

# BATTERI- RAPPORTEN 2024

# VARFÖR EN BATTERIRAPPORT?

Tanken på att ta fram en Batterirapport kom redan för ett par år sedan. Det finns ett så stort behov av att förmedla hur och varför energilagring är så avgörande för övergången till ett förnybart energisystem. För det behövs en längre skrift, eftersom problemen och lösningarna är mångfasetterade och komplexa på många plan: tekniskt, socialt och juridiskt. Dessutom finns historisk kontext att ta hänsyn till, samt framtidsprognoser om inlärningskurvor, prisutveckling, marknadsreglering och lagstiftning.

**Om jag ska välja en fråga** att lyfta lite extra blir det den om elnät, kapitel 5 i rapporten. Hur kapaciteten i elnäten ska räckas till för all el som behöver tillkomma när transportsektorn och industrier ska elektrifieras och vi behöver öka försörjningstryggheten är den stora ödesfrågan för det svenska elsystemet – och batterier är en viktig del av lösningen.

Här måste vi vara smartare än att bara diskutera vem som ska betala för att bygga mer elnät. Vi behöver ta vara på alla flexibilitetsresurser som finns i form av energilagring och laststyrning. Ökad flexibilitet kan i många fall ersätta utbyggnad av elledningar i distributionsnäten och på så sätt både underlätta utbyggnaden av förnybar elproduktion och möjliggöra en stor ekonomisk besparing för hela samhället.

**Ett ofta underskattat** fenomen för att driva samhällsförändring är folkbildning, något jag själv varit involverad i på olika sätt tidigare. När CheckWatt började koppla upp batterilager i villor i december 2022 var det få som kände till det hela tiden måste finnas energireserver som parerar oväntade störningar för att elsystemet inte ska kollapsa. I dag kan tiotusentals personer i Sverige en hel del om detta, och det blir allt fler för varje dag.


På samma sätt tror jag att förståelsen för hur vi bättre kan ta till vara kapaciteten i elnäten kommer öka under de närmsta åren. Ett exempel är att fler energigemenskaper kommer växa fram, där medlemmarna håller extra bra koll på balansen mellan konsumtion och produktion i sitt närområde, den så kallade kollektiva egenanvändningen. Det är ett sätt som kommer bidra med ökat medvetenhet om hur det egna områdets effekttoppar påverkar överliggande nät.

**Vind- och solkraft, batterier** och andra former av energilagring är dessutom energiresurser som främjar demokratisk utveckling. Solceller och batterilager bidrar i såväl liten som stor skala då de kan aggregeras och på så sätt göra stor skillnad i elsystemet. De kan precis som vindkraft uppföras nästan överallt och skapar på så sätt inte geopolitiska spänningar som ett ständigt flöde av fossila bränslen gör. Historien kan visa många exempel där olja, gas eller floder som går att dämna upp har blivit en förbannelse i form av konflikter och miljöförstöring.

En viktig komponent för demokrati är också kunskap, framför allt den breda allmänbildningen. Vi på CheckWatt bidrar genom att tillhandahålla verktygen som gör det möjligt för förnybara energiresurser och batterilager att nå sin fulla potential. Alla tiotusentals kunder som är uppkopplade till vårt virtuella kraftverk blir ambassadörer som visar vad som är möjligt. För att skynda på energiomställningen behövs krafttag från fler.

Med Batterirapporten vill vi ge en bild av hur läget är i de svenska elnäten och vilka åtgärder som behövs för att skynda på energiomställningen.

Jag hoppas du ska tycka den är intressant!



Dan-Eric Archer, vd CheckWatt, maj 2024



# SAMMANFATTNING

Elbehovet väntas öka kraftigt kommande år och på kort sikt är det framför allt vind- och solkraft som kan byggas ut för att möta det ökade behovet av el. Samtidigt bromsas anslutningen av ny elproduktion och nya elkunder av kapacitetsbrist i elnätet.

Batterier kan underlätta utbyggnaden av förnybar el och minska behovet av dyra nätförstärkningar genom att utnyttja det befintliga nätet effektivare. Batterier kan också väsentligt öka leveranssäkerheten i elsystemet genom att tillföra den flexibilitet som krävs både för att säkerställa balans mellan elproduktion och konsumtion varje timme hela året, och för att säkra stabiliteten varje sekund.

Utvecklingen på batterimarknaden går enormt snabbt och den installerade kapaciteten väntas mångdubblas de kommande åren. Det gäller såväl storskaliga batteriparker, installationer i fastigheter och industrier samt mindre hembatterier som ofta kopplas samman till virtuella kraftverk för att agera som en gemensam resurs som skapar nytta både för batteriägaren och elsystemet.

De senaste åren har utvecklingen drivits på av god lönsamhet för batteriägare som erbjuder stödtjänster till Svenska kraftnät. I takt med att marknaderna utvecklas kommer batterier även att vara centrala för att sänka kostnaderna för obalanser på elmarknaden och för att öka flexibiliteten i elnätet.

Globalt fanns det 45 GW installerad batterikapacitet 2022, en siffra som enligt internationella energirådet IEA kan vara över 1 000 GW år 2030. I Europa väntas kapaciteten öka från cirka 10 GW till 100–200 GW år 2030. Detta underlättar för den förväntade kraftiga ökningen av andelen sol- och vindkraft.

Enligt CheckWatts prognos ökar kapaciteten i Sverige med 400 procent bara under 2024, från 440 MW till omkring 2 200 MW. Ökningen är relativt jämnt fördelad mellan hembatterier, batterier i fastigheter och industri samt storskaliga batteriparker. Till 2030 kan batterikapaciteten i Sverige öka till 6–10 GW, baserat på utvecklingen i Europa.

## En elhandel i balans

”Vad gör vi när det inte blåser?” är en av energidebattens vanligaste frågor när andelen vind- och solkraft ökar. Svaret är flexibilitet och med batterier minskar kostnaderna för de obalanser som uppstår.

### Flexibilitet är billigare än ny kärnkraft

Med en kombination av lagring, flexibel produktion och flexibel förbrukning kan efterfrågan på el mötas varje timme, hela året, även med en helt förnybar elproduktion – och det skulle kosta 18 miljarder kronor mindre per år än ett elsystem med 9 GW kärnkraft, enligt en studie från Chalmers. Batterier är särskilt väl lämpade för att hantera små variationer som inträffar ofta, tack vare sin höga verkningsgrad för laddning och urladdning.

### Batterier sänker kostnaderna för obalanser

När elhandlare och elproducenter köpt och sålt el på elmarknaden utifrån sina prognoser för det kommande dygnet, hanterar Svenska kraftnät de obalanser som ändå uppstår. Behovet av reserver för detta väntas nästan dubbleras mellan 2025 och 2035, och trefaldigas till 2045. Batterier som upphandlas på elbörsens dagen före-marknad eller intradag-marknad kan spela en nyckelroll för att reducera obalanserna och kostnaderna för dessa, vilket i sin tur minskar kostnaderna för alla elkonsumenter.

## Ett stabilare elsystem

Ett elsystem måste hantera alla avvikelser mellan produktion och konsumtion ner på tiondelar av en sekund och samtidigt vara berett att hantera stora störningar, som exempelvis när ett kärnkraftverk snabbstoppas. Annars ökar eller minskar frekvensen, i värsta fall med strömavbrott som följd.

### Batterier upprätthåller frekvensen

För att hantera frekvensavvikelser på sekund- och minutnivå upphandlar Svenska kraftnät ett flertal olika typer av stödtjänster. Batterier är snabba och exakta i sin reglering och kan bidra till samtliga stödtjänster. Redan i dag spelar de en nyckelroll när det gäller de snabba reserver som krävs för att hantera exempelvis snabbstopp i ett kärnkraftverk eller störningar i situationer med låg mängd rotationsenergi.

### Batterier sänker kostnader för stödtjänster

De totala kostnaderna för stödtjänster uppgick 2023 till drygt 6 miljarder kronor och behovet av stödtjänster väntas öka kraftigt. Det är värt att notera att kostnaderna för att hantera bortfall av större produktionsenheter (till exempel kärnkraft) var nästan lika stora som för de stödtjänster som hanterar obalanser mellan produktion och förbrukning och vindkraftens variationer. Den snabba utbyggnaden av batterikapacitet kan bidra till att pressa kostnaderna för samtliga stödtjänster.

## Ett effektivare elnät

Investeringsbehovet i elnätet beräknas uppgå till uppåt 1 000 miljarder kronor till 2045. Enbart behoven i region- och lokalnäten fram till 2030 motsvarar omkring 20–25 öre/kWh, utslaget på all elanvändning.

### Batterier minskar investeringsbehovet i elnätet

Elnätens fulla kapacitet utnyttjas enbart under ett fåtal av årets timmar, när belastningen är som allra högst. Med batterilager kan topparna sänkas genom att inmatning eller uttag flyttas till de tider då överföringen är lägre, vilket gör att mer elproduktion och nya elanvändare kan anslutas snabbare. Samtidigt kan viss nätutbyggnad helt undvikas och kostnaderna för elanvändarna därmed minska markant.

### Batterier avhjälper lokala flaskhalsar

Lokal kapacitetsbrist i elnäten kan hanteras genom exempelvis lokala flexibilitetsmarknader, där tjänster från batterier och andra flexibla resurser handlas för att öka eller minska effektuttaget. Ett annat verktyg är villkorade avtal där uttag och inmatning begränsas för nätkunden under ansträngda situationer. Batterier kan då användas som back-up. I båda fallen krävs tydliga regelverk, incitament och standardiseringar för att denna potential ska kunna nyttjas fullt ut.

# Fem förslag från CheckWatt

Batterier har stor potential att bidra till ett leveranssäkert och kostnadseffektivt elsystem, CheckWatt har fem förslag för att främja utvecklingen:

1

## Inför en självständig BSP-roll.

Uppdelningen av balansansvaret i rollerna balansansvarig part (BRP) och leverantör av balanstjänster (BSP) måste omedelbart genomföras fullt ut, med en oberoende BSP-roll som tar eget ekonomiskt ansvar för sina obalanser utan krav på avtal med en BRP-aktör.

2

## Säkerställ lika konkurrens för batterietableringar

Enligt ellagen får företag som äger elnät inte också äga, utveckla, förvalta eller driva energilager. Regeringen behöver tydliggöra att lagen inte får kringgås genom att lägga batteriverksamheten i ett systerbolag, så att konkurrensen inte snedvrids genom informationsövertag som monopol på elnätsverksamheten innebär.

3

## Ändra skyndsamt i elnätsregleringen

Nuvarande reglering, som gynnar nätbolagens investeringar i elnätet och driver upp kostnaderna för elkonsumenterna, måste ändras så att regleringen i stället främjar ett effektivt nyttjande av existerande och nya energiresurser.

4

## Etablera en elmarknadshubb

Regeringen bör ge Svenska kraftnät i uppdrag att implementera en elmarknadshubb som möjliggör konkurrens på lika villkor, där alla leverantörer av flexibilitet ges samma förutsättningar att få tillgång till relevanta data.

5

## Inför standardiserade villkorade avtal och nättariffer

Energimarknadsinspektionen bör ta fram förslag för tydligare regelverk och standardiserade avtalsformer för både villkorade avtal och tariffer som främjar en ökad flexibilitet och säkerställer likvärdiga förhållanden i hela landet.

# INNEHÅLL

<b>1.</b>	<b>Inledning</b>	<b>7</b>
<b>2.</b>	<b>Det nya elsystemet</b>	<b>8</b>
2.1	Ökat elbehov och ökad andel förnybar el	8
2.2	Kapacitetsbrister i elnätet	9
2.3	Batteriernas roll i det nya elsystemet	10
2.4	Virtuella kraftverk och smart styrning	11
2.5	Flexibilitet på tre nivåer	12
<b>3.</b>	<b>Batteriernas roll för en elhandel i balans</b>	<b>13</b>
3.1	Balans i varje timme, hela året	13
3.2	Minskade obalanser på elmarknaden	14
<b>4.</b>	<b>Batteriernas roll för ett stabilare elsystem</b>	<b>16</b>
4.1	Stödtjänster säkrar driftsäkerheten	16
4.2	Hantering av låg rotationsenergi	19
4.3	Volymbehov av stödtjänster	20
4.4	Kostnader och ersättning för stödtjänster	23
4.4.1	God lönsamhet för batteriägare	25
<b>5.</b>	<b>Batteriernas roll för effektivare elnät</b>	<b>26</b>
5.1	Batterier för att avhjälpa flaskhalsar	26
5.2	Lokala flexibilitetsmarknader	30
5.3	Villkorade och bilaterala avtal	31
5.4	Effektivare tariffstrukturer	31
<b>6.</b>	<b>En robustare elförsörjning med ödrift</b>	<b>32</b>
<b>7.</b>	<b>Snabb utveckling på batterimarknaden</b>	<b>33</b>
7.1	Utvecklingen globalt	33
7.2	Utvecklingen i Europa	35
7.3	Utvecklingen i Sverige	36
7.3.1	Prognos för 2024	38
7.3.2	Utvecklingen till 2030	39
7.4	Sjunkande kostnader och bredare råvarubas	40
	<b>Fem förslag från CheckWatt</b>	<b>41</b>



CheckWatt är Sveriges största oberoende aggregator av flexibla energiresurser. Vi vill bidra till ett stabilt, förnybart energisystem genom smart styrning av energiresurser i form av batterilager, solkraft, vindkraft och elbilsaddare. Företag och hushåll kan genom vårt virtuella kraftverk Currently maximera lönsamheten för sina batterilager genom att sälja stödtjänster till Svenska kraftnät och effektivisera nyttjandet av elnätet i lokala flexibilitetsmekanismer. CheckWatt har kontor i Stockholm och Göteborg.

# 1. INLEDNING

Batterier med smart styrning kan avhjälpa flaskhalsar i elnätet och höja driftsäkerheten i elsystemet till helt nya nivåer. Smart styrning av flexibla resurser möjliggör mer vind- och solkraft, minskar behovet av dyra elnätsförstärkningar och ger en snabbare elektrifiering av industri och transporter.

Redan i dag bidrar batterier i stor utsträckning när elnätet svajar, till exempel när en kärnkraftsreaktor snabbstoppas eller det blir ett fel på en större elledning. Då faller eller stiger frekvensen i elnätet snabbt vilket i värsta fall kan det leda till omfattande strömavbrott. I dag är det bland annat batterier som snabbt aktiveras och bidrar till att hålla frekvensen i elnätet.

En annan utmaning är att kapaciteten i elnätet lokalt på många håll i landet inte räcker till när elproduktionen eller elanvändningen är som högst. Att bygga ut eller förstärka elnätet är dyrt och tar lång tid. I dag kan batterier användas för att flytta inmatning eller uttag av el till tider då överföringen är lägre. Det gör det möjligt att ansluta både mer elproduktion och fler elanvändare till elnätet.

Utvecklingen drivs av snabbt fallande priser på batterier, ny smart teknik för styrning av flexibla resurser och en god lönsamhet för batteriägarna. Utvecklingen går hisnande snabbt med kraftigt ökade installationer hos hushåll, i fastigheter och industri och av storskaliga batterilager.

I denna rapport beskriver vi vad batterilager betyder för den framtida utvecklingen av elsystemet samt hur marknaden utvecklas. Till sist lämnar vi fem förslag för att främja utvecklingen och maximera nyttan för elsystemet, elektrifieringen av samhället och klimatomställningen.

## 2. DET NYA ELSYSTEMET

### 2.1 Ökat elbehov och ökad andel förnybar el

Den pågående elektrifieringen av industrin och transporterna för att ersätta fossila bränslen och råvaror, i kombination med befolkningsökning, urbanisering och digitalisering, kommer att leda till ett kraftigt ökat elbehov. Enligt regeringen bör Sverige planera för att kunna möta ett elbehov om minst 300 TWh år 2045.<sup>1</sup>

Flera rapporter pekar på ett kraftigt ökat elbehov redan på kort sikt. Svenska kraftnät bedömer att elanvändningen kan öka från 144 TWh 2023 till 188 TWh redan till 2027<sup>2</sup> medan Energimyndigheten, Svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen och Trafikverket i en gemensam rapport räknar med en elanvändning på upp till 210 TWh år 2030<sup>3</sup>. Basindustrins energisamarbete, SKGS, gör bedömningen att elbehovet uppgår till 229 TWh år 2030, där enbart industrins elbehov ökar med 72 TWh mellan 2023 och 2030.<sup>4</sup>

På kort sikt är det framför allt vind- och solkraft som kan byggas ut för att möta det ökade elbehovet, både på grund av att kraftslagen har lägst kostnader och för att ledtiderna för utbyggnad är kortare än för exempelvis kärnkraft.

- Landbaserad vindkraft väntas enligt Svensk Vindenergi öka från 34,5 TWh 2023 till 56 TWh år 2026 och 76 TWh år 2029.<sup>5</sup>
- Havsbaserad vindkraft kan öka med 10 TWh till 2029, enligt Svensk Vindenergi, om de tillståndsgivna parkerna Kriegers Flak, Kattegatt Syd och Galene realiserar. Om hälften av de havsbaserade projekten i tillståndsprövning får tillstånd, kan ytterligare 82 TWh tillkomma till 2035.<sup>6</sup>
- Enligt Energimyndigheten väntas solkraften öka till 9 TWh 2027<sup>7</sup>, från 3 TWh 2023. Men potentialen är betydligt större och enligt Svensk Solenergi kan solkraft på tak och mark öka till 30 TWh 2030.<sup>8</sup>
- Även om regeringen vill prioritera utbyggnad av ny kärnkraft, innebär de långa ledtiderna att ny kärnkraft är osannolik inom de närmaste 10–15 åren. Det finns dessutom frågetecken kring om ny kärnkraft skulle kunna vara ekonomiskt konkurrenskraftig jämfört med solkraft och vindkraft i kombination med lagring och flexibilitet.
- Det finns viss potential att öka biobränslebaserad kraftvärme och vattenkraft, men i jämförelse med sol- och vindkraft är den begränsad.

Den ökade andelen variabel förnybar elproduktion kräver en ökad flexibilitet i elsystemet för att hantera variationer i tillgången till vind och sol. Samtidigt kommer det uppstå situationer när vind- och solkraft står för en mycket hög andel av elproduktionen, till exempel under blåsiga, soliga sommardagar när förbrukningen är låg. Då finns det mindre så kallad rotationsenergi i systemet (se avsnitt 4) och en lägre inneboende tröghet, vilket gör systemet mer känsligt för störningar. Dessa situationer kommer att uppstå oavsett om ny kärnkraft tillkommer på sikt eller inte. Eftersom vind- och solkraft har så låga rörliga kostnader producerar de som princip alltid el när det blåser eller solen skiner, samtidigt som kärnkraften generellt utför sina revisioner under sommaren när förbrukningen är låg.

Utvecklingen av batterier och annan lagring, ökad flexibilitet och styrning av olika resurser ger samtidigt helt nya möjligheter att hantera olika driftlägen, både när det gäller att möta variationer i produktionen på tim-, dygns- och årsbasis och när det gäller att hantera störningar på sekund- och minutnivå.

1 Regeringen, Promemoria, Förslag om nya energipolitiska mål, december 2023

2 Svenska kraftnät, Kortsiktig marknadsanalys 2022, december 2022 samt pressmeddelande

3 Energimyndigheten m.fl., Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering, rapportering 2023, december 2023

4 SKGS, Industrins elbehov ökar med 70 TWh till 2030, april 2023

5 Svensk Vindenergi, Statistik och prognos, tredje kvartalet 2023

6 Svensk Vindenergi, Statistik och prognos, tredje kvartalet 2023

7 Energimyndigheten, Kortsiktsprognos, mars 2024

8 Svensk Solenergi, Solenergi politiskt program, mars 2022

## 2.2 Kapacitetsbrister i elnätet

Parallellt med ett kraftigt ökat elbehov kräver Sveriges ålderstigna elnät betydande investeringar. Detta behövs både för att upprätthålla nuvarande leveransnivå, för att undanröja befintliga flaskhalsar och för att kunna ansluta mer elproduktion och nya elanvändare till elnätet. Energiforsk har uppskattat att kostnaden för att förstärka och bygga ut elnätet uppgår till 400 miljarder kronor till 2030 och 1 000 miljarder kronor till 2045.<sup>9</sup>

Redan i dag bromsas elektrifieringen av bristande kapacitet i elnätet. De långa ledtiderna för att förstärka elnätet gör att den nödvändiga klimatomställningen riskerar att fördröjas, att näringslivets utveckling hämmas och att nya elkrävande företag väljer att etablera sig i andra länder.

Samtidigt utnyttjas nätens fulla kapacitet enbart under ett fåtal av årets timmar, när belastningen är som allra högst. Genom att utnyttja möjligheterna med lagring och flexibilitet kan det befintliga elnätet utnyttjas mycket mer effektivt, så att mer produktion och nya elanvändare kan anslutas snabbare samtidigt som viss nätutbyggnad helt kan undvikas och kostnaderna för elanvändarna därför minska markant.

<sup>9</sup> Energiforsk, Visualisering av Sveriges framtida elanvändning och effektbehov, Rapport 2023:913, januari 2023

## 2.3 Batteriernas roll i det nya elsystemet

Kostnaden för batterilager sjunker snabbt, samtidigt som de möjliga intäkterna för batteriägare ökar, vilket gör att installationerna både i Sverige och globalt ökar lavinartat (se avsnitt 7). Batterier kan installeras på kort tid och modulärt, vilket innebär att de snabbt kan bidra till att lösa olika utmaningar i elsystemet.

Den snabba utvecklingen gör att potentialen för batterier att bidra med flexibilitet underskattas grovt, inte minst när det gäller mindre batterier som ansluts till virtuella kraftverk. Ett exempel på det är att Energimarknadsinspektionen så sent som i december 2023 uppskattar att småskaliga batterier skulle kunna nå en flexibilitetspotential på cirka 50 MWh/h<sup>10</sup> år 2025 och 150 MWh/h år 2030.<sup>11</sup> Det kan jämföras med att enbart CheckWatt vid årsskiftet 2023/2024 hade 63 MW anslutet till sitt virtuella kraftverk (varav cirka hälften i drift för stödtjänster och hälften under förkvalificeringsprocess hos Svenska kraftnät) samt ytterligare cirka 150 MW under driftsättning.

Batterilager kan placeras på olika platser i elsystemet: i transmissionsnätet, i distributionsnätet, i anslutning till produktion eller hos konsumenten. Batterier bidrar med olika nyttor beroende på var de placeras och hur de styrs.

Batteriernas viktigaste egenskaper är att de mycket snabbt kan leverera effekt när och där den behövs, de har en mycket hög verkningsgrad för att ladda och ladda ur och de kan lagra mycket energi i förhållande till sin vikt. Detta gör batterier särskilt väl lämpade att leverera snabba frekvensreglerande stödtjänster och att avhjälpa tillfälliga effekttoppar i elnätet. Batterier är dock mindre lämpade för långtidslagring av stora volymer energi, där bland annat vattenkraft, värmelager och vätgaslager har stora fördelar.

För batteriägaren kan batterier även leverera andra viktiga tjänster. Exempel på sådana är möjligheten att lagra egenproducerad el, energiprisarbitrage (där batterierna laddas när elpriset är lågt och används som strömkälla när priset är högt) och möjligheten att undvika kostnader för höga effektuttag. Dessa tjänster är viktiga även för elsystemet i stort eftersom de minskar belastningen på elnätet. I denna rapporten fokuserar vi på de roller som batterierna mer direkt spelar för att skapa ett driftsäkert och kostnadseffektivt elsystem; hantering av obalanser på elmarknaden, leverans av stödtjänster, avhjälpan av flaskhalsar i elnätet samt bidrag till ett mer robust elsystem genom möjligheter till ödrift.

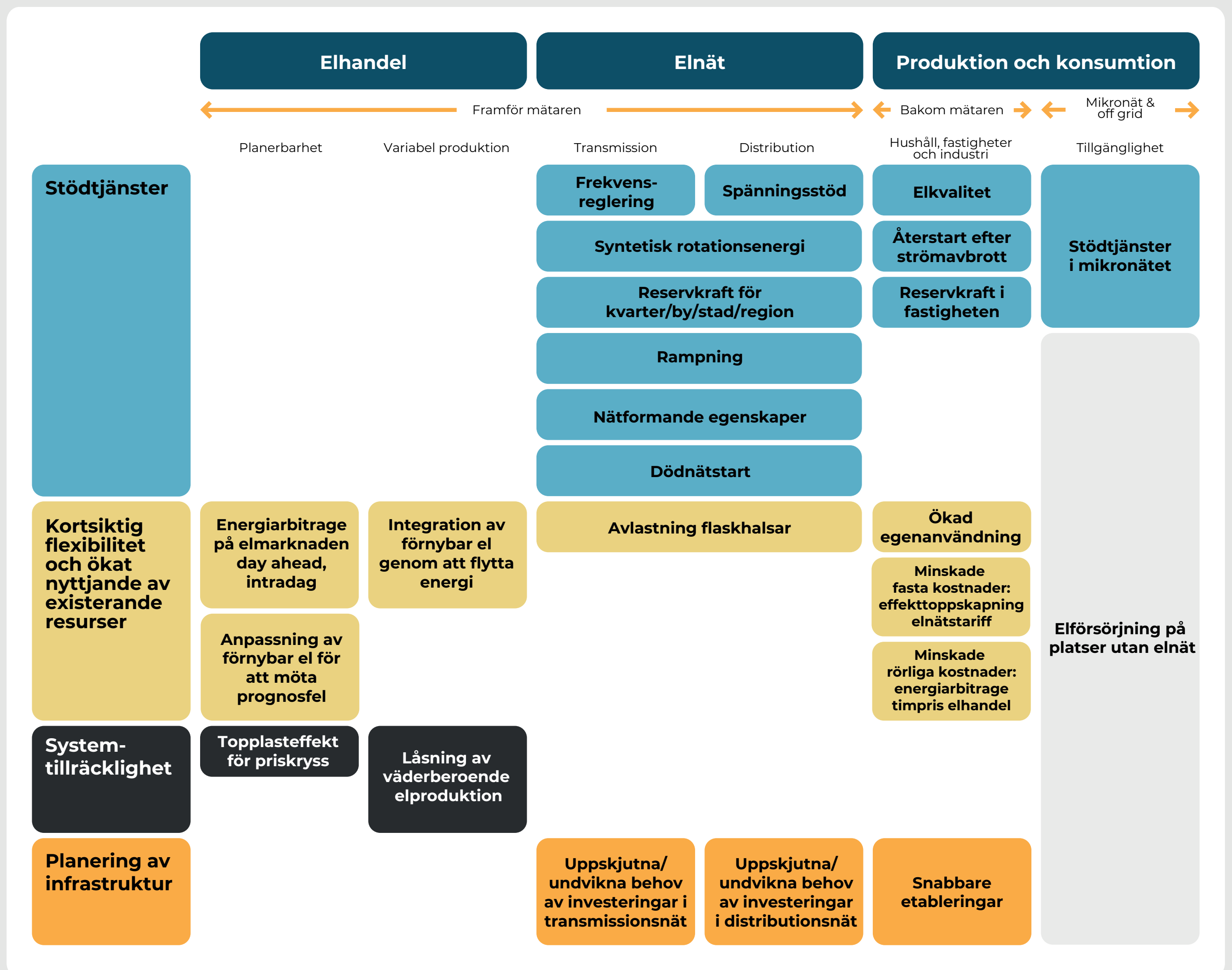
Eftersom batterier är ett så mångfacetterat verktyg som kan fylla många olika funktioner, är det nödvändigt att alla aktörer på marknaden har enkel tillgång till uppdaterade data om elhandelsbolag, nätägare, elhandelsavtal, tariffstrukturer, med mera, så att driften kan optimeras av de hundratusentals batterier som inom några år kommer finnas i elsystemet. Det kan åstadkommas med en elmarknadshubb, ett centralt IT-system för elmarknadens informationsutbyte, något som redan finns i Danmark, Finland och Norge. Att införa en elmarknadshubb även i Sverige är ett av CheckWatts förslag för en effektivare marknad som presenteras sist i rapporten.

10 50 MWh/h innebär att ett batteri kan leverera 50 MWh under en timme, vilket motsvarar en effekt på 50 MW för ett batteri med c-talet 1 (uthållighet en timme, se avsnitt 7.1)

11 [Energimarknadsinspektionen](#), Främjande av ett mer flexibelt elsystem, Deluppdrag 5, Ei R2023:18

## 2.4 Virtuella kraftverk och smart styrning

Genom att digitalt koppla samman många batterier till så kallade virtuella kraftverk kan de agera som en gemensam resurs gentemot exempelvis Svenska kraftnät som upphandlar stödtjänster, på elbörsens dagen före- och intradag-marknad eller på lokala flexibilitetsmarknader. Det innebär att även mindre batterier (liksom värmepumpar, elbilsladdning etc) kan bidra till att skapa olika nyttor för elsystemet och att hushåll och företag kan göra mer lönsamma investeringar i batterilager. Genom smart styrning av sammankopplade, eller enskilda, batterier kan den tjänst som för tillfället skapar störst värde för elsystemet och maximal avkastning för batteriägaren automatiskt prioriteras. I figuren nedanför illustreras att de olika funktioner och nyttor som batterier kan bidra med i elsystemet. Alla de funktioner som finns "framför mätaren" kan levereras genom virtuella kraftverk.



Figur 1. Olika funktioner och nyttor som batterier kan bidra med i elsystemet. Bearbetad figur från IEA<sup>12</sup>.

12 IEA, Batteries and Secure Energy Transitions, April 2024

## 2.5 Flexibilitet på tre nivåer

Energimarknadsinspektionen har delat in behovet och nyttan av flexibilitet i de tre kategorierna **flexibilitet för energi**, **flexibilitet för balansering** och **flexibilitet för överföring**.<sup>13</sup> Flexibilitet för energi handlar om att säkerställa balans mellan produktion och konsumtion på tidsskalan en timme och uppåt och uppnås genom en effektiv elhandel. Flexibilitet för balansering handlar om att skapa ett stabilt elsystem genom balansering på sekund- och minutnivå. Flexibilitet för överföring handlar om att hantera kapacitetsbrister i elnätet och att utnyttja det befintliga elnätet effektivare.

Vi utgår från Energimarknadsinspektionens uppdelning i denna rapport och beskriver i följande avsnitt batteriernas roll inom de tre olika kategorierna – för en elhandel i balans, för ett stabilare elsystem och för effektivare elnät.



**Figur 2.** Kategorierna flexibilitet för energi, flexibilitet för balansering och flexibilitet för överföring i relation till tidsskala. Flexibilitet för överföring har geografisk avgränsning.

<sup>13</sup> Energimarknadsinspektionen, Främjande av ett mer flexibelt elsystem, Deluppdrag 5, Ei R2023:18, december 2023

## 3. BATTERIERNAS ROLL FÖR EN ELHANDEL I BALANS

### 3.1 Balans i varje timme, hela året

”Vad gör vi när det inte blåser?” är en av energidebattens vanligaste frågor när andelen vind- och solkraft ökar. Den motsatta frågan är hur en hög vind- och solkraftproduktion ska hanteras när elförbrukningen samtidigt är låg. I båda fallen är svaret ökad flexibilitet i både produktion och förbrukning samt en kombination av lagringstekniker som kan hantera både kortvariga och långvariga variationer.

I Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys för 2024 visas att risk för effektbrist endast uppstår under 0,1 timmar per år om all modellerad flexibilitet utnyttjas, även i ett fall där en elanvändning på 347 TWh år 2045 möts av enbart förnybar elproduktion.<sup>14</sup> Det är alltså väl under den tillförlitlighetsnorm på 1 timme som regeringen har beslutat om<sup>15</sup>.

I en rapport från Chalmers har konsumtion och produktion simulerats under tre vinterveckor respektive tre sommarveckor.<sup>16</sup> Tre olika fall med en elanvändning på drygt 250 TWh har studerats: ett ”kostnadsoptimalt” fall, ett fall där 22 GW havsvindkraft tvingas in i systemet och ett fall där 9 GW kärnkraft tvingas in. Studien visar att det kostnadsoptimala fallet innebär att elanvändningen möts med enbart förnybar elproduktion, framförallt landbaserad vindkraft, i kombination med flexibilitet och lagring med olika egenskaper när det gäller att hantera stora och små avvikelse med kort eller lång varaktighet. I fallet där 9 GW kärnkraft tvingas in i systemet ökar de totala kostnaderna med cirka 18 miljarder kronor per år.

I figuren nedanför visas i överst en så kallad nettolastkurva för tre vinterveckor i södra Sverige, baserat på historiska och modellerade väderdata timme för timme. Nettolastkurvan är förbrukningen subtraherad med den väderberoende elproduktionen, alltså den efterfrågan som måste täckas med planerbar produktion, energilager eller efterfrågefleksibilitet. Negativ nettolast innebär att den väderberoende elproduktionen överstiger förbrukningen, positiv nettolast innebär att förbrukningen är högre än produktionen. Figuren baseras på fallet med 22 GW havsvindkraft, där elproduktionen består av cirka 70 TWh vattenkraft, cirka 55 TWh landbaserad vindkraft, cirka 125 TWh havsbaserad vindkraft och en mindre mängd solkraft och kraftvärme.<sup>17</sup>

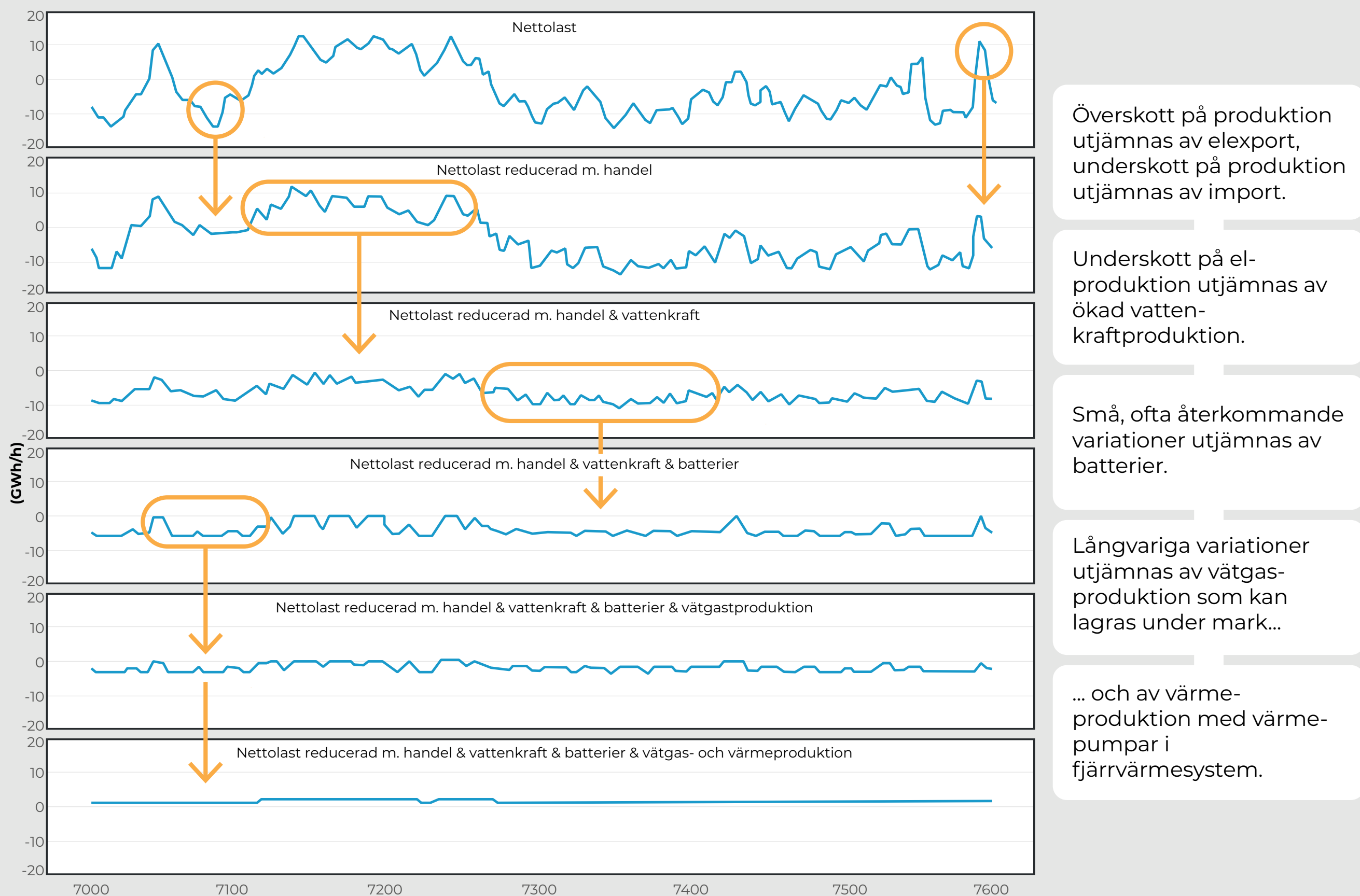
<sup>14</sup> Svenska kraftnät, Långsiktig marknadsanalys för 2024, 26 januari 2024

<sup>15</sup> Regeringen, Regeringen beslutar om en tillförlitlighetsnorm för Sverige, 17 november 2022

<sup>16</sup> Chalmers/Mistra Electrification, Lisa Göransson och Filip Johnsson, Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft – vad är skillnaden?, augusti 2023

<sup>17</sup> I en känslighetsanalys finns även ett fall med omkring 30 TWh solkraft, som också visar att variationerna i produktion kan hanteras med energilager och förbrukningsflexibilitet

I figuren visas hur nettolastkurvan gradvis täcks genom bidrag från import/export med omgivande regioner, vattenkraft, batterier, produktion och lagring av vätgas samt produktion och lagring av värme, så att lasten slutligen möts alla timmar. Den lilla kvarvarande avvikelsen i nettolast längst ner motsvarar elproduktion i kraftvärmeanläggningar.



**Figur 3.** Täckning av nettolastkurvan genom olika flexibla tekniker. Bearbetad figur från Chalmers<sup>18</sup>.

Den snabba utvecklingen inom batterilagring gör det troligt att batterier kommer att användas för att klara kortvariga perioder med större effektunderskott i betydligt högre utsträckning än vad som antas av både Svenska kraftnät och Chalmers. Samtidigt innebär utvecklingen på vätgasområdet att turbiner som drivs med förnybara elektrobränslen som exempelvis vätgas, ammoniak, metanol eller metan kan bidra för att hantera längre perioder med låg vind- och solkraftproduktion (detta brukar kallas *dunkelflaute* – mörkt och vindstilla på tyska), utöver att vätgaslager används för att reducera effektbehovet under sådana perioder.

### 3.2 Minskade obalanser på elmarknaden

Batterier kan, som beskrivs ovan, bidra med den flexibilitet som krävs för att jämna ut obalanser mellan produktion och konsumtion i ett elsystem med hög andel förnybar elproduktion. Om de tjänster batterier kan leverera blir tillgängliga på elmarknaden i högre utsträckning minskar kostnaderna för obalanser, vilket sänker elkostnaderna för alla konsumenter.

Merparten av den el som används i de nordiska länderna köps och säljs via elbörsen Nord Pool. På Nord Pool sker handeln med fysisk el och där sätts de så kallade spotpriserna, utifrån prognostiserat utbud och efterfrågan varje enskild timme nästkommande dygn. Handel sker fram till klockan 12.00 dagen före den fysiska leveransen av el. Elhandlarna,

<sup>18</sup> Chalmers/Mistra Electrification, Lisa Göransson och Filip Johnsson, Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft – vad är skillnaden?, augusti 2023

som ska leverera el till sina kunder, köper el utifrån förväntad förbrukning och elproducenterna lämnar bud utifrån den produktion de räknar med under nästkommande dag. Balansansvariga elhandelsbolag har ett ekonomiskt ansvar för att det är balans mellan prognos och utfall (för konsumtion och produktion) för de kunder man har balansansvar för.

Eftersom det är svårt att veta exakt hur stor produktion och förbrukning kommer att vara nästa dag, kan balansansvariga justera genom att handla på intradag-marknaden fram till en timme före den fysiska leveransen av el, när till exempel väderförhållanden är bättre kända.

Under själva leveranstimmen (kvarten, när vi går över till 15-minuters avräkning i Sverige<sup>19</sup>) är det Svenska kraftnät som ansvarar för att hålla balansen mellan produktion och konsumtion, genom handel på reglerkraftmarknaden. Om den balansansvariga inte lyckats handla sig i balans på dagen före- eller intra-dagmarknaden får den betala kostnaderna för sina obalanser.



**Figur 4.** Balansmarknaderna.

Svenska kraftnät säkerställer balansen både genom frivilliga bud och genom upphandlade reserver (frekvensåterställningsreserver, FRR, se avsnitt 4.1). Under 2023 upphandlade Svenska kraftnät cirka 400 MW reserver för att hantera prognosfel inom timmen, och kostnaden för detta uppgick till cirka 1,4 miljarder. Men den totalt aktiverade volymen var betydligt större och för 2025 bedömer Svenska kraftnät att det totala behovet av FRR (aFRR och mFRR) uppgår till 1 100 MW, för att öka till cirka 2 000 MW år 2035 i ett scenario med hög elektrifiering och hög andel vind- och solkraft, och till 3 500 MW år 2045.<sup>20</sup>

Batterier som är uppkopplade till ett virtuellt kraftverk kan erbjudas både på dagen före- och intradag-marknaden samt i bilaterala avtal för balansansvariga att undvika obalanser under drifttimmen, samt på reglerkraftmarknaden mFRR/aFRR för att hantera de obalanser som ändå uppstår. För både batteriägarna och elsystemet är värdet av denna förmåga högst när volatiliteten i priser och osäkerheten i prognoser är störst. I bland annat Nederländerna, med en hög andel väderberoende elproduktion, har kostnaderna för obalanser i extremfall överstigit 2 000 EUR/MWh (22 kr/kWh)<sup>21</sup>.

Den snabba utvecklingen av batterikapacitet kan därmed spela en nyckelroll för att reducera kostnaderna för elhandelns obalanser vilket i sin tur minskar kostnaderna för alla elkonsumenter.

<sup>19</sup> En övergång från 60-minuters till 15-minuters handels- och avräkningsperiod pågår för närvarande, se [Svenska kraftnät: 15 minuters tidsupplösning](#)

<sup>20</sup> Svenska kraftnät, Långsiktig marknadsanalys för 2024, 26 januari 2024

<sup>21</sup> Montel, Dutch balancing prices spike above EUR 2,000/MWh, 9 oktober 2023

## 4. BATTERIERNAS ROLL FÖR ETT STABILARE ELSYSTEM

### 4.1 Stödtjänster säkrar driftsäkerheten

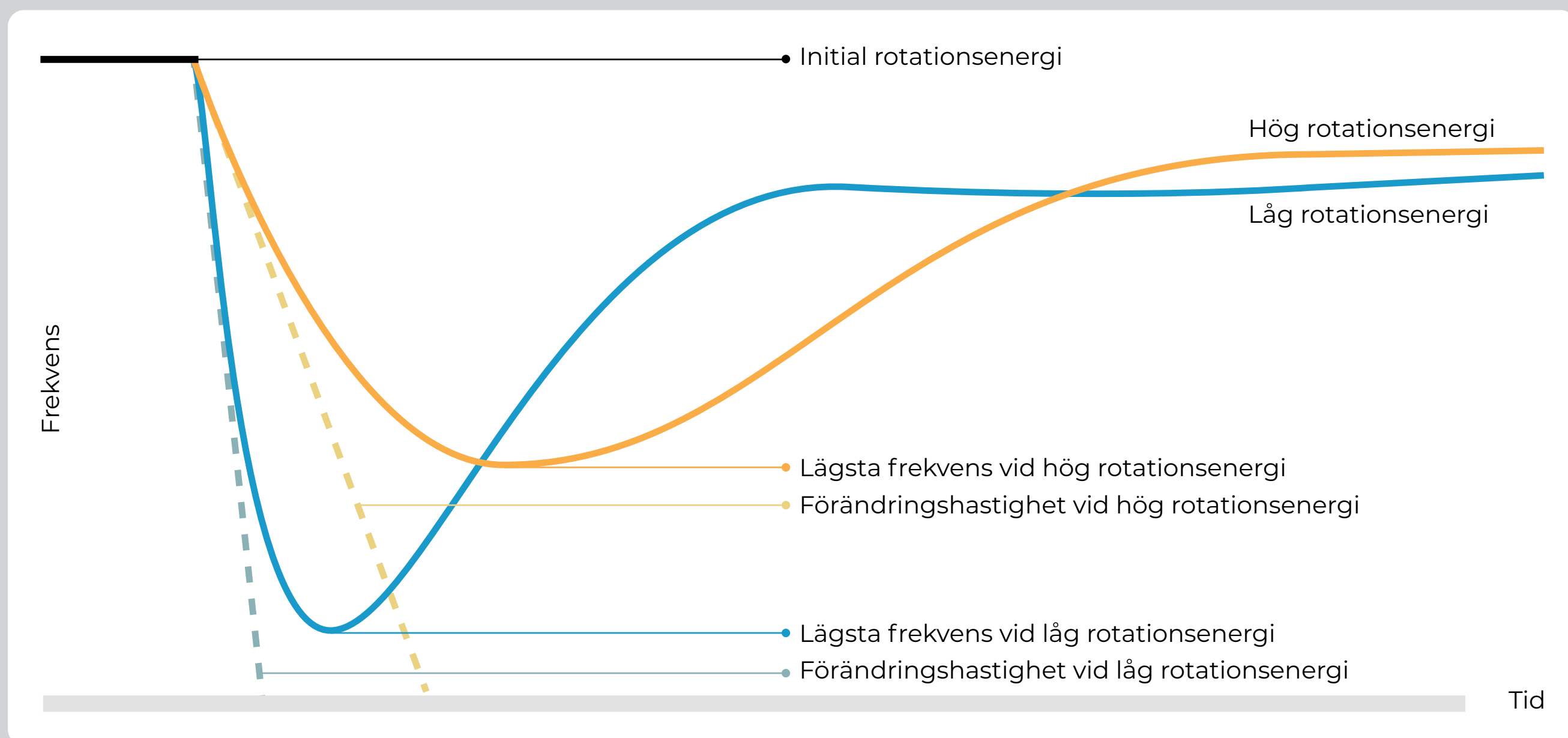
I varje givet ögonblick måste det råda balans mellan elanvändning och elproduktion. När det används mer el än vad som produceras, eller tvärtom, hamnar elnätet i obalans. Elsystemet är dimensionerat så att frekvensen ska hållas inom intervallet 50 +/- 0,1 Hertz. Frekvensen sjunker om förbrukningen är högre än produktionen och stiger om produktion är högre än förbrukning.

Elsystemet ska dessutom klara av plötsliga störningar, som ett plötsligt bortfall av en elproduktionsanläggning, en överföringsledning eller en större förbrukare, vilket kan leda till snabba och stora frekvensavvikelser. Det så kallade N-1-kriteriet innebär att systemet är dimensionerat för att klara av bortfall av den största enskilda enheten i det nordiska synkronområdet, vilket i dagsläget är ett kärnkraftverk eller en utlandskabel.

En fråga som diskuterats allt mer på senare tid är en minskad mängd rotationsenergi elsystemet (se faktaruta <sup>22</sup>). Batteriers snabba reaktionstid gör dem särskilt väl lämpade att hantera störningar i sådana situationer.

#### Rotationsenergi

Rotationsenergi finns i de maskiner i elnätet som roterar i fas med nätets frekvens, så kallade synkrogeneratorer. Dessa är turbiner i exempelvis vattenkraftverk, kärnkraftverk och olika typer av värmekraftverk. Rotationsenergin finns lagrad i den roterande massan. Om en produktionskälla plötsligt faller bort, kommer övriga synkrogeneratorer i systemet att momentant belastas med mer effekt än deras turbiner producerar, vilket bromsar turbinerna samtidigt som rotationsenergin omvandlas till el. Eftersom turbinerna saktar ner, faller frekvensen i elnätet, men med mycket svängmassa i systemet faller frekvensen långsammare, vilket ger mer tid för andra system att stötta upp frekvensen.



Figur 5. Frekvensfall vid hög respektive låg mängd rotationsenergi. Bearbetad figur från Fingrid.

22 Fingrid, Inertia of the Nordic power system

För att balansera elnätet och hantera störningar i kraftsystemet upphandlar Svenska kraftnät olika typer av stödtjänster och avhjälpande åtgärder från elmarknadens aktörer. Stödtjänsterna bidrar med olika förmågor som kraftsystemet behöver och för olika stödtjänster ställs olika krav på bland annat snabbhet och uthållighet.

Frekvensen är en indikator både på förmågan till god leveranssäkerhet och kraftsystemets elkvalitet. Enligt Svenska kraftnät har en ökad volym upphandlade stödtjänster bidragit till en förbättrad frekvenskvalitet. Enligt myndighetens årsrapport för 2022 låg frekvensen utanför intervallet  $50 \pm 0,1$  Hertz under 9 394 minuter under 2022, vilket är bättre än målet på högst 10 000 minuter och den bästa frekvenskvaliteten Svenska kraftnät haft sedan 2009.<sup>23</sup> Under 2023 låg frekvensen utanför intervallet under 9 707 minuter, vilket är något sämre än 2022, men fortfarande inom målet.<sup>24</sup>

I figur 6 beskrivs de olika frekvensrelaterade stödtjänsterna översiktligt och i figur 7 illustreras hur de olika tjänsterna aktiveras i tid vid en störning. Utöver de tjänster som beskrivs i figurerna finns även icke-frekvensrelaterade tjänster (spänningshållning, reaktiv effekt, kortslutningsström) och avhjälpande åtgärder (motköp, omdirigering) som inte beskrivs närmare här.<sup>25</sup>

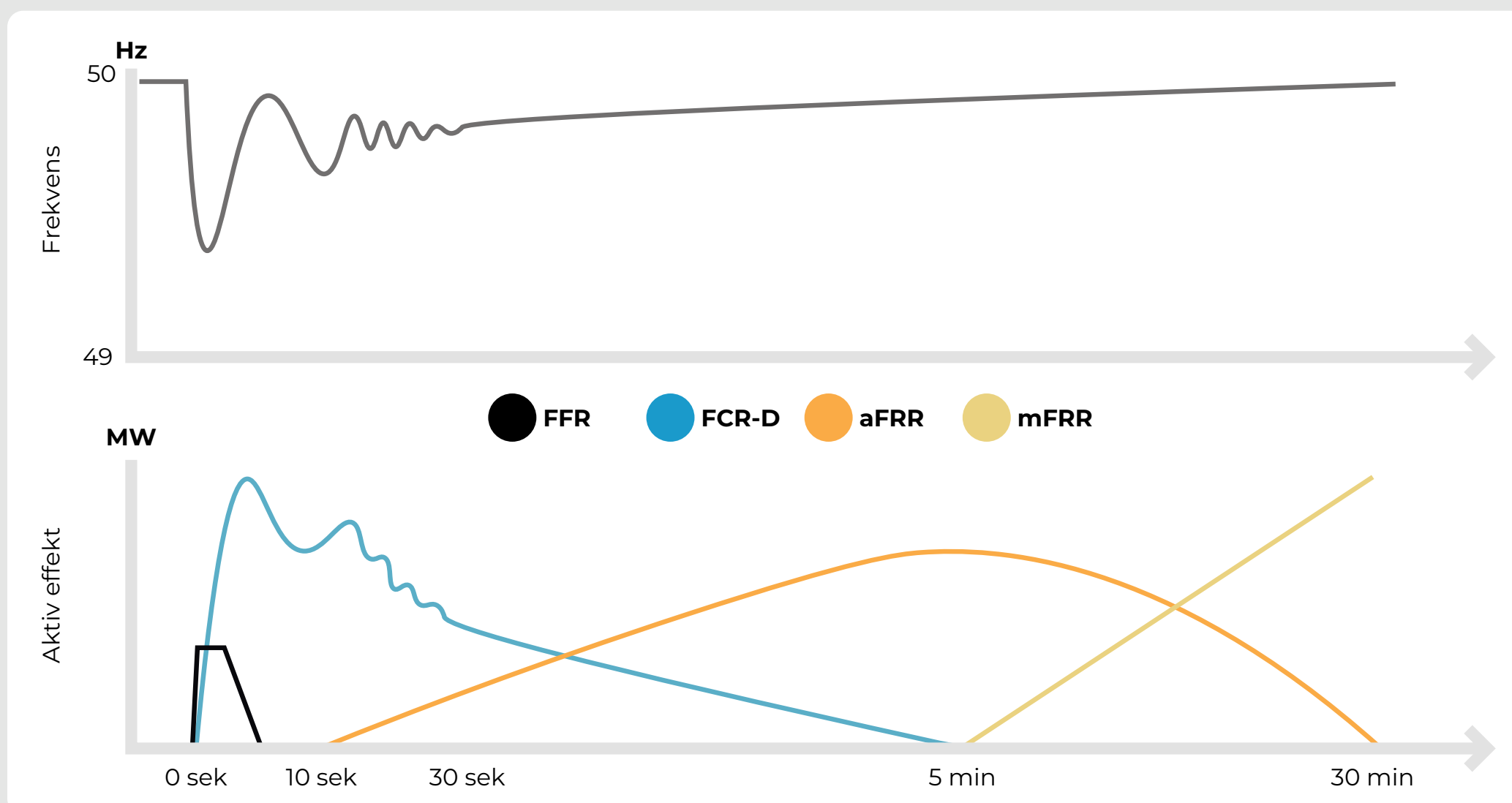


**Figur 6.** Frekvensrelaterade stödtjänster och dess huvudsakliga användningsområden. Vita rutor visar förkvalificerade resurser för respektive tjänst den 1 januari 2024.

<sup>23</sup> Svenska kraftnät, Årsrapport 2022

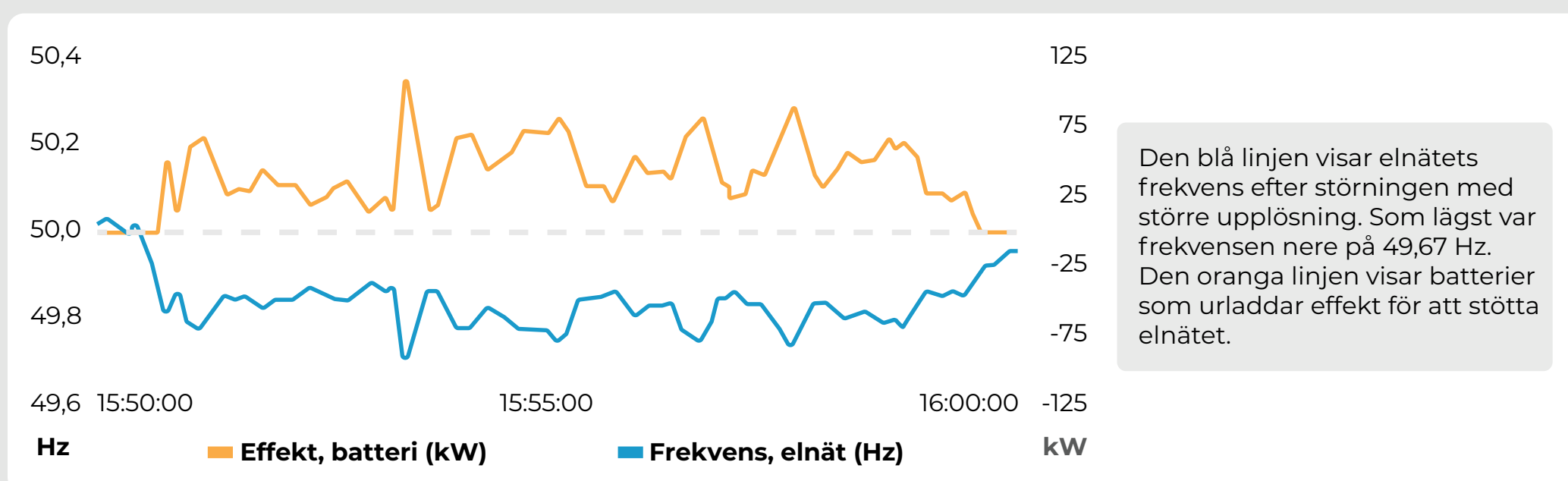
<sup>24</sup> Svenska kraftnät, Årsrapport 2023

<sup>25</sup> Svenska kraftnät, Stödtjänster och avhjälpande åtgärder



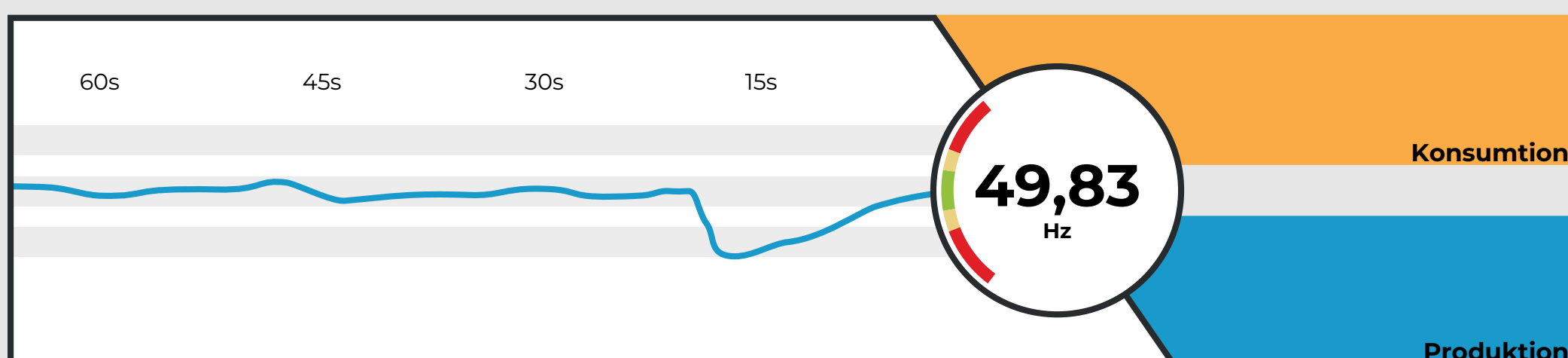
**Figur 7.** Illustration av hur de olika stödtjänsterna aktiveras i tid vid ett plötsligt frekvensfall i elnätet. Bearbetad figur från Svenska kraftnät<sup>26</sup>.

Batterier har förmåga att bidra till samtliga stödtjänster, men i dagsläget levererar batterier främst FCR-D upp, eftersom det för närvarande är den mest lönsamma marknaden, samt FCR-N och FFR. I figur 8 visas ett exempel på hur batterier bidrar med frekvenshållning (FCR-D upp) vid ett snabbstopp i ett kärnkraftverk.



**Figur 8.** Batteriers bidrag till frekvenshållningen (FCR-D upp) vid snabbstopp i ett kärnkraftverk. Figuren visar faktisk frekvens i elnätet och effekttillskott från batterier uppkopplade till CheckWatts virtuella kraftverk Currently vid snabbstopp i Oskarshamn 3 den 19 juli 2022.<sup>27</sup>

När det sker en stor störning som till exempel att ett kärnkraftverk snabbstoppas så faller frekvensen. Först dämpas frekvensavvikelsen tack vare rotationsenergin i elsystemet. Om det råkar vara en tidpunkt med låg rotationsenergi så ska Svenska kraftnät ha upphandlat FFR som aktiveras inom ca en sekund, framförallt genom batterier som urladdas. Efter några sekunder ytterligare så aktiveras FCR-D upp där det finns både batterier, vattenkraft och en del andra sorters resurser. Om det inte funnits stödtjänster som detta så hade ett snabbstopp i ett kärnkraftverk orsakat en systemkollaps och strömavbrott i hela Norden inom några sekunder.



**Figur 9.** CheckWatts frekvensmätare vid ett kort frekvensbortfall.

<sup>26</sup> Svenska kraftnät, Stärka försörjningstryggheten –deluppdrag 3, december 2023

<sup>27</sup> CheckWatt, CheckWatt virtuellt kraftverk Currently agerade vid kraftig störning i elnätet, 2022-07-26

## 4.2 Hantering av låg rotationsenergi

Rotationsenergi är lagrad rörelseenergi i roterande massor, som exempelvis turbinerna i kärnkraftverk eller vattenkraftverk. Rotationsenergin har en stabiliserande påverkan i kraftsystemet, och minskar det omedelbara frekvensfallet om exempelvis en stor produktionskälla plötsligt kopplas bort från kraftsystemet. Med en högre andel vind- och solkraft som är ansluten till elnätet via kraftelektronik blir den inneboende stabiliteten i systemet lägre, vilket kan leda till snabbare och djupare frekvensfall vid stora störningar.

I ett elsystem med lägre mängd rotationsenergi ökar behovet av supersnabba reserver (FFR) för att hejda ett inledande, djupt frekvensfall vid exempelvis ett snabbstopp i en reaktor. Batterier och vind- eller solkraft som är anslutna till elnätet via kraftelektronik har möjlighet att bidra med "syntetisk" rotationsenergi och de har snabbare reglerfunktioner, kan vara mer exakta i sin reglering och begränsas inte av mekaniska system.<sup>28</sup>

Den upphandlade FFR-kapaciteten består i dag huvudsakligen av batterier och elpannor.<sup>29</sup> Inför 2024 lämnade enbart batterier uppkopplade till CheckWatts virtuella kraftverk. Currently anbud avseende nästan halva behovet av FFR.<sup>30</sup> Med utvecklad och ökad kravställning på sol- och vindkraft kan även sådan produktion bidra med denna typ av systemnytta. Svenska kraftnät konstaterar också att i takt med att så kallade nätformande omriktare<sup>31</sup> blir verklighet finns det även stor möjlighet att designa dessa så att de bidrar med liknande eller bättre egenskaper än en synkront ansluten anläggning gör.<sup>32</sup>

I hela det nordiska elsystemet varierar den totalt upplagrade rotationsenergin mellan cirka 120 GWs och 280 GWs<sup>33</sup>, beroende på hur många generatorer som är inkopplade. FFR upphandlas för att säkra stabiliteten under de timmar när rotationsenergin är lägre än cirka 150 GWs. Antalet timmar med låga nivåer rotationsenergi väntas öka successivt.

Även om den konventionella rotationsenergin i dag spelar en viktig roll för att dämpa frekvensfall vid ett plötsligt produktionsbortfall är energimängden liten: 120–280 GWs motsvarar bara 34–78 MWh, men energin måste frigöras omedelbart. En studie från Irland har visat att 360 MW batterikapacitet, med en svarstid på neråt 0,1 sekund, kan ersätta den tillgängliga rotationsenergin hos synkrongeneratorer på 3 000 MW (motsvarande de tre kärnkraftsreaktorerna vid Forsmark).<sup>34</sup> En liknande studie från Chalmers visar att ett system med 130 GWs upplagrad rotationsenergi, i kombination med 540 MW batterier, ger samma resultat som ett system med dubbelt så mycket upplagrad rotationsenergi (se figur 10).<sup>35</sup>

28 Svenska kraftnät, Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3, 2023-12-29

29 Svenska kraftnät, FFR är upphandlad för 2023, maj 2023

30 CheckWatt, CheckWatt lämnar anbud på hälften av kapaciteten för snabb frekvensreglering, 2023-12-14

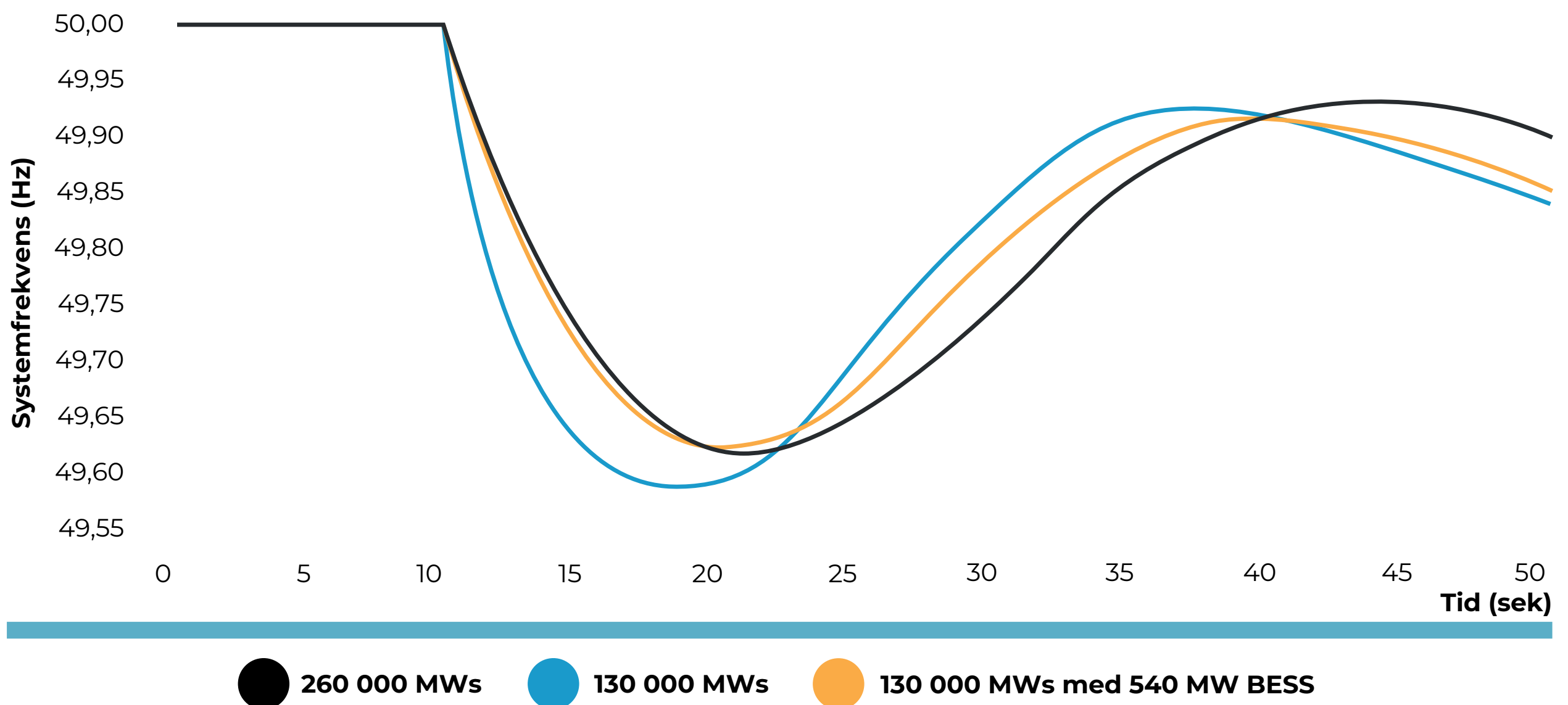
31 Nätformande omriktare kan leverera spänning och frekvens utifrån elnätets behov, medan nätföljande omriktare innebär att anläggningen anpassar frekvens och spänning för att matcha den i elnätet

32 Svenska kraftnät, Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3, 2023-12-29

33 Fingrid, Inertia of the Nordic power system, hämtat 2023-12-04

34 Everoze, Batteries: beyond the spin, The dawning era of digital inertia on the Island of Ireland, oktober 2017

35 Chalmers, Lithium-ion battery storage for frequency control, 2018



**Figur 10.** Den svarta linjen visar elnätets frekvens efter en störning i ett system med 260 000 MWs upplagrad rotationsenergi. Den blå linjen visar motsvarande för ett system med 130 000 MWs. Den orangea linjen visar ett system med 130 000 MWs i kombination med batteri på 540 MW. Bearbetad figur från Chalmers.

### 4.3 Volymbehov av stödtjänster

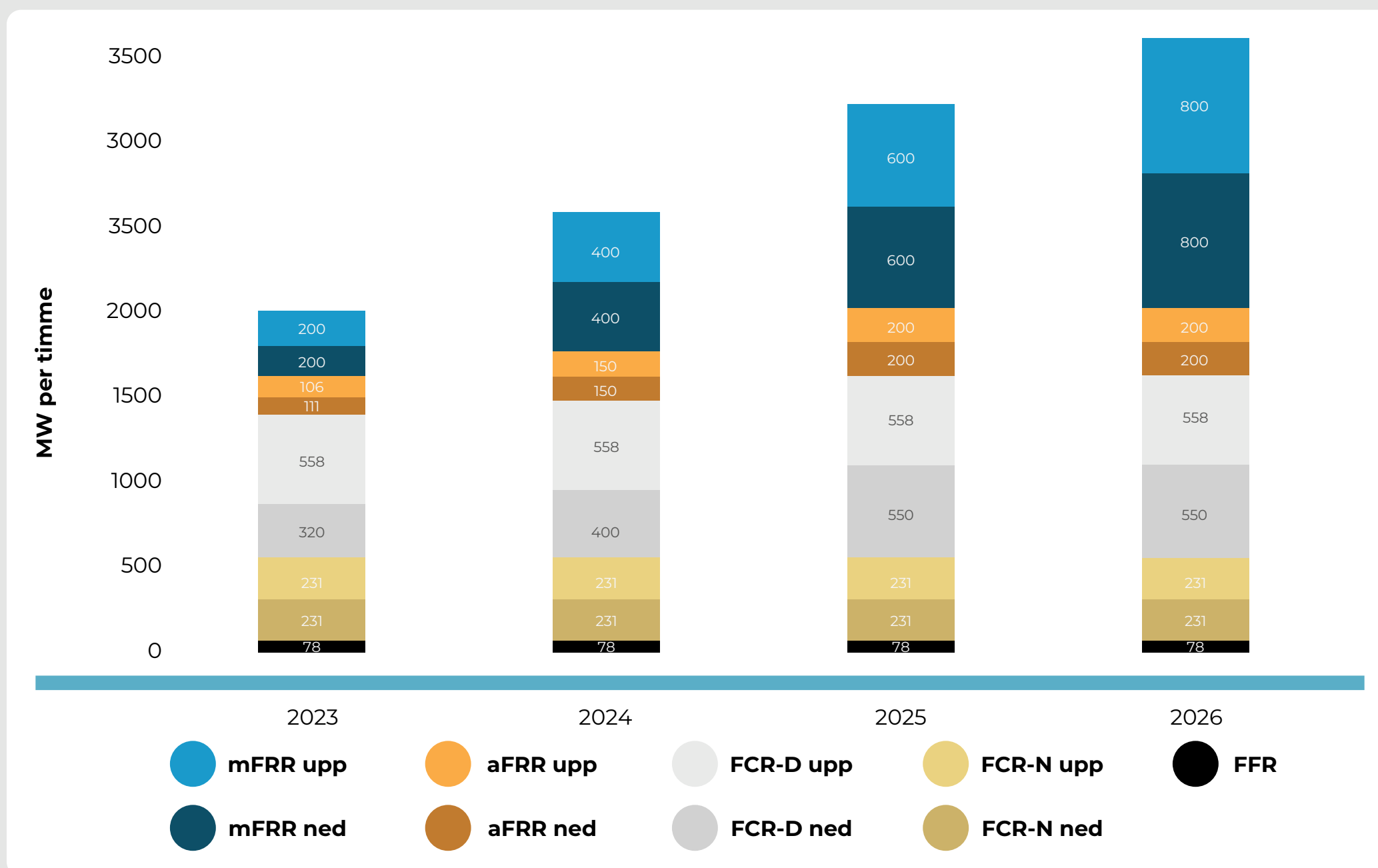
Baserat på det samlade behovet av stödtjänster i det nordiska synkronområdet fördelar de nordiska systemoperatörerna upphandlingen av reserver mellan länderna enligt en fördelningsnyckel. För Sveriges del innebär det att Svenska kraftnät för 2024 upphandlar stödtjänster enligt följande:<sup>36</sup>

- FFR: Upp till 100 MW
- FCR-N: 235 MW
- FCR-D upp: Upp till 567 MW
- FCR-D ned: Upp till 547 MW
- aFRR upp: Upp till 106 MW
- aFRR ned: Upp till 111 MW
- mFRR CM upp: Upp till 300 MW
- mFRR CM ned: Upp till 300 MW

Svenska kraftnät bedömer att marknaderna för reserver kommer att växa de kommande åren och i deras preliminära bedömning av framtida volymbehov för balansering är det framför allt mFRR som väntas öka kraftigt.<sup>37</sup>

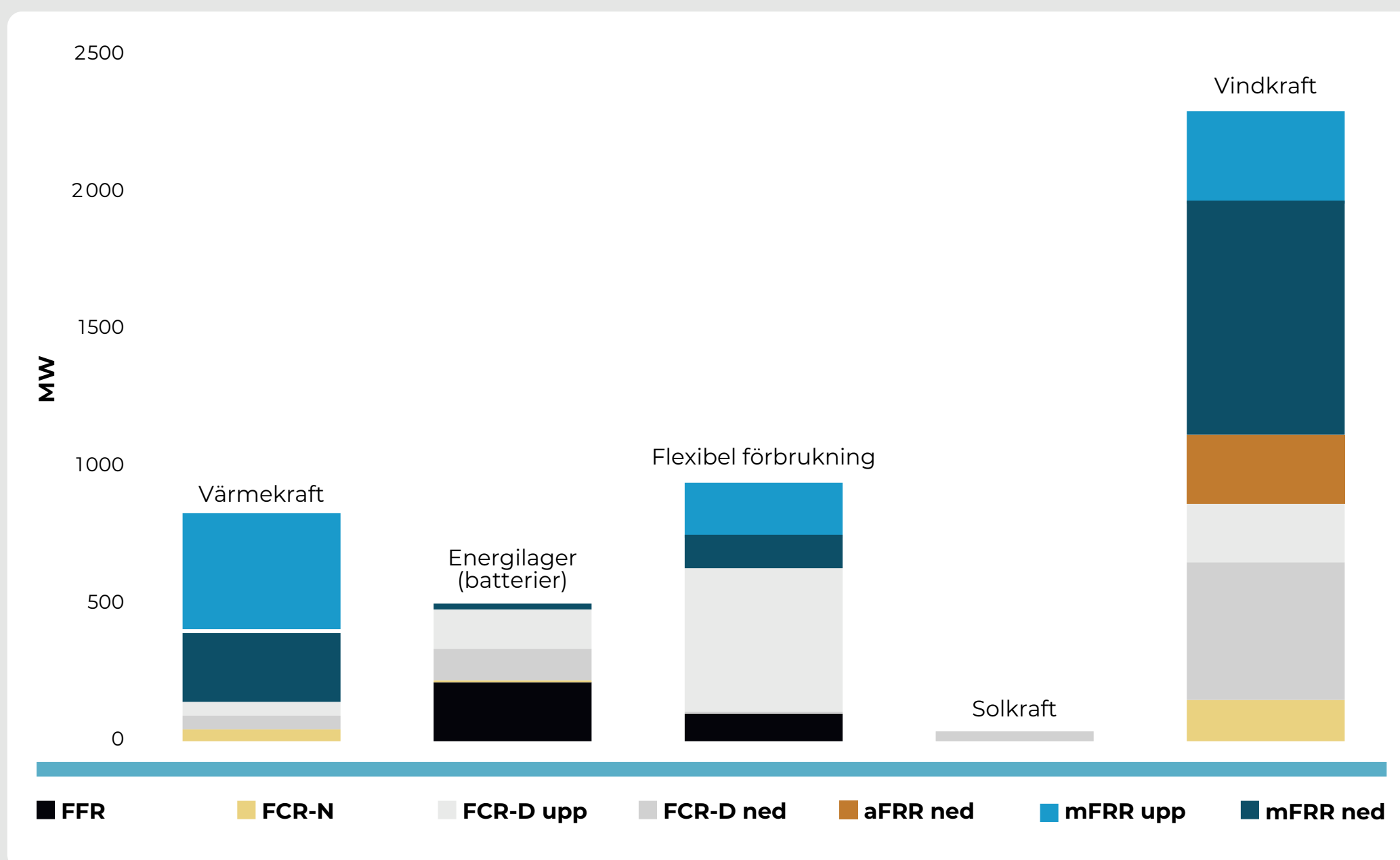
Historiskt är det vattenkraften som stått för regleringen i elsystemet, men med utvecklade marknader för stödtjänster bidrar även andra kraftslag, batterier och flexibel förbrukning. Volymbehoven ovan kan jämföras med att det vid utgången av 2023 fanns en installerad batterikapacitet i Sverige på cirka 440 MW som kan antas växa till omkring 2 000–3 000 MW redan till 2025 (se avsnitt 7).

<sup>36</sup> Svenska kraftnät, Behov av reserver idag (hämtat 2024-01-10)  
<sup>37</sup> Svenska kraftnät, Framtida volymbehov, hämtat 2024-03-01



**Figur 11.** Preliminära framtida volymbehov för balansering, fördelat på typ av tjänst. Bearbetad figur från Svenska kraftnät.

Vattenkraften bidrar fortfarande mest till de olika stödtjänsterna, förutom när det gäller den allra snabbaste tjänsten FFR, där vattenkraften inte bidrar alls. I figur 12 och 13 visas hur övriga resurser bidrar med olika tjänster.<sup>38</sup>

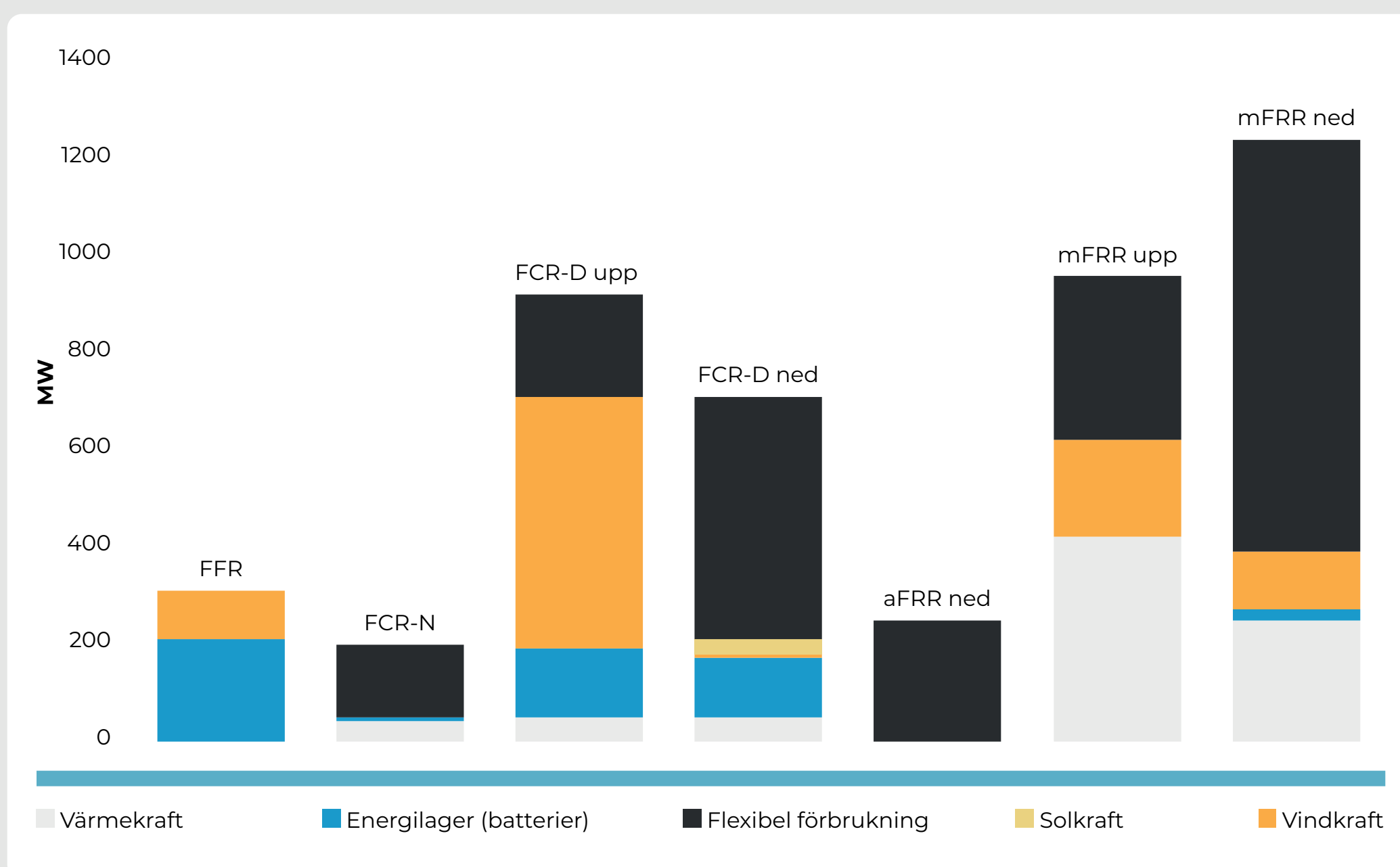


**Figur 12.** Förkvalificerade volymer per 1 april 2024, fördelat på kraftslag/resurs, exkl vattenkraft (MW).

<sup>38</sup> Svenska kraftnät, Utbud på marknaderna för reserver (hämtat 2024-05-02)

Svenska kraftnäts fortsatta arbete för att utveckla marknaderna innebär att allt fler resurser kan bidra med tjänster och att varje resurs kan bidra på fler marknader.

För att kunna leverera reserver till Svenska kraftnät behöver aktören i dag antingen själv vara balansansvarig eller sluta avtal med ett annat företag som är balansansvarig. Rollen som balansansvarig ska nu delas upp i två nya aktörsroller, BSP (Leverantör av balanstjänster) och BRP (Balansansvarig part). Den nya BSP-rollen skapar bättre förutsättningar för oberoende aktörer att aggregera och leverera balanstjänster. Syftet är att bidra till ökad konkurrens på balansmarknaderna och i förlängningen ett mer effektivt nyttjande av elsystemet. Det första steget i förändringen sker i maj 2024, och innebär att BSP-aktören kan lämna bud direkt till Svenska kraftnät. Inledningsvis krävs dock avtal mellan BSP- och BRP-aktörerna, vilket innebär att en BSP-aktör inte kan lämna aggregerade bud kopplat till flera BRP-aktörer. För att förändringen ska få den önskade effekten måste BSP-rollen vara självständig och aktören själv ta ekonomiskt ansvar för eventuella obalanser som uppstår från stödtjänster.



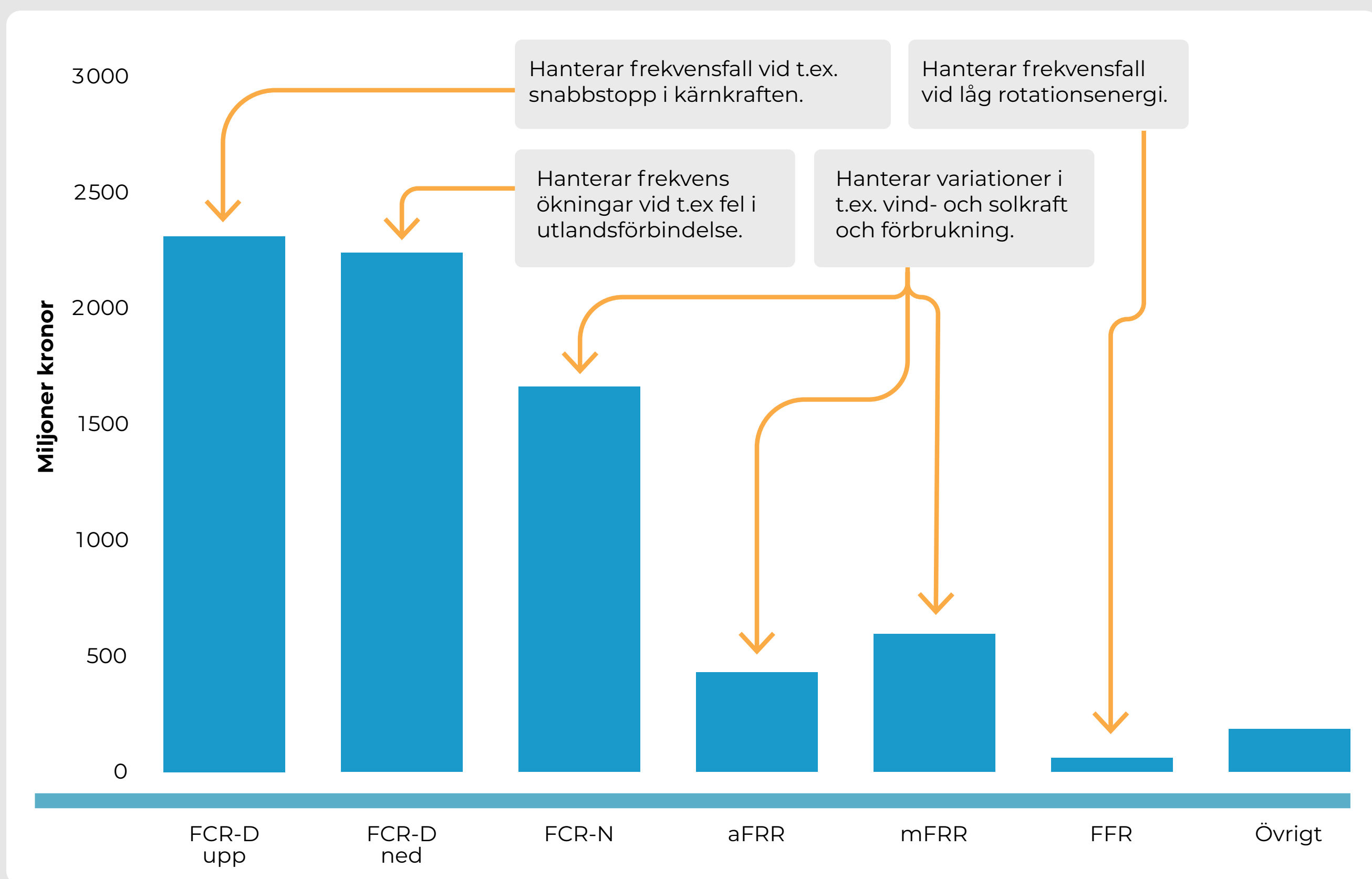
**Figur 13.** Förkvalificerade volymer per 1 april 2024, fördelat på stödtjänst, exkl vattenkraft (MW).

## 4.4 Kostnader och ersättning för stödtjänster

Svenska kraftnäts totala kostnader för att balansera elnätet uppgick 2021 till cirka 3 miljarder kronor, vilket ökade till cirka 6 miljarder 2022 och 2023<sup>39</sup>. Kostnadsökningen under 2022 berodde främst på ett betydligt högre elpris än under 2021. Under 2023 var elpriset lägre, men samtidigt ökade upphandlingen av främst FCR-D ned, för att hantera överfrekvensstörningar exempelvis vid fel på en exportkabel.<sup>40</sup>

Även om kostnaderna för stödtjänster var höga under 2022 och 2023, motsvarar de ändå bara cirka 4,2 öre/kWh utslaget på all elanvändning. CheckWatts bedömning är att den snabba utbyggnaden av batterilager som kopplas ihop av aggregatorer för att leverera stödtjänster, kommer att pressa ner kostnaderna även vid ett oförändrat elpris.

Kostnadsfördelningen för olika stödtjänster och avhjälpande åtgärder framgår av figur 14 (övrigt inkluderar mothandel<sup>41</sup> och riskpåslag för FCR).



**Figur 14.** Svenska kraftnäts kostnader för stödtjänster och avhjälpande åtgärder 2023. (Miljoner kronor)

Som framgår av figur 14 var de största kostnadsposterna 2023 FCR-D upp, som hanterar frekvensfall vid bortfall av större produktionsenheter (till exempel kärnkraft), och FCR-D ned som hanterar frekvensökningar vid bortfall av förbrukning (exempelvis en utlandsförbindelse som går på export). Var för sig var kostnaderna för dessa nästan lika stora som de totala kostnaderna för FCR-N, aFRR och mFRR tillsammans, som hanterar vindkraftens variationer och obalanser mellan produktion och förbrukning. Kostnaden för FFR, som hanterar frekvensfall vid låg mängd rotationsenergi, stod bara för cirka 0,2 procent av de totala kostnaderna.

<sup>39</sup> Svenska kraftnät, årsredovisning 2023, 2024-02-22 (avser nettokostnad efter vidareförsäljning till de nordiska grannländerna)

<sup>40</sup> Svenska Dagbladet, Debattartikel av Anna Jäderström, SvK, 2023-11-21

<sup>41</sup> Mothandel innebär att Svenska kraftnät beordrar ökad produktion/minskad förbrukning i elområde med underskott, och tvärtom på överskottssidan. Riskpåslag avser osäkerheter i prognos av elpris och hydrologi.

Även om en ökad andel variabel elproduktion i elsystemet ställer högre krav på att balansera avvikelser i produktionen, bestäms behovet av FCR-D (upp och ned) utifrån det största fel som kan inträffa i elsystemet. Den upphandlade volymen för FCR-D upp baseras på att kärnkraftsreaktorn Oskarshamn 3 är i full drift, vilket innebär att dimensionerande fel i Norden är 1 450 MW.

För FCR-D ned baseras volymen på att någon av utlandskablarna NSL eller Nordlink är i full drift, vilket då innebär att dimensionerande fel i Norden är 1 400 MW.<sup>42 43</sup>

Snabbstopp i kärnkraftverk inträffar relativt frekvent. Under 2023 snabbstoppade någon av de svenska eller finska reaktorerna totalt 14 gånger, enligt tabell 1. Den 26 april slogs båda reaktorerna vid Forsmark ut av en kortslutning i ett ställverk, och förlusten på drygt 2 130 MW överskred det dimensionerande felet.

Reaktorer	Snabbstop datum	Åter i drift efter
Ringhals 4	29 november 2023	5 dygn och 21 timmar
Forsmark 3	25 november 2023	2 dygn och 12 timmar
Olkilouto 3	19 november 2023	2 dygn och 5 timmar
Loviisa 1	7 november 2023	1 dygn och 12 timmar
Ringhals 3	19 oktober 2023	1 dygn och 17 timmar
Loviisa 1	1 oktober 2023	5 dygn och 16 timmar
Forsmark 1	6 september 2023	2 dygn och 19 timmar
Olkilouto 2	18 augusti 2023	17 dygn och 19 timmar
Oskarshamn 3	25 augusti 2023	4 dygn och 17 timmar
Forsmark 2	27 maj 2023	7 dygn och 3 timmar
Olkilouto 2	19 maj 2023	1 dygn och 1 timmar
Forsmark 1	26 april 2023	1 dygn och 1 timmar
Forsmark 2	26 april 2023	17 timmar
Oskarshamn 3	3 mars 2023	6 dygn och 23 timmar

**Tabell 1.** Snabbstopp i kärnkraftverk i Norden under 2023.<sup>44</sup>

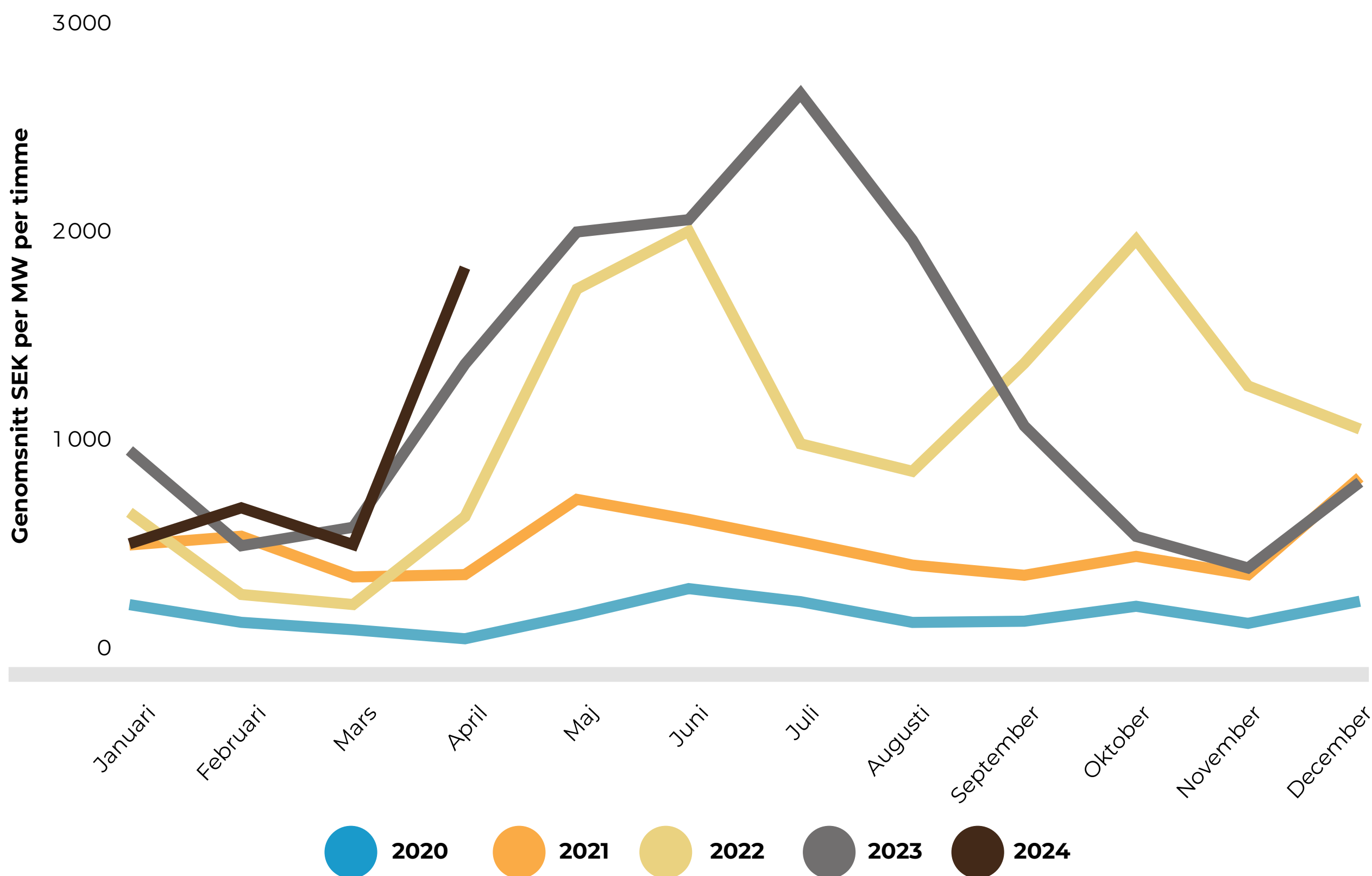
42 Svenska kraftnät, Beslut om upphandlingsvolym för frekvenshållningsreserver (FCR) för 2024, december 2023

43 Finska Olkiluoto 3 (1 600 MW) är större än Oskarshamn 3, men industrierna som äger kraftverket har en direktlänk till kärnkraftverket som enligt avtal automatiskt minskar konsumtionen med 300 MW vid ett snabbstopp i reaktorn.

44 Nord Pool, Remit UMM

## 4.4.1 God lönsamhet för batteriägare

De aktörer som bidrar på marknaderna för stödtjänster får ersättning från Svenska kraftnät för den avropade kapaciteten. Under 2022 och 2023 när elpriserna varit höga och utbudet av förkvalificerade resurser varit begränsat, har detta lett till mycket god lönsamhet för ägare av batterier och andra resurser som bidragit med stödtjänster, främst FCR-D upp. I figur 15 visas volymviktade medelpriser för FCR-D under 2023.



**Figur 15.** Volymviktade medelpriser för FCR-D enligt Svk/Mimer. Under 2020 och 2021 endast FCR-D upp, från januari 2022 även FCR-D ned.

För en batteriägare har ersättningen för stödtjänster inneburit årliga intäkter på omkring 4 500 kronor per kW batterikapacitet under 2022–2023, vilket inneburit en god lönsamhet för investeringar i batterier.

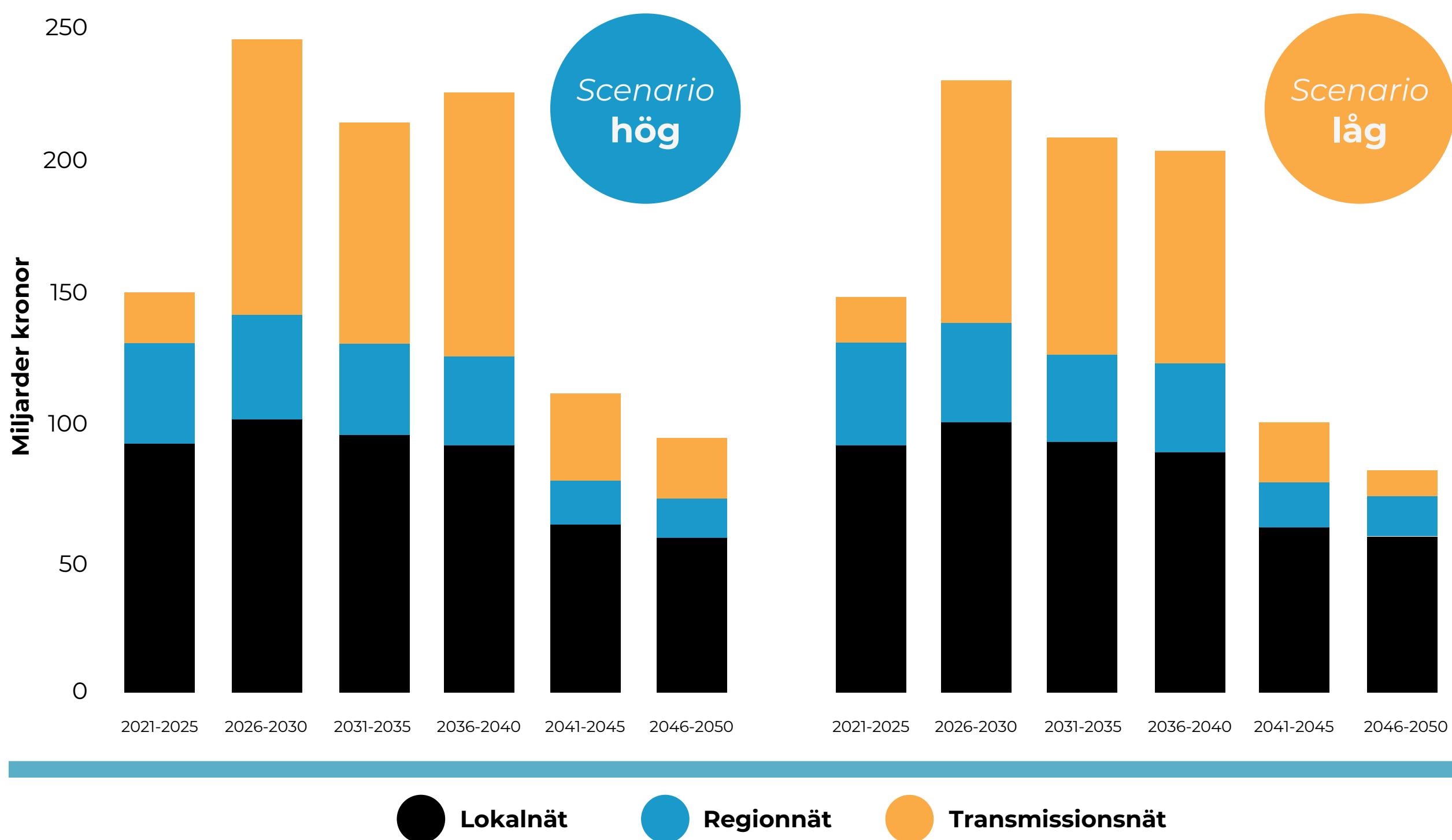
Det är svårt att förutspå hur ersättningen för batteriägare kommer att utvecklas, men i takt med att batteriinstallationerna ökar kraftigt och vid eventuellt lägre elprisnivåer, kan ersättningen antas minska. Samtidigt fortsätter marknaderna för stödtjänster att utvecklas och batterier har med sina egenskaper möjligheter att bidra på samtliga marknader. Smarta styrsystem kan prioritera mellan olika tjänster och välja det som ger bäst lönsamhet för ägaren.

# 5. BATTERIERNAS ROLL FÖR EFFEKTIVARE ELNÄT

## 5.1 Batterier för att avhjälpa flaskhalsar

Den kraftigt ökade elanvändningen, tillsammans med ett åldrande elnät i stort behov av modernisering, innebär att det kommer krävas mycket stora investeringar i elnätet de kommande åren. Energiforsk har i en rapport till Energiföretagen bedömt det totala investeringsbehovet i elnätet till 1 000 miljarder kronor till 2045, varav 400 miljarder redan till 2030.<sup>45</sup> Sweco uppskattar i en rapport till Ellevio behovet till 890-945 miljarder till 2045.<sup>46</sup> Av Swecos rapport framgår att cirka 270 miljarder kronor avser investeringar i lokal- och regionnät till 2030.

Det ökade investeringsbehovet finansieras genom ökade elnätsavgifter för hushåll och företag. Enbart investeringarna i region- och lokalnäten fram till 2030 motsvarar mer än 20–25 öre/kWh, utslaget på all elanvändning. För en villaägare med en årsförbrukning på 20 000 kWh motsvarar det omkring 4 500 kronor per år.<sup>47</sup> Mellan 2022 och 2023 ökade elnätsägarna avgifterna med i genomsnitt 9,5 procent<sup>48</sup>, och ökningarna lär fortsätta. Inför 2024 har exempelvis Vattenfall ökat sina avgifter med i genomsnitt 12 procent<sup>49</sup>, Öresundskraft med 18 procent<sup>50</sup> och Göteborg Energi med 5–10 procent<sup>51</sup>.

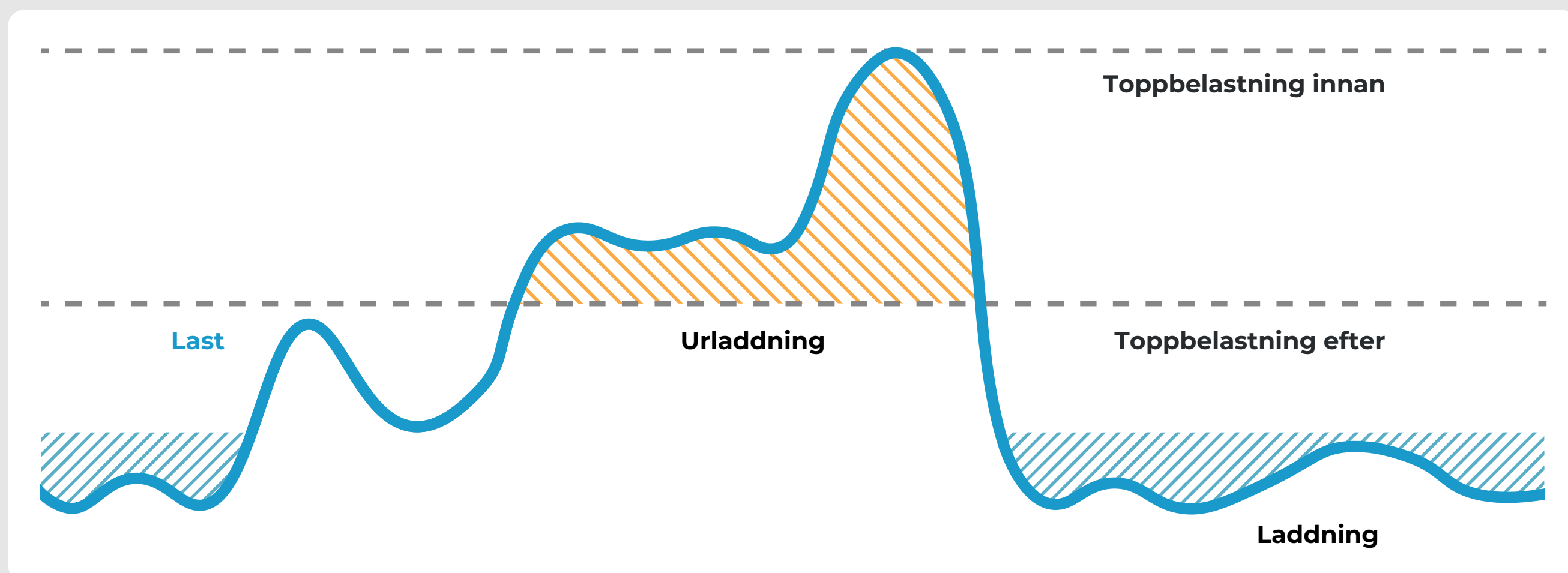


Figur 16. Investeringsbehovet i det svenska elnätet fördelat på tidsperiod och nätnivå. Bearbetad figur från Sweco.

45 Energiforsk, Underlagsrapport, Visualisering av Sveriges framtida elanvändning och effektbehov, rapport 2023:913, 2023  
46 Sweco, Elnätsrapporten 2023 - investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045 - en rapport till Ellevio, 2023  
47 Vid antagande om en ökad elanvändning från 150 TWh 2024 till 180–210 TWh 2030  
48 Nils Holgersson-gruppen, Nils Holgersson-rapporten 2023  
49 Vattenfall, pressmeddelande 29 november 2023  
50 Öresundskraft, hemsidan (hämtat 2024-01-09)  
51 Göteborg Energi, hemsidan (hämtat 2024-01-09)

Ledtiderna för att bygga ut och förstärka elnätet är långa, och redan i dag bromsas på många håll både elektrifieringen och samhällsutvecklingen av att elnätsägarna inte kan erbjuda ett ökat effektuttag eller anslutning av ny elproduktion. Enligt Sydsvenska handelskammaren, Stockholms handelskammare och Västsveriges råd för industriomställning orsakar kapacitetsbristen miljardbelopp i uteblivna investeringar, arbetstillfällen som går förlorade och bostadsbyggande som måste skjutas på framtiden.<sup>52</sup>

Samtidigt som tillfälliga toppar i elnätet bromsar utvecklingen, ligger utnyttjandet av elnätet långt under den maximala kapaciteten under de allra flesta timmarna på dygnet. Här kan batterier och annan flexibilitet spela en avgörande roll för att sänka topparna genom att inmatning eller uttag flyttas till de tider då överföringen är lägre.

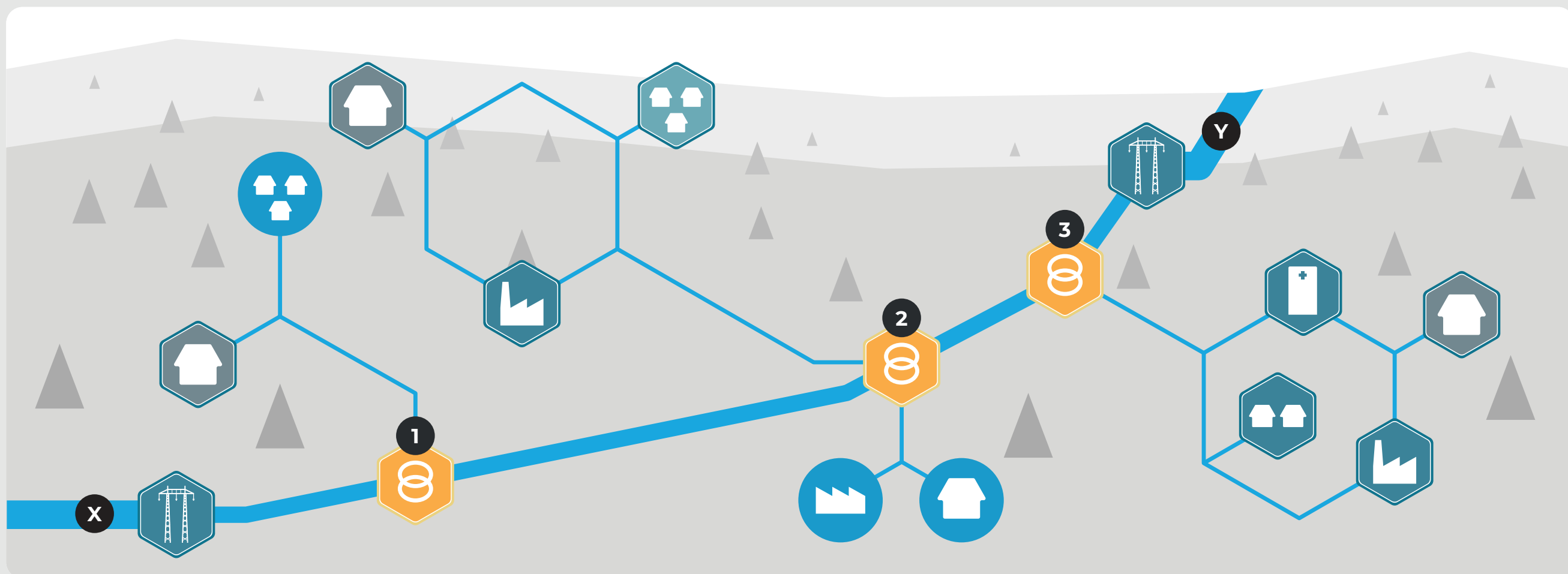


**Figur 17.** Den rödprickiga ytan motsvarar en effekttopp och den högsta punkten begränsar det maximalt möjliga eluttaget. Genom att ladda batterier när belastningen är låg (blå fält) och låta dem ladda ur under topplasttiden kapas de högsta topparna. Genom smart styrning kan batterierna klara flera effekttoppar mellan laddningar.

Genom att optimera användningen av det befintliga nätet kan nya elanvändare och ny elproduktion anslutas till elnätet, utan att behöva invänta en ökad kapacitet i det regionala eller lokala elnätet. Det innebär inte bara att elektrifieringen kan fortsätta, det innebär också ett mer effektivt utnyttjande av befintliga resurser och minskade kostnader för elkonsumenterna. Batterier kan på liknande sätt användas för att tillfälligt skjuta till eller absorbera mer effekt än vad som medges av det abonnemang som elnätsägaren erbjuder, vilket exempelvis kan möjliggöra en snabbare utbyggnad av laddinfrastrukturen eller att fler och större solcellsanläggningar kan etableras än vad som annars hade varit möjligt.

Utbyggnaden av batterilager och nyttjande av annan flexibilitet kan markant öka energiöverföringen i de befintliga elnäten. Den genomsnittliga elöverföringen i elnätets infrastruktur som ledningar och transformatorer är låg, till och med i de delar som utgör 'flaskhalsar' i dag. Istället är det effekttopparna som är problemet. Redan i dag finns flexibla resurser som kan avlasta på kostnadseffektivt sätt men som inte används för att regelverk saknas.

<sup>52</sup> Se Sydsvenska handelskammaren, Västsveriges råd för energiomställning, Stockholms handelskammare



**Figur 18.** Om regionnätanslutningen X utgör en flaskhals till ett lokalnät kan det åtgärdas med en förstärkning av överföringskapaciteten genom att exempelvis bygga ut den eller bygga en ny regionnätanslutning Y. Ett effektivare alternativ till detta är ofta att batterier som kan ligga vart som helst ute på lågspänning i lokalnätet under nätstationerna 1, 2 eller 3 leverera lokal flex - laddas upp när det är lågt tryck på ledning X och laddas ur vid ansträngda situationer.

Ett hinder för att öka flexibiliteten i elnäten är att den nuvarande regleringen för nätföretagens intäktsramar gynnar investeringar i elnätet, framför att utveckla flexibla lösningar. Regelverket måste därför ändras så att det inte bara optimerar nyttan för nätföretagen utan optimerar den samhällsekonomiska nyttan. Energimarknadsinspektionen har inlett ett arbete med att utveckla metoderna för beräkning av nätföretagens intäktsramar där incitament för ökad flexibilitet ingår<sup>53</sup>, men nya beslut om intäktsramar ska inte tas förrän inför 2028, vilket är alldeles för sent i relation både till behoven i elnätet och den snabba utvecklingen när det gäller batterier och annan flexibilitet.

CheckWatt bedömer att det innan år 2030 kommer finnas mer effektkapacitet från flexibilitet inom de flesta lokalnät än den effektkapacitet som de har från de regionnät som de ansluter till. Enligt de prognoser som beskrivs under avsnitt '7.3.2 Utvecklingen till 2030' så kommer det handla om cirka 10 GW batterier. Flexibilitet finns även hos andra sorters energiresurser som dock är intermittenta och inte tillgängliga hela tiden på samma sätt som batterilager oftast är. Utifrån branschrapporter och andra källor kan denna uppskattning göras:

- Vindkraft 60 GW
- Solkraft 30 GW
- Laddning av elfordon 30 GW
- Värmepumpar och kylmaskiner 50 GW
- Vätgaselektrolysörer 5 GW

Den timme under vintern då förbrukningen är som högst kallas topplasttimmen. Den inföll vintern 2023-2024 en kall tisdagsmorgon den 16 januari, klockan 9.00–10.00. Förbrukningen var då cirka 25 200 MWh/h (i genomsnitt 25,2 GW).

<sup>53</sup> Energimarknadsinspektionen, Flexibilitet i distributionsnäten, Förutsättningar för ett effektivt nätutnyttjande, Ei R2023:05

### **Exempel: Ny kabel eller batteri?**

För att förstärka Stockholmsregionens elnät och möta det ökade elbehovet bygger Svenska kraftnät en ny elförbindelse i en tunnel från norra till södra Stockholm. Kabeln ökar överföringen med 550 MW. Kostnaden har beräknats till 3 miljarder konor och byggtiden till 7 år, vilket senare förlängts till cirka 9 år vilket innebär att den kan tas i drift årsskiftet 2028/2029.

Att installera ett batteri på 550 MW skulle med dagens batteripriser kosta ungefär lika mycket som kabeln, men med fortsatt sjunkande kostnader kommer batterialternativet snart vara billigare. En stor skillnad är att installation av ett batteri kan göras på ett år vilket möjliggör en högre takt i elektrifieringen. Eftersom de högsta effektopparna dessutom bara varar under några timmar per dygn, kan batteriet även användas för att leverera stödtjänster till elnätet under större delen av dygnet.

### **Exempel: Batterier ökar laddkapaciteten på OKQ8-station**

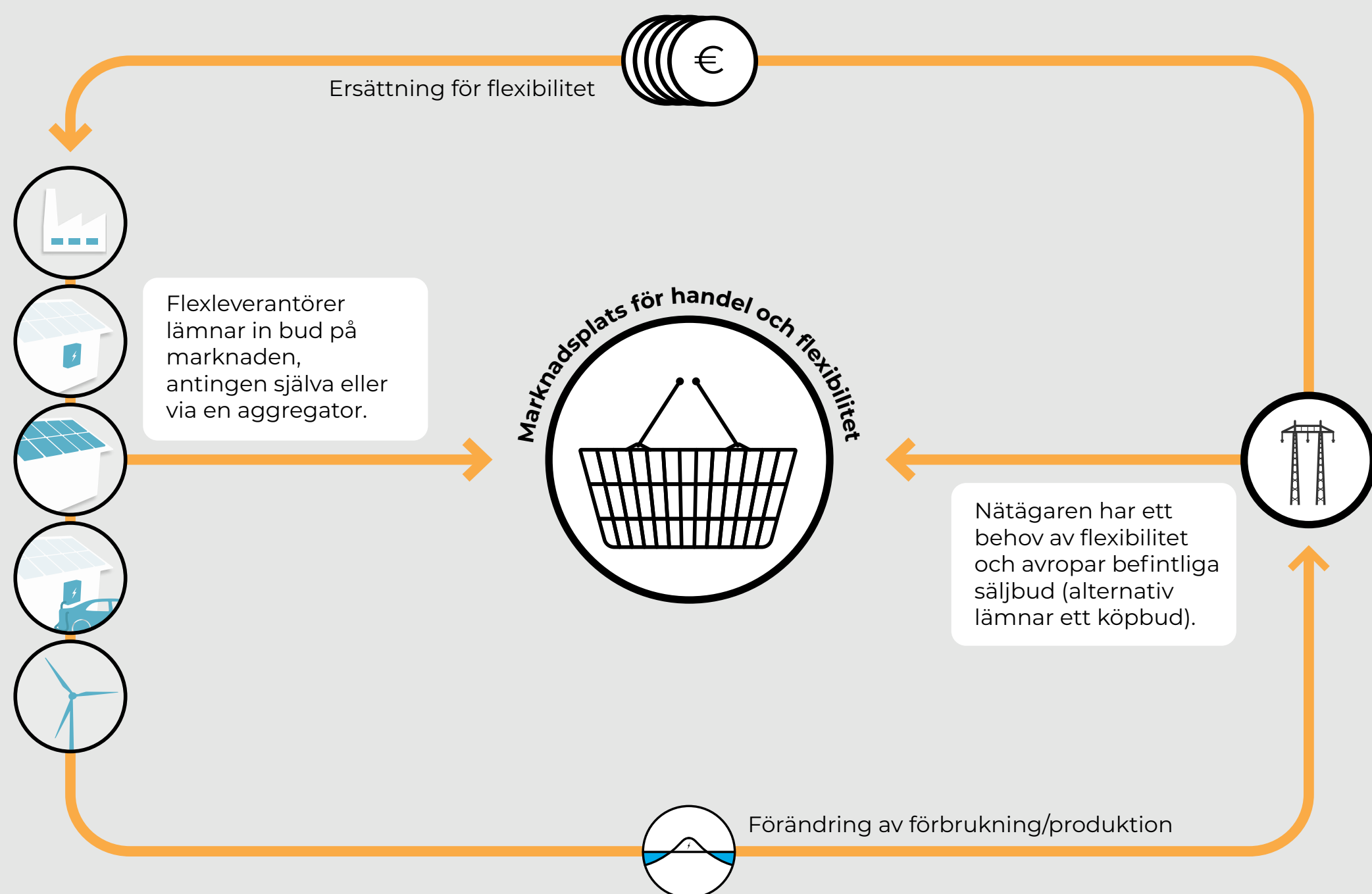
För att fler fordon ska kunna laddas snabbare har Skellefteå Kraft installerat ett batteri tillsammans med snabbbladdare på en OKQ8-station mellan Nyköping och Södertälje. Batteriet levererades av Northvolt och har smart styrning från CheckWatt.

På grund av begränsningar i elnätet kan det maximala eluttaget inte ökas. När tre nya supersnabbbladdare installerades, med en maximal effekt på 150 kW vardera, installerades därför samtidigt ett batteri som kan skjuta till extra effekt när den behövs. Den smarta styrningen ser till att det maximala effektuttaget från elnätet inte överskrids och att snabbbladdarna och batteriet utnyttjas optimalt för att ladda bilarna så snabbt som möjligt.

## 5.2 Lokala flexibilitetsmarknader

Lokal kapacitetsbrist i elnäten som beskrivits ovan kan även hanteras genom lokala flexibilitetsmarknader. I princip handlar det om att en aktör som tillfälligt kan minska sitt uttag av eleffekt eller öka sin elproduktion kan sälja den förmågan som en flexibilitetstjänst på en lokal marknad.

Säljarna av flexibilitet kan vara både elproducenter och elanvändare, eller till exempel batterier som kan agera i båda riktningarna. Företag som kopplar upp flexibla resurser från flera olika aktörer, så kallade aggregatorer, kan ge ett samlat erbjudande till marknadsplatsen, vilket innebär att även små resurser som hembatterier, värmepumpar och elbilsladdning får möjlighet att delta. Köpare av flexibilitet är främst region- och lokalnätägare som inte har tillräcklig kapacitet i de egna näten vid höglastsituationer, eller som begränsas av abonnemanget mot överliggande nät. Själva marknadsplatsen är en digital handelsplats där sälj- och köpbud matchas mot varandra.



**Figur 19.** Illustration av hur en lokal flexibilitetsmarknad kan fungera

Under de senaste åren har ett antal lokala flexibilitetsmarknader testats och utvärderats i Skåne, Uppsala, Stockholm, Jämtland-Västernorrland och på Gotland. Under vintersäsongen 2023-2024 drevs flexibilitetsmarknader i Göteborg-Mölndal (Effekthandel Väst), Stockholm (Sthlmflex) samt i Skåne där E.ON har marknader i Hässleholm och i södra Skåne.

Erfarenheterna från de lokala flexibilitetsmarknaderna är att det finns en god potential att öka kapaciteten och möjliggöra anslutning av fler kunder, men att kunskapen behöver höjas hos samtliga aktörer och både processer och incitament behöver utvecklas för att den fulla potentialen ska kunna realiseras.<sup>54</sup>

CheckWatts bedömning är att de plattformar som används måste bli betydligt mer tillförlitliga och lyftas till samma nivå som Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader. Utan ett fullständigt förtroende för funktionaliteten kommer inte potentialen att kunna utnyttjas. Detta kräver en omfattande utveckling av processer och rutiner för förkvalificering, verifiering, certifiering och uppföljning.

<sup>54</sup> Energimarknadsinspektionen, Flexibilitet i distributionsnäten, Förutsättningar för ett effektivt nätutnyttjande, Ei R2023:05

## 5.3 Villkorade och bilaterala avtal

Ett annat sätt att hantera begränsningar i överföringskapaciteten är att elnätsföretagen skriver så kallade villkorade avtal eller bilaterala avtal med sina kunder. Villkorade avtal skapar möjlighet att ansluta kunder som använder den överföringskapacitet som är ledig under största delen av tiden. För att dessa kunder ska kunna rymmas i elnätet behöver deras användning begränsas under de timmar då elnätet är som mest belastat, vilket kan regleras genom villkorade avtal. Villkorat avtal ger alltså en möjlighet att ansluta något som annars inte varit möjligt, och ska också ge den anslutande kunden en rabatt på anslutningsavgiften som är i rimlig relation till begränsningen. Bilaterala avtal för flexibilitet fyller i princip samma funktion men innebär generellt ett tvåpartsavtal mellan enstaka större effektförbrukare och nätbolag, där kunden avstår en viss volym effekt under vissa givna tider eller på en given överenskommen signal.

Energimarknadsinspektionen har tidigare bedömt att flexibla avtal inte kan användas som en permanent lösning för hantering av överbelastning, men enligt förslag från EU kommissionen, kan det vara möjligt i de fall där utbyggnad av nätkapacitet inte ses som den mest effektiva lösningen.<sup>55</sup>

Med hjälp av batterilager kan de tillfällen då kunden behöver begränsa sin elanvändning eller produktion minimeras, genom att det effektuttag eller den elproduktion som överskrider villkoren i avtalet hämtas från eller lagras i batterier.

Villkorade eller bilaterala avtal har fördelar gentemot lokala flexibilitetsmarknader eftersom de är betydligt enklare att genomföra. De kan också användas med en betydligt högre granularitet – ner på villaområdes-, kvarters- eller förbrukar- och producentnivå – vilket är svårt att åstadkomma med en marknadsplats som kräver ett minimum av antal deltagande för att fungera.

För att villkorade avtal ska få ett brett genomslag och kunna användas effektivt behövs dock ett tydligare regelverk och standardiserade avtal som likriktar användningen.

## 5.4 Effektivare tariffstrukturer

Tariffstrukturer kan bidra till ökad flexibilitet både genom att sända relevanta prissignaler till elkonsumenterna och genom enhetlighet som underlättar aggregering och optimering genom smart styrning.

Det finns en mycket stor potential att flytta konsumtion hos hushållskonsumenter eller företag genom tariffer som vid varje given tidpunkt reflekterar vad det kostar att använda elnätet utifrån hur hårt belastat det är. Men enbart en prissignal är sannolikt otillräckligt eftersom det kan upplevas som svårt eller omständligt att aktivt justera sin elanvändning. Smart styrning av exempelvis värmepumpar och andra energisystem är därför en förutsättning för att realisera en större del av potentialen. Energimarknadsinspektionen har därför föreslagit ett investeringsstöd för att eftermontera smart styrning på äldre utrustning.

Standardiserade strukturer för nättariffer skulle också vara ett viktigt verktyg för att öka flexibiliteten. I Sverige finns omkring 160 lokala elnätsföretag som alla kan ha helt olika tariffstrukturer avseende fasta avgifter, avgifter för effekt och avgifter för överförd energi. Detta försvårar möjligheterna att på ett effektivt sätt aggregera, styra och optimera användningen av flexibla resurser utifrån både lönsamhet för resursägaren och behoven i elsystemet. Energimarknadsinspektionen bör därför föreslå standardiserade tariffstrukturer som säkerställer likvärdiga förhållanden i hela landet.

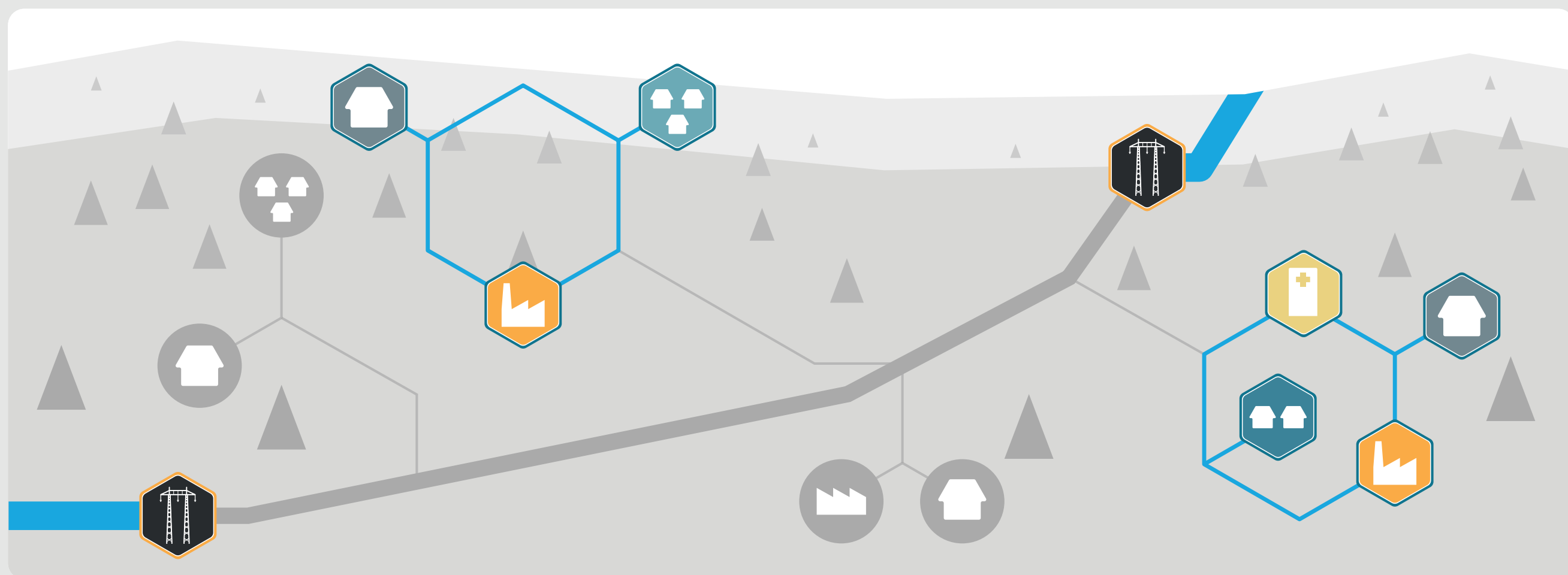
<sup>55</sup> Svenska kraftnät, Effektivisering av processen för anslutning till transmissionsnätet, 2024-01-31

## 6. EN ROBUSTARE ELFÖRSÖRJNING MED ÖDRIFT

Genom så kallad ödrift kan elförsörjningen säkerställas i mindre eller större delområden, utan koppling till det omkringliggande nätet. Det kan vara en enskild fastighet, ett sjukhus eller en serverhall, eller på sikt ett kvarter, en stadsdel eller en hel stad som drivs och balanseras i ett avgränsat nät. Detta kan då också kallas för ett mikronät, där flera batterilager och andra energiresurser anslutna till samma styrsystem samverkar för att upprätthålla ödriften.

Möjligheten till ödrift stärker elsystemets robusthet i krissituationer med omfattande störningar eller nåtsammanbrott, exempelvis på grund av extrema väderhändelser eller sabotage. Det rådande säkerhetsläget i Sveriges närområde gör en stärkt elberedskap och möjligheten till ödrift mer angelägen än tidigare. Samtidigt kan ödriftsmöjligheter minska elavbrotten i glesbygd mer kostnadseffektivt än att exempelvis gräva ner kablar för att öka leveranssäkerheten.

Batterier spelar också en nyckelroll i händelse av ett nåtsammanbrott. Batterier som är samlokaliserade med elproduktionsanläggningar kan ge dem kapacitet för så kallad dödnätsstart. När produktionsanläggningen är i gång och levererar el till ett elsystem i normaldrift kan batteriet vara aktivt och leverera tjänster via virtuellt kraftverk.

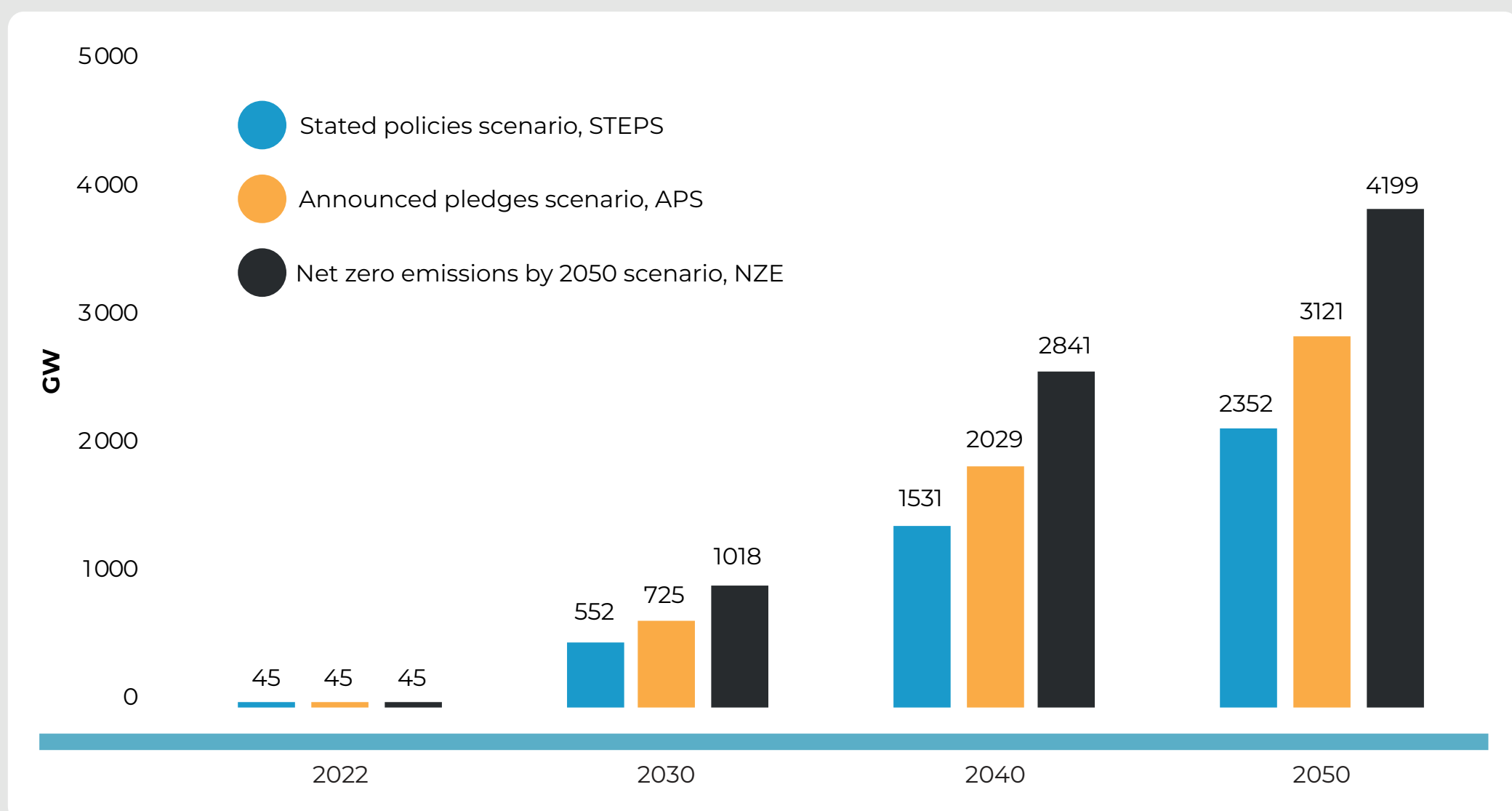


**Figur 20.** Ödrift där avgränsade områden drivs utan koppling till det överliggande elnätet.

# 7. SNABB UTVECKLING PÅ BATTERIMARKNADEN

## 7.1 Utvecklingen globalt

Enligt internationella enerirådet IEA:s World Energy Outlook, fanns det 45 GW installerad batterikapacitet globalt 2022. Denna nivå väntas enligt rådet växa till 552–1018 GW år 2030. Den högre siffran avser ett scenario som innebär att 1,5-gradersmålet klaras (Net Zero Emissions by 2050 Scenario, NZE) medan den lägre siffran avser ett scenario som baseras på nuvarande politik (Stated Policies Scenario, STEPS). Däremellan finns ett scenario som baseras på att stater uppnår sina energi- och klimatåtaganden (Announced Pledges Scenario, APS). I figuren nedan visas utvecklingen i de tre scenarierna till 2030, 2040 och 2050.<sup>56</sup>



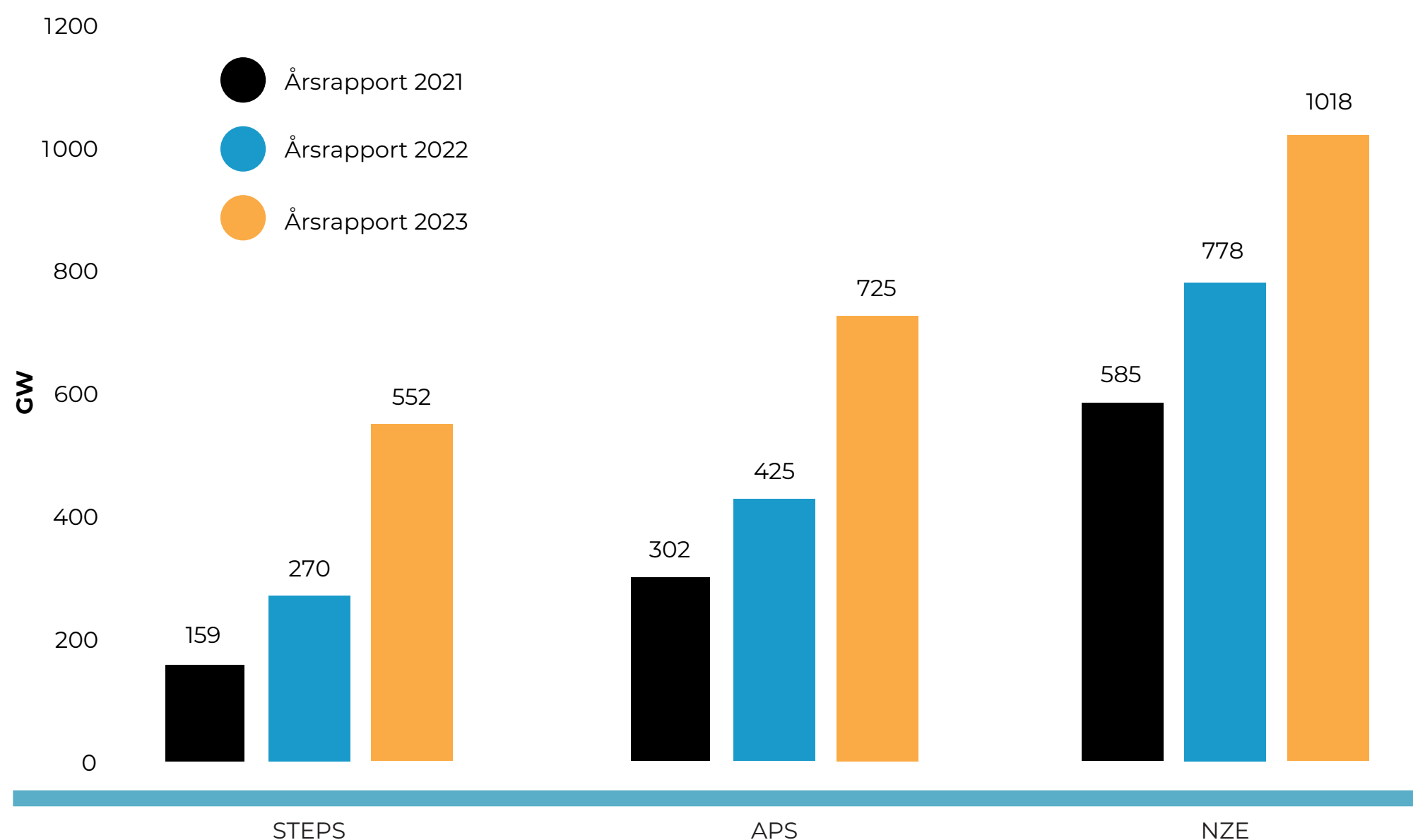
**Figur 21.** Installerad global kapacitet i batterilager 2022 och utveckling enligt IEA:s scenarier (GW).

Den snabba utvecklingen för batterilager innebär att IEA har fått revidera sina scenarier kraftigt i sina årliga World Energy Outlook-rapporter. I årsrapporten 2023 är den antagna installerade kapaciteten 2030 i STEPS-scenariot mer än dubbelt så hög som i rapporten från 2022 och 3,5 gånger högre än i rapporten från 2021. I APS- och NZE-scenarierna där man har en högre kapacitet från början är de relativa ökningarna något mindre.

I en specialrapport om batterier i april 2024 konstaterar IEA att ytterligare 40 GW batterikapacitet installerades bara under 2023, för att nå en total kapacitet på 85 GW. I denna rapport har man skruvat upp nivån i NZE-scenariot till 1 200 GW 2030.<sup>57</sup>

<sup>56</sup> IEA, World Energy Outlook 2023, oktober 2023

<sup>57</sup> IEA, Batteries and Secure Energy Transitions, April 2024



**Figur 22.** IEA:s reviderade scenarier för batterikapacitet år 2030 i årsrapporterna för 2021, 2022 och 2023 (GW).

Batterier stod enligt IEA för cirka 1 procent av den totala globala installerade effekten 2022. År 2030 väntas andelen ha ökat till 4–6 procent och år 2050 till 9–11 procent, enligt IEA:s olika scenarier.<sup>58</sup>

Det är de största batterilagringssystemen på över 500 MWh som globalt bidrar mest till ökningen, och de främsta drivkrafterna är förmågorna att stabilisera elnätet och balansera stora volymer förnybar el.<sup>59</sup> Världens största batterilager finns i dag i Monterey i Kalifornien, med en kapacitet på 750 MW/3 GWh<sup>60</sup> och en lång rad anläggningar i GWh-klassen byggs eller planeras runt om i världen. Exempelvis byggs i Chile en batteripark på 1 GW/4, 1 GWh<sup>61</sup>, i Australien upphandlades i november 2023 sex batterilagringssystem, där det största har en kapacitet på 415 MW/1,66 GWh<sup>62</sup> och i Storbritannien planeras ett system på 1 040 MW/2,08 GWh<sup>63</sup>.

### Effekt och energi i batterier: C-talet

Det så kallade C-talet är ett mått på hur snabbt man kan ladda i och ur batteriet.

Ett C-tal på 1 betyder att man kan ladda i eller ur hela batteriets kapacitet på 1h. Om ett batteri har en lagringskapacitet på 1 MWh och en effekt på 1 MW kan batteriet laddas ur på en timme och har ett C-tal på 1. Om ett batteri har en lagringskapacitet på 2 MWh och en effekt på 1 MW tar det två timmar att ladda ur batteriet och C-talet är 0,5.

I Sverige där det fortfarande är FCR-D som ger de största intäkterna ger ett C-tal på 1 bäst lönsamhet. Därför utformas många anläggningar så, men det är i dag även vanligt med uthållighet på 2 timmar. På sikt väntas det bli allt vanligare med lägre C-tal och längre uthållighet, vilket redan syns på mer mogna batterimarknader. Utvecklingen påverkas till stor del av priset på battericeller. En bra strategi kan vara att utforma system så att fler batteripack kan läggas till efterhand på samma växelriktare, så att uthålligheten successivt förlängs. Det är inte osannolikt att standard kommer vara uthållighet på 4-8 timmar (C-tal på 0,125-0,25) inom ett par år när växelriktare, eventuell transformator och nätanslutning innebär en större investeringskostnad i förhållande till batterierna.

<sup>58</sup> IEA, World Energy Outlook 2023, oktober 2023

<sup>59</sup> Marketsandmarkets, Battery Energy Storage System Market, juni 202

<sup>60</sup> Electrek, The world's largest battery storage system just got even larger, augusti 2023

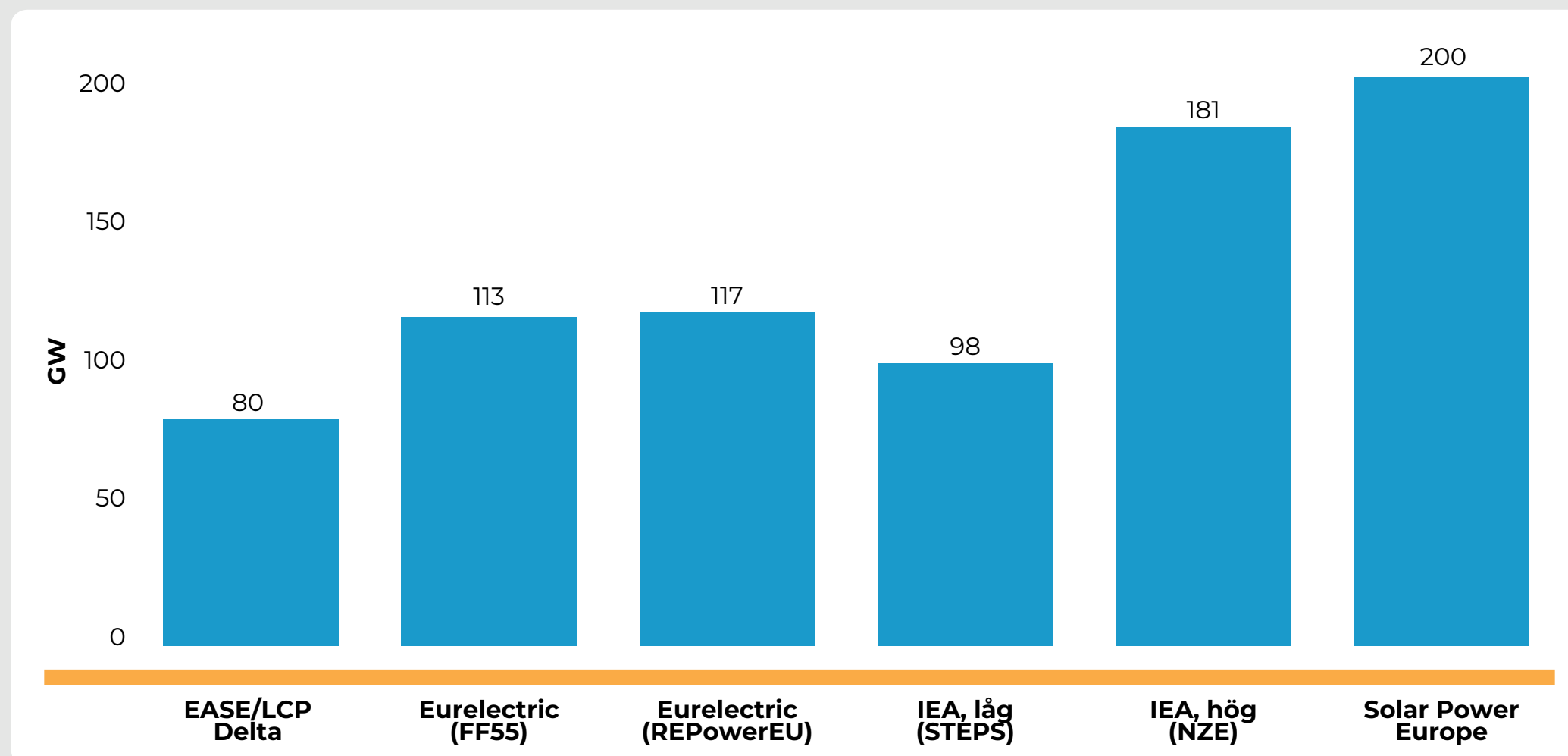
<sup>61</sup> EnergyStorage News, PPA signed for Greenergy's Oasis de Atacama project in Chile, featuring 'world's biggest' BESS. 25 januari 202

<sup>62</sup> Australiens klimat- och energidepartement, Joint media release: Capacity Investment Scheme supports NSW to deliver 1GW of cleaner, cheaper, more reliable energy for NSW, November 2023

<sup>63</sup> ReCharge, 'World's biggest battery': \$1bn plan takes shape near Manchester United ground, juli 2023

## 7.2 Utvecklingen i Europa

Den installerade batterikapaciteten i Europa var cirka 10 GW 2022<sup>64</sup> och väntas av olika aktörer öka till i storleksordningen 100–200 GW år 2030, enligt sammanställningen i figuren nedan.



Figur 23. Installerad batterikapacitet i Europa 2030 enligt olika aktörer (GW).

Figuren ovan baseras på ett antal olika Europeiska och internationella studier:

- Analysföretaget LCP Delta och den europeiska batteriorganisationen EASE anger att det installerades 4,5 GW batterikapacitet i Europa under 2022<sup>65</sup> (analysen inkluderar 24 länder), vilket gav en total kapacitet på drygt 10 GW. Organisationerna bedömer att de årliga installationerna kommer att öka successivt och nå strax under 12 GW 2030, vilket skulle ge en total ackumulerad kapacitet på drygt 80 GW år 2030.
- Den europeiska branschorganisation för elproducenter, Eurelectric, har i rapporten Decarbonisation Speedways bedömt den installerade batterikapaciteten för att ligga i linje med EU:s klimatpaket Fit for 55 respektive den något mer ambitiösa REPowerEU-planen. Deras uppskattning är att den installerade kapaciteten 2030 uppgår till 113–117 GW, varav drygt hälften utgörs av installationer hos konsumenter (anläggningar upp till 5 MW) och resterande är storskaliga batteriparker.<sup>66</sup> Enligt organisationens scenarier ökar därefter installationerna till 210–218 GW år 2040 och 280–296 GW år 2050. Scenarierna inkluderar EU27 och Storbritannien.
- Som jämförelse kan IEA:s scenarier i World Energy Outlook för 2030 brytas ner på Europeanivå. Eftersom behovet av batterikapacitet är kopplat till mängden variabel förnybar elproduktion kan andelen approximeras utifrån IEA:s antaganden avseende olika regioners andel av den globala förnybara elproduktionen. För IEA:s olika scenarier skulle det ge EU en installerad kapacitet 69–127 GW år 2030 och Europa 98–181 GW.<sup>67</sup>
- Solar Power Europe har föreslagit ett mål för lagring av eleffekt för EU på 200 GW till 2030.<sup>68</sup> Organisationen pekar på att målet ligger i linje med tidigare studier från EU-kommissionen och EASE, mot bakgrund av de ökade ambitionerna för vind- och solkraft genom REPowerEU och det nyligen klubbade Fit for 55-paketet. I studierna som baseras på förhållandena 2020 beräknas det totala behovet av energilagring uppgå till 200 GW, där batterier utgör 67 GW.<sup>69</sup> Mot bakgrund av den snabba utvecklingen (vilket också framgår av IEA:s kraftiga revideringar av sina scenarier, se avsnitt 7.1,) framstår det som rimligt med en ökad målsättning för EU.

64 EASE och LCP Delta, European Market Monitor on Energy Storage (EMMES 7.0), april 2023

65 EASE och LCP Delta, European Market Monitor on Energy Storage (EMMES 7.0), april 2023

66 Eurelectric, Decarbonisation Speedways, juni 2023

67 IEA:s scenarier innebär en global installerad kapacitet på 552–1018 GW (se avsnitt x) och EU/Europas andel av den globala förnybara elproduktionen uppgår till 12 respektive 18 procent.

68 Solar Power Europe, European Market Outlook For Residential Battery Storage 2022–2026, December 2022

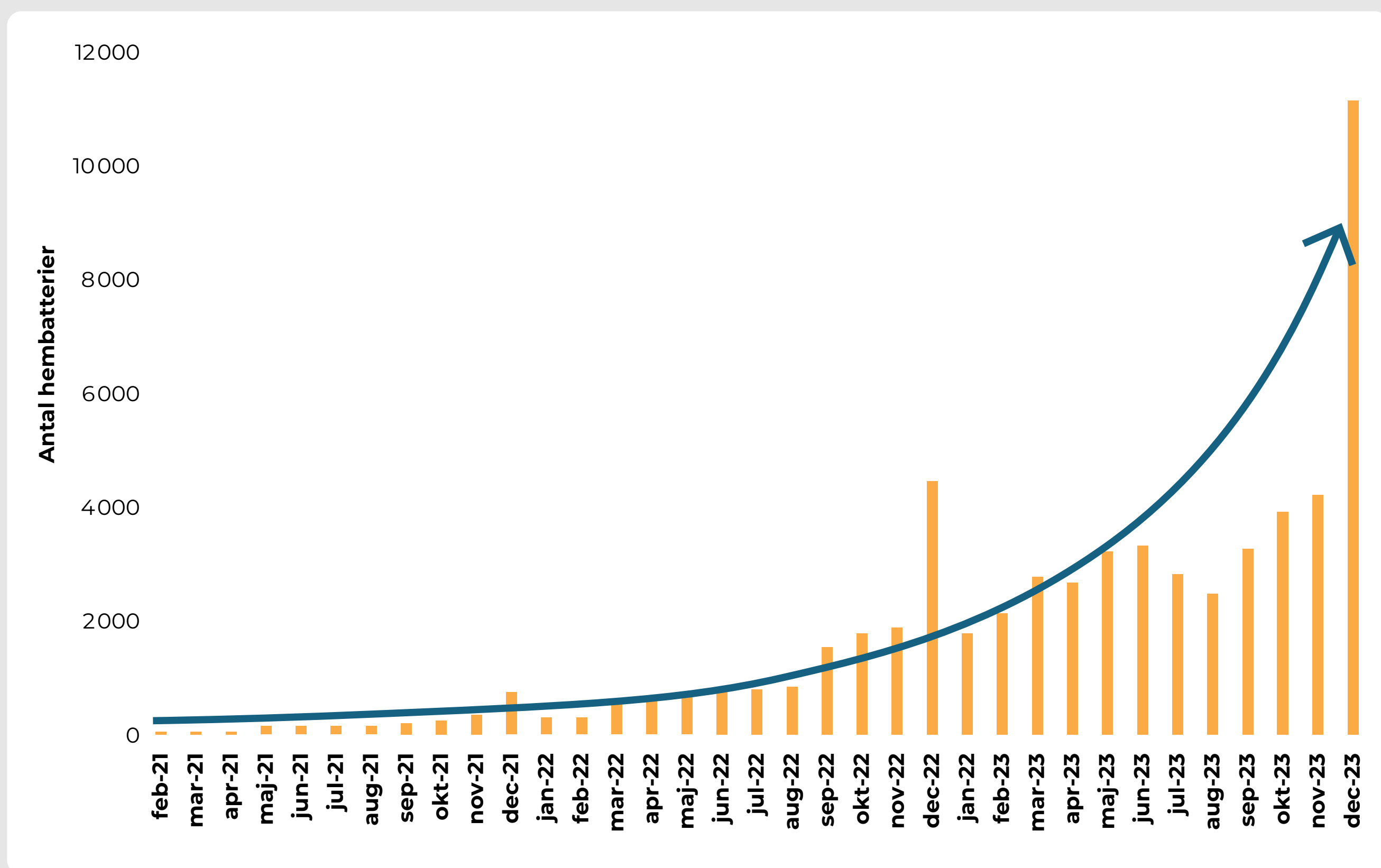
69 Se EASE, Energy Storage Targets 2030 and 2050, juni 2022, EU-kommissionen, Commission Staff Working Document, Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, mars 2023 och EU-kommissionen, Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe, mars 2020

## 7.3 Utvecklingen i Sverige

Utvecklingen av den installerade batterikapaciteten i Sverige går mycket snabbt inom samtliga segment; hembatterier, fastighet och industri samt storskaliga batteriparker.

När det gäller hembatterier, som generellt ligger i storleksordningen 5–15 kW, kan utvecklingen följas genom Skatteverkets statistik avseende skattereduktion för grön teknik.<sup>70</sup> För batterier som installeras i anslutning till bostäder får avdrag göras med 50 procent av kostnaden. Avdraget gäller dock enbart för dem som också har solceller installerade, vilket gör att det kan finnas batterier som inte omfattas av statistiken.

Sedan avdraget infördes den 1 januari 2021 till utgången av 2023 har drygt 60 000 avdrag gjorts för installation av batterilager<sup>71</sup>. I figuren nedanför visas antalet avdrag per månad, enligt Skatteverkets statistik.

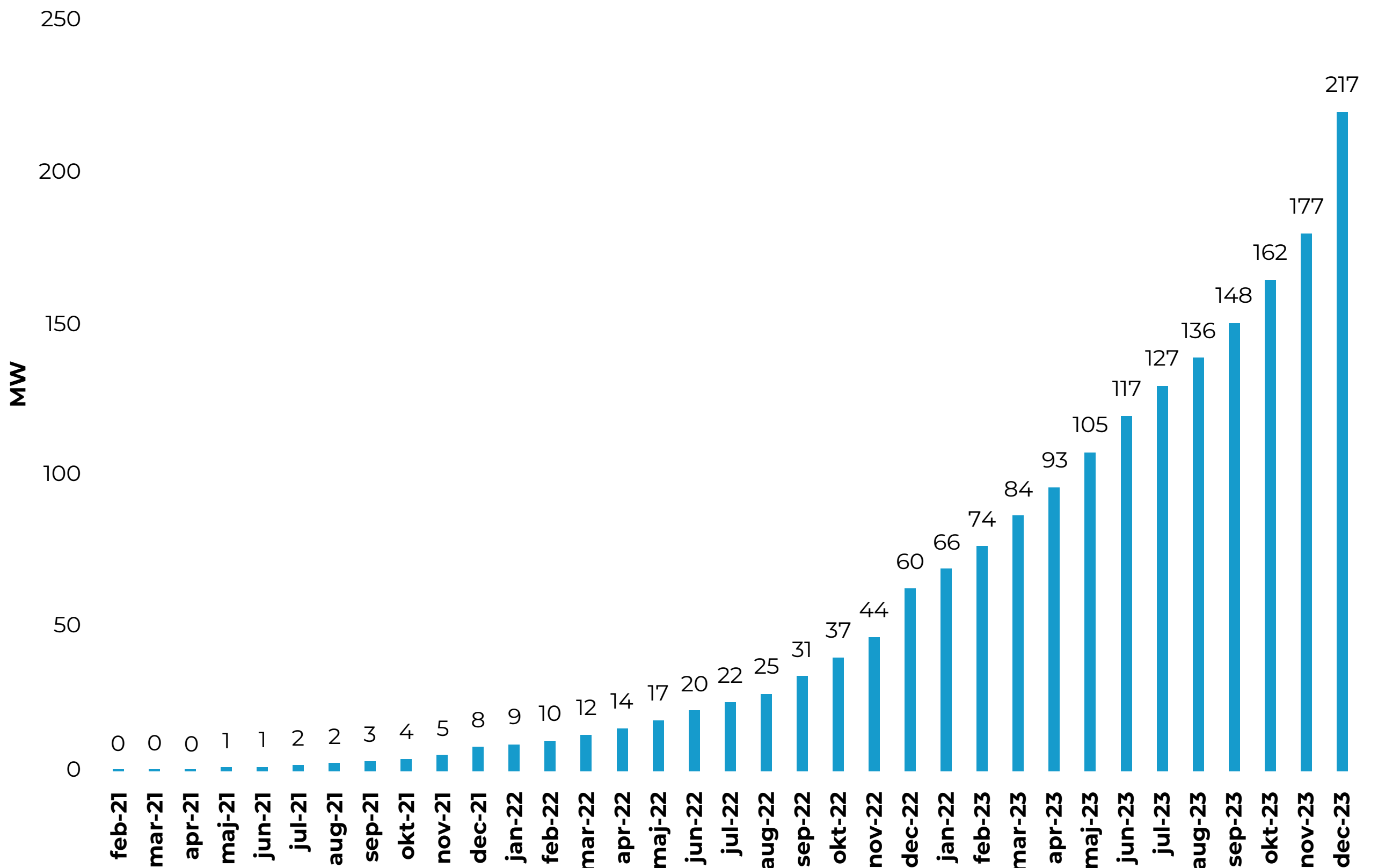


Figur 24. Antal avdrag för hembatterier per månad, februari 2021 – december 2023.

<sup>70</sup> Skatteverket, Skattereduktion för grön Teknik, statistikdatabasen

<sup>71</sup> Viss dubbelräkning kan förekomma då avdraget kan användas av flera personer som står som ägare till en fastighet

Av Skatteverkets statistik framgår inte hur många av avdragen som delats av personer i samma hushåll och storleken på anläggningarna. Om man antar att 80 procent av avdragen delats mellan makar/sambos för en och samma installation, och att den genomsnittliga storleken på anläggningarna är 6 kW, ger det en total installerad effekt på 217 MW vid utgången av 2023.

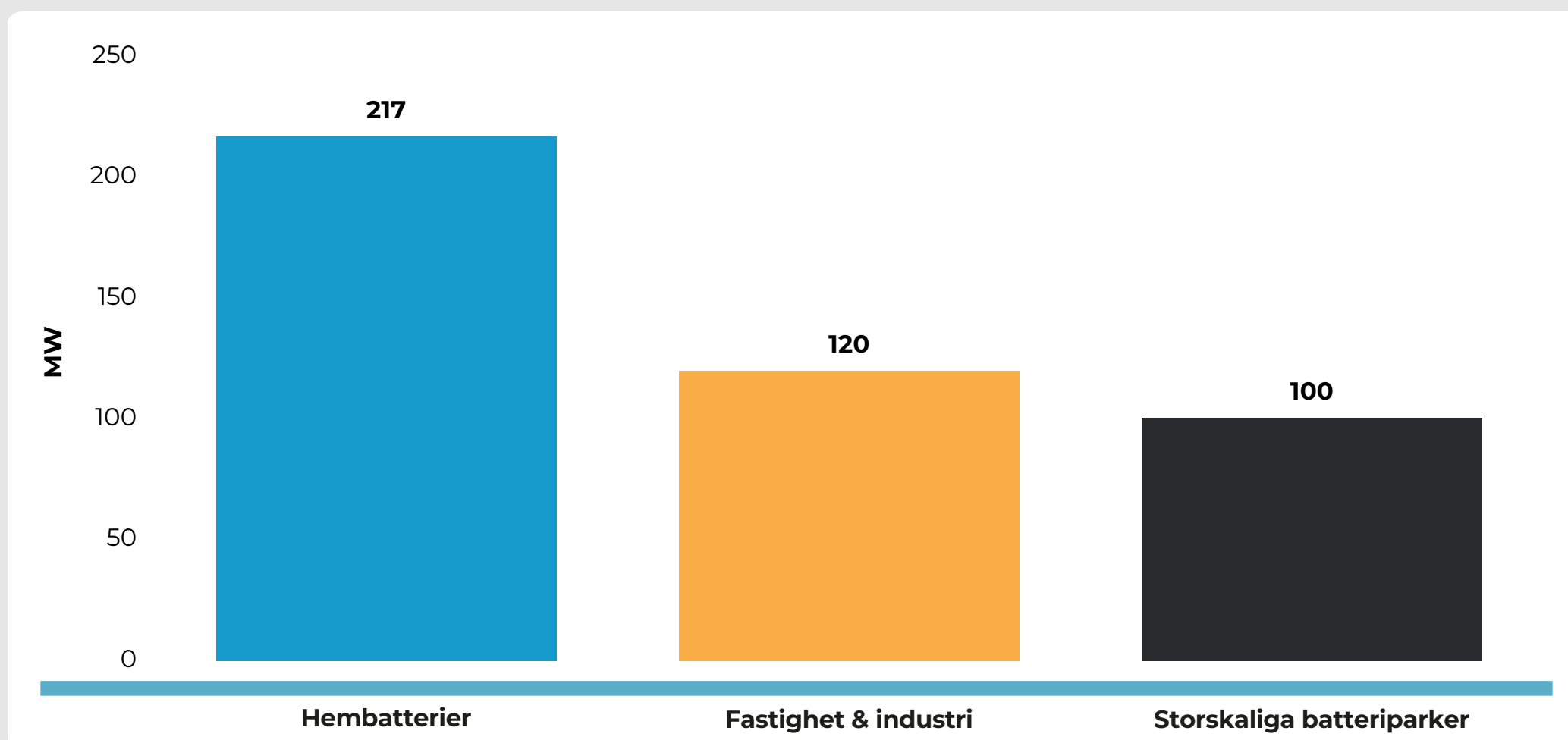


**Figur 25.** Ackumulerad installerad effekt i hembatterier februari 2021 – december 2023, vid antagande om 80 procent delade avdrag och genomsnitt 6kW per batteri (MW)

För de större segmenten fastighet och industri (upp till cirka 5 MW) och storskaliga batteriparker (större än cirka 5 MW) finns ingen samlad statistik. CheckWatts uppskattning är att det vid utgången av 2023 fanns cirka 120 MW installerat i fastigheter och industrier och cirka 100 MW i storskaliga batteriparker<sup>72</sup>, men utvecklingen går så snabbt att detta bara är en ögonblicksbild.

Sammantaget ger det en uppskattad samlad installerad batterikapacitet i Sverige för de tre segmenten på cirka 440 MW vid utgången av 2023.

<sup>72</sup> Ny Teknik presenterade i januari 2024 en kartläggning bland 40 batteriaktörer som redovisade en samlad installerad batterikapacitet på 91 MW för batteriparker större än 5 MW.

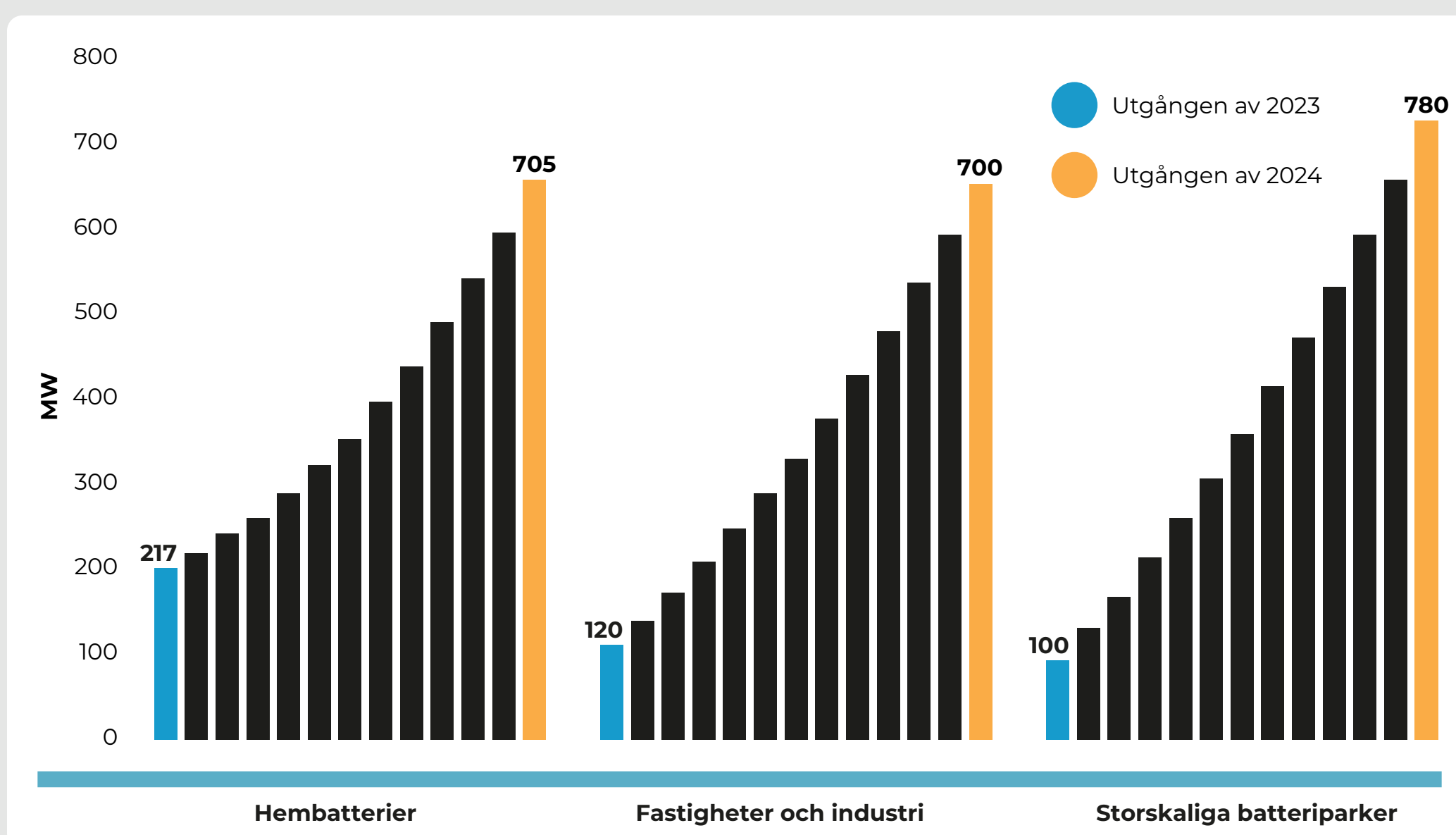


Figur 26. Uppskattad installerad batterikapacitet i olika segment vid utgången av 2023 (MW).

### 7.3.1 Prognos för 2024

CheckWatts prognos är att den installerade batterikapaciteten ökar med 1 750 MW under 2024, till totalt cirka 2 200 MW. Avsaknaden av samlad statistik utöver Skatteverkets uppföljning av avdraget för grön teknik, i kombination med den mycket snabba utvecklingen, gör att det finns flera osäkerheter i prognosen. Skatteverkets ställningstagande avseende skatteavdraget för energilager i januari 2024 gör samtidigt den framtida utvecklingen för hembatterier oviss<sup>73</sup>. Prognosen är därmed en relativt grov uppskattning som baseras på:

- Uppskattning av nuvarande installationer enligt ovan.
- Enkätundersökning till cirka 100 partnerföretag till CheckWatt som installerar batterier (genomförd före Skatteverkets ställningstagande).
- CheckWatts kunskaper om marknaden, baserat på professionella kontakter och uppgifter i media.



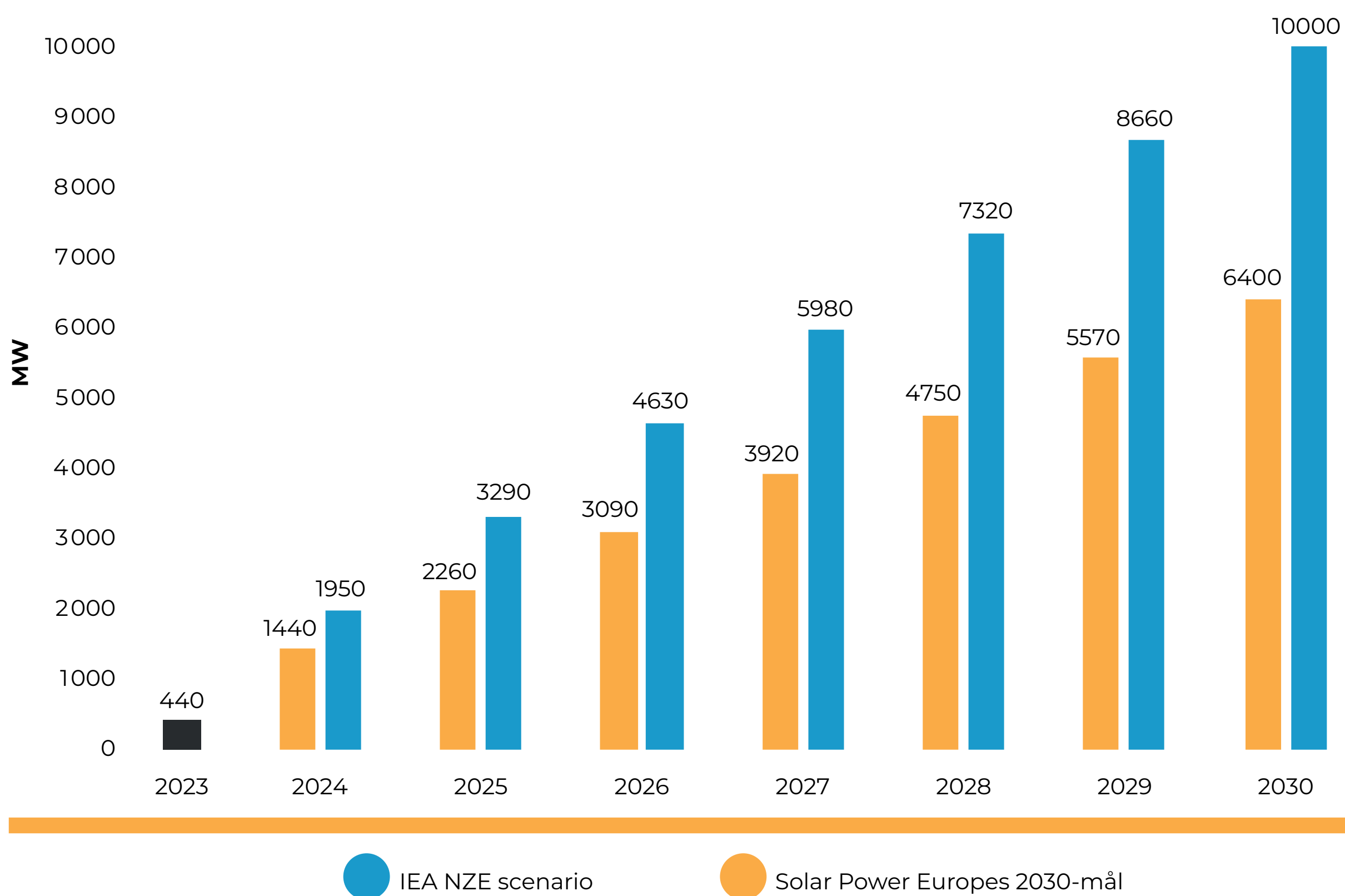
Figur 27. Uppskattad utveckling per segment under 2024 - ackumulerad installerad effekt.

<sup>73</sup> I januari 2024 gjorde Skatteverket ett ställningstagande om vilka krav som ställs för att skatteavdraget för installation av energilager ska vara godkänt, som innebär att batteriet "uteslutande eller så gott som uteslutande" ska användas för att lagra egenproducerad el. CheckWatts bedömning är att det även fortsatt finns goda möjligheter att optimera driften av batteriet på ett sätt som blir lönsamt för batteriägaren, men ändringen kan komma påverka utvecklingen av hembatterier så att ökningen blir lägre än den som antagits här.

## 7.3.2 Utvecklingen till 2030

Den förväntade utvecklingen globalt och i Europa som beskrivits i tidigare avsnitt kan ligga till grund för en bedömning av utvecklingen i Sverige. Den faktiska utvecklingen i enskilda länder beror dock en rad olika faktorer, som exempelvis mängden variabel förnybar elproduktion som behöver balanseras, marknader och ersättning för stödtjänster, möjligheter och behov för batterier att bidra till att avlasta elnäten samt eventuella stödsystem och regelverk som underlättar utbyggnaden.

I figuren nedan visas en möjlig utveckling baserat på IEA:s NZE-scenario i World Energy Outlook och Solar Power Europes föreslagna mål för EU, utifrån Sveriges nuvarande andel av elanvändningen i EU. IEA:s NZE-scenario med cirka 127 GW batterikapacitet i EU 2030 skulle för Sveriges del då innebära cirka 6,4 GW, medan Solar Power Europes mål om 200 GW skulle innebära cirka 10 GW i Sverige. I figuren visas en linjär utveckling från den uppskattade nivån 2023 (se ovan) till respektive scenarios nivå 2030. Det kan noteras att den nuvarande snabba utvecklingen i Sverige innebär att den installerade kapaciteten skulle ligga över båda scenarierna åtminstone för 2024.



**Figur 28.** Möjlig utveckling för installerad batterikapacitet.

## 7.4 Sjunkande kostnader och bredare råvarubas

Utvecklingen drivs på av snabbt fallande kostnader på batterier. Kostnaden för att lagra en kWh har minskat med över 90 procent sedan år 2000. Den så kallade lärlkurvan – kostnadsreduktion vid varje fördubbling av installerad kapacitet – går ännu snabbare för batterier än för både vind- och solkraft. Medan vind och solkraft har lärlkurvor på 10 respektive 20 procent, ligger batterier på 30 procent.<sup>74</sup>

Under 2023 föll de genomsnittliga priserna på litiumjonbatterier med 14 procent, till 139 dollar/kWh för batteripack och enligt Bloomberg väntades i november 2023 priserna fortsätta sjunka till 113 dollar/kWh 2025 och 80 dollar/kWh 2030.<sup>75</sup> Den batterikemi som dominerar på marknaden, litiumjärnfosfat (LFP), låg i november 2023 på 130 dollar/kWh för batteripack och 95 dollar/kWh för enbart battericeller. Enligt uppgifter från branschen handlades LFP-celler dock för så lite som 57 dollar/kWh i mars 2024.

Detta prisfall på batterier innebär att den förväntade utveckling som beskrivits i ovan avsnitt kan gå ännu snabbare och att batterier inom bara några år kan transformera elsystemets strukturer och marknader i grunden.

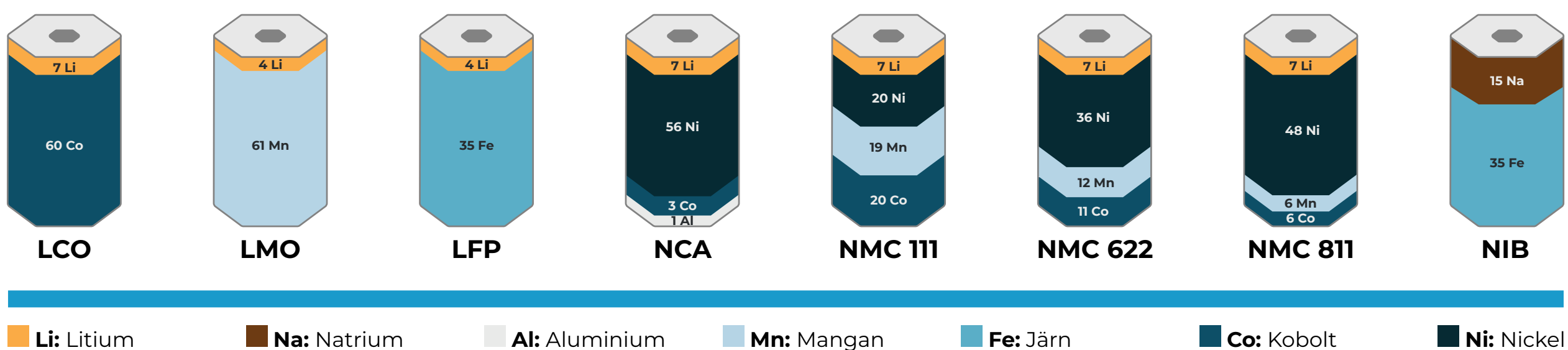
Utvecklingen av olika batterityper innebär också att råvarubasen för tillverkningen breddas och att tillgången till råvaror ökar. De kända reserverna av exempelvis litium ökar kontinuerligt. Från att tidigare ha legat på en relativt konstant nivå kring 13-14 miljoner ton fram till 2018, uppgick reserverna till 26 miljoner ton 2022<sup>76</sup>. Samtidigt väntas behovet av kritiska metaller minska markant. Ett exempel är LFP-batterier som ökar snabbt och som använder järnfosfat istället för nickel, mangan och kobolt. Även natriumjonbatterier väntas få ett stort genombrott, och dessa baseras på natrium som ingår i vanligt koksalt och det finns stor tillgänglighet till.

Figur 29 nedanför visar metallinnehållet i viktprocent (exklusive syre och andra icke-metalliska grundämnen som står för 40–70 viktprocent) för katodmaterialet bland vanligt förekommande litium- och natriumbaserade batterityper.

Det finns även material och i vissa fall metalliska grundämnen i andra delar av batteriet (elektrolyt, anod, inkapsling, med mera) men det är katoden som är den dominerande delen för användningen av kritiska mineraler.<sup>77 78</sup>

### Batterityper

Här visas materialsammansättningen för olika sorters batterier angivet i viktprocent för de ingående metallerna som andel av katodmaterialets totala massa.



**Figur 29.** Metallinnehåll i katodmaterial för olika litium- och natriumbaserade batterier. LCO: Litium-koboltoxid, LMO: Litium-manganoxid, LFP: Litium-järnfosfat, NCA, Litium-nickel-kobolt-aluminiumoxid; NMC: Litium-nickel-mangan-koboltoxid; NIB: Natrium-järn 'preussisk blå analog'.

74 [Net Zero](#), The Rate of Learning and the Cost of Net-Zero, 24 januari 2024

75 [BloombergNEF](#), Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \$139/kWh, 26 november 2023

76 [Statista](#), Reserves of lithium worldwide from 2010 to 2022, 30 oktober 2023

77 [Deutsche Rohstoffagentur](#), Lithium-Ionen-Batterierecycling, Commodity Top News 67

78 Intervju med Reza Younesi, universitetslektor vid Uppsala Universitet, maj 2024

# Fem förslag från CheckWatt

Batterier har stor potential att bidra till ett leveranssäkert och kostnadseffektivt elsystem, CheckWatt har fem förslag för att främja utvecklingen:

1

## Inför en självständig BSP-roll.

I maj 2024 delas rollen som balansansvarig upp i rollerna balansansvarig part (BRP) och leverantör av balanstjänster (BSP), vilket i teorin öppnar upp balansmarknaden för nya aktörer och bidrar till ökad konkurrens. I första skedet ställs krav på att en BSP-aktör också måste ha avtal med en BRP, vilket kraftigt begränsar hur mycket flexibilitet som faktiskt frigörs. En oberoende BSP-roll som tar eget ekonomiskt ansvar för sina obalanser bör införas omedelbart.

2

## Säkerställ lika konkurrens för batterietableringar

Enligt ellagen får företag som äger elnät inte också äga, utveckla, förvalta eller driva energilagrar. Lagen kringgås i dag genom att energikoncerner kan etablera batterilagrar genom ett annat bolag än elnätsbolaget. Det snedvrider konkurrensen då bolag inom samma koncern alltid kommer ha ett informationsövertag gentemot oberoende aktörer om de lokala marknadsförutsättningarna. Här behöver regeringen bli tydligare mot nätägarna: i stället för att agera i en juridisk gråzon ska de fokusera på att förstärka elnätet, öka transparensen och snabba upp sina handläggningstider för nya anslutningar till näten.

3

## Ändra skyndsamt i elnätsregleringen

Nuvarande reglering av nätföretagens intäktsramar skapar inga incitament för nätägare att nyttja existerande och nya energiresurser för få en så effektiv drift av elnätet som möjligt. I stället gynnas nya investeringar i elnätet, vilket driver upp kostnaderna för elkonsumenterna. En förändring av elnätsregleringen som både främjar och förutsätter ökad flexibilitet måste ske skyndsamt och kan inte vänta till 2028 när nästkommande fyraårsperiod för intäktsramarna ska beslutas.

4

## Etablera en elmarknadshubb

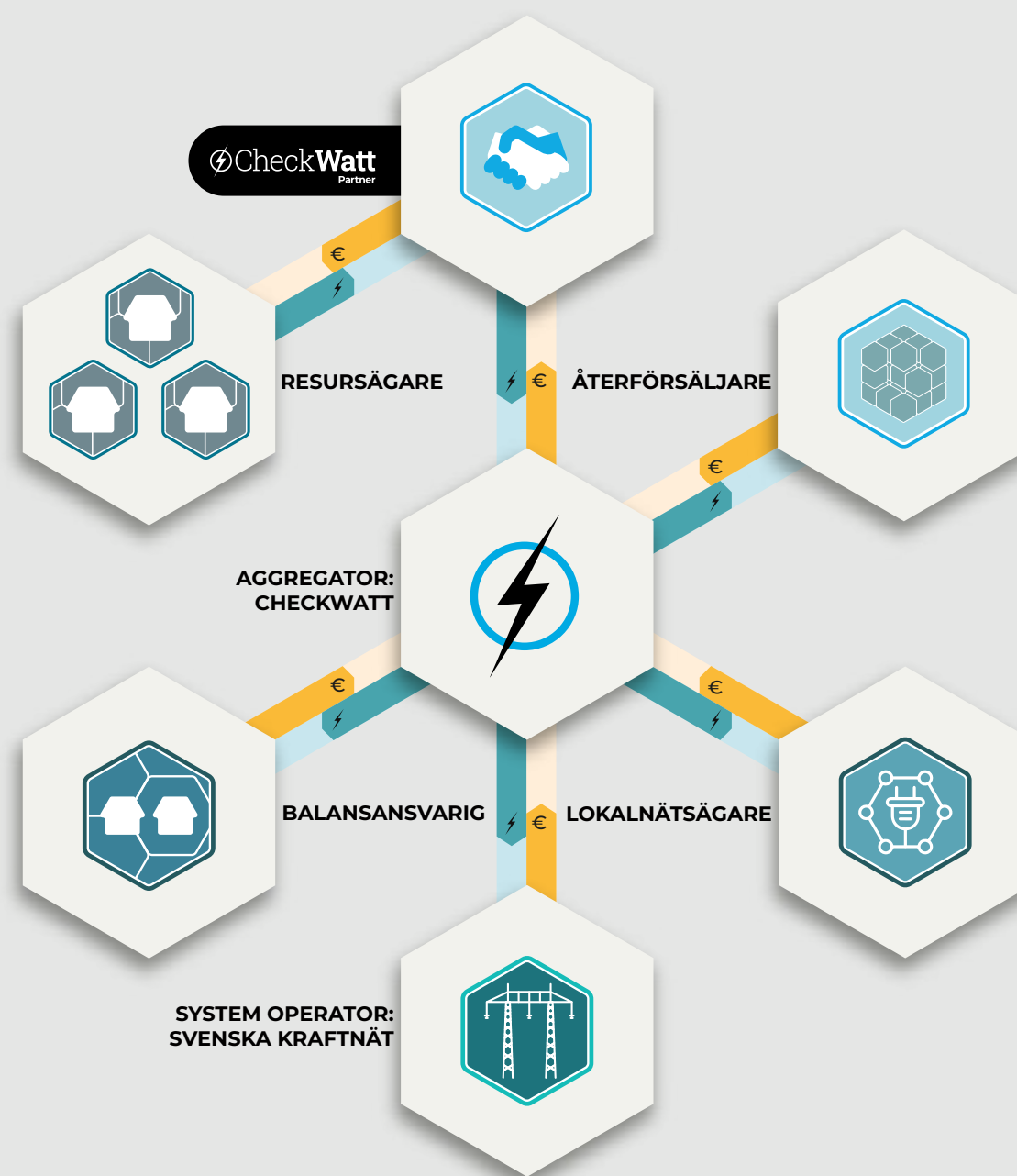
Regeringen bör ge Svenska kraftnät i uppdrag att genomföra det påbörjade arbetet med att implementera en elmarknadshubb, så som redan gjorts i Danmark, Norge och Finland. En central hubb är nödvändig för att möjliggöra konkurrens på lika villkor, där marknadens alla aktörer ges samma förutsättningar att få tillgång till relevanta data. En hubb kan samtidigt effektivisera hantering av de mätdata som krävs för att frigöra flexibilitet, och underlätta både för elmarknadsaktörer och enskilda som vill bidra med flexibilitet.

5

## Inför standardiserade villkorade avtal och nättariffer

Genom villkorade avtal kan elnäten användas effektivare genom att nätföretagen begränsar kundernas inmatning eller uttag av el när elnätet närmar sig maximal överföringsförmåga. Med enhetliga tariffer blir det enklare att aggregera, styra och optimera användningen av flexibla resurser utifrån både lönsamhet för resursägaren och behoven i elsystemet. I dag arbetar de cirka 160 lokala elnätsbolagen på helt olika sätt med båda frågorna, och Energimarknadsinspektionen bör därför ta fram förslag för tydligare regelverk och standardiserade avtalsformer som främjar en ökad flexibilitet och säkerställer likvärdiga förhållanden i hela landet.

CheckWatt vill att varje hushåll och varje företag ska kunna vara med och skapa ett stabilt, förnybart energisystem med obegränsad tillgång till billig, ren el. Som oberoende aggregator kan vi maximera värdet av den tillgängliga flexibiliteten från batterier, solkraft, elbilsladdare, värmepumpar och andra energiresurser utifrån ägarens prioriteringar och samhällets behov. Genom ett drygt 100-tal partnerföretag når CheckWatt tiotusentals företag, hushåll och andra som äger energiresurser. Genom CheckWatts virtuella kraftverk Currently kan dessa agera gemensamt för att leverera såväl stödtjänster till Svenska kraftnät, som balanskraft på elbörsens dagen före-marknad och intradag-marknad eller flexibilitet till lokala och regionala elnät.



Vi vill tacka följande personer för värdefulla bidrag, kommentarer och synpunkter i arbetet med Batterirapporten. Eventuella felaktigheter, liksom alla åsikter och förslag, är CheckWatts egna.

Lisa Göransson, docent i Energiteknik på institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, Chalmers

Filip Johnson, professor i Energisystem vid institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, Chalmers

Jessica Henryson, Westander Klimat och Energi

Lina Reichenberg, senior forskare i Fysisk resursteori vid institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, Chalmers

Reza Younesi, Universitetslektor vid Institutionen för kemi, Uppsala Universitet

Omslag och layout: Jonas Porsgaard, CheckWatt

Foto omslag: Jonas Jacobsson

Kommentarer och frågor är välkomna och kan ställas till:

Dan-Eric Archer  
Vd, CheckWatt AB  
daneric.archer@checkwatt.se