



---

# Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem

- en kartläggning av flexibilitetsresurser

---

**POWER CIRCLE**

*Electricity for sustainable energy*



December 2022

## Innehållsförteckning

1. Inledning .....	2
2. Flexibilitet löser flera utmaningar .....	3
2.1 Frekvensreglering .....	3
2.2 Effektbrist .....	5
2.3 Variationshantering .....	6
2.4 Kapacitetsutmaningar .....	7
3. Metoder för realisering av flexibilitet .....	9
3.1 Nationella marknader för flexibilitet (balansmarknader för stödtjänster) .....	9
3.2 Lokala marknader för flexibilitet .....	11
3.3 Bilateral avtal .....	12
3.4 Villkorade avtal .....	12
4. Flexibla resurser i elsystemet .....	13
4.1 Efterfrågefleksibilitet .....	13
4.1.1 Hushåll och servicefastigheter .....	14
4.1.2 Elfordonsladdning .....	18
4.1.3 Industrin .....	21
4.2 Flexibel produktion .....	25
4.2.1 Vindkraft .....	26
4.2.2 Solkraft .....	29
4.3 Energilagring .....	29
4.3.1 Batterier .....	29
4.3.2 Pumpkraftverk .....	33
4.3.3 Vätgas .....	34
5. Hur ska flexibiliteten användas? .....	36
5.1 Tidigare kategoriseringar av flexibilitetsresurser .....	36
5.2 Vilka flexibilitetsresurser kan bidra var? .....	37
6. Behov av fortsatta studier .....	41

## 1. Inledning

Flexibilitet är en nyckel i framtidens elsystem. I den nationella elektrifieringsstrategin som lades fram av regeringen i början av 2022 framhävs det att förmåga till flexibilitet ska byggas in i elsystemet, och att möjlighet till flexibilitet ska främjas när elkrävande verksamheter, såsom nya industrier, ansluts till elnätet. Även transportsektorns elektrifiering ska kunna bidra med flexibilitet snarare än att belasta elsystemet, likaväl som smart styrning av flexibel eluppvärmning i fastigheter.

Jämsides med att tekniken för att aggregera och frigöra flexibilitet genom automation och digitalisering utvecklas, testas olika ekonomiska incitament och mekanismer för samma ändamål. Sverige har nu flera pågående lokala och nationella marknadsplatser för flexibilitet och stödtjänster, samtidigt som allt fler elnätsbolag testar dynamiska nättariffer och olika typer av villkorade avtal.

Trots branschens och samhällets stora fokus på flexibilitet finns en bristande kunskap om flexibilitetspotentialen hos stora aktörer såsom industri, näringsliv, bolag inom transportsektorn och fastighetsägare, men även hos mindre aktörer har inte all potential kartlagts utifrån den senaste tekniken. Det behöver också klargöras vilka skillnader som finns mellan olika typer av flexibilitetsresurser och tekniker, och vilka utmaningar de olika resurserna passar till att lösa.

I denna rapport presenteras en översiktlig sammanställning av befintlig kunskap om flexibilitetsresurser och deras teoretiska potentialer, baserad på en skrivbordsstudie som Power Circle genomförde under hösten 2022.

## 2. Flexibilitet löser flera utmaningar

Ett resurseffektivt och leveranssäkert elsystem är en förutsättning för att möjliggöra omställningen till ett utsläppsfritt samhälle. Samtidigt står dagens elsystem inför flera olika sorters utmaningar, och i framtidens elsystem – där vi kan förutsätta att konsumtionsbehovet ökar till minst det dubbla mot dagens 140 TWh per år, konsumtionsmönstren förändras och elen i högre grad kommer från decentraliserade, variabla produktionskällor – behöver nya tekniker bli en självklar del av systemet för att säkerställa dess långsiktiga driftsäkerhet.

En av dessa tekniker, som finns tillgänglig och används i systemet redan idag, är flexibilitet. I ett elsystemperspektiv handlar flexibilitet om elnätens förmåga att hantera variabilitet och osäkerhet när det kommer till utbud och efterfrågan på el, sett till alla relevanta tidsskalor; från att garantera omedelbar stabilitet i systemet till att säkerställa långsiktig försörjningstrygghet<sup>1</sup>. Flexibilitet kan genereras från flera olika resurser i systemet: från produktionsenheter, såsom vind-, sol- och vattenkraft, till olika sorters energilagrar samt komponenter som kan ändra sin effektförbrukning baserat på efterfrågan. När flexibla resurser aktiveras kan flexibilitet tillgängliggöras på ett kostnads- och resurseffektivt sätt. Genom att erbjuda aktivering av resurserna kan också de elnätscunder som tillhandahåller dem bli en tillgång snarare än belastning i systemet.

För att säkerställa elsystemets leveranssäkerhet samt resurs- och kostnadseffektivitet behöver vissa centrala utmaningar ständigt tas i beaktning. Dessa utmaningar involverar bl.a. frekvensreglering, variationshantering, samt situationer av effekt- och kapacitetsbrist<sup>2</sup>. Alla dessa utmaningar kan lösas med hjälp av flexibilitet, och olika flexibilitetsresurser kan lämpa sig bättre än andra för vissa ändamål. På samma sätt som det är viktigt att använda nätet på ett resurseffektivt sätt är det därför också viktigt att den flexibilitet som finns tillgänglig används resurseffektivt, för att uppnå de flexibla resursernas fulla potential.

I följande stycken beskrivs de mest centrala elsystemutmaningarna som kan hanteras med hjälp av flexibilitet, samt vad som krävs av de flexibla resurser som ska användas för respektive ändamål. Dessutom ges en översiktlig genomgång av olika metoder för att realisera tillgången till flexibilitet.

### 2.1 Frekvensreglering

En av elsystemets grundläggande egenskaper är att balansen mellan inmatning och uttag ska vara lika i varje given sekund, och frekvensen i det svenska systemet ska ligga stadigt på det nominella värdet 50 Hz. Om frekvensen sjunker är elkonsumtionen högre än produktionen, och om den ökar är produktionen högre än konsumtionen<sup>3</sup>. I Sverige är det Svenska kraftnät som har systemansvaret för el, och i detta ansvar ingår frekvenshållning, eller frekvensreglering. Frekvensregleringen är ett viktigt uppdrag, då alltför stora avvikelser kan skada utrustning som anslutits till elsystemet samt leda till elavbrott eller andra elkvalitetsproblem för kunder. För att reglera frekvensen behöver det därför finnas reglerresurser – av Svenska kraftnät kallat reserver, vilket är detsamma som flexibla resurser med en viss profil när det kommer till aspekter som aktiveringstid och uthållighet – så att snabba förändringar i produktion eller konsumtion kan hanteras och inte orsakar problem.

<sup>1</sup> IEA (2019), [Status of Power System Transformation 2019](#).

<sup>2</sup> Energimarknadsinspektionen (2016), [Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet](#).

<sup>3</sup> Power Circle (2019), [Stödtjänster från nya tekniker](#).

Beroende på hur snabbt den reglerande flexibilitetsresursen kan aktiveras delas frekvenshållningen in i tre olika kategorier: primärreglering (inom loppet av sekunder) sekundärreglering (inom loppet av minuter), samt tertiärreglering (inom loppet av 10–15 minuter). Mindre obalanser regleras av primär- och sekundärreglering som aktiveras automatiskt, medan större obalanser hanteras med manuella reserver för tertiärreglering. Svenska kraftnät upphandlar tillgången till reglerresurserna genom sina marknader för stödtjänster. Genom flexibilitetsutbudet på marknaderna hanteras primärregleringen med hjälp av resurser under produktkategorierna FCR-D och FCR-N; sekundärregleringen hanteras med produkten aFRR och tertiärregleringen hanteras med produkten mFRR. Utöver dessa produktkategorier finns det också möjlighet att med produkten FFR hantera de snabba och djupa frekvensförändringar som kan uppstå vid en låg nivå av rotationsenergi i systemet<sup>4</sup>. Dessa produktkategorier och dess prestandakrav beskrivs närmare i avsnitt 2.5.1.

Under de senaste åren har avvikelser från det nominella värdet 50 Hz blivit vanligare. Enligt Svenska kraftnät (2015)<sup>5</sup> kan en sannolik förklaring till den försämrade frekvenskvaliteten bestå av den nuvarande marknadskonstruktionen, där elpriset sätts per timme, då den delar av elproduktionen genomför stora förändringar vid tidskiften. Detta förstärks också ytterligare av de HVDC-överföringar som oberoende av aktuell frekvens förändrar flödena av stora volymer i samband med tidskiften. Detta skapar obalanser då konsumtionen förändras mer kontinuerligt utan skarpa skiften vid timmar. Även svårigheten med att prognosticera en ökande mängd vindkraft i systemet har bidragit till en försämrad frekvenshållning, men enligt Svenska kraftnät (2015) kan variabel produktion från förnybara källor *inte* entydigt hållas som bakomliggande faktor, då den negativa trenden för frekvensavvikelser planade ut – medan den installerade mängden vindkraft har fortsatt öka. Introduktionen av aFRR och förbättrade vindkraftsprognoser har bidragit till att hantera frekvensavvikelser som uppstått till följd av den ökade volymen vindkraftsproduktion.

De automatiska reserverna består idag i stor utsträckning av vattenkraft<sup>6</sup>, som framför allt finns lokaliserad i norra Sverige. Vid behov av flexibla resurser för frekvenshållning i mellersta och södra Sverige, t.ex. vid fall av flaskhalsar i nätet, är dessa automatiska reserver inte tillräckliga i dagsläget. I dessa områden kan resurser som efterfrågefleksibilitet vara särskilt hjälpsamma för att bidra till frekvenshållningen. Ur ett elsystemperspektiv är det oviktigt huruvida flexibiliteten kommer från upp- eller nedreglering av produktion eller förbrukning; det viktiga är att resursen för flexibilitet finns tillgänglig under hela året, att den har rätt geografisk placering vid flaskhalsar, att resursen klarar av att styras vid upprepade tillfällen under året, samt att tillförlitlig styrutrustning används.

De stödtjänster som hanterar frekvenshållningen växer nu snabbt både till kostnad och volym samt antalet timmar som de behövs. Totalt räknar Svenska kraftnät med att marknaden har växt från 500 miljoner kronor per år för några år sedan till närmare 3 miljarder per år redan nästa år<sup>7</sup>, vilket illustreras i figur 1. Enligt en studie genomförd av NEPP år 2019<sup>8</sup> förväntas behovet av reglerkraft fördubblas under de kommande 20–25 åren i ett scenario där vind- och solkraft ersätter kärnkraften,

<sup>4</sup> Svenska kraftnät (2021), [Snabb frekvensreserv \(FFR\)](#).

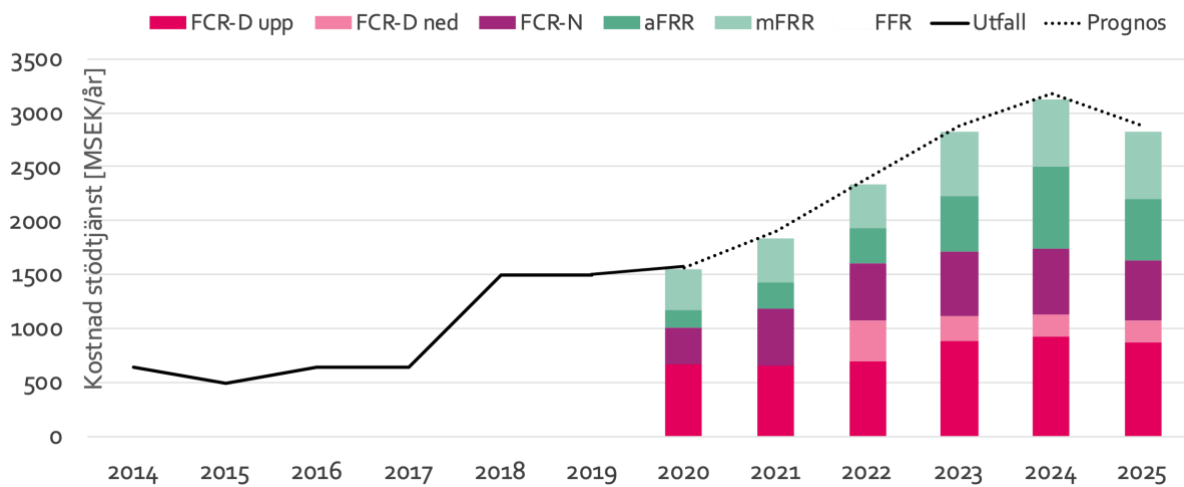
<sup>5</sup> Svenska kraftnät (2015), [Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion](#).

<sup>6</sup> Svenska kraftnät (2022), [Utbud på marknaderna för reserver](#).

<sup>7</sup> Svenska kraftnät (2021), [Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt](#).

<sup>8</sup> NEPP (2019), [Energisystemet i en ny tid](#).

och den maximala effektförändringen från en timme till en annan förväntas öka från ca 2 500 MW/h till ca 4 400 MW/h.



Figur 1: Stödtjänstmarknadernas utveckling t.o.m. år 2025, enligt Svenska kraftnät (2021)<sup>7</sup>.

## 2.2 Effektbrist

Situationer av brist på eleffekt uppstår vid tidpunkter då det inte finns tillräckligt med el för att möta konsumtionen i alla eller något av de fyra elområden som Sverige är uppdelat i. Bristen kan bero på brist i den egna produktionen, eller brister i importkapacitet från andra delar av elsystemet. I lägen med effektbrist aktiveras i första hand den svenska effektreserven – utan denna reserv behöver lastfrånkoppling implementeras för att klara effektbalansen, om inte effektbehovet kan tillgodoses med import eller aktivering av flexibilitet<sup>9</sup>. Från 2026 är målsättningen att effektreserven inte längre behövs, utan att effektbristsituationer ska kunna hanteras med hjälp av marknader för flexibilitet<sup>10</sup>.

Effektbehovet i det svenska elsystemet varierar mycket över året; under 2021 varierade behovet exempelvis mellan cirka 8 600 MWh/h sommartid och 25 300 MWh/h vintertid. Antalet timmar med riktigt höga effektbehov över 24 000 MWh/h var emellertid endast 56 timmar under 2021, och då maximalt 4–5 timmar i sträck med undantag för ett tillfälle då 24 000 MWh/h överstegs i 12 timmar i sträck<sup>11</sup>. För att undvika effektbristsituationer upphandlar Svenska kraftnät inför varje vinter en effektreserv. Liksom på andra marknadsplatser för effektflexibilitet kan både producenter och kunder i elsystemet medverka i upphandlingen av effektreserven genom att buda in sin kapacitet. Under vintern 2021/2022 – som var en meteorologisk normalvinter – försattes effektreserven i förhöjd beredskap vid fem tillfällen, och beordrades till minkörning (dvs. att anläggningen driftsattes på minimal effekt för att snabbt kunna öka produktionen vid behov) två gånger<sup>12</sup>. Dessa tillfällen visar på att vintern medförde flertalet ansträngda effektsituationer. Effektreserven aktiverades dessutom en gång för att stödja Polen, som vid tillfället hade otillräckliga reserver.

<sup>9</sup> Svenska kraftnät (2022), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022](#).

<sup>10</sup> Energimarknadsinspektionen (2016), [Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet](#).

<sup>11</sup> Svenska kraftnät (2022), [Statistik från Svenska kraftnäts hemsida](#).

<sup>12</sup> Svenska kraftnät (2022), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022](#).

Även för vintern 2022/2023 vinter visar Svenska kraftnäts prognos på en jämförbar effektbalans som under föregående vinter. Den nationella effektbalansen bedöms under toppplasttimmen ligga på minus 1 400 MW under en normalvinter, och minus 2 700 MW vid en tioårsvinter. Denna balans har inte inkluderat importmöjligheter vilka ofta finns, men Svenska kraftnäts analyser visar även att importmöjligheterna kan vara begränsade i de fall som samma vind- och temperaturförhållanden råder i våra grannländer, eller i de fall där nätbegränsningar eller andra omständigheter reducerar importmöjligheterna. Med den nya inom EU gemensamma metoden för att beräkna effektbrist på ett probabilistiskt sätt visar det sig dock att risken att dessa förhållanden inträffar samtidigt är små; med denna modell uppskattas Effektbristen för den kommande vintern vara mindre än en timme<sup>13</sup>.

Underskottet i den svenska effektbalansen kan komma att öka i framtiden i takt med att både produktionsmix och konsumtionsbehov förändras. En studie från NEPP (2019)<sup>14</sup> visar på ett tillkommande toppplastbehov om ca 7 000 MW. Även enligt Svenska kraftnäts prognoser förväntas den svenska effektbalansen försämrats under vintrarna t.o.m. år 2025 till följd av ökat elbehov, när de gör antaganden kring att ingen ökad flexibilitet finns att tillgå. Dessa antaganden motiveras av Svenska kraftnät med att den förväntade realiseringen av användarflexibilitet förväntas vara liten<sup>15</sup>.

### 2.3 Variationshantering

Variationshantering innebär förmåga att anpassa en ökad variabilitet på produktionssidan till efterfrågan, och vice versa. Anpassningen sker med olika åtgärder och tekniker inom produktion, överföring, distribution, lagring och användning – och strategierna för att matcha balansen mellan produktion och förbrukning kan exempelvis utgå från att utveckla styrbara produktionstekniker för vind- och solkraftsproduktion, eller att ta fram systemlösningar som förflyttar last eller produktion i tid genom användning av olika energilagringstekniker. I en artikel från NEPP (2019)<sup>16</sup> kategoriseras de olika variationshanteringsstrategierna i tre huvudgrupper: förflyttande strategier, som jämnar ut variationer främst på dygnsbasis; kompletterande strategier, som hanterar perioder med hög nettolast; och absorberande strategier, som hanterar variationer med låg eller negativ nettolast. Kostnadsstruktur – om det finns ett så kallat dubbelutnyttjande, dvs. andra värden av investeringen – samt om strategin omfattar konsumtion eller produktion är faktorer som avgör vilken kategori en viss strategi tillhör.

Tekniker med låg investeringskostnad som konsumerar el (exempelvis elpannor), samt tekniker med hög investeringskostnad som producerar el (exempelvis kraftvärmeverk) och energilager räknas som absorberande strategier. När elpriserna är låga anpassar sig dessa tekniker till att antingen sluta producera eller börja konsumera el, vilket ökar värdet av elen under timmar med hög vind- eller solelproduktion. Tvärt emot detta baseras kompletterande strategier på tekniker med låg investeringskostnad som producerar el (exempelvis gasturbiner) eller tekniker med hög investeringskostnad som konsumerar el (exempelvis elektrolys), tillsammans med energilager. När priserna är höga anpassar sig teknikerna till att antingen öka produktionen eller sänka konsumtionen. Förflyttande strategier innefattar tekniker och åtgärder som förflyttar konsumtionen i tid, såsom batterier och efterfrågefleksibilitet. På så sätt blir de flexibilitetsåtgärder

<sup>13</sup> Svenska kraftnät (2022), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022](#).

<sup>14</sup> NEPP (2019), [Energisystemet i en ny tid](#).

<sup>15</sup> Svenska kraftnät (2022), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022](#).

<sup>16</sup> NEPP (2019), [Variationshantering – en viktig del av flexibiliteten och en nyckel till omställningen](#).

som används för variationshanteringen ett sätt att åstadkomma effektiv resursanvändning i elsystemet, samtidigt som åtgärderna också bidrar till att hantera den ökade prisvolatilitet som uppstår på marknaden i takt med att produktionsmixen i ökande grad utgörs av variabel produktion.

De olika åtgärdskategorierna för variationshantering stimulerar på olika sätt värdet av variabla produktionstekniker. Förflyttande strategier stimulerar investeringar av solceller i regioner som särskilt lämpar sig för solexproduktion; absorberande strategier ökar värdet av vindkraft i regioner med goda vindförhållanden.

Även i ett framtidsscenario där kärnkraften fortsätter vara en del av produktionsmixen kvarstår behovet av flexibilitet och lagring i syfte att hantera kraftsystemets variationer. I en studie framtagen av Mine Storage och Power Circle 2022<sup>17</sup> konstateras det att tillfällena då balanseringsbehov uppstår kommer att öka oavsett produktionsmix, både sett till oförutsägbarhet och förekomst. Dessutom har en studie konstaterat att överskottselen årligen att uppgå till 3 TWh, vilket kräver flexibla resurser såsom energilagring och efterfrågefleksibilitet för att omhändertas<sup>18</sup>.

## 2.4 Kapacitetsutmaningar

Idag är flera delar av de svenska elnäten utsatta för kapacitetsbrist, som uppstått av olika bakomliggande orsaker. I vissa regioner beror kapacitetsbristen på ökad elanvändning, som resultat av befolkningsökning och ökad urbanisering, samt nya sorters elkonsumenter såsom transportsektor och industri. I dessa regioner klarar inte den befintliga elsysteminfrastrukturen att leverera utmaningen av el till alla kunder samtidigt under de tidpunkter då efterfrågan är som störst. I andra regioner handlar kapacitetsbristen i stället om en obalans där produktionen överskrider konsumtionen; detta problem har framför allt uppstått i glesare befolkade regioner med lägre urbaniseringsgrad, där en snabb utbyggnad av sol- och vindkraft har genomförts på kort tid och de befintliga elledningarna inte klarar av att hantera inmatningen av produktion till nätet.

Samtidigt som dessa regionala kapacitetsutmaningar utgör hinder för elektrifiering av storstadsregioner och energiförsörjning från decentraliserade energikällor råder också en nationell kapacitetsutmaning. Denna utmaning utgörs av begränsningen på överföringskapacitet mellan norra Sverige, där det råder ett överskott på produktion, och södra Sverige, där det råder ett underskott och svårare regional kapacitetsbrist. I takt med den ökande internationaliseringen av elmarknaden, där det svenska elsystemet mer och mer blir ett delsystem i det europeiska systemet – samtidigt som tunga elintensiva industriaktörer etablerar sig i norra Sverige – förändras också de överföringsförutsättningar som vi känner till.

En tidigare vedertagen lösning på de befintliga och prognostiserade kapacitetsutmaningarna har ofta stavats utbyggnad av elnätsinfrastruktur. Denna lösning är inte på något sätt uträknad, men i den utveckling vi ser av elsystemet – och den utvecklingstakt som råder och kommer behöva råda för att med elektrifieringens hjälp kunna uppnå de nationellt satta klimatmålen, i linje med Parisavtalets ambitioner – är utbyggnad av elledningar en kostsam och framför allt tidskrävande process i förhållande till användning av flexibilitet. Dessutom riskerar en lösning som enbart utgår från utbyggnad av nät nya inlåsningar i framtiden, då det prognostiserade elbehovet tenderar att

<sup>17</sup> Power Circle (2022), [Storskalig lagring behövs i framtidens elsystem](#).

<sup>18</sup> NEPP (2019), [Energisystemet i en ny tid](#).



växa och vi idag med säkerhet inte kan säga vilken storleksordning av energiflöde som vi behöver bygga framtidens elnät för – och var nya etableringar kommer att ske. I Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan för 2022–2031<sup>19</sup> antas exempelvis landets elanvändning i ett högförbrukningsscenario landa på 290 TWh år 2045; samtidigt påpekas det i samma rapport att ytterligare planer på industrielektrifiering tillkommit sedan prognosens framtagande – och myndighetens tidigare prognos, som togs fram bara två år tidigare, antog ett högsta scenario om 180 TWh förbrukning år 2040. Det är med andra ord svårt att fastslå var den faktiska elförbrukningen landar, och för att skapa ett mer resilient elsystem med god försörjningstrygghet behöver andra lösningar än utbyggnad av elledningar tillämpas för att råda bot på framtidens förväntade kapacitetsutmaningar.

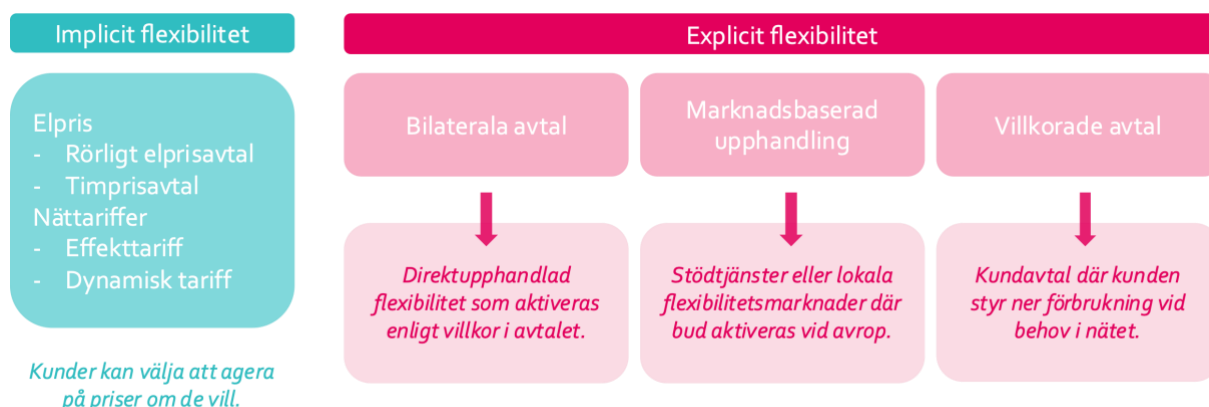
De senaste åren har lokala flexibilitetsmarknader testats i olika piloter för att avhjälpa situationer med kapacitetsbrist. I piloterna har faktiska avrop gjorts och totalt har omkring 10 000 MWh avropats från omkring 3 000 flexibilitetsresurser. Dessa marknader är fortfarande under utveckling men kan ge en fingervisning om de behov som finns redan idag i vissa regioner. På sikt väntas behoven växa i takt med att elbehovet växer snabbare än vad nya elledningar byggs ut.

---

<sup>19</sup> Svenska kraftnät (2021), [Systemutvecklingsplan 2022–2031 – Vägen mot en dubblerad elanvändning](#).

### 3. Metoder för realisering av flexibilitet

Det finns huvudsakligen fyra generella metoder för att leverera, upphandla eller åstadkomma flexibilitet i elnätet: tariffer, bilaterala och villkorade avtal samt marknadsbaserad upphandling. Dessa metoder kan beskrivas enligt uppdelningen implicit och explicit flexibilitet<sup>20</sup>, och illustreras i figur 2. Implicit flexibilitet innebär flexibilitet som realiseras genom att aktörer justerar sin elanvändning utifrån incitament och prissignaler såsom effekttariffer och elpris. Explicit flexibilitet innebär flexibilitet som realiseras genom att leverantörerna av flexibiliteten styr sin elanvändning genom att de blivit upphandlade (på nationella eller lokala marknader för flexibilitet), genom bilaterala avtal eller villkorade abonnemang. Nedan beskrivs de vanligaste tjänsterna för explicit flexibilitet.



Figur 2. Visualisering av de fyra generella metoderna för att leverera, upphandla eller åstadkomma flexibilitet i elnätet.

#### 3.1 Nationella marknader för flexibilitet (balansmarknader för stödtjänster)

För att samordna flexibla resurser som kan bidra till stabiliseringen av kraftsystemet har Svenska kraftnät utvecklat ett flertal stödtjänster, inriktade på hantering av olika sorters störningar. De stödtjänster som finns idag består av den snabba frekvensreserven (FFR, Fast Frequency Reserve), frekvenshållningsreserver (FCR, Frequency Containment Reserves) och frekvensåterställningsreserver (FRR, Frequency Restoration Reserve). Stödtjänsterna är framtagna med utgångspunkt i befintliga produktionskällors tekniska förutsättningar, framför allt vattenkraft, och fler stödtjänster kan utvecklas allt eftersom<sup>21</sup>. Till exempel infördes tjänsten FFR under 2021 för att hantera snabba frekvensförändringar när systemet har låg rotationsenergi.

Stödtjänsterna upphandlas öppet genom budgivning på Svenska kraftnäts konkurrensutsatta balansmarknader för stödtjänster. För att kunna leverera flexibla resurser till stödtjänster behöver flexibilitetsleverantörerna genomgå en prekvalificering som säkerställer att de flexibla resurserna uppfyller de krav och regler som gäller för den marknad som resurserna deltar på, samt att leverantören antingen är eller samarbetar med en balansansvarig aktör. En och samma leverantör kan prekvalificera en och samma resurs för en eller flera marknader.

<sup>20</sup> Sweco (2021), [Incitament för flexibilitetstjänster i intäktsramsregleringen](#).

<sup>21</sup> RISE (2022), [Flexibel vätgasproduktion](#).

	Primärreglering			Sekundärreglering	Tertiärreglering
FRR	FCR-N	FCR-D (upp)	FCR-D (ned)	aFRR	mFRR
Snabb frekvensreserv	Frekvenshållningsreserv (normaldrift, upp- och nedreglering)	Frekvenshållningsreserv (störning, uppreglering)	Frekvenshållningsreserv (störning, nedreglering)	Frekvensåterställningsreserv (automatisk)	Frekvensåterställningsreserv (manuell)
<b>Volymkrav för Sverige</b> Ca 100 MW	<b>Volymkrav för Sverige</b> Ca 230 MW	<b>Volymkrav för Sverige</b> Upp till ca 556 MW	<b>Volymkrav för Sverige</b> Upp till ca 530 MW	<b>Volymkrav för Sverige</b> Ca 140 MW	<b>Volymkrav för Sverige</b> Inga volymkrav
<b>Minsta budstorlek</b> 0,1 MW	<b>Minsta budstorlek</b> 0,1 MW	<b>Minsta budstorlek</b> 0,1 MW	<b>Minsta budstorlek</b> 0,1 MW	<b>Minsta budstorlek</b> 1 MW	<b>Minsta budstorlek</b> 10 MW (5 MW i SE4)
<b>Aktivering</b> Automatiskt vid frekvensförändringar vid låg nivå av rotationsenergi	<b>Aktivering</b> Automatiskt vid fekvensavvikelse inom 49,90–50,10 Hz	<b>Aktivering</b> Automatisk linjär aktivering i frekvensintervallet 49,90–49,50 Hz	<b>Aktivering</b> Automatisk linjär aktivering i frekvensintervallet 50,10–50,50 Hz	<b>Aktivering</b> Automatiskt vid fekvensavvikelse från 50,00 Hz	<b>Aktivering</b> Manuellt på begäran av Svenska kraftnät
<b>Aktiveringstid</b> 100% inom: 0,7 sek (om aktivering vid 49,5 Hz) 1,0 sek (om 49,6 Hz) 1,3 sek (om 49,7 Hz)	<b>Aktiveringstid</b> 63% inom 60 sek, 100% inom 3 min	<b>Aktiveringstid</b> 50% inom 5 sek, 100% inom 30 sek	<b>Aktiveringstid</b> 50% inom 5 sek, 100% inom 30 sek	<b>Aktiveringstid</b> 100% inom 5 min	<b>Aktiveringstid</b> 100% inom 15 minuter
<b>Uthållighet</b> 30 sek, alternativt 5 sek	<b>Uthållighet</b> 1 h	<b>Uthållighet</b> Minst 20 min	<b>Uthållighet</b> Minst 20 min	<b>Uthållighet</b> 1 h	<b>Uthållighet</b> 1 h

Generella krav (gäller alla stödtjänster): Godkänd prekvalificering, realtidsmätning, elektronisk kommunikation.

Tabell 1: Översiktlig sammanställning av kravbild för produkter på Svenska kraftnäts balansmarknader för stödtjänster, enligt hemsidorna för respektive produkt på Svenska kraftnäts webbplats per december 2022.

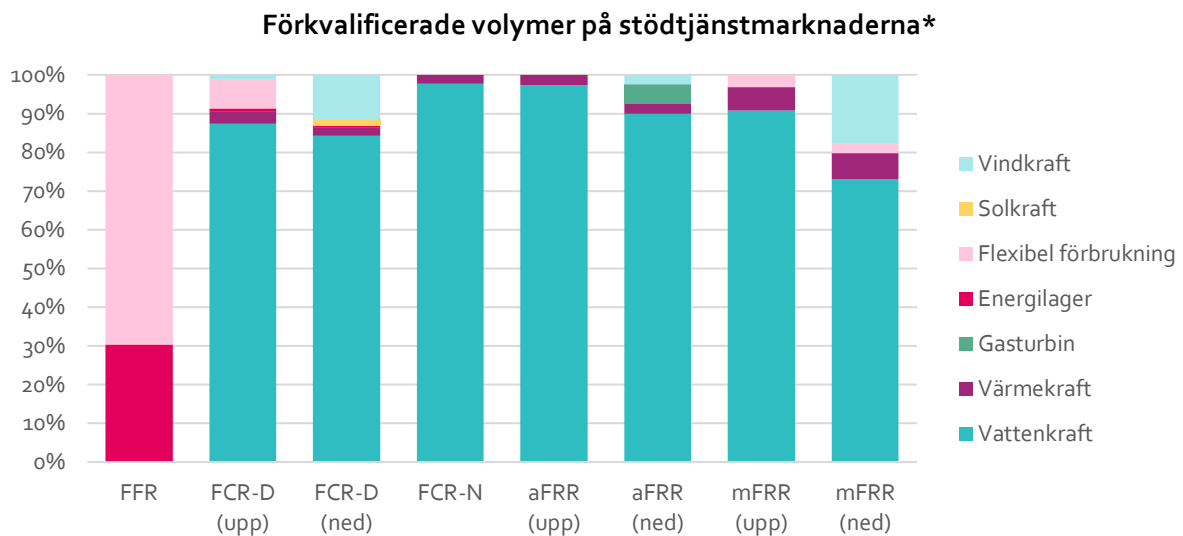
På de olika balansmarknaderna för stödtjänster säljs flera olika produkter. På marknaden för FRR säljs två olika produkter: en som aktiveras automatiskt (aFRR) och en med manuell aktivering (mFRR). På marknaden för FCR säljs tre olika produkter: en för normaldrift (FCR-N) och två för störd drift (FCR-D upp samt FCR-D ned, för upp- respektive nedreglering). För FFR finns i dagsläget endast en produkt. De olika produkterna ställer olika prestandakrav på resurserna som ska leverera flexibilitet, vilket illustreras i tabell 1. De mest relevanta prestandakraven är aktiveringstid och uthållighet, då frekvensen i nätet styr om samt när en resurs ska aktiveras. Om en resurs ska aktiveras ges ingen förvarning, utan aktiveringstiden – den tid det får ta innan resursen har justerat elförbrukningen till nivån enligt det avropade budet – för produkten styr.

Då det är frekvensen i nätet som styr hurvida resurserna aktiveras går det inte att med säkerhet säga hur stora volymer flexibilitet som kan säljas på ett år. De upphandlade volymkraven som finns angivna i figur 3 visar dock på behovet av reserver som står redo att agera. Under perioden 2017 till 2019 låg frekvensintervallet inom gränserna för normal drift mer än 96% av tiden (97,74% (2017), 97,80% (2018), 96,63% (2019))<sup>22</sup>. För flera av produkterna på stödtjänstmarknaderna utgår emellertid även ersättning för tillgänglighet; leverantörer av flexibilitet kan med andra ord få intäkter för sina prekvalificerade resurser även i fall där avrop för aktivering uteblir.

Under 2022 har Svenska kraftnät genomfört en pilotstudie med syfte att bättre förstå vilka förutsättningar som behöver gälla för att flexibel produktion eller förbrukning ska kunna bidra med stödtjänster. En viktig del av piloten är även att tydliggöra hur förkvalificeringsprocessen bör utformas. I piloten ingår ett tiotal aktörer med både vindkraft, solkraft och shoppingcenter där ventilation och värme kan styras. Totalt uppskattas omkring 200 MW delta i pilotstudien, där den

<sup>22</sup> RISE (2022), [Flexibel vätgasproduktion](#).

största delen är inom produkten FCR-D ner. Vid pilotens slut ska aktörerna som medverkat kunna använda testresultaten för att förkvalificeras för ett vidare medverkande på marknaderna<sup>23</sup>.



Figur 3: Förkvalificerade volymer på stödtjänstmarknaderna \*per november 2022 för FFR, FCR och aFRR; per 2021 för mFRR.

För närvarande utgörs majoriteten, 85 %, av de förkvalificerade volymerna av vattenkraft. Vindkraft är faktiskt den näst största resursen, med 7 % av de förkvalificerade volymerna. Därefter kommer värmekraft (5 %) och flexibel förbrukning (3 %). Solkraft, gasturbiner och energilager utgör en väldigt liten del av de totala upphandlade reserverna även om bidraget från energilager exempelvis är betydande för en av tjänsterna, FFR.

### 3.2 Lokala marknader för flexibilitet

För att samordna flexibla resurser som kan bidra till att hålla spänning och effektnivå i lokal- och regionnätet, samt minska behovet av nätförstärkningar, har olika lokala marknader för flexibilitet testats och utvecklats under de senaste åren. På de lokala flexibilitetsmarknaderna är köparna i regel lokal- och regionnätägare, och leverantörerna av flexibilitet måste ha sina flexibilitetsresurser anslutna inom marknadens nätområde.

I Sverige har lokala flexibilitetsmarknader testats i sex geografiska områden: Stockholm (stlmflex), Uppsala, Skåne, Gotland och Västernorrland/Jämtland (CoordiNet), samt Göteborg (Effekthandel Väst). Samtliga lokala marknader har varit pilotprojekt, och handeln har till stor del skett i syfte att involvera flexibilitetsleverantörer samt utveckla marknadsförfarandet. Köparna på de lokala marknaderna har därmed inte ställt lika hårda prestandakrav som Svenska kraftnät gör på sina stödtjänstmarknader när det kommer till t.ex. aktiveringstid och uthållighet. För samtliga av marknaderna som var i drift under vintersäsongen 2021–2022 gällde en minsta budstorlek om 0,1 MW, samt en minsta leveranstid på 60 minuter<sup>24</sup>. Kraven om budstorlek och minsta leveranstid innebär att flexibla resurser som budats in ska kunna leverera en effektminskning (egentligen en

<sup>23</sup> Svenska kraftnät (2022), [Leverans av stödtjänster från resurser med variabel produktion eller förbrukning](#)

<sup>24</sup> Power Circle (2022), [Lokala flexibilitetsmarknader](#).

energiminskning om kWh/h) motsvarande medelvärdet för timmen som budet avropades – justeringen av effektnivån kan dock börjas innan den timme som budet avropats för<sup>25</sup>.

### 3.3 Bilateral avtal

Bilateral avtal för flexibilitet innebär tvåpartsavtal mellan enstaka större effektförbrukare och nätbolag. Avtalen är ett förhållandevis enkelt sätt att på kort tid säkra tillgången till flexibilitet, och kan på sätt och vis jämföras med hur kunder med förmåga till flexibilitet kan leverera flexibilitet på en lokal marknad. Exempelvis kan de bilateral avtalen förbinda kunden att avstå en viss volym effekt, med tillgänglighet under vissa givna tider och perioder. Tidsfönstren för avrop och aktivering av flexibilitet överensstämmer också till stor del med kraven på resurser som medverkar på de lokala flexmarknaderna. Till skillnad mot marknadsförandet är flexibiliteten som upphandlas genom de bilateral avtalen inte konkurrensutsatt med marknadsmässiga köp som ersätts enligt kostnadsbaserade bud.

### 3.4 Villkorade avtal

Villkorade avtal innebär avtal mellan nätägare och kund som villkorar kundens effektanvändning i vissa lägen och avtalen kan utformas som villkorade avtal för anslutning eller nyttjande<sup>26</sup>. Det finns i dagsläget flera olika begrepp för avtalsformen, t.ex. avbrytbara abonnemang, tillgänglighetsavtal eller flexibla abonnemang. Idag används villkorade avtal i begränsad omfattning, och den huvudsakliga drivkraften för kunder att sluta ett sådant avtal är önskan om snabbare anslutning under perioder av nätutbyggnad. För nätägare är brist på kapacitet i överliggande nät en vanlig drivkraft för villkorade avtalsformer.

Sedan maj 2022 driver Energimarknadsinspektionen ett internt projekt med syfte att utreda vad villkorade avtal är, hur de förhåller sig till andra verktyg som nätföretag har i sin verktygslåda och hur de förhåller sig till övriga regelverk. Utifrån intervjuer som gjorts inom projektet har Energimarknadsinspektionen kunnat dra slutsatser om att de flesta kunder i längden önskar ordinarie avtal, men för en del aktörer kan villkorade avtal även vara godtagbart som permanent lösning. Både kunder och nätföretag som provat villkorade avtal är ofta nöjda hittills, då avtalen sällan medfört nedreglering – hittills har detta bara skett några få gånger per år till någon gång vart femte år. Huruvida kunder kan tillgodose nedreglering varierar, och olika kunder möter olika hinder för att kunna åstadkomma åtgärden. Ser man till industrin är vissa industrier väldigt känsliga, och andra mindre; leverantörer av laddinfrastruktur är i regel okänsliga, men slutkunder är inte alltid medvetna om att nedreglering kan ske. Ser man till produktionsaktörer kan vissa produktionsenheter styra nedregleringen förhållandevis snabbt, detta gäller särskilt solkraftsproducenter. Dock önskar producenterna en tydlighet kring vad som gäller för ersättning för uteblivna intäkter.

Tydighet kring regelverk är en generell önskan från både kunder och nätägare, men nätföretagen önskar att Energimarknadsinspektionen inte ska detaljstyra avtalens utformning allt för mycket. Överlag ser nätägarna de villkorade avtalen som bra alternativ till lokala flexibilitetsmarknader, i fall där sådana inte kan användas. Avtalsformen har bland annat testats vid anslutning av laddning.

<sup>25</sup> RISE (2022), [Flexibel vätgasproduktion](#).

<sup>26</sup> Jens Lundgren, Energimarknadsinspektionen (ppt-presentation från 2022-10-05).

## 4. Flexibla resurser i elsystemet

Historiskt är det framför allt vattenkraft, kondenskraft och gasturbiner som bidragit med flexibilitet i elsystemet. Syftet har främst varit att anpassa produktionen utifrån efterfrågan på el, samt att leverera frekvensreglering till Svenska kraftnät. Efterfrågefleksibilitet har varit begränsat till stora industriernas deltagande i effektreserven, som aktiveras om tillgänglig elproduktion inte räcker för att möta behovet, samt till deltagande på reglerkraftsmarknaden. Även import- och exportmöjligheter till utlandet kan räknas som en flexibilitetsresurs som historiskt balanserat den nationella produktionen och konsumtionen.

De förändringar som sker i elsystemet skapar nya behov av flexibilitet, men öppnar även upp för nya resursers möjlighet att bidra till systemets stabilitet och tillräcklighet. Sol- och vindkraftsanläggningar ger upphov till större variationer i elproduktionen, men kan samtidigt avhjälpa vissa situationer genom att anpassa sin produktion. Dedikerade flexibilitetsresurser såsom batterier, storskaliga energilagringstekniker och vätgasproduktion byggs ut eller planeras för i allt större utsträckning. Digitaliseringen möjliggör för både små och stora förbrukare – från hushåll och kommersiella fastigheter till stora industriaktörer och den elektrifierade transportsektorn – att bidra med efterfrågefleksibilitet.

Att jämföra alla dessa olika flexibilitetsresurser med varandra är dock lite som att jämföra äpplen och päron. Produktionen kan exempelvis vara flexibel, men tjänar idag ofta bättre på att producera så mycket som möjligt. Dedikerade flexibilitetsresurser är mer tillförlitliga och kan bidra både på korta tidshorisonter och för vissa tekniker över säsong, men kräver ofta stora investeringar. Efterfrågefleksibilitet är ett billigare alternativ – men också beroende av att slutkunder och industrier är villiga att anpassa sin elanvändning efter tillgången i systemet, och att de får rätt signaler för att göra detta.

I detta kapitel har vi sammanställt egenskaper, teoretisk potential och förutsättningar för elsystemets olika flexibilitetsresurser.

### 4.1 Efterfrågefleksibilitet

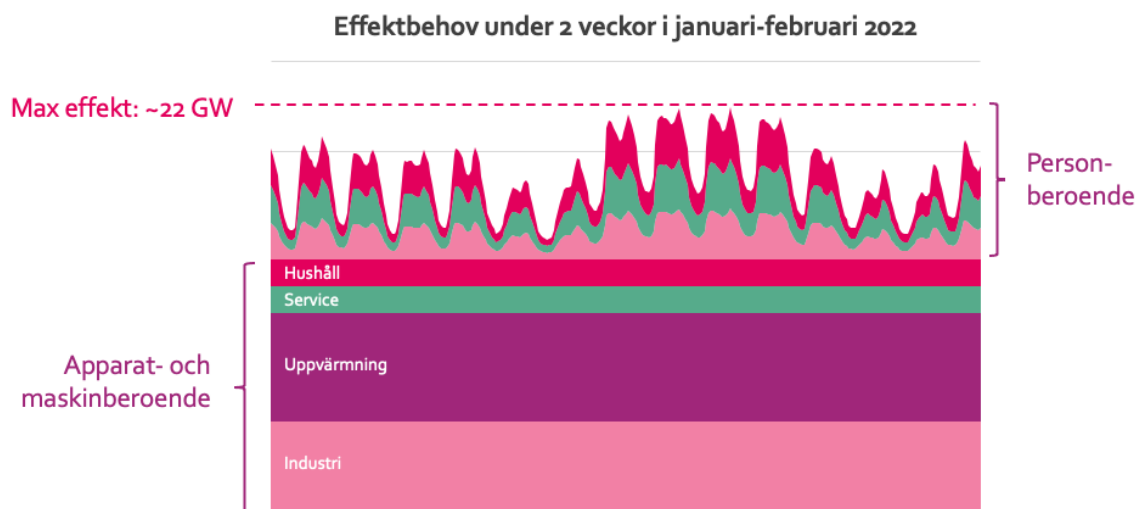
Efterfrågefleksibilitet, ibland kallat förbrukningsflexibilitet eller användarflexibilitet, innebär förmåga att frivilligt ändra sin efterfrågan på el från nätet under en kortare eller längre period. Ändringen sker genom att elanvändningen styrs upp eller ner baserat på systemets behov. Styrningen kan ske antingen genom direkt påverkan på flexibilitetsleverantörens användarmönster, eller indirekt genom utrustning som automatiskt reagerar på olika signaler. Hushåll och servicefastigheter, laddinfrastruktur för elfordon och industrin är exempel på förbrukare i elsystemet som kan bli leverantörer av efterfrågefleksibilitet.

De övergripande teoretiska flexibilitetspotentialerna per resurs – som presenteras i avsnitten nedan – är baserade på den installerade effekten för resursernas förbrukning, samt antaganden om hur stor del av denna förbrukning som kan reduceras eller flyttas i tid. För värme i hushåll och servicefastigheter antas exempelvis att 100 % av förbrukningen kan flyttas på grund av värmetrögheten i byggnader, medan motsvarande antagande för elfordonsladdning är att 50 % av de fordon som aktivt laddar kan pausa laddningen (vissa av fordonen kommer behöva elen för att köra). För industrin varierar storleken på den flyttbara effekten mellan olika flexibla

industriprocesser. Det finns dessutom studier som mer noggrant och/eller avgränsat undersöker hur mycket flexibilitet som finns tillgänglig för en särskild flexibilitetsprodukt, eller inom ett särskilt område eller kundkollektiv.

#### 4.1.1 Hushåll och servicefastigheter

Effektbehovet från slutkonsumenter i Sverige kan delas upp i två kategorier: personberoende effektbehov samt apparat- och maskinberoende effektbehov<sup>27</sup>, vilka illustreras i figur 4. Den personberoende delen utgör i stort sett hela dygnsvariationen av samhällets totala effektbehov, samt ungefär hälften av topp effektbehovet under kalla vinterdagar. Den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet – som innefattar uppvärmning av luft och vatten, ventilation samt kyl- och frys – kan i större utsträckning styras automatiskt till optimala tidpunkter på dygnet, utan någon större påverkan på komfort eller upplevelse för slutkund.



Figur 4: Graf som visar effektbehovet uppdelat på personberoende och apparat- och maskinberoende. Figuren är konceptuellt baserad på grafen i rapporten *Energisystemet i en ny tid* av NEPP (2019).

Både för hushåll och för servicefastigheter – som inkluderar kommersiella fastigheter, skolor, sjukhus och kontor – är flexibilitetspotentialen absolut störst när det kommer till resurser för uppvärmning av luft. Från hushållen aggregeras flexibiliteten då från värmepumpar, exempelvis har energiteknikföretaget Ngenic aggregerat 400 villavärmepumpar för flexibilitet i Upplands Energis elnät<sup>28</sup>. Även större värmepumpar och elpannor från lokala energibolag samt större företag har levererat flexibilitet på de olika lokala flexibilitetsmarknaderna.

Flexibilitetspotentialen varierar dock markant mellan vardagar och helger, samt sett till tid på dygnet och året. För hushåll är det skillnaden i uppvärmningsbehov mellan vinter och sommar som ger upphov till den största variationen i flexibilitetspotential. För servicesektorn är det skillnaden mellan dag och natt som är viktigast.

Resurser för uppvärmning, ventilation och kyla har ibland betraktats som relativt långsamma flexibilitetsresurser när det kommer till aktiveringstid. Flera studier visar dock på möjligheten för

<sup>27</sup> NEPP (2019), [Energisystemet i en ny tid](#).

<sup>28</sup> Power Circle (2022) [Lokala flexibilitetsmarknader](#).

värmepumpar att även bidra på Svenska kraftnäts balansmarknader, bland annat genom leverans till FCR-N<sup>29 30</sup>.

Samtidigt som i princip alla studier av flexibilitetspotentialen hos hushåll och servicefastigheter fokuserar på det apparatberoende effektbehovet, så har det senaste årets elpriser visat att även hushållen är villiga att flytta eller reducera det personberoende effektbehovet givet tillräckligt stora ekonomiska incitament. Under perioden januari–september 2022 minskade Sveriges totala elanvändning med 5 % jämfört med samma period 2021. Tittar vi på endast hushållen var dock motsvarande siffra 14 %, och i SE4 minskade hushållen sin elanvändning med 17 %<sup>31</sup>.

Sammantaget utgör idag effektbehovet – och därmed den teoretiska flexibilitetspotentialen – från värme, kyla och ventilation i hushåll och servicefastigheter mellan 20–25 % av landets topp effektbehov vintertid. Idag finns cirka 1,2 miljoner värmepumpar i svenska småhus<sup>32</sup>, och DNV (2021)<sup>33</sup> har uppskattat flexibilitetspotentialen i uppvärmning till över 6 GW hos hushåll och nära 1,5 GW inom servicesektorn (dagtid, vintertid).

I figur 5 visas den totala apparatberoende flexibilitetspotentialen för hushåll och servicefastigheter när den är som högst (vinter, vardag, dagtid) respektive som lägst (sommartid, nattetid/helg). Uppskattningen av potential baseras på effektbehovet inom hushåll och service och utgår från att förbrukningen kan pausas helt, under en timme för uppvärmning av luft och under 12 timmar för uppvärmning av värme. Potentialen är som störst i de södra prisområdena, där majoriteten av fastighetsbeståndet finns.

Även i andra studier har uppskattningen av teoretisk flexibilitetspotential för hushåll och servicefastigheter uppgått till samma storleksordning som den som presenteras av DNV. Energimarknadsinspektionen (2016)<sup>34</sup> uppskattade potentialen för uppvärmning av hushåll till 5 500 MW vintertid och 1 500 MW sommartid. 2018 genomfördes en studie där flexibilitetspotentialen i Malmö stads fastighetsbestånd kartlades, även denna resulterade i en potential på omkring 25 % av topp effektbehovet (baserat på flexibiliteten i uppvärmning och varmvatten i bostadshus)<sup>35</sup>. Det finns även ett antal studier som beräknat flexibilitetspotentialen mer noggrant utifrån avgränsade existerande bostadsområden och utifrån faktiska utetemperaturer: i en fallstudie utförd i ett examensarbete från 2021 bedöms exempelvis värmepumpar i hushåll i ett område i Vallentuna kommun kunna bidra med effekttoppskapning motsvarande 4-13 %. Samma examensarbete pekar på att även om den flyttbara effekten för uppvärmning teoretiskt är större vintertid, så är den procentuellt tillgängliga flexibiliteten lägre med kallare utomhustemperatur.<sup>36</sup>

<sup>29</sup> L. Herre (2020), [Demand Flexibility for the Simultaneous Provision of Multiple Services](#).

<sup>30</sup> S. K. Neira (2019) [Control of Aggregations of Electric Heaters to Provide Primary Reserves](#).

<sup>31</sup> Energiföretagen (2022) [Statistik visar minskad och flyttad elanvändning i Sverige](#).

<sup>32</sup> Energimyndigheten (2021), [Energistatistik för småhus 2021 \(Excel\)](#).

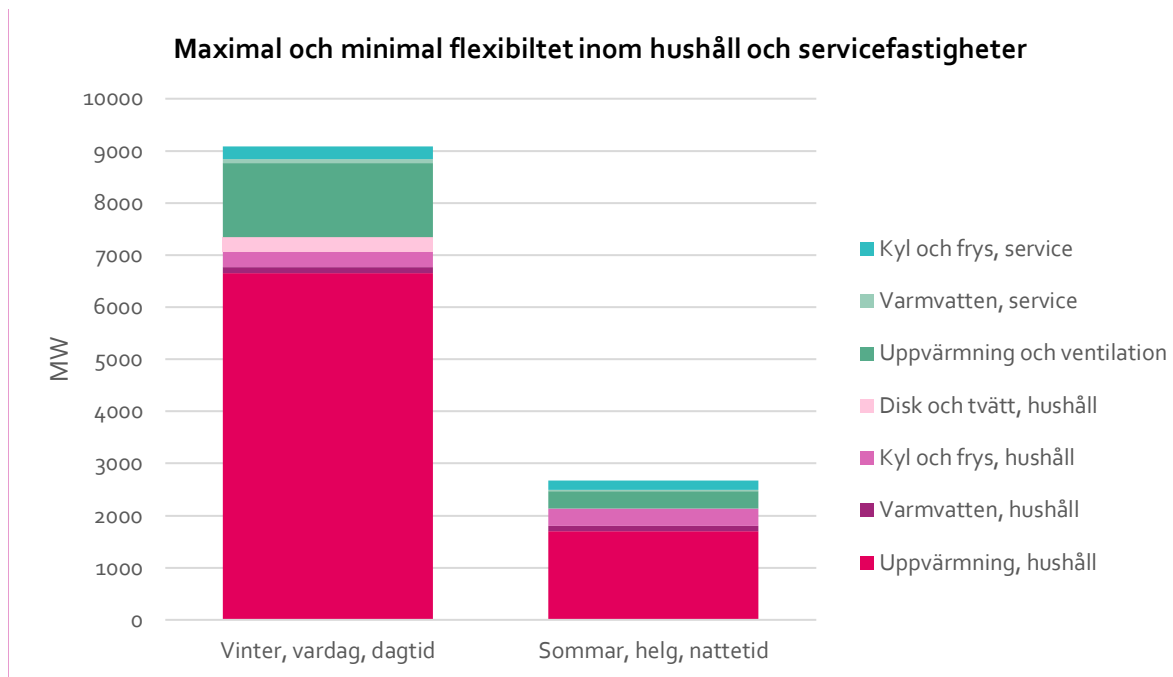
<sup>33</sup> DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).

<sup>34</sup> Energimarknadsinspektionen (2016) [Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet](#).

<sup>35</sup> Malmö kommun (2018), [Förstudie - Malmöeffekten](#).

<sup>36</sup> L. Lindroos & M. Sällström (2021), [Småhusens möjligheter att bidra med efterfrågeflexibilitet genom laststyrning av värmepumpar](#).





Figur 5: Maximal och minimal apparat- och maskinberoende flexibilitetspotential för hushåll och servicefastigheter baserat på uppskattning gjord av DNV (2021).

I de studier som undersökt värmepumpars möjlighet att användas för frekvensreglering för FCR-N visas det bland annat att 2 000 värmepumpar på tillsammans 2 MW ger 1 MW/0,1 Hz till FCR-N i åtminstone en timme, utan att påverka komforten hos slutkunderna<sup>37</sup>; och 1,4 miljoner värmepumpar möjliggör i genomsnitt 1,9 GW/0,1 Hz för samma produkt<sup>38</sup>. Anledningen att just FCR-N har studerats i dessa exempel är att denna produkt har lägst krav om minsta budstorlek i förhållande till aktiveringstid bland produkterna på Svenska kraftnäts balansmarknader. FCR-N aktiveras för frekvensavvikelse mellan 49,9–50,1 Hz, och bud ges i 1 MW/0,1 Hz.

### Kostnader för implementering

Den rörliga kostnaden för att flytta ventilation, värme eller kyla i tid antas i flera studier vara noll, bland annat i en kundundersökning utförd av Umeå universitet på uppdrag av Energimarknadsinspektionen 2014<sup>39 40</sup>. Då har dock varken kostnader för att elförbrukningen flyttas till en annan tidpunkt med ett annat elpris, eller icke-ekonomiska kostnader – såsom förlorad komfort – tagits i beaktning. Emellertid finns det aktörer som genom att styra kunders värmepump, lyckas sänka de totala kostnaderna för el samtidigt som komforten bibehålls eller förbättras<sup>41</sup>.

Investeringskostnaden för hushåll för att göra deras utrustning styrbar antas enligt DNV (2021)<sup>42</sup> vara 100 kr/enhet för styrning av varmvatten, och 1 000 kr/enhet för styrning av uppvärmning. Denna kostnad är dock möjligen något underskattad; smart styrning med Ngenics produkter kostar

<sup>37</sup> S. K. Neira (2019) [Control of Aggregations of Electric Heaters to Provide Primary Reserves](#).

<sup>38</sup> L. Herre (2020), [Demand Flexibility for the Simultaneous Provision of Multiple Services](#).

<sup>39</sup> Energimarknadsinspektionen (2016) [Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet](#).

<sup>40</sup> Energimarknadsinspektionen (2016) [Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet](#).

<sup>41</sup> Ngenic (2022), [Case study: Ngenic Tune med elprisstyrning](#).

<sup>42</sup> DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).

exempelvis runt 5 000 kr/enhet<sup>43</sup>. För servicesektorn antas högre kostnader om cirka 400–2 000 kr/kW för styrning av varmvatten, och cirka 4 000–11 000 kr/kW för styrning av uppvärmning och ventilation.

Värdet av flexibilitet för en hushållskund i ett småhus har i en tidigare studie uppskattats till mellan 300–2 500 kr/år, baserat på både sänkta elenergi- och elnätskostnader<sup>44</sup>. Med dagens förändrade el- och nätpriser har dock även detta värde förändrats, vilket resulterat i en markant ökning av efterfrågan på smart styrning av värme<sup>45</sup>.

### Förutsättningar för realisering av flexibilitetspotential

En fördel med flexibilitet från det apparatberoende effektbehovet från hushåll är att potentialen är stor, att både investeringskostnader och rörliga kostnader är låga, och att en drivkraft för konsumenterna är att investeringen kan göra att de får lägre energikostnader. Eftersom flexibiliteten finns långt ut i nätet, där bostäderna är lokaliserade, kan den användas både till lokala och systemmässiga behov av flexibilitet.

En rad viktiga förutsättningar behöver finnas på plats för att den teoretiska flexibilitetspotentialen för hushåll och service ska kunna nyttiggöras. För det första behöver värmeanläggningar, ventilationssystem och kylutrustning vara uppkopplade och styrbara; många av de värmeanläggningar som finns hos hushåll idag är inte styrbara och behöver därför bytas ut eller uppgraderas<sup>46</sup>. Ett sätt att skynda på utbytestakten skulle kunna vara ett investeringsstöd till styrbara värmepumpar.

För att öka de ekonomiska incitamenten att investera i styrbar utrustning behöver kunderna också i större utsträckning ha timprisavtal, vilket endast 5 % av alla svenskar hade i augusti 2022 enligt en artikel i Tidningen Energi<sup>47</sup>. Även kundernas kunskap om flexibilitet, samt vilja och acceptans att vara flexibla, är viktiga parametrar. Under hösten 2022 utför IVL Svenska Miljöinstitutet på uppdrag av Energimarknadsinspektionen en studie som innefattar intervjuer, enkäter och beslutsexperiment med hushållskunder och marknadsaktörer, i syfte att ta fram ny kunskap som kan användas i Ei:s arbete med att främja ökad efterfrågefleksibilitet<sup>48</sup>. För att kunna leverera flera av flexibilitetstjänsterna behöver kunderna även ta hjälp av en aggregator.

Förutsättningarna för aggregatorer är ytterst viktiga för att öka realiseringen av efterfrågefleksibilitet från mindre resurser i fastigheter. För aggregerade resurser finns både idag och i den föreslagna lagstiftningen flera hinder som försvårar deltagandet på marknaderna. Bland annat att alla aggregerade resurser i ett bud (eller portfölj) måste vara kopplade till samma balansansvariga aktör. De balansansvariga kan idag även säga nej när en aggregator vill hjälpa en elkonsument att sälja flexibilitet, något som föreslås ändras i en ny lagrådsremiss<sup>49</sup>. Aggregatorerna väntar också på att Energimarknadsinspektionen ska godkänna de nya villkoren för balanseringstjänster<sup>50</sup> där den nya

<sup>43</sup> Ngenic (2022) [Handla för ett smart hem](#).

<sup>44</sup> RISE (2019) [Laststyrning av elbaserad uppvärmning och tappvarmvatten i småhus](#).

<sup>45</sup> Tidningen Energi (2022), [Ökad marknad för smart värmestyrning](#).

<sup>46</sup> RISE (2019) [Laststyrning av elbaserad uppvärmning och tappvarmvatten i småhus](#).

<sup>47</sup> Tidningen Energi (2022), [Allt fler elkunder väljer timavtal](#).

<sup>48</sup> Energimarknadsinspektionen (2022) [Konsumentperspektiv på efterfrågefleksibilitet](#).

<sup>49</sup> Regeringskansliet (2022), [Genomförande av elmarknadsdirektivet gällande leverans av el och aggregering](#)

<sup>50</sup> Energimarknadsinspektionen (2022), [Artikel 18 Villkor avseende balansering](#)

rollen BSP (Balance service provider) ska göra det möjligt för en aggregator att själv lägga bud på Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader, istället för att som idag behöva gå via en balansansvarig.

Även utformningen av marknaderna behöver anpassas. Aspekter som idag hindrar aktörer från att delta på marknaderna är bland annat krav om minsta budstorlek, driftperioden, tekniska aspekter som mätning och avräkning, samt praktiska aspekter såsom förkvalificeringsprocessen. Ju kortare krav på uthållighet och ju närmre själva tidpunkten för aktivering som flexibilitetsresursen upphandlas, desto större volym finns tillgänglig<sup>51</sup>.

Hos aggregatorerna finns det för värmepumpar dessutom en utmaning i att det inte finns någon standard för kommunikation med värmepumpar eller BMS:er. Detta begränsar skalbarheten för aggregatorerna, som måste utveckla olika API:er till ett växande antal aktörer som erbjuder uppkopplade värmepumpar, samtidigt som antalet kunder växer. Detta kan jämföras med elbilsaddning, där OCPP (Open Charge Point Protocol) är en inofficiell standard för kommunikation mellan laddbox och styrsystem som majoriteten av laddboxtillverkarna använder<sup>52</sup>.

#### 4.1.2 Elfordonsladdning

Med relativt enkla antaganden kan den teoretiska flexibilitetspotentialen i laddning av elfordon bli väldigt stor. I en rapport av NEPP (2019)<sup>53</sup> uppskattades 3,8 miljoner laddbara bilar ha en gemensam potential om 114 GW under en timme, givet att fordonen har en genomsnittlig batterikapacitet på 30 kWh och laddar fullt inom en timme. I verkligheten kommer flexibilitetspotentialen begränsas av hur stor andel av fordonen som står parkerade vid en laddare, fordonens state-of-charge, samt hur länge de förväntas stå stilla innan de används nästa gång. Baserat på ett antal tidigare studier har DNV i en studie från 2021<sup>54</sup> gjort antaganden om hur stor del av fordonen som står stilla under dygnets alla timmar; omkring 10 % antas då vara stillastående dagtid, respektive 15 % nattetid (kl. 18–05). I samma studie har man också antagit att 50 % av alla laddande fordon har möjlighet skjuta upp laddningen en timme, att laddeffekten är i genomsnitt 3,7 kW år 2020 och 11 kW år 2045, samt att endast rena elbilar bidrar med flexibilitet. Sammantaget ger antagandena från DNV en total flexibilitetspotential på mellan 10 MW (dagtid) och 20 MW (nattetid) år 2020, som ökar till mellan 2 GW (dagtid) och 3 GW (nattetid) år 2045. År 2045 antas alla personbilar vara elbilar.

I studien uppskattas även potentialen för V2G (vehicle-to-grid). Denna potential baseras på antagandena att omkring 5 % av alla fordon är tillgängliga för att mata tillbaka el till systemet varje enskild timme, samt att alla fordon år 2045 har implementerat V2G. Detta ger en ytterligare flexibilitetspotential på ca 1,5 GW, med något högre effekt nattetid. V2G är sedan våren 2022 implementerat för den europeiska laddstandarden CCS, därmed är det redan nu teoretiskt möjligt för alla elbilar att leverera V2G. Flera stora fordonstillverkare jobbar med tekniken: Nissan har börjat sälja en V2G-laddare för modellen Leaf<sup>55</sup>, Volkswagen implementerade V2G i sina fordon i år<sup>56</sup> och Volvo marknadsförde sin senaste elbil med att den kan "driva ditt liv"<sup>57</sup>.

<sup>51</sup> L. Herre (2020), [Demand Flexibility for the Simultaneous Provision of Multiple Services](#).

<sup>52</sup> Power Circle (2022) [DigiGrid – Digitaliserade och resurseffektiva elnät](#).

<sup>53</sup> NEPP (2019), [Energisystemet i en ny tid](#).

<sup>54</sup> DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).

<sup>55</sup> Electrec (2022), [The Nissan LEAF is getting its first-ever V2G charger for selling energy back to the grid](#).

<sup>56</sup> The Driven (2022), [Volkswagen electric cars to power homes by end 2022: Diess](#).

<sup>57</sup> Volvo Cars (2022), [Driv ditt liv med Volvo EX90](#).

Flera studier har undersökt flexibilitetspotentialen i elfordonsladdning för särskilda ändamål. I ett exjobb från Linköpings universitet 2021<sup>58</sup> undersöktes exempelvis möjligheten att leverera FCR-D upp från elbilsaddning vid arbetsplatser. Resultaten visar att flexibilitetspotentialen vid denna typ av laddning är störst under förmiddagen, och att 1 000 arbetsplatsladdare då kan bidra med 600 kW flexibilitet under den 20-minutersperiod som krävs för FCR-D; ju längre uthållighet som krävs, desto lägre tillgänglig flexibilitet. Studien tittade också på de genomsnittliga intäkterna från 1 000 aggregerade elbilsaddare som deltog på FCR-D; dessa intäkter uppgick till 6 900 kr per månad, eller 0,8 kr per session. Liknande siffror kommuniceras av företaget Flower, som med en portfolio bestående av mer än 4 500 elbilsaddare kunde leverera upp till 2 MW flexibilitet till FCR-D år 2022<sup>59</sup>.

I ett annat exjobb från KTH 2018<sup>60</sup> visas det att det finns ett starkt samband mellan tillgänglig flexibilitet från elbilar och höga priser på balansmarknaderna. Baserat på verklig kördata från ett antal Tesla-bilar har studien undersökt möjliga intäkter från FCR-N och energiprisarbitrage, med resultatet att dessa intäkter i princip skulle kunna täcka de sammanlagda kostnaderna för laddning under en månad i Sverige. I en avhandling från KTH 2020<sup>61</sup> uppskattas tillgänglig flexibilitet från elbilar för just FCR-N uppgå till 16 MW respektive 760 MW år 2020 respektive år 2030. Utöver leverans av FCR-D och FCR-N kan elfordon även leverera FFR, snabbt frekvenssvar, vilket testats av Tibber i ett pilotprojekt som utfördes tillsammans med norska Statnett 2018<sup>62</sup>.

Ovan nämnda studier fokuserar endast på personbilsflottan. Inom Energiforsk-projektet Ett elsystem för elfordon<sup>63</sup> undersöks just nu möjligheten till smart laddning för personbilar, men även för lastbilar och bussar. De preliminära resultaten visar att när det kommer till att flytta laddning för att bidra till variationshantering är potentialen absolut störst i personbilsflottan; detta då dessa fordon har en stor batterikapacitet i förhållande till daglig körsträcka samt står stilla under många timmar per dygn, i jämförelse med kommersiella fordon som optimerar batteristorlek utifrån behov samt sällan står stilla i onödan. Det finns dock ett intresse från både lastbils- och bussdepåer att medverka på balansmarknaderna, där ett projekt som fått mycket uppmärksamhet är Falkenklevs Logistiks laddpark för tunga lastbilar i Malmö<sup>64</sup>.

Att flytta laddningen av lastbilar utifrån tillgänglig kapacitet i elnätet har undersökts översiktligt i ett par projekt hos Power Circle<sup>65</sup> och CLOSER<sup>66</sup>. Power Circle uppskattar effektbehovet från laddning av lätta och tunga lastbilar i Skåne, Halland och Västra Götaland år 2030 att uppgå till cirka 100 MW nattetid, respektive cirka 800 MW eftermiddag/kväll. Omkring 30 % av landets lätta och tunga lastbilar finns i dessa län, och med samma elektrifieringstakt i hela landet kommer det totala effektbehovet från laddning av lastbilar i Sverige att variera mellan ca 300–2 600 MW år 2030.

---

<sup>58</sup> S. Genas & A. Karlén (2021), [Marginaler för morgondagen: En kvantitativ analys av flexibiliteten hos aggregerade laddande elbilar](#).

<sup>59</sup> Flower (2022), [EV charging](#).

<sup>60</sup> J. Dalton (2018), [Optimal Day-Ahead Scheduling and Bidding Strategy of Risk-Averse Electric Vehicle Aggregator](#).

<sup>61</sup> L. Herre (2020), [Demand Flexibility for the Simultaneous Provision of Multiple Services](#).

<sup>62</sup> Statnett (2018), [Fast Frequency Reserves 2018 – pilot for raske frekvensreserver](#).

<sup>63</sup> Energiforsk (2022), [Ett elsystem för elfordon](#).

<sup>64</sup> Transport och logistik (2022), [Sveriges största ladd- och batteripark ska byggas i Malmö](#).

<sup>65</sup> Power Circle (2022), [Effektbehovet från elektrifierade transporter](#).

<sup>66</sup> CLOSER (2022), [SCALE](#).

Flexibilitetspotentialen för elfordon är som störst där fordonen befinner sig, dvs. störst i SE3 och 4 (cirka 3,3 GW år 2045, enligt DNV) och mindre i SE1 och 2 (cirka 0,5 GW år 2045, enligt DNV). Tidsmässigt är potentialen som störst under kvälls- och nattetid, då bilarna har kommit hem till hushåll eller depåer, men potentialen är substantiell även dagtid.

### Kostnader för implementering

DNV har uppskattat kostnaden för att göra laddning av elfordon flexibel; i denna uppskattning antas både CapEx (för att kunna styra laddningen) och OpEx uppgå till 0 kr<sup>67</sup>. För att kunna styra laddningen behövs en uppkopplad laddbox som är något dyrare än en som inte är uppkopplad. Kunden behöver även en tjänst från en tredjepartsaktör för att styra laddningen. Många av de stora laddboxtillverkarna säljer endast smarta laddboxar, varför många kunder förväntas köpa en sådan. Flera av de tjänster som hjälper kunder att ladda smart är också kostnadsfria om kunden använder företagets elprisavtal. CapEx och Opex är därmed låga över kundkollektivet, men inte obefintliga.

DNV har också uppskattat kostnaden för V2G som förlusterna som uppstår vid i- och urladdning. Dessa förluster har uppskattats uppgå till 14 %, vilket innebär att OpEx för V2G vid ett elpris (inklusive skatt och elnätsavgift) på 1 kr/kWh blir 0,14 öre/kWh. För att V2G ska löna sig för kunden krävs det dock att det erhållna värdet av flexibiliteten är högre än vad kunden betalat/förväntar sig betala för att ladda upp batteriet igen. Det finns ännu inte heller några publicerade priser för laddboxar som kan hantera V2G, men det är möjligt att de kommer bli något dyrare än vanliga laddboxar.

### Förutsättningar för realisering av flexibilitetspotential

Många av de förutsättningar – såsom timdebitering, marknadernas utformning och förutsättningarna för aggregatorer – som krävs att frigöra flexibilitet från aggregerade resurser i hushåll och servicefastigheter gäller även för realisering av flexibilitet från elfordonsladdning.

En fördel med laddning av elfordon är att laddningen kan ändras snabbt nog för att kunna leverera flexibilitet till alla Svenska kraftnäts stödtjänster, samt att fordonen står parkerade främst i lokalnätet och därmed finns tillgängliga för både lokala och nationella behov av flexibilitet. En fördel är även att personbilsflottan står parkerad under större delen av dygnet, och att tillgängligheten är hög. I en framtid med högre grad av delad och autonom mobilitet kan detta dock förändras, åtminstone för flexibilitetstjänster med behov av längre uthållighet. En studie från IRENA visar att flexibilitetspotentialen från fordonsflottan ökar fram till och med år 2040, varpå den eventuellt kan komma att sjunka igen.<sup>68</sup>

En förutsättning för realiseringen av elfordonsladdningens flexibilitetspotential är att laddinfrastrukturen är styrbar. Eftersom uppkopplade laddboxar är något dyrare, finns det en risk att enskilda kunder och större fastighetsägare på grund av billigare priser investerar i laddinfrastruktur som inte ger möjlighet till smart styrning. Detta problem skulle kunna avhjälpas genom krav om smart laddning vid erhållande av statligt stöd för, eller vid offentlig upphandling av, laddinfrastruktur.

<sup>67</sup> DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).

<sup>68</sup> IRENA (2019), [Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles](#)

Bristen på tillgång till laddinfrastruktur som kan hantera V2G kan också utgöra ett hinder för att nyttja den fulla flexibilitetspotentialen för elfordonsladdning. I en studie utförd av Sweco (2021)<sup>69</sup> framkommer det också att det finns arbete kvar att göra kring standarder och affärsmodeller när det kommer till V2G. Dessutom finns det en risk att el som lagras i bilens batteri och sedan frigörs till nätet dubbelbeskattas; inom EU:s Energy Taxation Directive beskattas elektricitet vid frigörelse för konsumtion, direktivet definierar dock inte huruvida elen "frigörs" för konsumtion om den överförs till ett energilager. För att det ska vara lönsamt för kunden att skicka tillbaka el från elfordonsbatteriet till elnätet, krävs som sagt också att det pris som erhålls för elen är högre än det pris som betalades vid iladdning. Slutligen finns det en viss oro kring slitage på batterierna, men där råder inte konsensus; att många fordonstillverkare satsar på V2G talar emot att batterislitage skulle vara någon stor utmaning, och studier visar att smart laddning som tar hänsyn till batteriets SoC (state of charge) faktiskt kan förlänga batteriets livslängd.

### 4.1.3 Industrin

Många industriprocesser är i grund och botten känsliga för störningar, men om elpriset under en kortare period är mycket högt kan industriföretag välja att dra ner på eller stanna industriproduktionen, alternativt starta upp egen elproduktion<sup>70</sup>. Det är därför framför allt de industrier som har viss överkapacitet i produktionsprocessen, samt de industrier som har möjligheten att bygga upp lager, som har möjlighet att vara flexibla<sup>71</sup>. Då det kan vara svårt att veta hur långvariga situationer med höga elpriser kommer att bli är det dock utmanande för industrier att fatta beslut om kortsiktiga produktionsstopp baserat på tillfälligt höga elpriser. Detta medför att industri normalt inte stängs av, trots höga marknadspriser på el (även i kombination med låga marknadspriser på industriprodukterna)<sup>72</sup>.

Det senaste årets elpriser har dock vid tillfällen varit så pass höga att industrier har pausat, reducerat eller lagt om sin produktion. I våras rapporterades det att Holmen stängde ned flera pappersmaskiner när priserna på el gjorde att produktionen inte blev lönsam; företaget påpekade dock att även om det klarar av att anpassa sig efter vissa pristoppar är industriprocessen skapad för en jämn produktion, och att allt för stora variationer medför negativa konsekvenser för verkningsgrad och lönsamhet<sup>73</sup>. De flesta elintensiva industrier prissäkrar dock sin elkonsumtion, vilket förklarar varför exponeringen mot dagens priser ännu inte är särskilt stor<sup>74</sup>.

Industrin har historiskt bidragit med flexibilitet via dagen-före-marknaden, som del av effektreserven och på reglerkraftsmarknaden (genom mFRR)<sup>75</sup>. Utöver dessa marknader kan industrin även bidra till störningsreserven; för närvarande består dock denna reserv främst av flexibilitet från gasturbiner<sup>76</sup>. För effektreserven har 562 MW från Karlshamnsverket upphandlats

<sup>69</sup> Sweco (2021), [Vehicle-to-grid I Nanna parkeringshus](#).

<sup>70</sup> Energimarknadsinspektionen (2016), [Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet](#).

<sup>71</sup> M.Johansson, D. Djuric Ilic & I. Cruz (2022), Flexibelt energisystem genom samverkan mellan fjärrvärmesystem, elsystem och industri.

<sup>72</sup> DNV GL (2020), [Kostnader för hantering av «effektfrågan»](#).

<sup>73</sup> SVT (2022), [Rekorddyr el får fabriker att stänga ner](#) SVT.

<sup>74</sup> Svd (2022), [Elpriserna når inte industrin: "Alla hedgar"](#).

<sup>75</sup> Energimarknadsinspektionen (2016), [Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet](#).

<sup>76</sup> Svenska kraftnät (2022), [Störningsreserven](#).

för vintrarna 2020–2025<sup>77</sup>. På reglerkraftsmarknaden är ca 350 MW förbrukningsfrånkoppling i SE3 och 4 förkvalificerad.

Stora industriers intresse inför att medverka på reglerkraftsmarknaden är dock lågt, enligt en undersökning som gjorts av NyTeknik 2022<sup>78</sup> – något som även Svenska kraftnät lyfter som en utmaning. Av 20 tillfrågade företag i Ny Teknics artikel är det endast två, SCA och Saab, som faktiskt undersöker möjligheterna att delta på mFRR; Saab ser sig dock inte som en resurs att räkna med långsiktigt, utan endast för att avhjälpa den nuvarande situationen. De flesta industrier – däribland Northvolt, Cementa och Kubal – hänvisar till att produktionen inte kan stoppas under den tid som reglerkraftsmarknaden kräver, även om Kubal undersöker möjligheten att delta på de snabbare frekvensregleringsmarknaderna. SSAB och LKAB kan komma att medverka på marknaden när de har vätgasproduktion- och lager på plats.

Intresse att delta på de snabbare FCR-marknaderna finns hos fler industrier. Ett antal industrier har även deltagit på de lokala flexibilitetsmarknaderna som har startats upp. Under vintern 2021/2022 deltog bl.a. life science-bolaget Cytiva med en stor värmepump, och Boliden Bersöe medverkade sitt batterilager på CoordiNets flexibilitetsmarknader<sup>79</sup>.

Det finns också olika nordiska exempel på industrier som bidragit med flexibilitet. I Norge deltog en industri år 2018 i Statnetts pilotprojekt för FFR; där levererades flexibilitet från det medverkande industriföretagets elektrolysisprocess<sup>80</sup>. I Finland har Fingrid upphandlat flexibilitet från ett antal elintensiva industrier i en särskild upphandling som kallas för nätvärn, som ska hantera plötsliga bortfall av produktion från kärnkraftverket Olkiluoto. Inom ramen för upphandlingen ska de medverkande industrierna vid störning minska sin elförbrukning på 0,3 sekunder, den lägre förbrukningen behöver sedan hållas i tre timmar. Bland de upphandlade industrierna finns kemiindustri, pappers- och kartongtillverkning och ett par av Stora Ensos anläggningar<sup>81</sup>. Vid ett tillfälle i september 2022 drabbades kärnkraftverket av en kraftig störning, vilket oväntat medförde att produktionen föll bort helt och hållet; genom att nätvärdet i skarpt läge kunde aktiveras kunde emellertid bortfallet täckas upp. Nätvärdet utgör ett gott exempel för att industrier faktiskt har möjlighet att bidra med flexibilitet, om rätt förutsättningar och incitament ges.

Gällande den teoretiska flexibilitetspotentialen för svensk industri har ett antal studier gjorts för att uppskatta potentialens storlek. År 2016 uppskattade Energimarknadsinspektionen industrins flexibilitetspotential till totalt 2 000 MW – där 1 700 MW antogs komma från elintensiv industri, framför allt från skogsindustrin, och 300 MW antogs komma från lätt industri, såsom livsmedels- och verkstadsindustri samt sågverk<sup>82</sup>. DNV (2021)<sup>83</sup> har sedan dess uppskattat potentialen med en mer detaljerad metodik, genom att kartlägga Sveriges elintensiva industrier och vilka processer hos dessa som kan antas vara flexibla. Enligt studien kan potentialen i den nuvarande elintensiva industrin uppskattas till totalt 1 380 MW; den största potentialen återfinns hos pappers- och

<sup>77</sup> Svenska kraftnät (2022), [Effektreserven 2020–2025](#).

<sup>78</sup> NyTeknik (2022), [Få industrier vill minska elanvändningen för elsystemets skull](#).

<sup>79</sup> Power Circle (2022), [Lokala flexibilitetsmarknader](#).

<sup>80</sup> Statnett (2018), [Fast Frequency Reserves 2018 – pilot for raske frekvensreserver](#).

<sup>81</sup> NyTeknik (2022), [Olkiluoto 3 frånkopplades – industrier drog ner på elen](#).

<sup>82</sup> Energimarknadsinspektionen (2016), [Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet](#).

<sup>83</sup> DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).

massaindustrin, följt av stålindustrin, vilket också går i linje med att dessa två industrier idag står för över hälften av industrins elanvändning. Vilka processer som antagits vara flexibla, samt flexibilitetspotential per industri, är sammanställd i tabell 2. I framtiden (i studien år 2045) räknar man dessutom med att det finns flexibel vätgasproduktion inom Hybrit, samt att det finns flexibilitet i ventilation och kyla av serverhallar. Uthålligheten antas vara mellan 1–4 h för alla industrier, med undantag för vätgasproduktionen som antas kunna skjutas upp i 24 h.

Industri	Flexibla processer	Total flexibilitet i Sverige
Massa- och papper	Raffineringsprocessen	1030 MW
Stålverk	Elektrisk ljusbågsugn	180 MW
Aluminium	Aluminiumelektrolys	65 MW
Kemi	Kloralkaliprocessen och oljeproduktion	65 MW
Cement	Cementkvarnar	34 MW
Industri med egen produktion	Reservkraft	6 MW
Hybrit (år 2045)	Vätgasproduktion genom elektrolys	1233 MW
Serverhallar (år 2045)	Ventilation och kyla	189 MW

Tabell 2: Flexibilitetspotential per industri, samt vilka industriprocesser som antagits vara flexibla.

En annan studie från Linköpings Universitet 2022 har analyserat hur flexibilitet från kraftvärmeverk, värmepumpar inom fjärrvärmesektorn och flexibel elanvändning i industriella processer kan användas för att hantera över- och underskott av elproduktion i ett system med hög andel förnybart<sup>84</sup>. Resultaten visar att genom att använda alla de studerade resurserna kan överskottsproduktionen sänkas med 74 %, och behovet av elimport vid underskott kan sänkas med 36 %. I studien har ett massa- och pappersbruk, metallföretag, livsmedelsföretag, gjuteri, fordonsindustri och kemiföretag intervjuats om möjligheten att vara flexibla. Resultaten visar på att även andra industriprocesser än de som DNV räknat med i ovan nämnda studie kan användas för att bidra med flexibilitet. Bland annat kan det vara möjligt att använda elpannor för produktion av processånga i massa- och pappersindustrin samt inom kemiindustrin, vilket då kan utnyttjas som en flexibel last. Inom metallindustrin kan värme-, värmebehandlings- och hållugnar i vissa fall stängas av under kortare perioder utan att produktkvaliteten påverkas. Vätgas som produceras genom elektrolys kan användas för uppvärmning inom stålindustrin och växelvis ersätta gasol, som är det bränsle som använts hittills. Även de pumpar som används för att transportera kemikalier inom kemiindustrin kan förskjutas ett par timmar utan att det påverkar produktionen. Dessa exempel visar att flexibilitetspotentialen i den existerande elintensiva industrin är större än vad som tidigare uppskattats.

I tillägg till detta vittnar nyheter om de företag som är aktiva på FCR-marknaderna om ytterligare processer som kan vara flexibla. Aluminiumbolaget Gränges har använt både ventilationsystem och götvärmsugnar som flexibla resurser<sup>85</sup>, och Bikupa Datacenter slår av beräkningsprocesser i 115 000 datorer vilket frigör 10 MW<sup>86</sup>. Datacentret menar dessutom att många av dagens datacenter bör

<sup>84</sup> M. Johansson, D. Djuric Ilic & I. Cruz (2022), [Flexibelt energisystem genom samverkan mellan fjärrvärmesystem, elsystem och industri.](#)

<sup>85</sup> Vattenfall (2021), [Så blev FCR en hållbar inkomstkälla för Gränges.](#)

<sup>86</sup> Vattenfall (2021), [Så blev FCR en hållbar win-win för Bikupa Datacenter.](#)



ha möjlighet att föra detta, vilket utmanar antagandet som gjorts av DNV om att datacenter främst kan bidra med flexibilitet från ventilation och kyla.

Ett stort och viktigt tillskott till industrins flexibilitet kommer dessutom i form av vätgasproduktion. Elektrolysörer kan upp- eller nedreglera sin produktion snabbt, inom sekunder till minuter. För elektrolysörer vars vätgas används direkt i industriprocessen, såsom vid reduktion av järnmalm i stålproduktion, kommer flexibilitetspotentialen bero på hur stor överkapacitet elektrolysören är dimensionerad för, samt hur stora vätgaslager som byggts. För andra applikationer inom industrin ligger flexibiliteten i att kunna växla mellan vätgas och andra bränslen. Inom Energiforsks vätgasprogram har Profu under år 2022 sammanställt en initial lista över planerad elektrolyskapacitet i Sverige fram till 2035, och denna uppgår till över 6 500 MW. Bland projekten finns LKAB, H<sub>2</sub> Green Steel, Jämtkrafts produktion av elektrobränsle, Liquid Winds anläggningar, samt Vattenfalls och Preems anläggning i Lysekil.

### Kostnader för implementering

För de industrier som inte har någon överkapacitet i sin produktion motsvarar den rörliga kostnaden för flexibilitet värdet av förlorad produktion. Kostnaderna för detta, såsom de uppskattats av DNV, återfinns i tabell 3 tillsammans med investeringskostnaden för den utrustning som behövs för att styra produktionen.

Industri	CapEx (SEK/kW)	OpEx (SEK/kWh)
Massa- och papper	120–150	0,1
Ståleverk	<10	1,5–60
Aluminium	<10	0,8–1,2
Kemi	<10	3–5,6
Cement	150–180	4–10
Hybrit (år 2045)	3944	0
Serverhallar (år 2045)	4250–11130	0
Lätt industri	80	2

Tabell 3: Investeringskostnader och rörliga kostnader för flexibilitet per industri, baserad på antaganden av DNV (2021).

Pappers- och massaindustrin är den enda industrikategorin, utöver vätgasproduktion, som i DNVs studie<sup>87</sup> antas ha lager och överkapacitet, vilket förklarar varför den rörliga kostnaden för flexibilitet är mycket lägre än för övriga kategorier; kostnaden som anges för denna industri motsvarar kostnaden för att återigen fylla lager efter en period av lägre produktion. För flexibel vätgasproduktion, samt för ventilation och kyla i serverhallar, antas den rörliga kostnaden vara noll, men investeringskostnaden antas vara desto dyrare.

### Förutsättningar för realisering av flexibilitetspotential

Det finns ett flertal faktorer som begränsar flexibilitetspotentialen inom industrin. Många industriprocesser är designade för att köras på jämn last och förlorar i verkningsgrad och lönsamhet vid för långa eller återupprepade uppehåll. Det är dessutom relativt få industrier som har överkapacitet eller lager, och kostnaden för flexibilitet blir därför relativt hög motsvarande värdet av

<sup>87</sup> DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).

förlorad produktion. Företagens trovärdighet gentemot kunder är också ett viktigt värde, och medför att sänkningar eller pauser i produktionen allt för ofta inte är möjliga. Å andra sidan lyfter flera industrier att hållbarhetsfokus hos just kunder kan vara en drivkraft för att genom leverans av flexibilitet bidra till elsystemets stabilitet.

Bristande kompetens om hur processer kan styras utifrån behovet av flexibilitet, och hur de nyare marknaderna för lokal flexibilitet fungerar, är också en utmaning för industrins flexibilitet. En studie lyfter att det finns önskemål från industrin om en nationell forskningsatsning på temat, samt om bidrag till piloter och förstudier<sup>88</sup>. Även marknadernas utformning är viktig; ett bevis på detta är det relativt stora intresset att delta på de marknader som har kortare eller valfri uthållighet inom primärrelgering, samt intresset att delta på lokala flexibilitetsmarknader. Samtidigt är intresset för att delta på reglekraftsmarknaden, där uthålligheten behöver vara en timme, mycket svalare.

## 4.2 Flexibel produktion

Olika kraftslag har olika möjlighet när det kommer till att bidra med flexibilitet. Genom att öka eller minska produktionen, baserat på elsystemets behov, skapas flexibiliteten. Som tidigare beskrivet i avsnitt 2.3 om variationshantering kan både vind- och solproduktion bidra med flexibilitet till systemet. Även kraftvärme, vattenkraft, gasturbiner och kärnkraft är flexibla produktionsenheter som kan beskrivas som uthålliga flexibilitetsresurser. Beroende på de olika kraftslagens teknologier finns vissa skillnader när det kommer till förmåga att bidra med flexibilitet. De olika kraftslagens möjligheter till att bidra med flexibilitet beskrivs av bl.a. Sweco (2020)<sup>89</sup>.

Vattenkraften kan exempelvis med mycket kort framförhållning – från sekunder och uppåt – användas för reglering. Generellt sett används den svenska vattenkraften dock för att balansera på säsongsnivå, med möjlighet att som flexibilitetsresurs bidra med flertalet balanseringsvar inom korta tidsintervall. Flexibiliteten från vattenkraften bidrar på stamnätetsnivå. Samtidigt som vattenkraftens möjlighet till effekthöjning utgör en god flexibilitetspotential finns det dock även utmaningar förknippade med kraftslaget; dessa utgörs främst av ekologiska hållbarhetsaspekter, samt begränsningar sett till hur stora volymer som ryms i vattenkraftverkens magasin.

Kraftvärmerna är flexibla på så sätt att den både kan öka och minska sin elproduktion med en framförhållning från minuter till timmar; som flexibilitetsresurs kommer dock kraftvärmerna till allra bäst nytta med åtminstone en veckas framförhållning. En fördel med kraftvärmerna är att den är en uthållig resurs som kan drivas under den större delen av åren, och flexibiliteten som genereras från kraftslaget kan bidra på alla nätnivåer – från lokaltill till stamnät. Kraftvärmens huvudsakliga utmaning vid produktion av mer el utan avsättning till fjärrvärmerna består av högre kostnader, på grund av ineffektivitet.

Gasturbiner är flexibla resurser som teoretiskt sett kan köras i oändlighet, så länge bränsle tillförs. De kan aktiveras med minuters framförhållning och teoretiskt har de möjlighet till flera upprepade svar inom en timme; detta är dock inte rekommenderat, då sådan körning medför ökat slitage på turbinerna. Flexibiliteten från gasturbiner kan bidra på alla nätnivåer. De främsta utmaningarna med att använda tekniken för att bidra med flexibilitet är ekonomiska och klimatmässiga, och beror på

<sup>88</sup> M. Johansson, D. Djuric Ilic, I. Cruz (2022), [Flexibelt energisystem genom samverkan mellan fjärrvärmesystem, elsystem och industri](#).

<sup>89</sup> Sweco (2020), [Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet – möjligheter och utmaningar](#).

bränslebehovet. Gasturbiner kan dock också drivas av vätgas, vilket möjliggör sektorskoppling och nya nyttor med tekniken.

Även kärnkraften har möjlighet att vara flexibel, fastän dagens svenska reaktorer generellt sett inte lämpar sig för reglering på grund av hur de är konstruerade; i mindre skala kan dock den befintliga svenska kärnkraften bidra med reglering på säsongsnivå. Historiskt har kärnkraften alltid producerat el på maximalt installerad effekt under större delen av året – förutom under sommartid, då den vid behov har möjlighet att reglera upp. I likhet med vattenkraften, kraftvärmen och gasturbiner är kärnkraften en resurs med hög uthållighet. Därför kan den teoretiskt sett ha potential att tillföra flexibilitet på stamnätsnivå. Kärnkraften är dock i realiteten en traditionell baslast som inte lämpar sig för att användas för upp- eller nedreglering. För att realisera kärnkraftens teoretiska potential som flexibilitetsresurser behöver också hinder sett till säkerhet och kostnader överkommas.

I de två avsnitten nedan beskriver vi den teoretiska flexibilitetspotentialen för vind- och solkraft.

#### 4.2.1 Vindkraft

Tekniskt sett har vindkraftverk i många år kunnat leverera olika stödtjänster till elnätet<sup>90</sup>, men historiskt har det inte funnits något stort intresse av att använda dessa funktioner. Situationen i andra länder utan lika starkt elnät som det svenska, och utan lika bra vattenkraftresurser, har emellertid gjort att tekniken utvecklats. Med en högre andel vindkraft i systemet har även intresset i Sverige ökat de senaste åren.

Vindkraften är redan idag den näst största resursen (7 %) efter vattenkraft (84 %) i form av förkvalificerade volymer på Svenska kraftnäts balansmarknader och att bidra till frekvensstabiliteten är ännu större om rätt förutsättningar ges. Vindkraften kan reagera mycket snabbt – snabbare än vattenkraften – och det är framför allt lätt att minska på produktionen, dvs. att nedreglera. För att sälja uppreglering innebär det att turbinen konstant behöver ligga i ett driftläge där man spillar vind. Att producera under sin kapacitet medför dock förlorade inkomster, och medför därför att vindkraften behöver ta mer betalt för uppreglering än konkurrerande resurser.

Svenska kraftnät introducerade i början av 2022 den nya stödtjänsten FCR-D ned som passar vindkraften bra. För att leverera denna typ av frekvensreglering utförs så kallad pitchning, där vindkraftverkens blad vrids för att släppa igenom mer vind. En fördel är att vindkraften genom denna produkt kan hjälpa till att avhjälpa de allt mer frekventa situationer med överfrekvens. Vindkraft skulle även kunna bidra till den nya stödtjänsten FFR. Med denna teknik, som kallas snabbt frekvenssvar (ibland även kallat syntetisk svängmassa), kan produktionen öka trots att den redan producerar på max. Detta sker genom att sänka rotationshastigheten på rotorn och göra om den rörelseenergin till el. Tekniken finns kommersiellt implementerad på flera platser i världen. När rotationsenergin i systemet minskar framgent ger denna nya stödtjänst en möjlighet för vindkraften att bidra till ökad robusthet i systemet.

---

<sup>90</sup> EU projekt (2013), [TWENTIES Project](#)

Under våren 2022 blev den första vindkraftparken godkänd inom Svenska kraftnäts pilotstudie för nya flexibla resurser att kunna leverera FCR-D ned, och fler liknande projekt är på gång<sup>91,92</sup>. Parken kan reglera ned med upp till 33 MW, eller 60 % av sin totalt installerade kapacitet på 53 MW. Inom pilotstudien är även 50 MW vindkraft förkvalificerade för aFRR ned.

Det finns idag inte någon potentialuppskattning för hela landets vindkraft att bidra med denna typ av flexibilitet. En enkel överslagsräkning som utgår från att all vindkraft som installerats i Sverige de senaste fem åren kan sänka sin kapacitet med 60 % av totalt installerad effekt skulle ge en potential på 4,5 GW i flexibilitet för FCR-D ned redan nu, och ytterligare 2,4 GW till år 2025<sup>93</sup> (jämfört med den idag upphandlade volymen om 0,5 GW för FCR-D ned). I verkligheten kommer dock förutsättningarna vara olika för olika vindkraftparker, då den momentana effekten i en vindpark nästan alltid är lägre än den installerade. För att delta på marknaden krävs också att rätt att mjukvara installeras, att vindkraftsaktörerna förstår hur marknaden fungerar samt att parken klarar en förkvalificering.

Ett projekt som leds av RISE har uppskattat den totala potentialen för vindkraft att bidra med ett ännu snabbare frekvenssvar, FFR. Uppskattningen ligger på 415 MW, vilket med råge motsvarar den kapacitet som idag krävs för att kortvarigt upprätthålla frekvensen vid ett stort produktionsbortfall<sup>94</sup>. För att kunna leverera denna kapacitet behöver ett vindkraftverk vid låga vindar ligga på en något lägre produktion, motsvarande 1,3 %<sup>95</sup>.

Flexibilitet i vindkraften har också i ett par projekt nedreglerats för att hantera nätkapacitetsbrist. Båda projekten är lokaliserade på Gotland, där begränsningar i fastlandskabeln tidigare satte stopp för ny vindkraftsutbyggnad på ön. I projektet Vindstyr har en gemensam styrning för majoriteten av Gotlands vindkraftverk implementerats, som gör det möjligt att koppla bort enskilda vindkraftverk och på så sätt begränsa hur mycket el som vindkraftverken levererar till elnätet. Detta har gjort att Gotland nu har möjlighet att frikopplas från det övriga elnätet och köras i ö-drift, samt skapat utrymme för ytterligare 50–70 MW förnybar el i elnätet<sup>96</sup>. På CoordiNets flexibilitetsmarknad på Gotland har vindkraften också bidragit med nedregleringsbud<sup>97</sup>.

Utöver balansreglering kan vindkraftverk även bidra till att stabilisera spänningen i nätet. De tekniska kraven anger att reaktiv effekt ska kunna erbjudas vid produktion av el. Men om vindkraftverken köps med lite extra utrustning kan de leverera spänningsreglering oavsett om det blåser eller inte. Då kan nätägaren köpa spänningsregleringen från en vindkraftspark i stället för att installera egen kraftelektronik i nätet. Detta är en möjlighet som inte utreds speciellt ofta idag, men som skulle kunna bidra till regional stabilitet i näten om frågan kom upp redan i planeringskedet.

---

<sup>91</sup> NyTeknik (2022), [Första vindparken är godkänd för frekvensreglering](#).

<sup>92</sup> Checkwatt (2022), [CheckWatt i satsning på smart vindkraft med frekvensreglering samt energilagring i batterier och vätgas](#).

<sup>93</sup> Svensk Vindenergi (2022), [Statistics and forecast – Q3 2022](#).

<sup>94</sup> RISE (2021), [Vindkraftens potential och kostnader för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet](#).

<sup>95</sup> Ett [exjobb vid LTH från 2020](#) har också uppskattat att om vindkraften producerar 90 % av sin maxkapacitet kan den uppreglera, och därmed balansera frekvensen, vid ett stort produktionsbortfall. Exjobbet har dock inte tagit hänsyn till vilken frekvensregleringsprodukt vindkraften bidrar med.

<sup>96</sup> Länsstyrelsen Skåne (2021), [Smart förnybart i energisystemet](#).

<sup>97</sup> Power Circle (2022), [Lokala flexibilitetsmarknader](#).

Det pågår för närvarande flera forskningsprojekt som undersöker vindkraftens möjligheter att bidra med flexibilitet. Svenskt vindkraftstekniskt centrum undersöker i ett projekt både den tekniska funktionen i frekvensreglering, hur stort slitaget blir på vindkraftverket och den ekonomiska potentialen i att medverka på marknaderna för vindkraftsägare<sup>98</sup>. Ett projekt från RISE undersöker hur ersättningen för elproduktion och FFR ska maximeras för en vindkraftsägare<sup>99</sup>. Ytterligare ett projekt utvecklar en koordinerad styrstrategi för hur en vindpark och ett ska kunna åstadkomma samma nätskapande funktionalitet som en vanlig synkrongenerator<sup>100</sup>.

### Förutsättningar för realisering av flexibilitetspotential

Det finns ett antal faktorer som står i vägen för att realisera den fulla potentialen hos vindkraften att bidra med stödtjänster. Det finns en brist på kunskap hos projektörer och beställare om hur marknaderna fungerar och om värdet på tjänsterna. Hos turbintillverkare behöver kunskapen öka om hur leverans av flexibilitet påverkar livslängd och säkerhet på utrustningen. Här finns rum både för teknikutveckling i form av bland annat styrstrategier och hos växelriktare, men även utveckling av optimala budstrategier på olika marknader.

Marknaderna, inklusive marknadernas förkvalificeringsprocesser, behöver även fortsätta att utvecklas för att bättre passa vindkraften. Idag passar vindkraft framför allt bra för att bidra med FCR-D ned. Det beror på att denna reserv inte kräver att vindkraften producerar under sin maxkapacitet, att budstorleken är liten och uthålligheten relativt kort, samt att upphandling sker relativt nära aktivering. Vindkraften passar enligt studier även bra för att leverera FFR, men här görs idag upphandlingen per säsong – vilket gör det svårt för vindkraften att delta på marknaden, då man inte ett halvår i förväg kan garantera att det blåser en specifik dag. En utveckling mot upphandlingar närmare drifttimmen behövs för att vindkraften ska kunna delta på ett bra sätt.

För att kunna leverera FCR-N krävs symmetriska bud, dvs möjligheten att även uppreglera, vilket passar vindkraften sämre ur ett ekonomiskt perspektiv. Eftersom viss vind behöver spillas beror potentialen på att ersättningen är tillräckligt hög. För produkten a-FRR försvåras deltagandet av att reserven upphandlas en hel vecka innan aktivering, vilket gör det svårt då väderprognoserna inte är särskilt tillförlitliga i det tidsperspektivet. På marknaden för m-FRR krävs betydligt större bud än på andra marknader vilket kan vara svårt för vissa aktörer.

Vindkraften kan även bidra på lokala flexibilitetsmarknader, hittills med nedreglering. Ur ett systemperspektiv kan det dock vara bättre om flexibilitet i konsumtion eller energilager har möjlighet att öka förbrukningen lokalt för att bättre matcha den lokala produktionen, detta eftersom det minskar behovet av spill och ger ett mer resurseffektivt kraftsystem. Detsamma gäller för variationshantering. Att spilla vindkraft är teoretiskt en möjlighet för att hantera situationer med produktionsöverskott, men troligtvis varken bra för systemets resurseffektivitet eller för vindkraftsägarna. Frågan behöver dock utredas vidare; finns det någon nivå under produktionsmaximum som är optimal utifrån både systemet och vindkraftsparkernas ekonomiska kalkyl?

<sup>98</sup> Chalmers (2020), [Frekvensregleringstjänster från vindkraft](#).

<sup>99</sup> Svenska kraftnät (2022), [Lagring av el – omvärldsanalys](#).

<sup>100</sup> Energimyndigheten (2022), [Projektinformation – Nätskapande vindpark](#).

### 4.2.2 Solkraft

Även solkraften har stora tekniska möjligheter att bidra till systemets stabilitet. På flera sätt liknar förutsättningarna för solkraft de som råder för vindkraften. Solkraft lämpar sig bättre för nedreglering, för att slippa ligga under produktionsmaximum. Våren 2022 blev den första svenska solkraftsparken godkänd för att leverera frekvensreglering i form av FCR-D ned. Parken, som ligger i Strängnäs, har en installerad effekt på 22 MW – och inledningsvis kunde den nedreglera med 6 MW, vilket kan komma att öka<sup>101</sup>.

Många solkraftparker installerar även ett batteri, och med hjälp av detta kan solkraften även leverera snabba symmetriska produkter samt uppreglring (FCR-N, FCR-D upp, FFR). Med hjälp av kraftelektronik kan solkraft även bidra med sådant som ännu inte är formaliserat i faktiska stödtjänster, såsom reaktiv effekt och automatisk spänningsreglering (även på natten)<sup>102</sup>.

Att leverera frekvensreglering, med eller utan batteri, är något som kan öka lönsamheten för en park på grunda av snabb återbetalningstid i förhållande till investeringen i den extra styrutrustningen. En aktör pekar på återbetalningstider inom ett år och ett värde på 50 kr/kW/år för rena solkraftparker som medverkar på Svenska kraftnäts marknader, och ett motsvarande värde på 500 kr/kW/år om parken också har ett batterilager<sup>103</sup>.

## 4.3 Energilagring

I denna rapport används begreppet energilagring för hela kedjan el-till-el, det vill säga en resurs som tar el från elnätet eller direkt från en kraftkälla, och lagrar den i olika former för att vid ett senare tillfälle åter mata in el till elnätet. Svenska kraftnät har gjort en genomgång av vilka olika energilagringssystem som finns att tillgå för att leverera effektflexibilitet, spänningsflexibilitet, överföringsflexibilitet och energiflexibilitet inom en femårsperiod i Sverige<sup>104</sup>. De lagringstekniker som bedöms kunna bidra med flexibilitet till flera av elsystemets nivåer på en medellång sikt (mellan 2030 och 2040) är batterier, vätgas, och pumpkraft, vilka beskrivs närmare nedan. Av dessa tekniker är batterier, och då primärt litiumjonbatterier, den teknik som bedöms dominera marknaden de närmaste fem åren. På längre sikt, eller inom vissa specifika segment, kan även andra tekniker som exempelvis svänghjul, tryckluftslager och lager i salt också komma att få betydelse<sup>105</sup>.

### 4.3.1 Batterier

Batterilager kan ha olika funktioner beroende på var de placeras och hur de optimeras. Batterier är än så länge för dyra för att lämpa sig som långtidslager för att hantera variationer över veckor eller månader. Det talas ofta om uppåt fyra timmar som vanlig uthållighet för batterilager, men vissa tekniker ska kunna sträcka sig upp mot åtta timmar, och andra till och med längre<sup>106</sup>. De forskas dock mycket på olika nya batterikemier som kan lämpa sig för stationär lagring även under längre tid. Batterier har generellt mycket snabb responstid och därmed stor potential att bidra med effektflexibilitet till elsystemet för att hantera kortare variationer, lokala flaskhalsar och för att

<sup>101</sup> NyTeknik (2022), [Första solcellsparken godkänd för frekvensreglering](#).

<sup>102</sup> Svensk Solenergi (2021), [Remissvar på rapporter från Energimarknadsinspektionen](#).

<sup>103</sup> Solkompaniet (2022), [Balans- och frekvensreglering](#).

<sup>104</sup> Svenska kraftnät (2022), [Lagring av el – omvärldsanalys](#).

<sup>105</sup> Power Circle (2022), [Storskalig lagring behövs i framtidens elsystem](#).

<sup>106</sup> N. Gallardo (2020), [Long-duration energy storage: a techno-economic comparative analysis with case studies in Mexico](#).

leverera de flesta olika stödtjänster till elnätet. En fördel med batterier är att de levereras i moduler. Lagringskapaciteten är därmed skalbar och de kan installeras på olika nivåer i elsystemet. Ett framtida elsystem kan därmed exempelvis bestå av många mindre batterier, som sitter innanför elmätarna i fastigheter, och färre större batterimoduler som är utplacerade i elnätet. Exempelvis kan de större batterimodulerna placeras vid vind- eller solkraftsparker – eller vara direkt anslutna till stamnätet eller regionnätet. Batterier reagerar snabbt och kan bidra med en rad olika stödtjänster såsom frekvensstabilisering och dödnätsstart. De kan också driva ett lokalt energisystem i ö-drift under kortare perioder, vilket kan minska sårbarheten och beroendet av effekt från överliggande elnät.

Globalt fanns 16 GW storskaliga batterier installerade i energisystemet i slutet av år 2021<sup>107</sup>, en siffra som förväntas växa till upp till 680 GW t.o.m. år 2030. Flera stora batteriprojekt på över 100 MW håller på att byggas eller är redan i drift i länder som Australien och USA. Världens största litiumjonbatteri finns i USA, söder om San Fransisco, och har en kapacitet på 400 MW/1600 MWh<sup>108</sup>, och i San Diego finns ett lager om 250 MW/250 MWh<sup>109</sup>. Skalan blir hela tiden större och större, och det finns planer på batteriparker i GW/GWh-storlek, bland annat i Australien<sup>110</sup> och Saudiarabien<sup>111</sup>. På den europeiska marknaden var Tyskland tidigt ute med stödsystem som gjorde hembatterier populära, och i slutet av 2021 fanns 430 000 system installerade – vilka tillsammans utgör 79 % av landets totalt 4 406 MWh installerade batterikapacitet<sup>112</sup>. Intresset är dock stort även i andra europeiska länder. I Italien fanns t.ex. över 150 000 batterilagringssystem, om 959 MW/1 862 MWh, installerade i slutet av september 2022<sup>113</sup>. I Skottland planeras också två parker om 400 MW/800 MWh vardera.

De flesta stora projekt runt om i världen idag utgörs av litiumjonbatterier, men det finns också flera andra kemier på marknaden för stationär lagring, bland annat nickelmetallhydrid och litiumjärnfosfat, som båda har vissa fördelar jämfört med litiumjonbatterier för stationära ändamål; exempelvis bättre brandsäkerhet och cyklingstålighet. Utöver dessa kan flödesbatterier bli en viktig teknik för stationär lagring enligt IEA, eftersom dessa inte förlorar i kapacitet på 25–30 år och har en lägre investeringskostnad. Världens största flödesbatteri har under år 2022 börjat byggas i Kina, med en kapacitet på 100 MW och 400 MWh<sup>114</sup>. Även metalluftbatterier bedöms ha en stor potential för stationär lagring i framtiden, både på grund av lägre kostnader och potentiellt lång livslängd<sup>115</sup>.

De flesta batterilager som finns i Sverige idag är placerade innanför elmätaren i byggnader hos privatpersoner eller hos större fastighetsägare. Det innebär att batteriet bidrar till att minska mängden el som fastighetsägaren behöver köpa in från elnätet. Exempelvis har Riksbyggen installerat begagnade bussbatterier i bostadsrättsföreningen Viva i Göteborg, och Örebrobostäder

---

<sup>107</sup> IEA (2021), [Grid-Scale Storage](#).

<sup>108</sup> Svenska kraftnät (2022), [Lagring av el – omvärldsanalys](#).

<sup>109</sup> NyTeknik (2022), [Sveriges nya batteripark innebär ett rejält kliv uppåt i storlek](#).

<sup>110</sup> ReCharge (2021), [World's first GW-scale battery project unveiled in Australia in snub to gas-fixated government](#).

<sup>111</sup> PV Magazine (2022), [World's largest off-grid battery project reaches financial close](#).

<sup>112</sup> Energy Storage News (2022), [Residential segment continues to drive German battery storage market, but grid-scale could see comeback](#).

<sup>113</sup> PV Magazine (2022), [Italy hits 959 MW/1,826 MWh of distributed storage capacity](#).

<sup>114</sup> Energy Storage News (2022), [First phase of 800 MWh world biggest flow battery commissioned in China](#).

<sup>115</sup> Svenska kraftnät (2022), [Lagring av el – omvärldsanalys](#).

har utnyttjat batterier i fastigheter för att öka egenanvändningen av solceller och för att kunna sälja stödtjänster. Enligt Svenska kraftnät är en vanlig storlek för kommersiella fastigheter och industrier 20–80 kW<sup>116</sup>, men projekt upp till 200 kW effekt och motsvarande energilagringsskapacitet i kWh förekommer enligt en genomgång av aktuell media. Det saknas idag statistik på hur många anläggningar som finns installerade kommersiellt i fastighetssektorn och industrin. Enligt en studie som Power Circle gjort 2022 vet endast 30 % av elnätsföretagen var det finns nätanslutna batterilager i deras elnät<sup>117</sup>. Svenska kraftnät bedömer att den totala installerade volymen av fastighetsbatterier i större fastigheter och industrier kommer att vara i storleksordningen 10–15 MW vid årsskiftet 2022/2023.

Solcellskollen har samtidigt uppskattat att det fanns ca 3 000 anläggningar som installerats hos privatpersoner i slutet av 2021<sup>118</sup>, och enligt Svenska kraftnäts bedömning kommer ca 5 000 system finnas installerade vid årsskiftet 2022/2023. Dessa är troligtvis av storleksordningen 7 kW per anläggning, vilket ger en totalt installerad energilagringsskapacitet på uppskattningsvis 35 MW.

Det finns även några större, elnätsanslutna batterilager i Sverige idag, samt ytterligare några i planeringsfas, med huvudsyfte att ge stöd till elnätet på olika sätt. Ett av de största batterierna som finns installerade i Sveriges elnät idag är Vattenfalls batterilager i Uppsala, som bidrar till att avlasta elnätet när det är kapacitetsbrist. Batterilagret har en effekt på 5 MW och kan lagra 20 MWh energi, vilket innebär att det på en laddning kan leverera full effekt i maximalt fyra timmar. Ellevio bygger också ett batterilager på 10 MW/11,9 MWh för att stötta elnätet i Grums<sup>119</sup>, Fortum har sedan 2019 en batterianläggning på 5 MW/6,2 MWh i drift vid vattenkraftverket i Forshuvud<sup>120</sup>, Boo Energi har en anläggning på 2 MW/2,2 MWh i Saltsjö Boo<sup>121</sup>, Borlänge Energi investerar i december 2022 i ett storskaligt batteri på 10 MW/10 MWh<sup>122</sup> – och en rad liknande, elnätsstöttande projekt byggs eller projekteras i nuläget, varav det största som aviserats är startupbolaget Ingrid Capacitys nya batteriprojekt om 70 MWh och 70 MW, som planeras stå klart 2024<sup>123</sup>. Svenska kraftnät uppskattar att den totala installerade batterikapaciteten hos kraftbolag kommer att vara i storleksordningen 80–100 MW i slutet av 2022.

Sammantaget finns enligt ovanstående analyser ca 125–150 MW effekt installerat i stationära batterier i Sverige idag. DNV har uppskattat potentialen för batterilager till 515–1116 MW i Sverige år 2045<sup>124</sup>, men givet den senaste tidens utveckling på både den svenska och internationella marknaden bör denna siffra kunna bli betydligt högre. Den teoretiska potentialen att leverera flexibilitet i kortare perioder (timmar–dygn) är i princip obegränsad relativt behovet. Om alla 155 lokala elnätsföretag installerade ett batteri liknande det i Uppsala på 5 MW/20 MWh, och alla landets 3,3 miljoner fastigheter utrustades med ett batterilager på 10 kW/10 kWh, så skulle den

<sup>116</sup> Svenska kraftnät (2022), [Lagring av el – omvärldsanalys](#).

<sup>117</sup> Power Circle (2022), [Digitalisering av elnäten](#).

<sup>118</sup> Solcellskollen (2022), [Solcells- och batterimarknaden under 2021 – så mycket installerades \(och ungefär så mycket kostade det\)](#).

<sup>119</sup> Ellevio (2022), [Sveriges största elnätsbatteri avgörande för mer el från vind och sol](#).

<sup>120</sup> Fortum (2022), [Vår unika batterilösning vid Forshuvuds kraftverk](#).

<sup>121</sup> Boo Energi (2022), [För ett flexiblare elnät](#).

<sup>122</sup> Borlänge Energi (2022), [Nu är det klart – Borlänge Energi investerar i storskaligt batteri](#).

<sup>123</sup> NyTeknik (2022), [Sveriges nya batteripark innebär ett rejält kliv uppåt i storlek](#).

<sup>124</sup> DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).



totala kapaciteten vara över 33 GW/36 GWh. Det som begränsar utbudet är i stället lönsamheten och marknaden för investeringarna.

### Kostnader för implementering

Priset på stationära batterilager föll 87 % mellan 2010 och 2019<sup>125</sup>, men har ökat något igen under 2022 på grund av rådande omvärldssituation. Enligt Bloomberg NEF<sup>126</sup> var priset på ett nyckelfärdigt batterisystem med 4 h lagringskapacitet (inklusive styrsystem, kraftelektronik för nätanslutning, tillverkarnas marginaler, osv.) på den internationella marknaden som lägst 264 dollar/kWh, eller 2 244 SEK/kWh, med genomsnittlig växlingskurs för april 2021. I september 2022 var priset för ett motsvarande system 325 dollar/kWh, eller 3 542 SEK/kWh, med rådande växelkurs<sup>127</sup>. Till år 2030 antas priset på batterilagersystem sjunka till 167 dollar/kWh<sup>128</sup>.

Enligt Svenska kraftnäts analys är priserna på stationära batterier i Sverige dock högre: ca 5 000–6 000 kr/kWh för stora batterier på över 1 MWh. Motsvarande pris för fastighetsbatterier ligger på 8 000–10 000 kr/kWh enligt samma källa. Svenska kraftnät uppmärksammar dock att priserna för elbilsbatterier är betydligt lägre, ca 3 500 kr/kWh, och förutspår att prisbilden kommer att jämnas ut mellan olika ändamål på sikt. OpEx står enligt en rapport från DNV för 1,5 % av CapEx per år, exklusive förluster för i- och urladdning.

### Förutsättningar för realisering av flexibilitetspotential

Marknaden för batterilager i fastighetssektorn har drivits av installationer i solceller, men industrier och kommersiella fastigheter har också ofta effekttariffer vilket ger ytterligare lönsamhet. Därtill finns en möjlighet att generera intäkter genom Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader. Flera studier har visat att så kallad service stacking, det vill säga inkomst från flera källor, är avgörande för att skapa lönsamhet för batterilager<sup>129</sup>.

Utbyggnaden av laddinfrastruktur för elbilar kommer sannolikt leda till att fler fastighetsägare och bostadsrättsföreningar får ett behov av batterier för att slippa öka sin servis. Nya regler för energidelning mellan fastigheter som infördes i början av 2022 kan också driva på utbyggnaden av mikronät och därmed göra batterilager mer intressanta för större fastigheter och industrier som vill dela på exempelvis solelproduktion<sup>130</sup>. Dock finns det för närvarande vissa oklarheter i skrivningarna kring detta regelverk, vilket kan utgöra ett hinder.

Under 2022 har intresset från privatkunder att investera i solceller och batterilager ökat kraftigt på grund av att de ökade elpriserna, men också på grund av att energibolag i allt högre grad inför effekttariffer samt att fler småhusägare kommer att få tillgång till marknaderna för flexibilitetstjänster via aggregatorer<sup>131</sup>. För kommersiella batterier inom industri, fastigheter och

<sup>125</sup> Svenska kraftnät (2022), [Lagring av el – omvärldsanalys](#).

<sup>126</sup> Bloomberg NEF (2021), 2021 Energy Storage Cost Survey.

<sup>127</sup> Bloomberg NEF (2022), 2022 Energy Storage Cost Survey.

<sup>128</sup> Bloomberg NEF (2020), 2020 Energy Storage Cost Survey.

<sup>129</sup> A. Wolf, C. Sandels & M. Shepero (2018), [Lokal energilagring eller traditionella nätförstärkningar?](#)

<sup>130</sup> Svenska kraftnät (2022), [Lagring av el – omvärldsanalys](#).

<sup>131</sup> *Ibid.*

energibolag är den viktigaste drivkraften ekonomisk, och intäkterna kommer oftast från flera håll, men den största intäktskällan tycks de senaste åren ha varit från FCR-marknaderna<sup>132 133 134</sup>.

### 4.3.2 Pumpkraftverk

En annan teknik, som är etablerad i stor skala globalt, är pumpvattenkraft. Total installerad kapacitet år 2021 globalt var 160 GW, vilket gör pumpkraft till den mest använda energilagringstekniken<sup>135</sup> med över 90 % av världsmarknaden. Pumpkraft kan beskrivas som en form av vattenkraft, där vattnet pumpas upp när det finns överskott på el. Sedan sparas det i magasin, för att skickas ner genom en turbin när elen behövs. Fördelarna med tekniken är att den är väletablerad, kan lagra el i stor skala och har en relativt hög verkningsgrad, ca 70–80 %. Tekniskt har pumpkraftverk stora likheter med vattenkraftverk och kan leverera stödtjänster som frekvenshållning och reglerkraft. Då pumpkraftverken har generatorer och turbiner har de också fördelen att kunna bidra med rotationsenergi som kan stabilisera elsystemet. Uthålligheten avgörs av magasinens storlek, typiskt mellan timmar och dygn, och responstiden är några sekunder. De har också en låg självurladdning på cirka 2 %, vilket gör att de tekniskt sett kan lagra energi under en längre tid<sup>136</sup>.

Tidigare har pumpvattenkraften ofta varit beroende av naturliga höjdvariationer och vattenmagasin, och möjligheterna att bygga fler svenska pumpvattenkraftverk har varit begränsade. Då prisvariationerna varit för låga, och de fasta el- och nätavgifterna varit för höga, har det varit svårt att hitta lönsamhet i att enbart pumpa vatten i en riktning i Sverige. Trots detta har fem pumpkraftverk funnits installerade, varav två fortfarande är i regelbunden drift: Lettens kraftstation (36 MW, 65GWh per år) och Kymmens kraftstation (55 MW, 34 GWh per år) i Värmland<sup>137</sup>. Sveriges största pumpkraftverk genom tiderna, Juktan i Västerbotten (335 MW, 25 GWh lagringskapacitet), kan dock komma att tas i drift igen då ägaren Vattenfall inlett en förstudie för att undersöka lönsamheten<sup>138</sup>.

Idag har tekniken utvecklats i en ny riktning, som innebär att övergivna gruvor kan utnyttjas för att lagra vatten och med hjälp av höjdskillnaden i gruvan producera el. Detta kan göras med låg påverkan på lokala ekosystem. Det finns idag tusentals övergivna gruvor utspridda i olika delar av landet, varav minst ett hundratal hittills har bedömts som lämpliga. Storleken på pumpvattenkraftverken kan variera; från små anläggningar till större på runt 250 MW. Flera projekt är under utveckling i landet, bland annat i samarbete med gruvbolaget Boliden, och det finns två svenska bolag, Mine Storage AB och SENS Sustainable Energy Solutions AB, som arbetar med projekt och koncept kring pumpkraft i nedlagda gruvor idag. Mine Storage har tillsammans med Mälarenergi exempelvis tecknat en avsiktsförklaring om fördjupat samarbete för att tillsammans undersöka de tekniska och kommersiella förutsättningarna att utveckla upp till tre konkreta

<sup>132</sup> L. Jonson & J. Valdemarsson (2021), [Tjänster och lönsamhet med ett batterilager till en solcellspark](#).

<sup>133</sup> Vattenfall (2022), [Jättebatteriet blev lönsamt när elpriset steg](#).

<sup>134</sup> Power Circle (2020), [Batterier i elnätet](#).

<sup>135</sup> IEA (2021), [Grid scale storage](#).

<sup>136</sup> Sweco (2020), [Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet – möjligheter och utmaningar](#).

<sup>137</sup> *Ibid.*

<sup>138</sup> NyTeknik (2021), [Enorma pumpkraftverket Juktan kan gå mot återstart](#).

pumpkraftanläggningar i nedlagda gruvor i Bergslagen. Respektive anläggning bedöms kunna ge en eleffekt om ca 15 MW och med en lagrad energimängd om 30–75 MWh per cykel<sup>139</sup>.

På Åland har en pilotanläggning i anslutning till en vindpark börjat projekteras av SENS<sup>140</sup>. Projektet drivs tillsammans med vindkraftsbolaget Allwinds, som har sex vindkraftverk på öar vid gruvan. I pilotprojektet ska pumpkraftverket stabilisera elproduktionen från vindkraften. Pilotanläggningen kommer att ha en kapacitet på 2 MW och ska lagra 2 000 MWh energi om året.

### Förutsättningar för realisering av flexibilitetspotential

Energilagring i pumpkraft har en mycket låg LCOS, eller levelized cost of storage – det vill säga OpEx och CapEx utslaget per kWh lagrad energi under anläggningens livslängd – framför allt på grund av att anläggningarna har en lång livslängd på ca 50 år och uppåt. Den initiala investeringen är däremot hög, vilket också troligtvis är det största hindret för att realisera projekt i dagsläget. De huvudsakliga intäkterna för pumpkraftverken kommer troligen att vara flexibilitetsjänster, elhandel och erbjudande om kapacitetsreserv till elbolag.

### 4.3.3 Vätgas

Vätgas är en energilagringsteknik som fått mycket uppmärksamhet den senaste tiden, och som bedöms vara en av de mest lovande teknikerna för lagring över en längre tid. En stor fördel är att vätgasen inte är beroende av specifika stationära resurser, som vattenkraftsmagasin. Vätgas kan även användas som variationshanteringsresurs genom att bidra med flexibilitet inom industrin, vilket behandlas i **Error! Reference source not found..** Den teoretiska potentialen är stor, eftersom vätgas kan produceras ur flera typer av energibärare. Exempelvis kan den tillverkas av el och vatten, med hjälp av en elektrolysör, när tillgången på el är god och elpriset därmed är lågt. Sedan kan den lagras under en längre tid, för att med hjälp av bränsleceller eller gasturbiner användas till att producera el igen när behovet är stort och priset högt.

Nackdelen är att elproduktion med hjälp av bränsleceller fortfarande är dyrt jämfört med alternativen, som exempelvis gasturbiner. Dessutom innebär processen också stora energiförluster. Verkningsgraden när el omvandlas till vätgas och sedan tillbaka till el igen varierar beroende på vilken teknik som används, men är vanligtvis ca 30–50 %<sup>141</sup>. Restvärme från processen kan dock användas i fjärrvärmesystemet och därmed kan totalverkningsgraden bli högre. Forskning pågår också för att utveckla gasturbiner som kan producera el med 100% vätgas<sup>142</sup>.

Det är även tekniskt möjligt för elektrolysörer att bidra med flexibilitet till lokala marknader samt stödjtjänster till Svenska kraftnät, dock behöver storleken på flexibilitetsbudet anpassas för att kunna matcha kraven. De tekniska förutsättningarna varierar även beroende på vilken typ av elektrolysör som används, där PEM-elektrolysörer kan regleras snabbare och klarar av att leverera de flesta produkter, medan alkaliska elektrolysörer har svårare att bidra till de snabba svängningarna<sup>143</sup>. I praktiken finns dock ekonomiska utmaningar, då de flesta elektrolysörer är dimensionerade för att drivas med kontinuerlig drift, och snabba start och stopp minskar livslängden

<sup>139</sup> Energinyheter.se (2022), [Mine Storage och Mälarenergi samarbete kring energilagrar](#).

<sup>140</sup> Dagens Industri (2020), [Får miljoner för att bygga kraftverk i gruva på Åland](#).

<sup>141</sup> Energiforsk (2021), [Sektorskoppling för ett mer effektivt energisystem](#).

<sup>142</sup> Tidningen Energi (2020), [Mer vätgas i turbinfabriken](#).

<sup>143</sup> RISE (2022), [Flexibel vätgasproduktion](#).

och verkningsgraden<sup>144</sup>. Vätgas för lagring av el är fortfarande en relativt oprövad teknik, men några projekt håller på att rullas ut globalt, bland annat i USA där det finns ett pilotprojekt för att testa vätgas som långtidslagring under tre år, med början i slutet av 2022<sup>145</sup>.

### Förutsättningar för realisering av flexibilitetspotential

Fördelarna med vätgas som lagringsform är bland annat att inga specifika geologiska förutsättningar krävs, samt att det finns olika möjligheter att generera vätgas samt att producera el igen, vilket minskar behovet av sällsynta eller dyra råvaror. Vätgas kan dessutom transporteras i egen infrastruktur i de fall det är svårare att transportera el. Nackdelar är att vätgas är explosivt vilket gör lagringen tekniskt utmanande, samt att energiförlusterna för hela cykeln el-till-el är stora jämfört med andra lagringstekniker. Även om långtidslagring är möjligt påverkas lagringskostnaden per kWh/el av antal cykler per år som systemet körs, vilket gör att kostnaden riskerar att bli ett hinder om ett el-till-el system med vätgas enbart används för långtidslagring. Här behövs fler studier för att undersöka olika användningsområden och hur de kan optimeras med olika tekniska system.

---

<sup>144</sup> Sweco (2020), [Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet – möjligheter och utmaningar](#).

<sup>145</sup> Smart Energy International (2022), [Green Hydrogen to pilot as long duration storage in US](#).

## 5. Hur ska flexibiliteten användas?

Olika flexibla resurser har olika förutsättningar att bidra till de olika elsystemnyttorna; dels sett till tekniska förutsättningar såsom reaktionstid, uthållighet, återhämtningstid, hur ofta resursen kan användas och lokalisering i systemet; dels sett till ekonomiska och organisatoriska förutsättningar (se figur 6). Samma flexibilitetsresurser kan även ofta bidra med flera olika nyttor. För dedikerade flexibilitetsresurser är detta idag en nödvändighet för att uppnå lönsamhet, och för alla flexibla resurser är det ett sätt att motivera investeringar i styrbarhet och de rörliga kostnader som uppstår.



Figur 6: Aspekter som avgör förutsättningarna för olika flexibilitetsresurser.

Det har gjorts flera tidigare ansatser att kategorisera in flexibla resurser efter deras egenskaper, samt vilken flexibilitet som passar för vilka ändamål. I avsnitten nedan beskrivs ett par av dessa tidigare exempel, samt ett nytt förslag som tagits fram under arbetet med denna förstudie.

### 5.1 Tidigare kategoriseringar av flexibilitetsresurser

I NEPP-projektet<sup>146</sup> klassificerades olika resurser efter hur de kan bidra till variationshantering, vilket går att läsa om i avsnitt 3.3 av denna rapport. Resurserna delas upp i *förflyttande strategier*, som kan jämna ut elproduktion och -användning på dygnsbasis, *kompletterande strategier* som kan bidra med effekt och energi vid underskott, och *absorberande strategier* som hjälper till att hantera perioder med produktionsöverskott. Förflyttande strategier passar särskilt bra för att hantera variationer från solel, eftersom denna produktionskälla varierar främst över dygnet, medan absorberande och kompletterande strategier behövs för att hantera de längre variationer som exempelvis vindkraften ger upphov till.

NEPP-projektet kategoriserade även översiktligt in olika typer av flexibilitetsresurser utifrån vilken tidshorisont resursen kan bidra inom (från sekunder till år), och därmed vilka utmaningar och systemtjänster de kan bidra till. Även från denna kategorisering framgår det att efterfrågefleksibilitet passar bra för att hantera variationer inom ett dygn, genom att sänka effekttoppar på timbasis eller bidra med balansering, medan det för längre variationer från veckor till år framför allt är resurser såsom vattenkraft och kraftvärme samt nätutbyggnad som löser dessa utmaningar.

Sweco gjorde år 2020 en sammanställning på uppdrag av Svenskt Näringsliv, där de uppskattade flexibilitetspotentialen hos olika resurser samt kategoriserade resurserna utefter deras tekniska

<sup>146</sup> NEPP (2019), [Energisystemet i en ny tid](#).

egenskaper<sup>147</sup>. I tillägg till reaktionstid och balanseringshorisont, som även NEPP kartlade, definierade Sweco även var i elsystemet som resurserna finns lokaliserade, samt deras uthållighet och hur ofta de kan styras. De övergripande slutsatserna från studien var att flexibiliteten från de olika resurserna kompletterar varandra. De produktionsresurser som kartlades (vattenkraft, kraftvärme, gasturbiner och kärnkraft) tillsammans med vissa former av energilager (såsom pumpkraft och power-to-gas) passar bra för balansering inom veckor eller över säsonger, medan efterfrågefleksibilitet passar bäst för att hantera behov inom dygnet. Fördelen med exempelvis batterilager ansågs vara den snabba reaktionstiden.

## 5.2 Vilka flexibilitetsresurser kan bidra var?

Vi har i denna kartläggning, utifrån tidigare gjorda kategoriseringar tillsammans med det referensmaterial vi läst, sammanfattat vår bild över vilka flexibla resurser som kan bidra med vilka nyttor, utifrån rent tekniska förutsättningar. Kategoriseringen ska ses som en ögonblicksbild, eftersom förståelsen för systemets behov och teknikutvecklingen ständigt öppnar upp för resurser att bidra på nya sätt. Till exempel har vissa tidigare kategoriseringar antagit att industrin bäst lämpar sig att bidra med flexibilitet med aktivering inom loppet av minuter till timmar, men industrier bidrar redan idag till primärreglering (på sekundbasis) och har levererat snabbt frekvenssvar, åtminstone inom pilotprojekt. Samma sak gäller för elfordonsladdning, som enligt flera källor kan leverera snabbt frekvenssvar.



Figur 7: Översikt över vilken flexibilitet som vilka olika flexibilitetsresurser kan bidra till.

Översikten som presenteras i figur 7 visar att de allra flesta resurserna kan bidra med flexibilitet i form av effekt för frekvensreglering, vid effektbrist eller vid nätkapacitetsbrist. Det är vanskligt att summera de olika potentialuppskattningar som gjorts i studerat referensmaterial eftersom de är gjorda på olika avancerade antaganden, men vi törs anta att det redan idag finns en teoretisk potential på flertalet GW tillgänglig för dessa behov. Detta kan sättas i relation till dagens volymkrav för frekvensregleringsprodukterna, som ligger omkring 100–500 MW.

<sup>147</sup> Sweco (2020), [Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet – möjligheter och utmaningar](#).

Även till det snabba frekvenssvaret, som ska kompensera för en lägre rotationsenergi i systemet, finns det många resurser med stor potential som kan bidra. Exempelvis har en studie visat att bara dagens installerade vindkraft har möjlighet att bidra med tre gånger så mycket FFR-reserver som Svenska kraftnät idag behöver<sup>148</sup>.

För flexibilitetsbehov som uppstår lokalt eller regionalt är det svårare att uppskatta utbud och behov utifrån de studier som kartlagts, eftersom de flesta studier fokuserar på utbudet nationellt. Det kan dock noteras att några av de sektorer som står för störst teoretisk potential – såsom hushåll och servicesfastigheter samt elfordonsladdning – är lokaliserade i lågspänningsnätet, och därmed finns tillgängliga för att adressera lokala och regionala flaskhalsar.

En begränsning i de potentialuppskattningar som kartlagts i denna studie är dock att de inte speglar den faktiska tillgängliga flexibiliteten för olika ändamål. Det finns en del studier som har studerat den tekniskt tillgängliga potentialen för avgränsade portfolion av resurser, såsom ett bostadsområde eller ett antal elfordon. Den faktiska tillgängliga potentialen kommer dock bero på ersättningsnivåerna i förhållande till kostnaderna att vara flexibel, samt praktiska aspekter som hur välanpassad förkvalificeringsprocessen är för olika resurser. Utbudet kommer också att påverkas av vilken tid på året, i veckan och under dygnet som efterfrågan uppstår, tillsammans med hur ersättningsnivåerna ser ut vid dessa olika tillfällen, samt om flexibilitetsutbudet redan "är upptaget" för att lösa en annan utmaning.

Ytterligare en viktig faktor är marknadernas utformning. Mindre budstorlekar, kortare driftperiod, handel närmare driftperioden, digitaliserade avrop och helt nya produkter på stödtjänstmarknaderna gör det möjligt för fler aktörer att erbjuda stödtjänster. Det är till exempel intressant att flera industriaktörer är intresserade av att bidra med primärreglering, samtidigt som Svenska kraftnät har svårt att få in tillräckligt med upphandlade volymer på reglekraftsmarknaden<sup>149</sup>.

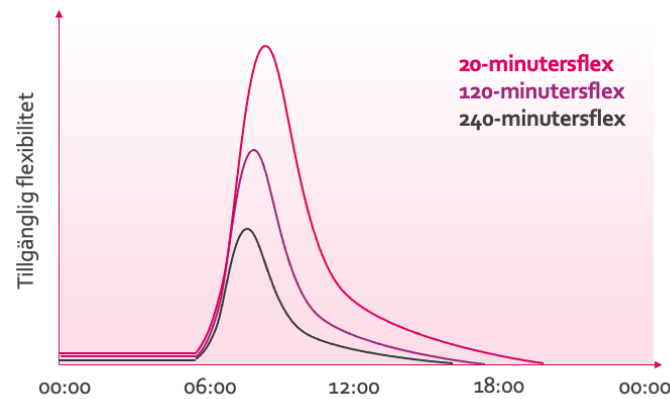
Flera studier har visat hur volymen tillgänglig flexibilitet påverkas av just marknadernas utformning. Till exempel visar en studie att den tillgängliga flexibiliteten från en värmepump kan vara dubbelt så stor med en uthållighet och en tid på 1 h från upphandling till aktivering, jämfört med en uthållighet på 24 h och en tid på 12 h från upphandling till aktivering<sup>150</sup>. En annan studie visar hur den tillgängliga flexibiliteten från elfordonsladdare på en arbetsplats reduceras med över 30 % då kravet på uthållighet ökar från 20 till 120 minuter (se figur 8).

---

<sup>148</sup> RISE (2021), [Vindkraftens potential och kostnader för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet](#).

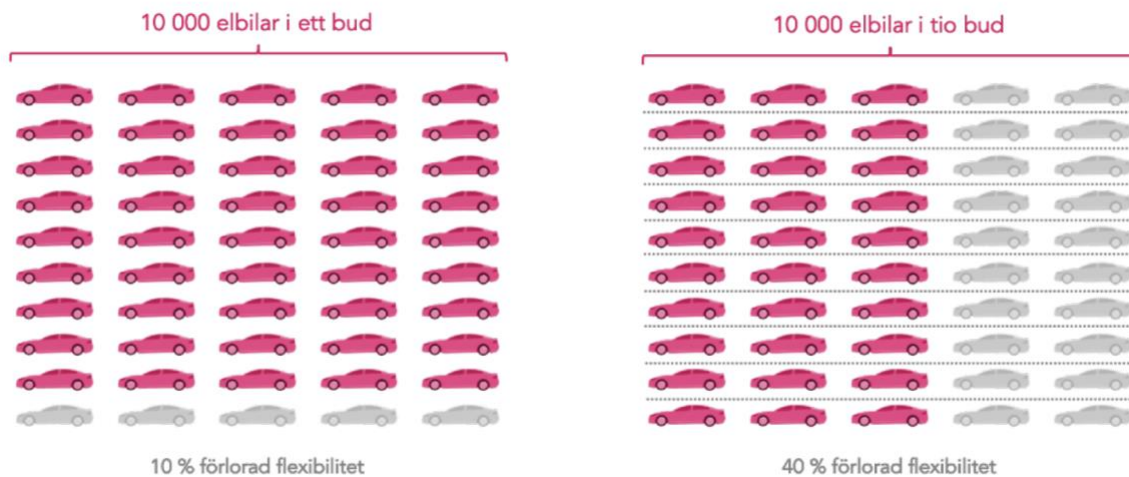
<sup>149</sup> Svenska kraftnät (2022), [Varje MW på reglekraftsmarknaden är värdefull](#)

<sup>150</sup> L. Herre (2020), [Demand Flexibility for the Simultaneous Provision of Multiple Services](#).



Figur 8: Bilden visar hur volymen tillgänglig flexibilitet påverkas av krav på uthållighet. Bilden är konceptuellt baserad på en graf över tillgänglig flexibilitet från arbetsplatsladdning av elfordon i ett exjobb från Linköpings universitet (2021)<sup>151</sup>.

I dagsläget finns det dessutom flera regler som begränsar tillgänglig flexibilitet från aggregerade resurser. Till exempel kan man på vissa marknader inte blanda olika resurser i samma bud. Därtill kan man idag inte lägga ett bud som innehåller resurser från flera balansansvariga. Detta resulterar i att flexibilitet går förlorad. Om batterierna från 10 000 elbilar kan aggregeras i ett bud behövs nämligen en marginal på ca 10 % för att vara säker på att kunna leverera den flexibilitet man sålt. Behöver budet delas i tio olika bud behövs större marginaler och ca 40 % av flexibiliteten försvinner, vilket illustreras i figur 9.



Figur 9: Visuell demonstration av behövd marginal för att kunna leverera aggregerad flexibilitet från elbilsbatterier.

Den verkliga potentialen påverkas också av konsumenters och aktörers kunskap om möjligheterna att spara eller tjäna pengar genom att vara flexibel, samt andra drivkrafter. Hållbarhet och egen vilja eller kunders krav att bidra med systemnytta har till exempel varit viktiga drivkrafter för flera av de flexibilitetsleverantörer som hittills medverkat på de lokala flexibilitetsmarknaderna.

<sup>151</sup> S. Genas & A. Karlén (2021), [Marginaler för morgondagen: En kvantitativ analys av flexibiliteten hos aggregerade laddande elbilar.](#)



Den stora utmaningen i framtiden är att hantera variationer på längre sikt. Längre underskott och överskott (på cirka 3–5 dagar) är det främst vattenkraft, kraftvärme och gasturbiner – samt dedikerade lagringsresurser, såsom pumpkraft och vätgas – som kan hantera, tillsammans med (i viss mån) batterier, V2G och lastreduktion hos industrin. I ett examensarbete som utfördes i samverkan med Power Circle och Mine Storage drogs slutsatsen att många olika tekniker och resurser för lagring och flexibilitet kommer att behövas i framtidens elsystem, men att den stora utmaningen är att skapa förutsättningar för investeringar i tekniker som enbart behövs under mycket få timmar per år, eller endast under extrema väderår. I studien skiljde sig lagringsbehovet kraftigt mellan olika väderår, men en utökad analys visade att det fanns kvar även i ett framtida scenario med kärnkraft<sup>152</sup>.

---

<sup>152</sup> Power Circle (2022), [Storskalig lagring behövs i framtidens elsystem](#).

## 6. Behov av fortsatta studier

På samma sätt som det finns ett stort behov av flexibilitet i elsystemet, finns det ett stort behov av ökad förståelse och forskning om flexibla resurserns möjligheter och utmaningar att bidra till ett stabilt och driftsäkert elsystem.

Denna kartläggning har sammanställt ett stort antal studier av flexibilitetspotentialen i olika flexibla resurser, men många av dessa studier fokuserar på den teoretiska potentialen. Några av de studier som varit del av denna kartläggning undersöker den tekniska potentialen, baserat på faktiska data från resurser såsom elbilar eller värmepumpar, men fler liknande studier behövs. Förståelsen för flexibilitetspotentialen i vissa sektorer, såsom industrin och även sektorskoppling med fjärrvärmen, behöver också öka.

Vidare behöver den ekonomiska potentialen utforskas, med frågor såsom:

- Vad är värdet av flexibilitet baserat på historiska marknadsdata på nationella stödtjänstmarknader och lokala flexibilitetsmarknader?
- Hur kan värdet av flexibilitet utvecklas de kommande åren?
- Vilket värde och efterfrågan på flexibilitet krävs för att aggregatorer och flexibilitetsleverantörer ska kunna bygga en hållbar affär och/eller vilja delta på marknaderna?
- Hur ser utbudskurvan för flexibilitet ut för olika tillämpningar, både i form av volymer och kostnad?
- Vilka förslag till förändring av policy och regelverk skulle krävas för att frigöra hela den ekonomiska och tekniska flexibilitetspotentialen?

Det verkliga utbudet av flexibilitet för en enskild flexibilitetsmarknad kommer även att påverkas av elpriset och efterfrågan på flexibilitet på andra marknader, och detta behöver undersökas. Hur ser vi till att det skapas en effektiv koordinering mellan marknader så att flexibiliteten används där den behövs mest?

Hur utbud och efterfrågan ser ut i olika delar av landet och elnätet behöver också utredas. När det kommer till flexibilitet i lokal- och regionnäten behöver vi förstå vilka förutsättningar som krävs för att elnätsbolag ska våga anse att flexibilitet är ett reellt komplement till nätutbyggnad.

Slutligen behöver förståelsen ökas för följd effekter av att aktivera flexibilitet, såsom överspänning, överbelastning av transformatorer och nät, effekttoppar som kan skapas av återvändande förbrukning, samt hur dessa följd effekter ska hanteras.