens hos olika myndigheter är avgörande. Elektrifieringen innebär också att det uppstår en konkurrens om samma typ av kompetenser mellan olika branscher. För att kompetensbrist inte ska bli ett hinder för elektrifiering och storskalig utbyggnad av elproduktion har tre huvudblock identifierats; breddad rekryteringsbas, relevant utbildningssystem och attraktiv arbetsplats. Dessa förutsättningar för kompetensförsörjning kommer Energimyndigheten arbeta vidare med tillsammans med berörda aktörer inom uppdrag att samordna kompetensförsörjning för elektrifieringen.

En storskalig utbyggnad av elproduktion innebär också ett ökat behov av olika innovationskritiska metaller och mineraler för exempelvis produktion av batterier, solceller och vindturbiner. Ett högt tempo i omställningen samt en global konkurrens för råvaror gör det viktigt att säkra försörjningen av kritiska råvaror för att undvika flaskhalsar i leverantörskedjor och förseningar av utbyggnadsprojekt. Vad gäller ändliga resurser och hållbarhet är resurseffektivitet, återvinning och cirkulärt omhändertagande centralt. Däremot kommer återvinning endast till mycket begränsad del ha betydelse för att fylla behovet av elektrifieringens nödvändiga metaller och mineral.<sup>114</sup> Inom EU finns flera initiativ, bland annat *Raw materials act*, vilket syftar till att minska riskerna och ta vara på egna möjligheter till råvaruförsörjning och bygga upp förädlingskedjor.<sup>115</sup>

### 8.3 Bedömning av elnätets uppbyggnad

Det finns ett tydligt behov av ökad överföringskapacitet i transmissionsnätet för att möta den stora mängden ny elproduktion och den ökade elektrifieringen, samt ett betydande behov av förnyelse av det redan existerande lednings- och stationsnätet. Följden av detta är att Svenska kraftnät kommer att behöva investera mycket kraftigt i bl.a. nya kraftledningar.

---

<sup>114</sup> Flera ämnen idag finns endast i begränsad omfattning i råvarusystemet, samtidigt som vi går in i en exponentiell fas av användningen samt att metoder för återvinning behöver utvecklas eller kommersialiseras.

<sup>115</sup> European Commission, Critical raw materials, *European Commission*. Critical raw materials (europa.eu) (Hämtad 2023-05-17)

Den långsiktiga utformningen av vårt kraftsystem och balansen mellan olika typer av elproduktion, elnät, efterfrågefleksibilitet och lagring tillsammans påverkas av politiska beslut, teknikutveckling och marknadsförutsättningar. Svenska kraftnäts roll i detta är att säkerställa ett robust och driftsäkert kraftsystem med tillräcklig överföringskapacitet på transmissionsnätet och att utveckla nätet genom att finna balansen mellan samhällsnytta och påverkan på vår omgivning.

### **8.3.1      Åtgärder för framtida elförsörjning**

Transmissionsnätet i Sverige består till övervägande del av stationer och luftledningar för växelström, och drivs med 400 kV och 220 kV spänning. Samtidigt som vi möter nya behov i transmissionsnätet, till exempel av ökad kapacitet för nya anslutningar eller ökat uttag, behöver vi upprätthålla driftsäkerhet och elkvalitet. Att förstärka nätet genom uppgradering av befintliga ledningar eller genom att bygga nya luftledningar har här varit ett driftsäkert och kostnadseffektivt sätt att möta de behov som funnits.

Luftledningstekniken är både driftsäker och kostnadseffektiv, medan markförlagd kabel har fördelar i och med minskade intrångseffekter och ökad framkomlighet. Av tekniska, driftsäkerhetsmässiga och samhällsekonomiska skäl är markkabel dock sällan ett realistiskt alternativ för högre spänningsnivåer. Förväntan hos allmänheten på storskalig kablifiering av elnätet på de högsta spänningsnivåerna, eller långtgående krav på utökade utredningar av detta, riskerar att förlänga tillståndprocesserna.

Det finns även andra åtgärder som kompletterar Svenska kraftnäts verktygslåda för att utveckla transmissionsnätet. Dynamisk ledningsrate, så kallad Dynamic Line Rating (DLR), och högtemperaturlinor är exempel på åtgärder som kan öka överföringsförmågan i en befintlig ledning eller genom linbyte i befintliga stolpar. I särskilda fall kan situationer uppstå som kräver kortsiktiga åtgärder, till exempel att förbereda automatik för produktionsfrånkoppling, innan permanenta lösningar med bibehållen driftsäkerhet kan komma på plats.

En annan typ av åtgärder är sådana som i vissa fall kan avhjälpa kapacitetsbrist till tätorter genom lokalt ökad produktion eller minskad förbrukning. Genom sådana avhjälpande åtgärder under kritiska timmar, kan efterfrågan på el hos befintliga eller tillkommande kunder mötas. Den flexibla produktionen eller elanvändningen skulle kunna avtalas bilateralt eller genom flexibilitetsmarknader. För att kunna använda sig av denna typ av resurser kan det dock krävas att det finns en långsiktighet i tillgängligheten, samt i vissa fall en direkt styrning när åtgärder behöver vidtas i driftskedet.

Svenska kraftnät ser att alla dessa åtgärder kommer att behövas för att lösa de utmaningar vi står inför.

Frågan om lämpliga åtgärder för att möta behoven i kraftsystemet innehåller också en strategisk aspekt. Dels finns det fördelar när enhetliga eller likartade lösningar kan användas flera gånger, exempelvis i planering, drift och förvaltning, jämfört med om kraftsystemet innehåller ett stort antal lösningar med exempelvis riskbaserad överföringskapacitet, fränkopplingsautomatik och avtalad flexibilitet. Dels finns aspekten med att bygga tillräckligt robust inför den energiomställning vi ser komma och med tanke på kraven som ställs utifrån ett totalförsvarsperspektiv. Svenska kraftnät utgår från scenarier och prognoser i den långsiktiga planeringen, men sannolikheten att scenarierna inte kommer träffa helt rätt, särskilt på lokal nivå, får anses ganska hög. Ett nät med utbyggd fysisk kapacitet är då mer robust än ett nät med större inslag av alternativa åtgärder.

### **8.3.2 Behovet i de olika elområden**

#### **Elområde SE1**

Elområde SE1 omfattar hela Norrbottens län och delar av Västerbottens län. Härifrån finns förbindelser mot norra Finland och mot norra Norge. Inom elområde SE1 rinner Luleälven och Skellefteälven som mynnar ut vid Luleå respektive Skellefteå.

Ny industri samt omställning av befintlig industri förväntas öka effektbehovet kraftigt inom området. I samband med detta förväntas överföringsförmågan till området att behöva ökas samt att ny produktion tillkommer.

#### **Elområde SE2**

Elområde SE2 omfattar Jämtlands, Västernorrlands och delar av Dalarnas, Gävleborgs och Västerbottens län. Här rinner bland annat Umeälven, Ångermanälven och Indalsälven. Från SE2 finns två förbindelser över till Norge i väst.

I SE2 har vindkraftsproduktionen ökat stadigt de senaste åren och de förväntas inte ansluta lika mycket framöver. Flera större städer såsom Östersund, Sollefteå, Sundsvall och Umeå förväntas öka sin förbrukning i och med ny industri.

#### **Elområde SE3**

Elområde SE3 omfattar större delen av mellersta Sverige. Hit hör Stockholms, Uppsala, Västmanlands, Örebro, Södermanlands, Östergötlands, Värmlands, Gotlands och Västra Götalands län samt delar av Dalarnas, Gävleborgs, Hallands, Jönköpings och Kalmar län. I SE3 ligger åtta av landets tio största

städer: Stockholm, Göteborg, Uppsala, Västerås, Örebro, Linköping, Jönköping och Norrköping. Samtliga tre svenska kärnkraftverk ligger också i SE3.

Från SE3 utgår de två likströmsförbindelserna Fenno-Skan 1 och 2 till Finland, två växelströmsförbindelser över det så kallade Hasle-snittet till Norge (NO1) samt de två likströmsförbindelserna Konti-Skan 1 och 2 till Jylland (DK1).

Landbaserad vindkraft och solkraft förväntas öka inom området under perioden. Längs kusterna kan det på längre sikt bli aktuellt att ansluta havsbaserad vindkraft.

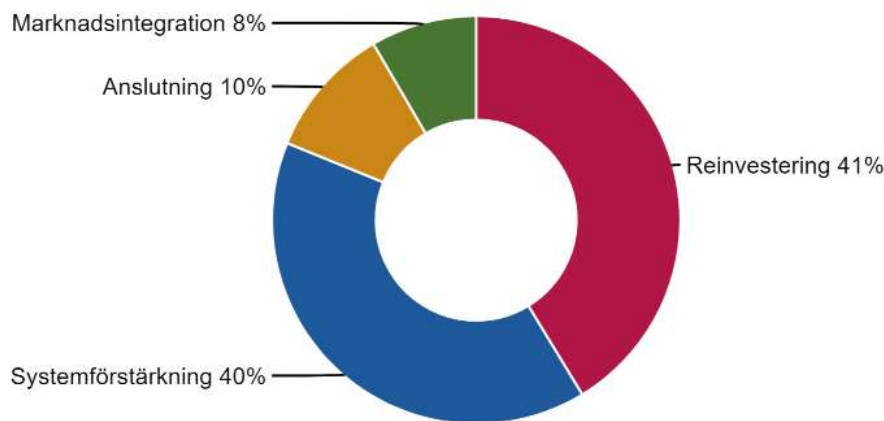
#### Elområde SE4

Elområde SE4 omfattar Skåne, Blekinge och delar av Kalmar, Kronobergs och Hallands län. En stor del av förbrukningen sker i regionen kring Malmö och Lund samt i städerna längs kusten: Helsingborg, Ystad, Trelleborg, Karlskrona och Kalmar. I norr utgörs Snitt 4 av fem 400 kV-ledningar. Snittet går i en linje från söder om Oskarshamn på östkusten till söder om Varberg på västkusten. Från SE4 utgår fyra utlandsförbindelser. Det är två 400 kV-växelströmskablar till Själland (DK2), likströmsförbindelsen Baltic Cable till Tyskland, likströmsförbindelsen SwePol Link till Polen samt likströmsförbindelsen NordBalt till Litauen.

Kommande åren förväntas ett betydande tillskott av förnyelsebar produktion i form av landbaserad vindkraft och solkraft. På lite längre sikt kan en större mängd havsbaserad vindkraft anslutas i området.

#### **8.3.3 Uppföljning av transmissionsnätsinvesteringar**

Nätutvecklingen sker utifrån fyra huvudsakliga drivkrafter: reinvesteringar, anslutningar, systemförstärkningar och marknadsintegration. Deras respektive andel av Svenska kraftnäts totala investeringsvolym under den kommande tioårsperioden visas i Figur 35 nedan. Reinvesteringar och systemförstärkningar utgör ungefär 40 procent var av investeringsvolymen och resterande knappt 20 procent utgörs av marknadsintegration och anslutningar.

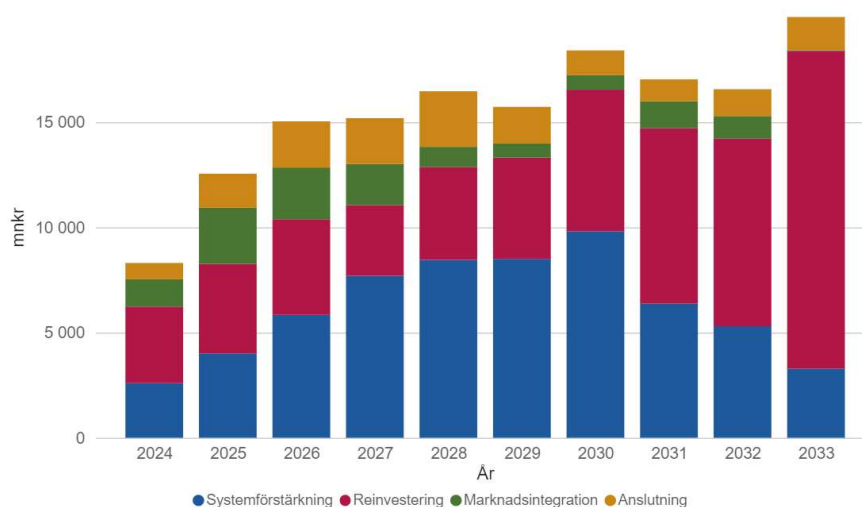


Figur 35 Uppdelning av drivkrafter för nätutveckling baserat på investeringsvolymen 2024–2033.

Stora delar av transmissionsnätet är nära att uppnå sin tekniska livslängd, vilket innebär att reinvesteringsbehovet är fortsatt stort. För att fortsätta ha ett person- och driftsäkert transmissionsnät och för att kunna överföra den mängd el som samhället önskar, behöver vi inte bara bygga ut transmissionsnätet utan också förnya många ledningar och stationer innan de blir för gamla. Flera av de stora åtgärds paket vi genomför är till stor del drivna av ett underliggande reinvesteringsbehov i nuvarande nät, men i många fall innebär en förnyelse som primärt sker av åldersskäl också att den nya ledningen ger ökad överföringskapacitet. Investeringspaketet NordSyd är ett exempel på där Svenska kraftnät ersätter åldrade ledningar i behov av förnyelse med en helt ny nätstruktur som är bättre anpassad till att möta dagens och framtidens behov.

Att elbehovet i Sverige förväntas öka kraftigt under de kommande åren styrks av att mängden anslutningsansökningar till Svenska kraftnät stadigt ökar. I flera delar av landet, framförallt i norra Sverige, förväntas exempelvis det totala effektbehovet kraftigt överstiga vad som konsumeras idag om alla förfrågningar om anslutning av last blir verklighet. Ytterligare en drivkraft till att bygga ut transmissionsnätet är att möjliggöra anslutning av mer förnybar elproduktion och se till att den kan transporteras vidare både inom och utanför Sverige.

Ett påtagligt och snabbt ökat elbehov, ett stort intresse för att ansluta mer elproduktion samt ett åldrande transmissionsnät utgör några av de största övergripande drivkrafterna för nätinvesteringarna idag och under de kommande tio åren.



Figur 36 Svenska kraftnäts prognos för investeringstakten per behovsområde till 2023

I de siffror som presenteras i Figur 36 ingår både projekt som är beslutade och projekt som är under övervägande. Det är värt att notera att de exakta siffrorna är baserade på den nuvarande planeringen av projekten. Dessa planer kan påverkas av såväl interna som externa faktorer. Exempelvis kan behoven för en ny station ändras och göra att nybyggnationen av stationen tidigareläggs eller senareläggs utifrån de nya förutsättningarna. Då påverkas även utgifterna för projektet eller projekten som är kopplade till den stationen.

## 9 Plan för uppföljningsarbetet 2024

I det här tabellen listas aktiviteter som har identifierats i uppdraget och som vi bedömer är relevanta att utveckla vidare för redovisningen 2024.

Tabell 7 Aktiviteter relevanta att utveckla vidare för redovisningen 2024

Aktivitet	Ansvarig
Uppföljning av samordningen för kompetensförsörjningen	Energimyndigheten
Uppföljning av energieffektivisering	Energimyndigheten
Uppföljning av uppdraget att främja flexibilitet	Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten, Svenska kraftnät
Samlade indikatorer (smarta nät och energilager) och beräkning av aggregerad kapacitet för energilager.	Energimarknadsinspektionen
Följ upp indikatorn för elnätskapacitet och ta fram ytterligare indikatorer	Svenska kraftnät
Kvantifiering av elektrifieringens effekter på utsläppen av växthusgaser	Energimyndigheten och Naturvårdsverket

Utöver ovanstående tabell bevakas kommande uppdrag och omvärldsförändringar.