

Batterilagring och framtidens hybridparker

Bodecker Partners AB

Juni 2024

Sammanfattning

Sverige befinner sig i en fas av omfattande expansion av elnät och elproduktion, en nödvändig anpassning till elektrifiering som en del av energiomställningen. Tillkommande efterfrågan på el förväntas till stor del täckas av förnyelsebara energikällor. Dessa variabla kraftslag kan skapa utmaningar och understryker vikten av att implementera olika former av energilagring för att balansera utbud och efterfrågan. Batterier kan enkelt och flexibelt hantera snabba fluktuationer och därigenom stärka stabiliteten i elnätet. De kan även användas för att flytta inmatning eller uttag av el till tider på dygnet då nätkapacitet är mindre ansträngd och därigenom möjliggöra effektiv användning av elnäten samt anslutning till både mer elproduktion och fler elanvändare.

Idag sker en explosionsartad utbyggnad av både små- och storskaliga batterier. Vår undersökning visar över 370 MW i drift, över 1 400 MW under konstruktion samt över 8 300 MW i planerade storskaliga projekt, d.v.s. minst 5 MW. Av planerade projekt väntas en betydande del vara kopplade till solparker. För vindkraften går det något långsammare men vi ser ett starkt växande intresse.

Frekvens- och reglermarknader väntas stå för upp till 90% av förväntad intäkt under de nästkommande 3–5 åren. Därefter bedömer aktörer att marknaden är relativt mättad och intäkter på till exempel FCR-D bör konvergera till finska nivåer omkring 2–10 EUR/MWh. Övriga intäktsströmmar blir då alltmer avgörande, främst energi-arbitrage och intradaghandel som utnyttjar intradagspreaden på spotmarknaden. I mer mogna marknader som Storbritannien och Tyskland ersätter en aktiv elhandel en betydande del av minskade stödtjänstintäkter.

Batterier i anslutning till en sol- eller vindkraftspark leder dessutom till mer effektivt utnyttjande av befintlig nätkapacitet, ökad stabilitet i tillförd el till elnät, mindre volatila elpriser från förnybar elproduktion, och lägre obalans- och profilkostnader (inkl. capture rates) för elproducenter. Det bidrar i slutändan till mer stabila och lägre kostnader för elkonsumenter.

Kostnaderna för batterisystem har fallit dramatiskt, speciellt de senaste sex månaderna, och följer Wrights lag med 30% minskning vid fördubblad produktion. Priserna i Sverige ligger nu på ca 4 MSEK per MW för större entimmesystem, vilket ändå är tre gånger så mycket som kinesiska system.

Ett batteri som driftsätts under 2025 eller tidigt 2026 kan vara återbetalt på 3–4 år. Med start 2027 estimeras detta öka till 5–7 år. Det är fortfarande mycket bra siffror för ett infrastrukturprojekt. Fortsätter prisfallet på batterisystem ökar fördelen av att vara bland de första innan marknadsmättnad med ännu kortare återbetalningstider.

Det absolut största hindret för realisering av planerade projekt anges vara brist på nätkapacitet. Dessutom nämns avsaknad av gemensamma riktlinjer, processer och prissättningsmodeller hos nätbolag, differentierad hantering av utnyttjande av redan befintlig nätkapacitet, avsaknad av villkorade avtal samt prognoser/estimat för framtida efterfråga och tjänster. Man anger också befintliga PPA-avtal som en bromskloss. Rapporten listar ett antal förslag som intervjuade företag anser skulle kunna underlätta framdrift.

1.	Introduktion	4
2.	Storskalig batterikapacitet i Sverige	4
2.1	Installerad, byggstartad och planerad batterikapacitet	4
2.2	Batterikapacitet i samband med vind- och solkraftsparker.....	6
3.	Placering av projekt.....	7
3.1	Placering “stand-alone”	7
3.2	Placering vid kraftproduktion - “hybridparker”	8
3.2.1	Hur stora batterier?.....	8
4.	Intäkter från frekvens- och stödtjänster.....	8
4.1	Stödtjänsternas funktion	9
4.2	Marknader för stödtjänster.....	9
4.3	Vindkraftens nuvarande roll på stödtjänstmarknaderna	10
4.4	Batteriernas roll på stödtjänstmarknaderna	10
5.	Övriga intäktsströmmar.....	11
5.1	Energiarbitrage.....	11
5.2	Peak-shaving	12
5.3	Övrigt lönsamhetshöjande vid hybridparker	13
5.3.1	Ökat värde på befintlig nätanslutning	13
5.3.2	Lägre kannibalisering – Högre capture rates	13
5.3.3	Ökat värde av PPA:er	14
5.3.4	Lägre obalanskostnader.....	14
5.4	Framtida intäktsströmmar för ökad förutsägbarhet?	14
6.	Intäktsanalys	14
6.1	Stödtjänstmarknaderna.....	15
6.2	Kapplöpning om kapacitet och risk för mättad marknad	17
6.3	Energiarbitrage.....	18
6.4	Intradagshandel.....	19
7.	Kostnader för batterisystem	19
8.	Återbetalningstider	21
9.	Vad krävs för realisering?	21
9.1	Hantering av anslutningsförfrågningar och ramverk för tariffer	21
9.2	Utnyttjande av befintliga anslutningspunkter och nätkapacitet	22
9.3	Tydligare riktlinjer och prognoser från Svenska Kraftnät.....	22
9.4	Hantering av befintliga PPA:er	23
	Bilaga 1.....	24

1. Introduktion

Denna rapport är framtagen av Bodecker Partners AB på uppdrag av Svensk Vindenergi. Bodecker Partners är en oberoende rådgivare och specialiserad intäktsförvaltare till investerare i förnybar elproduktion, energilagring och vätgas/PtX produktion.

Rapporten granskar installation av batteriprojekt i Sverige i syfte att fördjupa förståelsen för batteriernas roll i energisystemet, vilka tjänster och funktioner batterilagringssystem förväntas fylla samt hur val av plats sker. Vidare görs en övergripande kostnads- och lönsamhetsanalys för att belysa rimliga avbetalningstider idag samt några år fram i tiden. Särskilt fokus har lagts på batterier kopplade till förnybar elproduktion som vind- och solparker, s.k. "hybridparker". Denna rapport fokuserar på storskaliga batterier, över 5 MW och ofta minst 10–20 MW.

Genom att kombinera Bodecker Partners omfattande expertis och erfarenhet kring energimarknader, förnybar elproduktion och batterilagring med intervjuer och enkäter med ett 40-tal av de största projektutvecklarna av storskaliga batterilager i Sverige ges en aktuell och relevant bild över status och prognoser samt hinder och förslag på lösningar för att realisera pågående projekt.

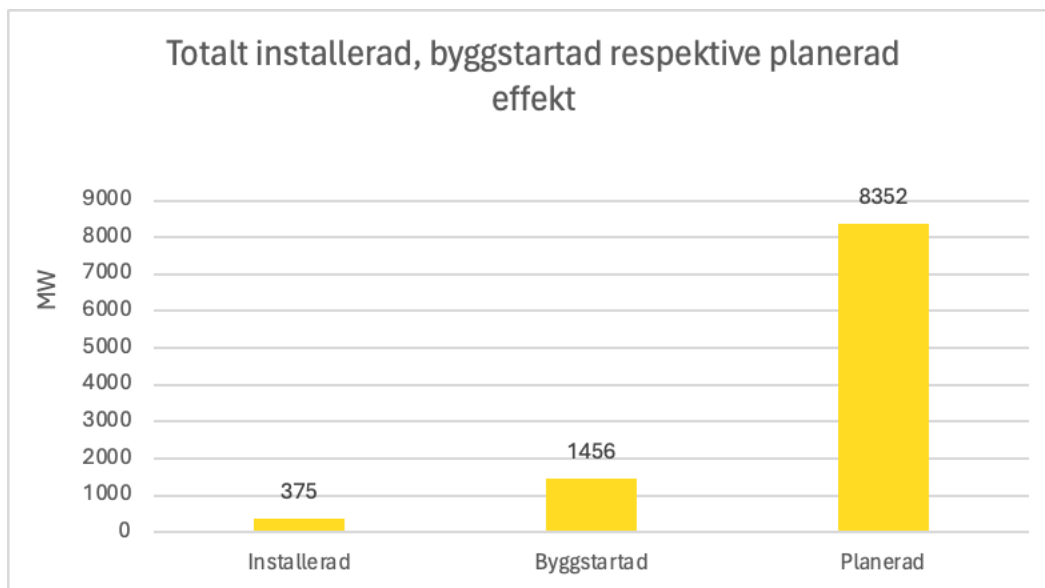
2. Storskalig batterikapacitet i Sverige

Under de senaste åren har installation av batterilagringssystem ökat exponentiellt i Sverige. I stort sett samtliga tillfrågade producenter och projektutvecklare av vind- och solkraft undersöker nu, mer eller mindre aktivt, möjligheterna att integrera batterier i sina anläggningar. Parallellt utvecklas även fristående batterilagringssystem som erbjuder flexibla och skalbara alternativ för att hantera energibehov och stabilisera elnätet.

De tillfrågade projektörerna av batterilagringssystem ombads att svara på huruvida de har batterilagring i drift samt i sådana fall ange kapaciteten. De ombads även att specificera mängden batterilagring som är under byggnation respektive planerad. De fick sedan också ange hur mycket av detta som var i samband med sol- respektive vindparker. Resultaten ifrån vår förfrågan presenteras nedan.

2.1 Installerad, byggstartad och planerad batterikapacitet

Grafen nedan visar total mängd installerad, byggstartad respektive planerad storskalig batterikapacitet.



Figur 1: Installerad, byggstartad och planerad total effekt i batterisystem baserat på intervjuer och enkäter med över 40 projektutvecklare/ägare av storskaliga vind- och solparker samt batterisystem.

Total installerad effekt i storskaliga batterier hos de tillfrågade bolagen uppgår den 5 juni 2024 till 375 MW. Jämför man detta med Checkwatts rapport¹, som beskrev att det vid utgången av 2023 fanns ungefär 100 MW installerad effekt, så har det redan skett en närmare 300%-ig ökning. Även Ny Teknik, som i en artikel² från tidigare i år skrev att det i början av året fanns 91 MW installerat, visar på hur mycket ny lagring som redan har realiserats. Troligen är det än mer i verkligheten då den här rapporten sannolikt inte har fångat samtliga anläggningar.

Vidare skriver Ny Teknik att total kapacitet i byggstartade projekt med estimerad driftsättning under 2024 uppgick till 486 MW. Vår insamlade data uppgår till en total kapacitet om 1 456 MW i byggstartade projekt som förväntas tas i drift kommande 12 månader. Detta indikerar en mycket snabb utvecklingstakt och tillväxt. Som aktuella exempel på storskaliga batterier under byggnation kan nämnas Neoens båda anläggningar Storen Power Reserve³ (52 MW), med driftstart under första halvan av 2024, och Isbillen⁴ (94 MW), med förväntad driftstart under första halvan av 2025.

Total effekt i planerade projekt uppgår till hela 8 352 MW med en horisont på tre till tio år fram i tiden. Det är dock mycket osäkert hur stor del av dessa projekt som kommer att realiseras. I de flesta fall så är arrendeavtal mer eller mindre på plats och i ett antal av dem så har ansökningsprocessen initierats. En övervägande majoritet har dock ännu inte fått besked om nätanslutning och detta är en mycket trång sektor som troligen kommer att skjuta på flertalet av dessa projekt, speciellt om de är utan anslutning till befintlig elproduktionsanläggning eller industri.

Vi vill återigen poängtera att ovan siffror endast inkluderar storskaliga anläggningar. Det finns även stor potential för aggregerad lagring från till exempel solceller på tak, småskaliga batterier hos privatpersoner, som av Checkwatt⁵ uppskattas till 210 MW i slutet av 2023 och som

¹ <https://checkwatt.se/batterirapporten>

² <https://www.nyteknik.se/energi/unik-kartlaggning-batteriparker-okar-enormt-risk-for-overetablering/4230110>

³ <https://sweden.neoen.com/sv/projekt/storen-power-reserve/>

⁴ https://sweden.neoen.com/app/uploads/2024/02/2024-01-31_MR_Neoen_IsbillenPowerReserve-NTP_SWE_2.pdf

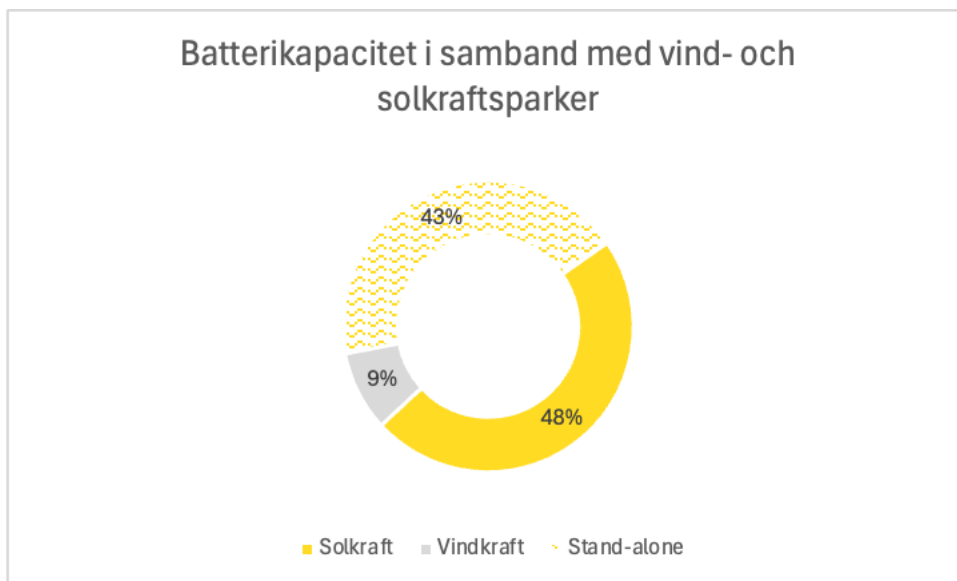
⁵ <https://checkwatt.se/batterirapporten>

beräknas uppgå till 705 MW 2024, samt elbilsladdning ("vehicle-to-grid"). Dessa är inte medräknade i denna rapport. Det bör även återigen nämnas att vi troligen inte har lyckats fånga samtliga befintliga anläggningar och projektutvecklare i vår undersökning.

2.2 Batterikapacitet i samband med vind- och solkraftsparker

Tårtdiagrammet visar andel av den totala mängd planerad, installerad och byggstartad effekt som kommer att byggas "stand-alone" respektive vid vind- och solparker.

Det är viktigt att klargöra att presenterad data troligen underskattar mängden batterilagring som planeras i samband med sol- och vindparker, då inte alla tillfrågade har valt att specificera denna andel. Vi vill även poängtera att en stor del av den effekt som är planerad vid framförallt solparker ännu är i relativt tidigt planeringsskede och inte byggstartat.



Figur 2: Andel av total installerad, byggstartad och planerad effekt per "stand-alone" respektive i anslutning till vind- resp. solpark.

Från diagrammet ovan kan utläsas att en majoritet av den totala effekten i storskaliga batterier planeras i samband med sol- och vindkraft (dock är den största delen redan driftsatt volym "stand-alone"). Nästintill samtliga tillfrågade solparksutvecklare undersöker möjligheten att integrera batterier i nya och befintliga projekt. Trenden och datan visar att vindparker inte riktigt följer samma mönster och är i tidigare skede, men att många tillfrågade undersöker möjligheten. Samtidigt har vissa redan anslutit och bygger batterier vid sina vindparker. Troligen kommer vi att få se en snabbare utbyggnad av batterier även vid vindparker framöver.

Både vind- och solparksutvecklare/ägare anger en oro för en mättad stödtjänstmarknad och stor osäkerhet kring intäktpotential från andra intäktströmmar (mer om detta senare i rapporten). Dessa faktorer gör att en del vindkraftsägare avvaktar installation av batterier. Förutsägbara intäktströmmar är ofta viktigare för vindkraftens typiska investerare/ägare i strukturella infrastrukturfonder. Solparker har ofta en annan något mer riskbenägen ägarstruktur.

Det finns flera andra tänkbara förklaringar till varför vindkraftsägare generellt är mer avvaktande till att ansluta batterier jämfört med ägare av solparker. Skillnaden i produktionsmönster är en. Solkraft har kortare cykler och producerar endast under dagtid,

vilket passar bättre med korttidslagring i form av batterier som tjänar på att cyklas ofta. Vindkraft har däremot produktionsperioder som sträcker sig över flera dagar, vilket gör batterier relativt ineffektiva för att flytta exempelvis flytta last.

En annan förklaring är att solparker nyttjar sin nätanslutning i lägre grad (lägre kapacitetsutnyttjande) än vindkraft, vilket ger större utrymme till att använda batterier.

Generellt sett är det också olika typer av ägare för vind- och solkraft. Vindkraften har en hög andel utländskt ägande och institutionellt kapital, som möjligen har längre beslutsprocesser än de inhemska ägarna av solkraft.

En del befintliga vindkraftsägare har också påpekat svårigheter att få göra uttag på befintlig nätkapacitet och krav på omklassificering samt oklarheter för vad som gäller inom IKN-nät, samt tekniska utmaningar vid anslutning av batterikapacitet bakom mätaren. Mer om detta och förslag på lösningar i avsnitt 7.

3. Placering av projekt

Batterilagringssystem kan integreras på olika punkter inom elsystemet, och vid lokalisering av projekt måste flera faktorer tas i beaktning. Det beror till exempel på vilken typ av tjänster som ska erbjudas och på intäktsramar/avkastningskrav. Placeringen avgörs också av beslutet om batteriparken ska anslutas i samband med produktion eller fungera som en fristående enhet ("stand-alone").

3.1 Placering "stand-alone"

Det allra största hindret vid installation av batterilagring anges vara möjligheten till nätanslutning. Det råder brist på tillgänglig kapacitet och väntetiderna är långa.

Eftersom stödtjänster idag är de mest lönsamma intäktsströmmarna och kan utnyttjas oberoende av placering, i kombination med nätanslutningsproblematiken, leder det till att projektörer främst prioriterar att erhålla nätanslutning, oavsett elområde och geografisk plats.

Fokuset för framtiden ligger däremot i en mer diversifierad spridning av placering för att täcka flera elområden och tjänster. Då många nuvarande projekt ligger i södra Sverige så börjar nu utvecklarna att titta mer aktivt på de norra delarna av landet. Då inte lika många projekt har utvecklats där så kommer troligen frekvens- och stödtjänstmarknaderna mättas där något senare.

Samtidigt förväntas möjligheter till intjäning från arbitrage och justering av obalanser vara fortsatt högre i södra Sverige pga. större volatilitet. Då dessa intäktsströmmar ses bli en allt större del när frekvens- och stödtjänstmarknaderna mättas om ca 3–5 år så är dock intresset fortsatt starkare för SE3/SE4. Detta kan vända med högre och mer volatila elpriser även i nor.

3.2 Placering vid kraftproduktion - "hybridparker"

Bristande nätanslutningsmöjligheter har också ökat intresset för installation av batterier vid redan befintliga anslutningspunkter, som till exempel vid driftsatta kraftverk eller industrier. En del solparksutvecklare har i vissa fall omvandlat projekt från sol till endast batterier⁶.

Det medför ofta en kortare process och lägre anslutningskostnader jämfört med ett stand-alone-batteri. Här kan batterierna också (förutom tillgång till frekvens- och stödtjänstmarknader, energi-arbitrage, peak-shaving med mera) erbjuda andra fördelar. Det handlar exempelvis om:

- Effektivt utnyttjande av befintlig anslutningspunkt.
- Minskade obalanskostnader för vind- eller solpark.
- Minskade flaskhalsar och därmed möjlighet att utöka installerad effekt.
- Lägre profilkostnader/kannibaliseringseffekt och därmed högre intäkter till vind- eller solpark.

Vi beskriver ovan fördelar mer utförligt under avsnitt om lönsamhet i kapitel 5-6.

Dessutom kan batterierna troligen snabbare komma i drift vilket ökar sannolikhet att fånga intäkter från frekvenstjänster innan denna marknad mättats.

3.2.1 Hur stora batterier?

I våra analyser av hybridparker är den optimala batteristorleken den viktigaste parametern. Våra konservativa analyser visar att ett mindre batteri, i elprisområde SE4, som skulle ha förtur till 15–25% av vindparkens maximala produktionskapacitet, inte minskar intäkterna från elförsäljningen med mer än 2–3% samtidigt som intäktsmöjligheterna från batterierna är betydligt högre. Ännu mindre i SE1 och SE2 där kannibaliseringseffekten⁷ är större för vindkraften. Går man upp till 50% av anslutningen helt dedikerad till batteriet tappar vindparken 8–14% och sen ökar intäktsförlusterna snabbt. Den optimala batteristorleken bedömer vi till ca 25–35% av maximal vindproduktionskapacitet. Dessa konservativa analyser tar begränsad hänsyn till minskade obalanser för vindparken, minskade nätkostnader och minskade anslutningskostnader.

Vattenfalls två hybridprojekt i Höge väg och Hjuleberg har batterier med nästan lika hög effekt som vindparkerna. Höge väg: 36,9 MW vindpark, 25 MW/29 MWh batteri. Hjuleberg: 36 MW vindpark, 30 MW/35 MWh batteri.

4. Intäkter från frekvens- och stödtjänster

Batterier kan erbjuda olika tjänster och funktioner på varierande nivå för olika aktörer. Exempel på nyttor är frekvensreglering/stödtjänster, spänningsstöd, dödnätsstart, laststyrning, uppskjutning av nätinvestering, ökad egenanvändning av förnybar energi, kapa effekttoppar,

⁶ Källa: Universal Kraft AB

⁷ Effekten av att elpriset generellt är lägre när vindkraften producerar mycket och högre när produktionen är låg. Det minskar faktiskt erhållen intäkt ("captured price") av producerad el i en vindpark.

arbitragehandel och reservkraft. Idag används nästan uteslutande batterilagringen som en form av stödtjänst på Svenska kraftnäts frekvensmarknader. Det beror till stor del på lönsamheten som finns på dessa marknader. I takt med att fler batteriparker tas i drift växer dock utbudet ikapp efterfrågan och nya affärsmodeller behöver utvecklas. Läs mer i avsnitt 5 om övriga intäktsströmmar.

4.1 Stödtjänsternas funktion

Som systemansvarig har Svenska kraftnät (Svk) ett huvudansvar att säkerställa elsystemets stabilitet. Detta innebär att produktion och import alltid ska vara exakt lika stora som förbrukning och export, samt att den levererade elen uppfyller vissa kvalitetskrav. Ett av dessa krav är att hålla frekvensen i nätet på 50 Hz. Om produktionen överstiger förbrukningen ökar frekvensen, och alltför stora avvikelser från rätt frekvens kan få stora konsekvenser för systemet. Vid den omvända situationen sjunker istället frekvensen.

För att balansera upp vid snabba förbrukningsbortfall handlas resurser upp som snabbt kan styras ner. Omvänt handlas även möjligheter till uppreglering upp, ifall produktionen faller bort. Vattenkraften har historiskt spelat en viktig roll på dessa balansmarknader, men har på senare år fått sällskap av bland annat vindkraft. Det finns ett flertal sådana marknader, med olika tekniska krav.

4.2 Marknader för stödtjänster

Som systemansvarig ska Svk ha tillgång till olika tjänster och åtgärder för att kunna hantera störningar i kraftsystemet, oavsett systemdrifttillstånd. Dessa ska vara kostnadseffektiva och ändamålsenliga.⁸

Svk använder så långt det är möjligt ett antal reserver som upphandlas med hjälp av budgivning på de så kallade balansmarknaderna. Svenska kraftnät köper också vissa reserver på längre kontrakt. Precis som på alla andra marknader handlas dessa reserver utifrån marknadspris som sätts utefter utbud och efterfrågan. Men priset beror också på budad volym, budat pris samt vilken typ av marknad det är. Generellt sett så kan man dela upp frekvensreserverna i tre olika typer – avhjälpande åtgärder, frekvenshållningsreserver och frekvensåterställningsreserver.

Reserven för avhjälpande åtgärder kallas FFR (Fast Frequency Reserve). Den hanterar snabba och djupa frekvensförändringar och kompletterar rotationsenergin som bland annat kärnkraft och vattenkraft kan ge, vilket hjälper till att initialt hålla frekvensen. Denna reserv lämpar sig väl för batterier, som har snabb responstid och potentiellt kan bidra med stor effekt.

Det finns tre frekvenshållningsreserver. FCR-N, som bidrar vid normalt driftläge (mindre frekvensavvikelser) och FCR-D, som aktiveras vid större avvikelser. FCR-D finns som två olika reserver, en för uppreglering en för nedreglering.

Det finns även en frekvensåterställningsreserv, FRR (Frequency Restoration Reserve), som består av två produkter, en automatisk och en manuell. Dessa marknader aktiveras när frekvensfallet har bromsats och syftar till att återställa frekvensen till 50 Hz samt återställa de

⁸ [Stödtjänster och avhjälpande åtgärder | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)
[stodtjanster.pdf \(energiforsk.se\)](#)

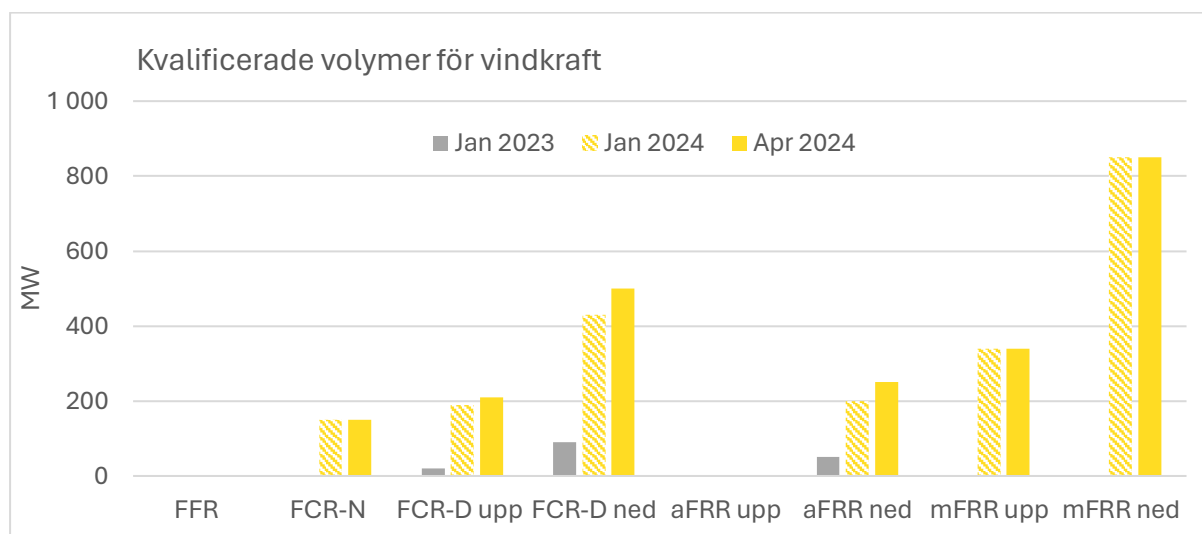
reserver som användes för att balansera frekvensbortfallet i början. Se figur 16 i Bilaga 1 för en översikt över Svks nuvarande frekvens- och stödtjänster.

4.3 Vindkraftens nuvarande roll på stödtjänstmarknaderna

Fram till 2023 var vindkraftens bidrag på stödtjänstmarknaderna relativt blygsamt. Därefter har allt större volymer kvalificerats för deltagande på framförallt mFRR och FCR-d ned. För vindkraften blir det naturligt att i första hand vara med på nedreglering, men även uppreglering kan vara aktuellt. Då behöver verken först styras ner för att vara redo när uppregleringsbehoven uppkommer. Per den 1 april 2024 var 850 MW kvalificerat för mFRR ned och 500 MW för FCR-d ned. Dessutom är +100 MW vindkraft kvalificerat i fyra ytterligare marknader.

Med tanke på att det finns ca 17 000 MW installerad vindkraft i Sverige så finns det fortfarande stor potential att bidra ytterligare. Faktorer som förhindrar/fördröjer ytterligare volymer är bland annat äldre styrsystem i parkerna som behöver uppgraderas, problem med kvalificeringsprocesserna och många inblandade parter.

Vindkraften är idag aktiv på alla marknader förutom FFR, den snabbaste. Hybridparker med kombinationen vindkraft och energilagring skulle kunna öppna upp även för detta och därmed ha möjlighet att erbjuda effekt på alla nuvarande frekvensreserver. Än så länge finns det endast mindre volymer med hybridparker kvalificerade och då antingen kombinationen solkraft + energilager eller vattenkraft + energilager.



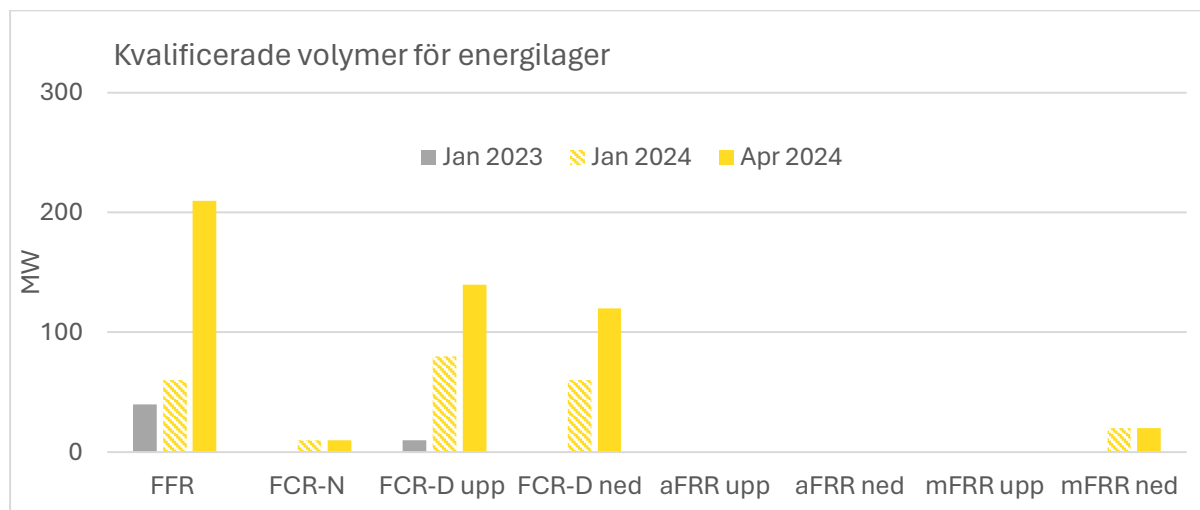
Figur 4: Kvalificerade volymer för vindkraft.⁹

4.4 Batteriernas roll på stödtjänstmarknaderna

Det kortsiktiga svaret i våra enkäter och intervjuer på frågan “vad är batteriets främsta funktioner?” var att agera på stödtjänstmarknaden, oavsett om det var integrerat vid kraftproduktion eller stand-alone. Av de tillfrågade så svarade samtliga att de idag ser sina främsta intäkter från stödtjänstmarknaden och främst från FFR och FCR-D ned och upp.

⁹ [Utbud på marknaderna för reserver | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Ur Figur 3 kan utläsas att dagens volymkrav för FFR ligger på 100 MW och kraven för FCR-D ligger mellan 547 och 567 MW. Idag finns redan över 370 MW storskaliga batterier installerade och även en stor mängd småskaliga, vilket gör att dessa marknader så småningom kommer att bli mer mättade. Speciellt när det gäller FFR som också är den marknad där man minst förväntar sig en betydande ökning (på grund av behovet av svängmassa i systemet). FCR är beroende av att Svk och dess nordiska motsvarigheter måste kunna reagera om systemets största producent respektive konsument faller ur (idag Oskarshamn 1 450 MW¹⁰ respektive North Sea Link / NordLink 1400 MW). Efterfrågan tros inte expandera i samma takt som batterilagringssystemen, vilket innebär att aktörer på sikt måste överväga andra alternativ.



Figur 5: Kvalificerade volymer för energilager.¹¹

5. Övriga intäktsströmmar

Som vi tidigare har skrivit så förväntas intäkterna från frekvens- och stödtjänster att minska i takt med att marknaderna mättas. Därmed blir det allt viktigare med övriga intäktsströmmar eller kostnadsminskningar för att få lönsamhet i en batteriinvestering.

Framförallt för batterier som installeras ihop med vind- eller parker finns en mängd faktorer som förbättrar lönsamheten.

5.1 Energiarbitrage

Energiarbitrage, eller load-shifting, kan användas både av stand-alone batterier och batterier kopplade till vind- och solparker.

Energiarbitrage utnyttjar intradags-spreaden på spotmarknaden. Volatiliteten i timspotpriset har ökat på senare år och spotpriset under ett dygn kan variera stort eftersom det är en faktor som beror på efterfrågan och utbud. En drastisk förändring i utbudet från sol- eller vindkraft under en tid då efterfrågan är låg resulterar i mycket låga, eller negativa, timspotpriser eftersom överskottet inte kan absorberas. Följaktligen blir lutningen på utbudskurvan för merit-order

¹⁰ Olkiluoto 3 har högst installerad effekt med 1 600 MW men det finns reserverad kapacitet att styra ner förbrukning om 300 MW vid eventuellt bortfall så Oskarshamn 3 är fortfarande det dimensionerande felet.

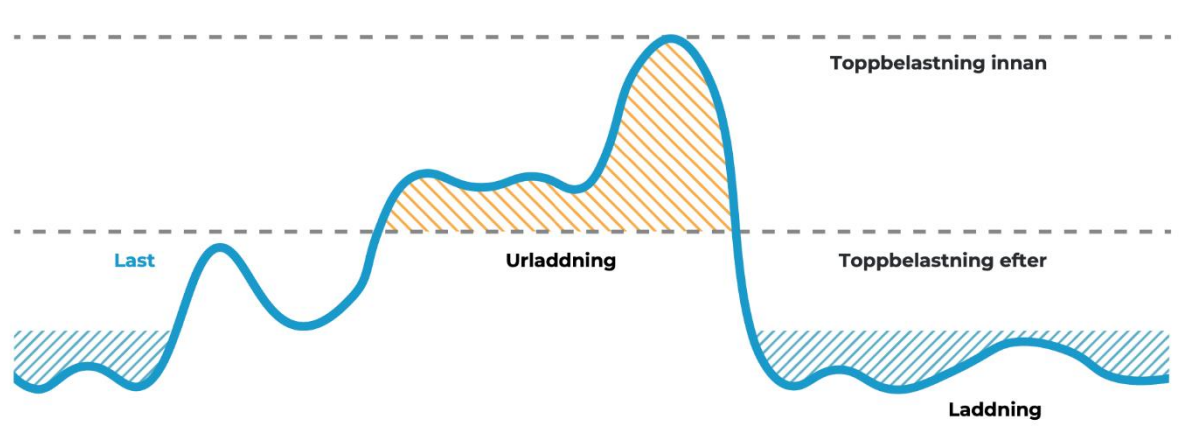
¹¹ [Utbud på marknaderna för reserver | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

mycket brant. Detta leder otvivelaktigt till en större spridning av spotpriserna per timme - vilket gynnar energiarbiterage.

Det är tydligt att tillfrågade marknadsaktörer inte ser energiarbiterage som tillräckligt för att täcka investeringen i energilagring. Åtminstone under de första åren av batteriets livslängd så behövs även stödtjänstmarknaderna.

5.2 Peak-shaving

Peak-shaving används för att nyttja batteriet till att jämna ut effektuttaget från elnätet genom att kapa effekttoppar i förbrukningen eller produktionen. I detta driftläge tillåter systemet att batteriet laddas antingen genom egenproducerad el eller direkt från elnätet. Med hjälp av tröskelvärden kan man fastställa vid vilken nivå av effektuttag från elnätet batteriet får laddas samt vid vilken nivå batteriet får laddas ur.



Figur 6: Toppbelastning innan och efter laddning, från Checkwatt ¹².

Den orangemarkerade ytan i figuren representerar en effekttopp utan laddning, där den högsta punkten begränsar det maximalt möjliga eluttaget. Genom att ladda batterierna under perioder med låg belastning (blåmarkerade ytor) och sedan låta batterierna laddas ur under topplasttider kan de högsta effekttopparna reduceras.

Ett batteri integrerat i en vindpark kan skapa förutsättningar för peak-shaving. Det gör att man kan kapa effekttoppar och därmed möjliggöra sänkning eller undvika höjning av huvudsäkringsnivån. Batteriet kommer även avlasta nätet och möjliggöra för nya elanvändare och producenter att ansluta till elnätet, utan att behöva invänta en ökad kapacitet i det regionala eller lokala elnätet. Det skapar i sig möjligheter att etablera större vindparker trots att de ansluts till samma punkt vilket inte hade varit möjligt utan batterier.

De tillfrågade aktörerna med produktion ser inte att endast peak-shaving kan skapa tillräckliga stora nya intäkter för att täcka investeringen för batterier vid parken. De anser inte heller att marknaden idag är tillräckligt mogen, utan fokus är fortsatt främst på stödtjänster. Många nämner det dock som intressant för framtiden och att det är möjligt att kombinera tillsammans med andra tjänster. Detta då effekttopparna endast varar under några timmar per dygn. Resterande timmar kan batteriet användas till stödtjänster eller energiarbiterage.

¹² <https://checkwatt.se/batterirapporten>

För producenter med befintliga och planerade anslutningspunkter kan peak-shaving alltså användas som argument till att få ansluta batteri tillsammans med produktionen. Detta då det bidrar till flexibilitet och ger möjlighet att avlasta nätet.

Direktiv kring hur detta får utnyttjas anses dock fortfarande vara otydligt och det finns idag ingen gemensamt bestämd riktlinje hos nätbolagen, lösningar på detta diskuteras mer i kap. 7.

5.3 Övrigt lönsamhetshöjande vid hybridparker

För att fånga upp de betydande intäkter från frekvensstöd som fortfarande förväntas bestå under 2024–2027, innan marknaden mätas, kan det vara en konkurrensfördel att utnyttja befintliga nätanslutningar och infrastruktur för att snabbt få ett batteri operationellt.

Det finns rapporter som visar på ett bättre affärsfall för en hybridpark vind + batteri än med ett stand-alone batteri. Det extra värdet kommer av bland annat låg anslutningskostnad för batteriet, samt minskade obalanser och nätkostnader för vindparken. Nedan redogörs för några aspekter kring möjlig förbättrad lönsamhet vid hybridparker.

5.3.1 Ökat värde på befintlig nätanslutning

Ett batteri kan öka värdet av vindparkens nätanslutning. Då vindparken har ett årligt kapacitetsutnyttjande om ca 35–40% kan batteriet utnyttja resten. På grund av kannibaliseringseffekten vid hög vindproduktion påverkar ett batteri endast en begränsad del av de totala intäkterna. De timmarna med vindproduktion nära eller med full anslutningskapacitet är sannolikt också priserna låga. Dels är det då inte troligt att batteriet önskar ladda ut till nätet, dels är vindparkens förlorade intäkt liten om detta ändå skulle vara fallet. Vid låg vindproduktion är dock priserna sannolikt höga och batteriet kan utnyttja den fria kapaciteten och ladda ut till nätet.

Utökning av kapacitet i nätanslutningspunkt kan vara en utmaning beroende på elprisområde och nätbolag. En vindpark kräver bara ett begränsat nätabonnemang för sin egenförbrukning och frågar vindparken efter mer hamnar den troligtvis i samma kö som stand-alone batteriprojekten. Om batteriet har förtur till vindproduktionen (vilket är den mest sannolika setupen) är det dock inte nödvändigt med mer kapacitet, batteriet blir, enligt våra analyser, lönsamt endast med tillgång till laddning från vindparken. Parken bör dock ansöka om mer laddkapacitet för att optimera andra intäktskällor när stödtjänstmarknaderna mätts.

5.3.2 Lägre kannibalisering – Högre capture rates

Med "Capture rates" avses andelen av det genomsnittliga spotpriset under en viss period som faktiskt fångas av respektive kraftslag. Detta beräknas genom att den faktiska produktionen timme för timme multipliceras med spotpriset på el i respektive elområde timme för timme, vilket sedan aggregeras och relateras till genomsnittspriset i respektive elområde under den period man vill studera. Ökad vind- och solkraft ger en tilltagande kannibalisering för kraftslagen varvid lägre Capture rates uppnås.

Bland de tillfrågade aktörerna med produktion uttryckte många att de ser en framtida potential i att förbättra Capture rates, särskilt hos solproducenter. Trenden visar att de tillfrågade vindkraftsparkerna är något mer återhållsamma men att möjligheterna fortfarande utforskas.

5.3.3 Ökat värde av PPA:er

Vind- och solkraftsägare uttrycker även att komplettering med batteri kan underlätta framtida PPA:er (Power Purchase Agreements, bilaterala avtal om elförsäljning) genom att minska något på profiltriskerna samt möjliggöra ytterligare intäktströmmar som på något vis skulle kunna delas för att göra Pay-as-Produced-strukturer mer attraktivt eller hitta hybridvarianter av Baseload-Pay-as-Produced-PPA. Det kan dock vara en utmaning att dela fördelarna med PPA-köparen och revidera kontrakten. Många vindparker ägs av fonder där investerare och fondbestämmelser begränsar möjligheterna till förändringar i ursprunglig struktur. Ytterligare något som kan försvåra inom ramen för befintliga avtal är ursprungsgarantierna, som ofta är en del i PPA:erna. Spårbarheten i var elen faktiskt kommer ifrån kan bli ett problem när batterierna köper och säljer el från elnätet som komplement till elen från vindparken.

5.3.4 Lägre obalanskostnader

Batteriet kan minska obalanskostnader. Rent teoretiskt kan batteriet minska obalanserna till noll och hybridparken alltid leverera exakt enligt prognos och nominering. Detta måste dock optimeras mot andra intäktsmöjligheter.

5.4 Framtida intäktsströmmar för ökad förutsägbarhet?

Utöver de intäktsmöjligheter som redovisats för ovan finns framtida möjligheter för batterier att få betalt för att tillhandahålla reaktiv effekt, att hjälpa elnätet vid så kallad dödnätsstart, om hela elnätet gått ner. Dessutom kan energilager potentiellt tillhandahålla backup- eller reservkraft till viktiga samhällsfunktioner vid strömavbrott.

I våra intervjuer har aktörer nämnt att osäkerhet kring framtida intäktströmmar gör det svårt för strukturella infrastrukturinvestorer att ta batteriinvesteringar. Fler förutsägbara intäktsströmmar skulle minska riskerna och möjliggöra mer långsiktiga investeringar. Bland förslagen nämns bland annat kapacitetsmekanismer/marknader.

6. Intäktsanalys

I länder med mognare marknader för batterier har intäkter från stödtjänstmarknader varit helt dominerande initialt. När dessa marknader mätts av batterikapacitet blir energiarbitrage och deltagande på reglermarknader, mFRR, en större andel av intäkterna. I de mest mogna marknaderna (tex. Storbritannien, Australien, Tyskland, Nederländerna och Belgien) har nu fokus skiftat till intradagshandel och asset backed trading^{13,14}.

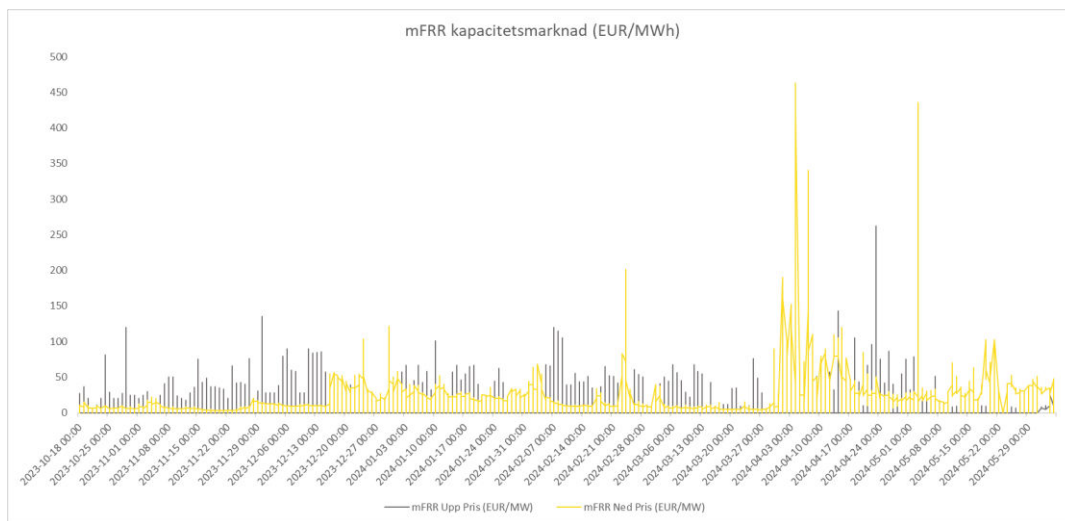
Lokala kapacitetsmarknader som EON Switch och SthlmFlex är intressanta men ännu inget en investering kan byggas på. Svenska kraftnät har föreslagit en framtida nationell kapacitetsmekanism¹⁵. Om den blir verklighet ligger den så långt fram i tid att den inte är

¹³ <https://blog.entrixenergy.com/entrix-virtual-cycling?submissionGuid=7fd6be72-9d7a-431c-a66d-fd23509d3427>

¹⁴ https://www.linkedin.com/posts/lars-stephan_can-a-10-mw-20-mwh-battery-asset-trade-100-activity-7128297685790470145-8sAX/

¹⁵ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2023/svenska-kraftnat-foreslar-att-en-kapacitetsmekanism-infors-for-okad-forsorjningstrygghet/>

relevant för batteriinvesteringar idag. Svenska kraftnät startade en nationell kapacitetsmarknad för reglervolymer, mFRR, i oktober 2023¹⁶. Grafen nedan visar prisutvecklingen, hittills höga priser men små volymer i varje prisområde.

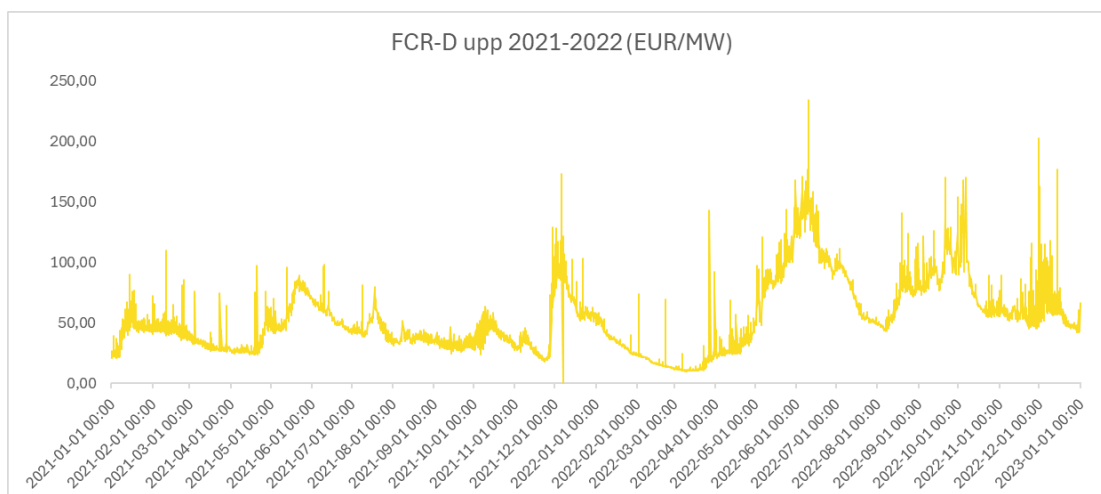


Figur 7: Priser på mFRR upp och ned, perioden okt 2023 – maj 2024.

6.1 Stödtjänstmarknaderna

I likhet med andra länder, där marknader för batterier startade tidigare, har intäkter från stödtjänstmarknader varit dominerande. Under en period på 3-5 år, innan marknaden mätas, utgör stödtjänster upp till 95% av intäkterna för ett batterisystem.

Svenska kraftnät började att utveckla stödtjänstmarknaderna under 2020 och 2021. Först när marknaden för FFR och FCR-D ned tekniskt öppnade upp för batterilager tog intresset fart. De var tidigare anpassade för vattenkraften och intäkterna styrdes av vattenkraftens kostnader snarare än som marknader. Efter Rysslands angrepp på Ukraina, extrema gaspriser och de efterföljande höga elpriserna, steg intäktsmöjligheterna för batterier kraftigt. 2022 var det dock få batterier som hunnit bli kvalificerade att delta på stödtjänstmarknaderna, snarare några mindre pilotprojekt än medvetna satsningar.



Figur 8: Priser på FCR-D upp 2021-2023

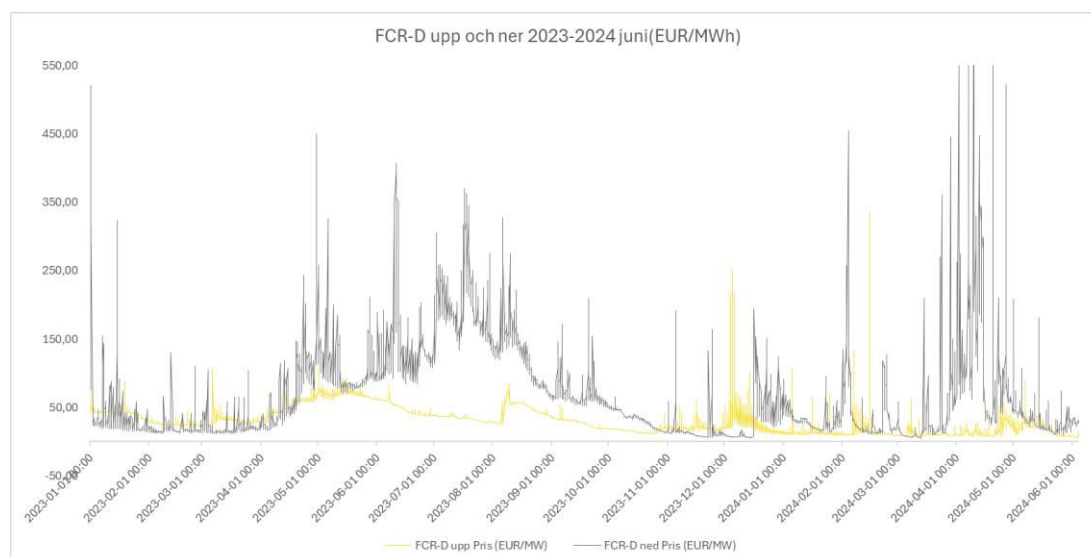
¹⁶ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/nbm/2023/nationell-kapacitetsmarknad-for-mfrr-uppstard/>

Medelpriset för 2022 för FFR respektive FCR-D upp slutade på 1 318 SEK/MW resp. 63 EUR/MW. För ett batterisystem som var operationellt från 1 januari skulle bara dess två marknader kunna ge en intäkt på 1,1 MSEK per MW. Med FCR-d ned och energiarbitrage tillkom ytterligare möjliga intäkter. Investeringskostnaden för ett komplett system låg på 5,5–6,0 MSEK under 2022 för system under 20 MW¹⁷.

	Avg Price			
	FFR (SEK)	FCR-D up (€/MW)	FCR-D dwn (€/MW)	FCR-N (€/MW)
2021	1374,43	45,04	n/a	37,62
2022	1317,83	63,18	32,11	64,85
2023	1077,14	45,96	63,51	66,26
4th June 2024		16,81	53,45	65,35

Figur 9: Historiska medelpriser på Svk:s stödtjänstmarknader

Tidigare intäktsprognos kan sägas ha varit något missvisande. Dels var det väldigt få aktörer, dels drev de höga elpriserna upp priset på stödtjänsterna. Lönsamhetsprognoser som gjordes under 2022 visade på en återbetalningstid på 1,5–2 år. Det lockade snabbt många aktörer att utveckla batteriprojekt.



Figur 10: Priser på FCR-D upp och ned, jan 2023 – maj 2024.

I lönsamhetsanalyser¹⁸ från 2021 och 2022 underskattade många analytiker utvecklingen av FCR-D ned. Man räknade då med att FCR-D upp skulle utgöra den större intäktskällan. Som grafen ovan visar har behov av nedreglering av vindkraft kraftigt ökat priserna för FCR-D ned.

Även Svenska kraftnät underskattade kraftigt kostnaderna för stödtjänster och har löpande fått revidera siffrorna uppåt. För år 2024 förväntar sig Svk att kostnaderna landar på 8 miljarder SEK¹⁹. I prognosen 2021 räknade man med ca 3,2 miljarder SEK för 2024. Se figur 17, 18 och 19 i Bilaga 1 för grafer från Svk.

¹⁷ Scandinavian Capacity Reserve, Checkwatt, mfl.

¹⁸ Källor: Centrica, Scandinavian Capacity Reserve, Aurora Energy Research

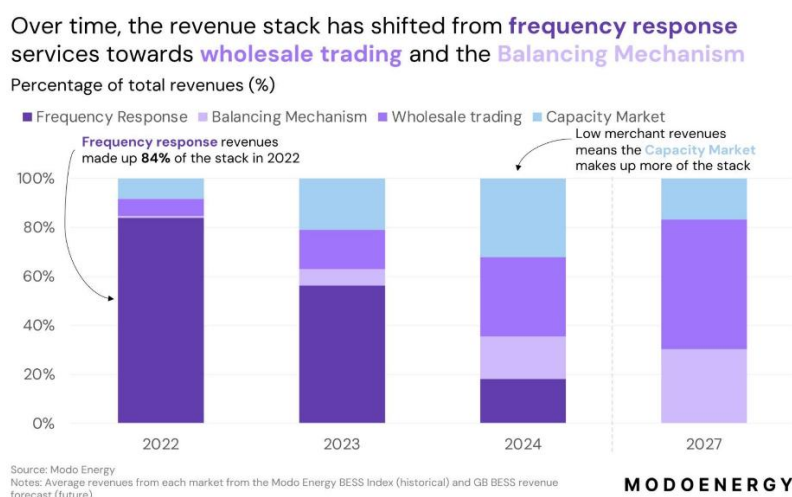
¹⁹ <https://www.tn.se/naringsliv/34915/sexdubblad-miljardnota-for-att-balansera-elsystemet-du-far-betala/>

Behovet av stödtjänster har med andra ord ökat dramatiskt de senaste åren. Som tidigare nämnts så har dock inte energilager utgjort en större del av dessa, med undantag för den snabbaste marknaden FFR. Vattenkraften dominerar fortfarande, men vindkraften och energilager tar marknadsandelar successivt. Notera dock att vattenkraften, trots sin storlek, har spotmarknaderna som alternativintäkt. Intäkterna från energilager är således korrelerade till spotpris och batterier har, med sin flexibilitet och snabba reaktionsförmåga, en stor fördel gentemot de andra kategorierna av stödtjänstleverantörer.

6.2 Kapplöpning om kapacitet och risk för mättad marknad

De höga intäkterna och korta återbetalningstiderna har sedan 2022 attraherat ett enormt intresse för att bygga batterisystem i Sverige och Europa. Ledig nätkapacitet blev snabbt en bristvara då nätbolagen överhopats med ansökningar och föransmälningar.

I Storbritannien, där batterier började delta i stödtjänster redan under 2020, började marknaderna mättas under andra halvåret 2022²⁰ och under april 2023 var det 86% av auktionsvolymerna som inte accepterades²¹. Utbudet där var då dock närmare 1 900 MW batterikapacitet, ca 5 gånger mer än nuvarande i Sverige.



Figur 11: Utveckling av intäktfördelningen för batteriparker i Storbritannien 2022–2024.

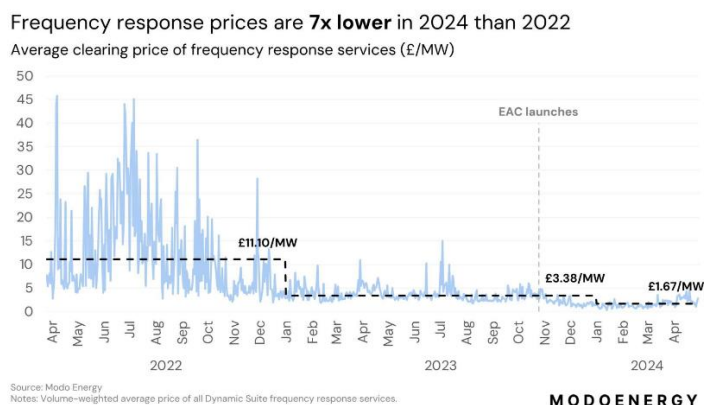
För Sverige räknade flera analytiker med att stödtjänstmarknaderna skulle mättas under 2025 till 2027. Notera dock att med ”mättad” avses inte att intäkterna går till noll. Det innebär istället att det antingen slutar komma in nya batteriprojekt eller att dessa fokuserar på andra marknader.

Ett vanligt, och rimligt, antagande är att de svenska FCR-D-nivåerna konvergerar mot de nivåer vi nu ser i Finland, 2–10 EUR/MWh, och som kan antas ha nått en mättad²². För volymer och priser i Finland, se figur 20 i Bilaga 1. Även i Storbritannien har priserna på frekvensmarknaden fallit kraftigt under perioden 2022-2024, då stora mängder batterikapacitet har installerats.

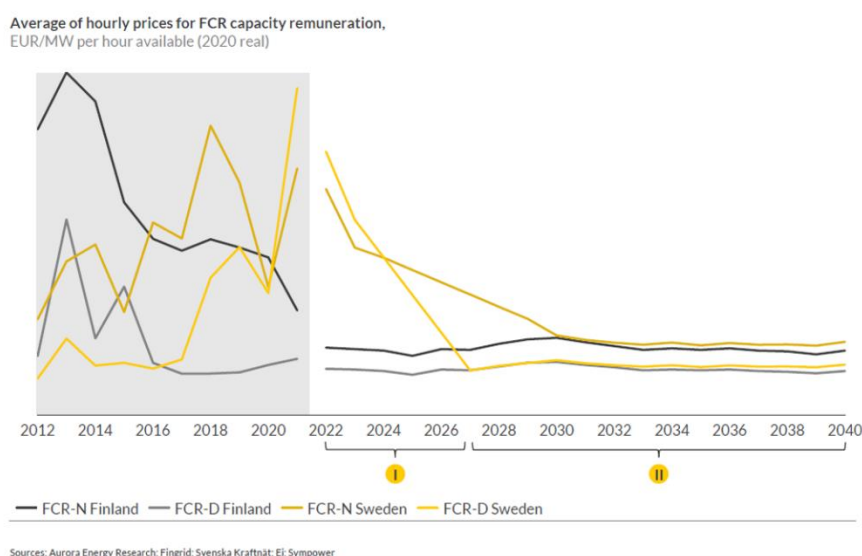
²⁰ <https://timera-energy.com/blog/gb-batteries-confront-ancillary-saturation/>

²¹ <https://timera-energy.com/blog/gb-batteries-confront-ancillary-saturation/>

²² <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/reserve-market-information/frequency-controlled-disturbance-reserve/>



Figur 12: Utveckling av priser på frekvensmarknaderna i Storbritannien 2022–2024.



Figur 13: Förväntad utveckling av intäkter FCR-D i Finland och Sverige²³.

Med de långa väntetiderna på nätkapacitet kan dock mättnaden ske något år senare än de första prognoserna. Ser man till de kvalificerade volymerna för stödtjänster (avsnitt 4.4) har det gått långsammare än många analyser. Samtidigt kan det inom kort bli något av en ketchupeffekt med många möjliga projekt som väntar på att finansieras och driftsättas.

6.3 Energiarbitrage

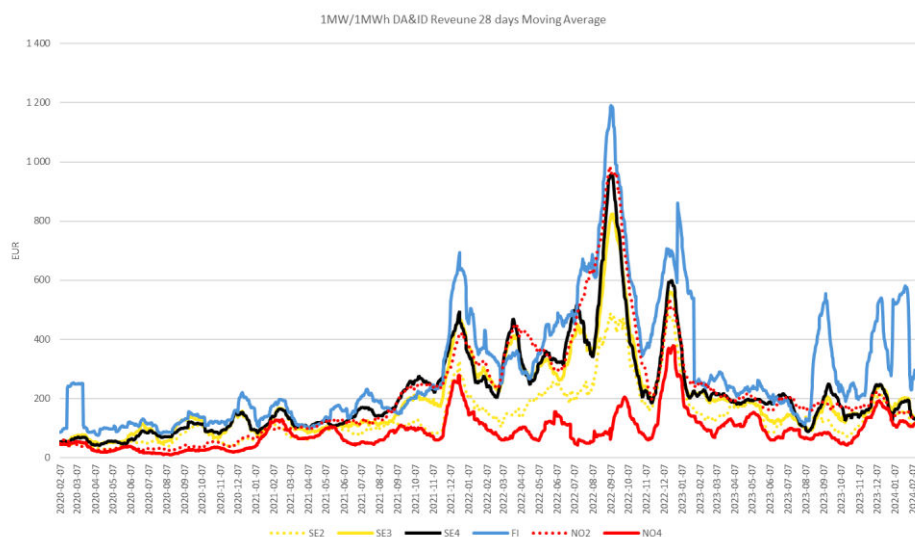
Energiarbitrage, ofta kallat laststyrning, eller "load-shifting", innebär att ladda batteriet vid låga elpriser och ladda ur vid högre. Trots batterisystemens kraftiga kostnadsminskning har ändå inte denna intäkt räckt till att finansiera ett projekt i Norden med relativt små prisskillnader. Detta ändras gradvis med ökande andel vind och sol och ökade kopplingar till andra länder med mer volatila elpriser.

Exempelvis innebär en daglig prisskillnad på 20 EUR/MWh en årlig intäkt på 7 300 EUR för ett 1 MW/1MWh batteri. Det är långt ifrån tillräckligt och det krävs betydligt fler dagliga handelscykler, något som intradagshandeln skapar. Grafen nedan visar rullande medelvärden på de maximala prisskillnaderna intradag i de svenska elprisområdena sedan februari 2020. De

²³ Aurora Energy Research Public Seminar 31 mars 2022

ligger sedan årsskiftet runt 100 EUR/MWh (!) för alla de fyra elprisområdena, högst under sommarmånaderna då solkraften påverkar starkt.

Som mer mogna marknader visat ökar dessa intäkter i betydelse när stödtjänstmarknaderna efterhand mätts. Samtidigt ger en ökad andel förnybart och utlandskablar ökad volatilitet och större prisskillnader intradag.



Figur 14: Rullande medelvärde på skillnad mellan högsta och lägsta pris på day-ahead (spot) och intradagsmarknad i utvalda nordiska elområden.

6.4 Intradagshandel

De tidiga intäktsanalyserna nämnde inte ens intradagshandel som en betydande intäktskälla—fokus var på stödtjänster och energi-arbitrage. Erfarenheterna från Storbritannien och Tyskland visar dock att en aktiv intradagshandel ersätter en betydande del av de minskade stödtjänstintäkterna²⁴. ”Financial asset backed intraday trading” innebär att batteriets kapacitet typiskt handlas 10–15 gånger per dag utan att det fysiskt behöver laddas ur eller upp. Till skillnad från en ren spekulativ intradagshandlare kan batteriägaren alltid luta sig mot batteriet om denne skulle hamna fel i en handel.

7. Kostnader för batterisystem

Battericellerna är den viktigaste komponenten i ett batterisystem. De samlas i moduler som sen bildar racks och slutligen samlar man ett antal rack i en container eller i ett skåp. Containern behöver temperaturövervakning och styrsystem. Det tillkommer också en spänningsomvandlare från likström till växelström, en transformator för att lyfta spänningen, vanligtvis från 1,5 kV till 10 kV på ett lokalnät eller 30 kV till 150 kV på ett regionnät.

Styrsystemet behöver kommunicera via ett SCADA-system med god redundans och IT-säkerhet. Det krävs markbearbetning och gjutning av plintar eller liknande för containers och skåp att stå

²⁴ https://www.linkedin.com/posts/lars-stephan_can-a-10-mw-20-mwh-battery-asset-trade-100-activity-7128297685790470145-8sAX/

på samt inhägnad och säkerhetssystem. För de som inte utvecklar egna projekt tillkommer en premie till projektutvecklaren. Slutligen krävs en nätanslutning, dvs inkoppling till lokal- eller regionnätets transformator.

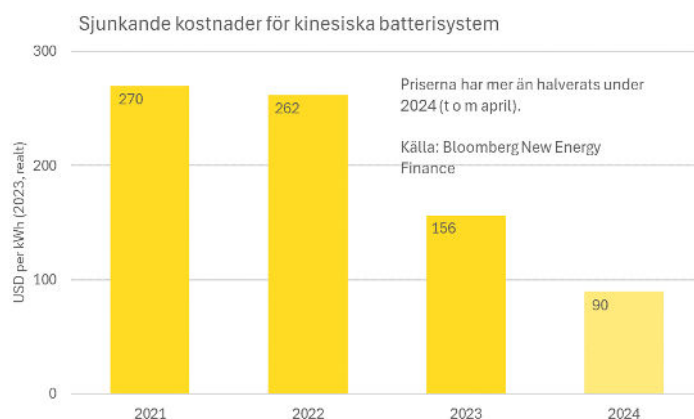
Battericellerna har minskat kraftigt i kostnad, i synnerhet de senaste sex månaderna. Cellkostnaderna följer Wrights lag²⁵ väl, men ännu mer aggressivt än till exempel vindkraft och solpaneler med 30% minskning varje gång produktionen dubblas. Efter 2021 har efterfrågan på stationära batterisystem exploderat och Wrights lag, som tidigare mest gällde själva battericellerna, fördelar sig nu på hela systemet med moduler, racks, containers, temperatursystem etcetera. Se figur 22, 23 och 24 i Bilaga 1 för mer information.

2023 började det falla i mer aggressiv takt efter flaskhalsproblem efter Covid-19 och med en uppframpning av flera stora s.k. gigafactories.

Notera att den magiska gränsen²⁶ på 100 USD/kWh för batterimoduler (80 USD/kWh för celler) då elbilar tros bli billigare i inköp än bensin- och dieslbilar nu är passerad.

Markbearbetning, konstruktion, anslutning och övervakningssystem kommer troligtvis inte minska mycket i kostnad. Grovt räknat utgör batteri, inverterare och transformator 65% av totalkostnaden i ett nyckelfärdigt batterisystem (en timmes lagring). För denna del kan vi räkna med fortsatt stark kostnadsminskning. När energimängden ökar och batterisystemen lagrar fler timmar krävs inte ny eller större inverterare, transformator, större anslutningskostnader etcetera. Kostnaden per kWh blir därför starkt korrelerad till nedgången i priser på battericeller.

Nyligen publicerade BloombergNEF en rapport om närmast chockerande prisutveckling för batterisystem i Kina, se graf nedan. Priserna i Sverige ligger nu²⁷ på ca 4 MSEK per MW för större entimmes-system²⁸, dvs tre gånger de kinesiska priserna. Vi förutspår ett fortsatt fall för svenska batterier även om det är oklart hur mycket vi kan närma oss Kinas nivåer. De politiska riskerna för importtullar och andra hinder kan inte bortses från.



Figur 15: Kostnadsutveckling för batterisystem i Kina. BNEF 2024.

²⁵ Ingenjören Theodor Paul Wright upptäckte 1936 att varje gång flygplansproduktionen dubblades så minskade personalbehovet med 10-15%. Den kan appliceras för all industriproduktion. Vindkraftverk och solpaneler har fallit med 20-22% och batterier med närmare 30% vid varje dubbling.

²⁶ Kallas magisk gräns då det gör att elbilar kan vara billigare i inköp än bensin- och dieslbilar och därmed ha potential att kraftigt öka efterfrågan på dessa.

²⁷ Maj 2024.

²⁸ Källa: Scandinavian Capacity Reserve B och offerter från svenska leverantörer.

8. Återbetalningstider

Återbetalningstiden för en investering i batteri till en befintlig eller planerad vindpark är liksom för stand-alone-batterier starkt beroende av när batteriet blir operationellt. Som vi beskrivit ovan förväntas intäkterna från stödtjänster vara mycket höga ytterligare ett par år, kanske ända till 2027-2028. Ett batteri som startar under 2025 eller tidigt 2026 kan då vara återbetalt på 3-4 år. Med start 2027 ökar detta till 5-7 år. Detta är fortfarande mycket bra siffror för ett infrastrukturprojekt och det gäller att inte bli förblindad av den extremt fördelaktiga situation vi ser för batteriprojekt som ansluts under 2024.

Fortsätter prisfallet på batterisystem ökar fördelen ytterligare av att vara bland de första innan marknadsmättnad och vi kan se ännu kortare återbetalningstider. Vid någon punkt kommer dock nätanslutning och snabbhet bli mindre avgörande och de lägre batteripriserna skapa större konkurrens i budgivning och därigenom driva ner intäkterna för alla de olika intäktsströmmarna. Som i alla mogna handlade marknader med frihet i prissättning.

9. Vad krävs för realisering?

I detta avsnitt listar vi förslag från våra intervjuer kring vad som krävs för att realisera planerade batteriparker, både när det gäller "stand-alone" och som komplement vid vind- och solparker. Det handlar både om mer kortsiktiga förslag för realisering under nästkommande tre år men även för att skapa en hållbar och konkurrenskraftig marknad för batterilagring i framtiden.

9.1 Hantering av anslutningsförfrågningar och ramverk för tariffer

Aktörer upplever en tydlig skillnad mellan nätbolag kring allt från kunskap, hantering av ansökningar, kostnader för anslutning och mycket mer. Flera intervjuade menar också att det finns en stor osäkerhet hos handläggare på nätbolagen, till exempel kring hur batterier påverkar elnätet, hur de ska modelleras, och vad som krävs för att uppfylla säkerhetskrav. Det gör att ansökningsprocesser kan ta mycket lång tid och även resultera i avslag. Brist på transparens gör också att fler ansökningar skickas in än vad som är realiserbart.

Under 2023 rapporterades väntetider på upp till 18 månader för att få besked om anslutning medan aktiviteten 2024 har minskat något, dock fortsatt hög. Väntetiderna är långa men krav på markavtal kan ha minskat intresset hos vissa aktörer.

Förslag ifrån de intervjuade aktörerna:

- Tydlig gemensam process och kunskapshöjning: Region- och lokalnätägare behöver en tydlig gemensam struktur för ansökningsprocess, villkor, kriterier osv. Det behövs även kunskapshöjande insatser och gemensamma riktlinjer. Nätbolagen behöver stöd i hur batterier ska modelleras för att ge svar på hur de påverkar elnätet/systemet.
- Fler handläggare: Utvecklingen går mycket snabbt och det är extremt långa köer hos nätbolag för hantering av anslutningsförfrågningar.

- Ökad transparens: I nuläget är transparensen kring var det kan finnas ledig kapacitet mycket låg. Det gör att aktörer skickar in ansökningsförfrågningar på en mängd platser för att potentiellt hitta en möjlig lokalisering. Transparens kring ledig nätkapacitet inom olika tidsintervall, även om endast ögonblicksbild, från nätbolagen skulle minska antalet ansökningar och därmed ledtiderna för realistiska projekt.
- Krav på mognadsgrad: Köerna hos nätbolagen skulle möjligen även kunna minskas om någon form av mognadsgradskrav infördes som minskade antalet "lycksökare" utan realistiska projekt.
- Förtur för förfrågningar från aktörer med befintlig nätanslutning: Ansökan om justerad nätkapacitet från aktörer med befintlig nätanslutning för till exempel vind- eller solparker skulle kunna leda till mer effektivt utnyttjande av befintligt energisystem.
- Standardisering av tariffer för anslutning av batterier: Aktörer upplever en mycket stor skillnad mellan nätbolag när det gäller kostnad för anslutning av batterier. I vissa regioner har också kostnaderna skjutit i höjden medan andra fortsatt har kvar samma betalningsmodell.

9.2 Utnyttjande av befintliga anslutningspunkter och nätkapacitet

Befintliga sol- och vindparker har anslutningspunkt(er) med en viss effekt garanterat från nätbolaget. Komplettering med ett batteri inom samma anslutningspunkt leder till ett mer effektivt utnyttjande av redan befintlig effekt. Här skiljer det sig mycket mellan nätbolag kring hur justering vid batteriförfrågan hanteras. Främst handlar det om ifall aktör får ansluta ett batteri i samma punkt ("bakom mätaren") så länge som aktör garanterar att befintlig maximal effekt aldrig överskrids.

Förslag ifrån de intervjuade aktörerna:

- Riktlinjer och villkorade avtalsstrukturer: Standardiserade riktlinjer så att nätägare tillåter installation av batterier i samma anslutningspunkt trots att total tillåten installerad effekt överskrids om denna maxeffekt aldrig överskrids, d.v.s. produktion och lagring anpassas vid behov.
- Förenklade regler kring omkvalificering till nya nätvillkor: Intervjuade aktörer med befintliga vind- och solanläggningar påpekar att kravet på att anläggningen omkvalificeras till nya nätvillkor för att möjliggöra installationen av ett batteri kan vara svårt att genomföra utan att uppgradera anläggningen, vilket leder till att äldre anläggningar ofta väljer att inte installera batterier.
- Tydlighet kring rätt till uttag och IKN-nät: Aktörer upplever oklarhet och osäkerhet från nätägare kring rätt till uttag i befintlig anslutningspunkt för produktion.

9.3 Tydligare riktlinjer och prognoser från Svenska Kraftnät

Det är fortsatt en stor osäkerhet kring framtida intjäningsmöjligheter vid investering i batterianläggningar. Det gör det svårt att attrahera de strukturella infrastrukturinvesteringarna som idag äger en stor del av svensk vindkraft. Idag är det främst riskkapitalister med eget kapital som är aktiva i batteriinvesteringar. För att få storskalighet och långsiktighet behöver investerarsbasen breddas och då krävs en högre säkerhetsgrad och längre framförhållning.

Förslag ifrån de intervjuade aktörerna:

Marknadsaktörer och investerare önskar tydligare riktlinjer och prognoser/estimat kring vilka stödtjänster som planeras framöver, intäktsstruktur på befintliga och nya tjänster, samt prognoser på storlek/volymer. Vissa aktörer tar också upp att kapacitetsmekanismer ger viss önskvärd förutsägbarhet på delvolym.

9.4 Hantering av befintliga PPA:er

I befintliga vind- och solkraftsparker med avtalade försäljningsvillkor i bilaterala PPA:er med s.k. "Pay-as-Produced" struktur ska samtlig producerad el gå till köparen. Det är då oklart hur komplettering med batteri ska hanteras och vilken part som ska dra nytta av minskade profilkostnader samt nya intäktsströmmar. Det kräver omförhandling av befintliga avtal vilket kan vara komplicerat, tar tid och medför stora kostnader kring exempelvis rådgivning och avtalsjuridik.

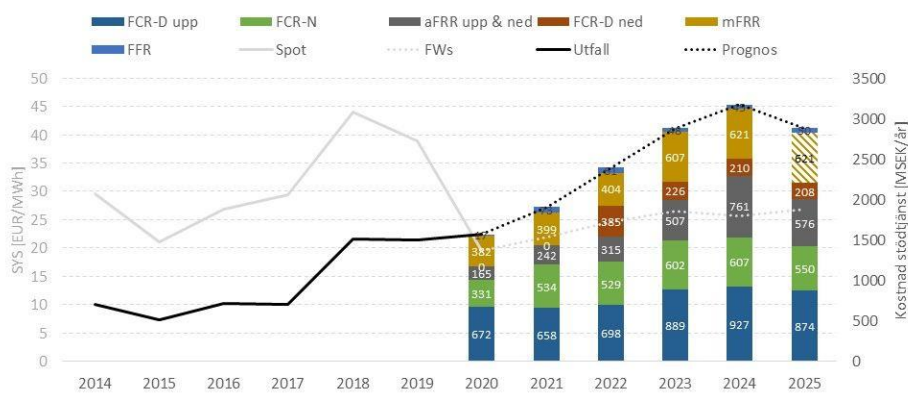
Förslag ifrån de intervjuade aktörerna:

Här har inga förslag till politik, myndigheter eller nätägare framkommit utan detta ligger på marknadsaktörer att säkerställa flexibilitet och skrivelser kring detta i nya PPA:er från vind- och solkraftsparker. Detta är aktörer medvetna om och det tas med i nya avtal vilket bör möjliggöra batteriinstallation på nya parker i allt större utsträckning.

Bilaga 1

	Avhjälpan- åtgärd	Frekvenshållningsreserver			Frekvensåterställningsreserver	
	FFR	FCR-d upp	FCR-d ned	FCR-N	aFRR	mFRR
Typ av reserv	Supersnabb reserv		Snabba reserver		Långsamma reserver	
	Uppreglering	Uppreglering	Nedreglering	Symmetrisk upp- och nedreglering	Upp- och/eller nedreglering	
Minsta budstorlek	0,1 MW		0,1 MW		1 MW	1 (5) MW kapacitet (energiaktivering)
Aktivering	Automatisk, vid frekvensförändring ar vid låg nivå av rotationsenergi	Automatisk, vid frekvensintervall om 49,90-49,50 Hz	Automatisk, vid frekvensintervall om 50,10-50,50 Hz	Automatisk, vid frekvensintervall om 49,90-50,10 Hz	Automatisk, vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz	Manuell, på begäran av Svenska kraftnät
Aktiveringstid	0-1,3 sek	Aktiveringstid enligt specifikationer från Svenska kraftnät			100% inom 5 min	100% inom 15 min
Volymkrav (SE)	Ca 100 MW	Upp till 567 MW	Upp till 547 MW	235 MW	Upp till 111 MW	Upp till 300 MW
Uthållighet	< 1 min + repeterbarhet	> 20 min	> 20 min	1 h	1 h	

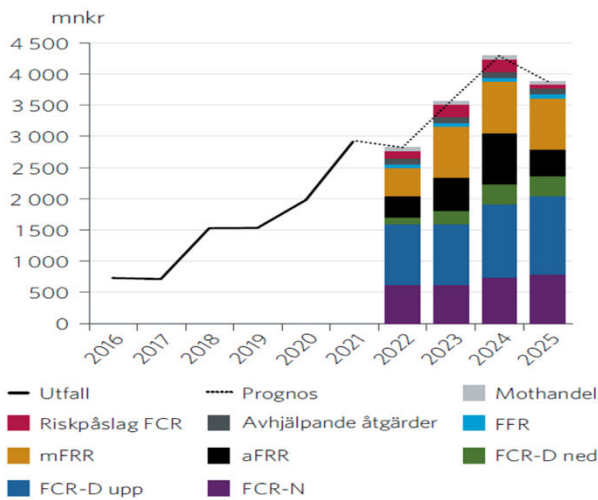
Figur 16: Förenklad översikt över Svenska kraftnäts frekvens- och stödtjänster²⁹.



Figur 17: Prognos på kostnader för stödtjänster, Svenska kraftnät, feb 2021

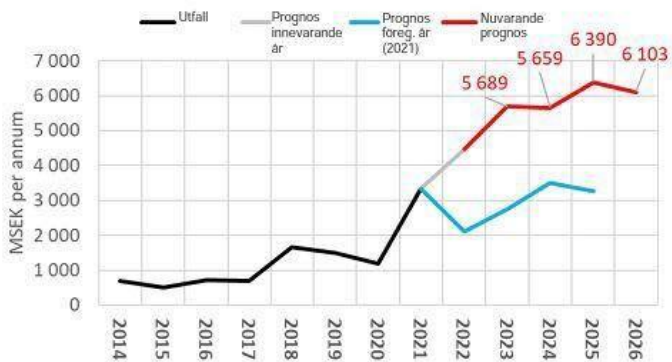
²⁹ <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/>

Kostnader för stödtjänster och avhjälpande åtgärder



Figur 18: Prognos på kostnader för stödtjänster, Svenska kraftnät, tidigt 2022

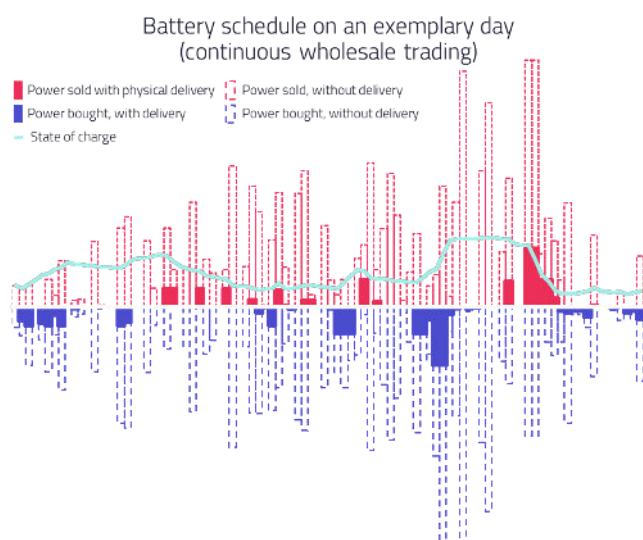
Sammanställning utfall samt förväntade kostnader



Figur 19: Prognos på kostnader för stödtjänster, Svenska kraftnät, sent 2022

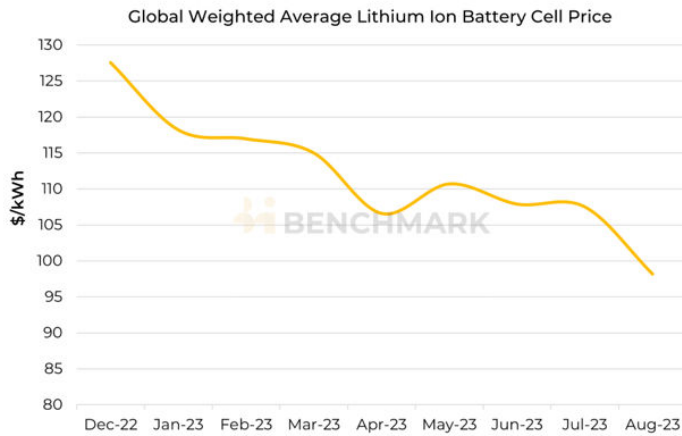
Year	FCR-N price (€/MW,h)	FCR-N volume (MW)	FCR-D up price (€/MW,h)	FCR-D up volume (MW)	FCR-D down price (€/MW,h)	FCR-D down volume (MW)
2011	9,97	71,0	1,48	244,3		
2012	11,97	72,7	2,80	346,9		
2013	14,36	73,5	3,36	299,8		
2014	15,80	75,4	4,03	318,7		
2015	16,21	73,6	4,13	297,5		
2016	17,42	89,0	4,50	367,0		
2017	13,00	55,0	4,70	455,7		
2018	14,00	72,6	2,80	435,0		
2019	13,50	79,0	2,40	445,6		
2020	13,20	87,1	1,90	458,3		
2021	12,50	105,8	1,80	425,0		
2022	12,24	102,8	1,90	430,6	10,0	114,4
2023	19,10	67,7	2,81	345,1	9,99	186,4
2024	25,39	67,5	4,00	347,8	9,50	245,2

Figur 20: Utveckling av FCR, priser och volymer, i Finland



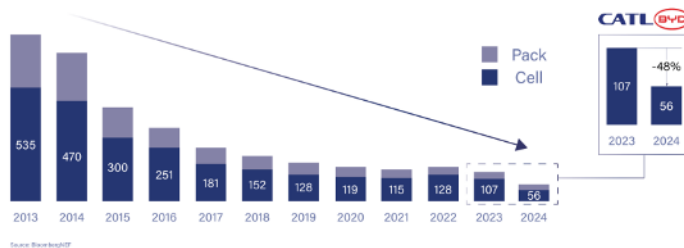
Figur 21: Exempel på en dag med asset-backed trading av ett batteri.

Benchmark's Global Weighted Average Lithium Ion Cell Price falls 8.7% in August to dip below \$100/kWh



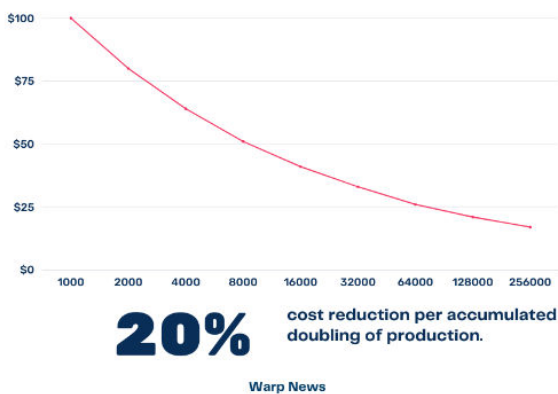
Figur 22: Kostnadsfall litium-jon-celler. Källa: Benchmark

CATL and BYD aims to produce LFP cells for as low as \$56 per kWh by 2024



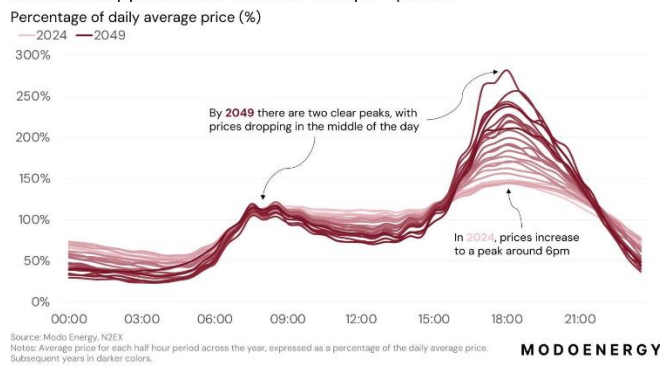
Figur 23: 2024 har börjat med ännu större prisfall för LFP-celler än 2023. Källa: BloombergNEF

Cost decline for Wright's Law



Figur 24: Wright's Lag

The average daily price shape will become **more pronounced over time**, with more opportunities to trade multiple spreads



Figur 25: Förväntad förändring av dygnprisskurvan, UK. Källa: Modoenergy.



About Bodecker Partners

Bodecker Partners started in 2016 to be an ***independent service provider of revenue risk management*** for producers of renewable energy. Transparency and independency have been our guiding motto in all our assignments. We strive for the same incentives as our clients, which is the sole reason that we will never be a counterparty in any deals, sell balancing services ourselves, or provide own market access. Instead, we work on behalf of our clients for the best possible services, solutions, instruments and prices.

Bodecker Partners is a boutique consulting firm, dependent on always delivering to satisfied clients. For the last five years, we have relied solely on referrals and word of mouth for new assignments and clients.

Our main clients are investors and asset owners of large-scale renewable production assets in Sweden, Norway and Finland. Our services mainly comprise:

- Revenue Risk Management and financial hedging of renewable assets
- Tenders for balancing services and physical offtake
- PPA advisory and sourcing
- Physical performance evaluations of assets
- Market price analysis, balancing cost analysis, portfolio evaluations and risk assessments
- Re-structuring of PPAs and other hedging contracts
- Power Procurement strategies and PPA advisory to PtX/H2 sector and industry