

Verksledningen
Karin Widegren

Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager – principiella utgångspunkter och möjligheter

Bakgrund och syfte

Oavsett uppbyggnad av ett elsystem så krävs alltid ett visst mått av flexibilitet eftersom inmatning till och utmaning från elnätet måste vara lika stora i varje ögonblick. Ur detta perspektiv kan ett elsystems flexibilitet definieras som dess förmåga att balansera produktion och användning och upprätthålla kontinuerlig service i skeden med snabba förändringar av produktion och/eller förbrukning.

Behovet av flexibilitet i elsystemet förväntas öka väsentligt i framtiden i takt med att andelen väderberoende förnybar elproduktion ökar. Behovet av ökad flexibilitet gäller både storskaliga anläggningar som vindkraftsparker och decentraliserad utbyggnad hos elkonsumenterna av t.ex. solceller som integreras i byggnader. Den decentraliserade elproduktionen (eng. embedded generation), som innebär att konsumenter också blir producenter (s.k. prosumenter), medför vid omfattande utbyggnad särskilda utmaningar. Då behöver elsystemet inte bara hantera flöden från högre spänningsnivåer med central produktion till lågspänningsnäten där de flesta kunder är inkopplade, utan även i motsatt riktning.

På övergripande nivå kan de resurser som finns för att öka flexibiliteten i elsystemet delas in i **flexibel produktion**, **efterfrågefleksibilitet** och **lagring** även om gränserna mellan dessa flexibilitetsresurser inte är helt entydiga. Ett vattenkraftverk kan t.ex. betraktas som en flexibel produktionsresurs, men också som en produktionsanläggning med ett tillhörande gigantiskt lager i form av en kraftverksdamm. Därutöver kan **nätutbyggnad** som möjliggör export/import också medverka till att hantera systemets behov av flexibilitet.

Traditionellt har elsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar med god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen efter elsystemets behov. Förutsättningarna för att snabbt **reglera elproduktionen** skiljer sig åt mellan olika produktionskällor, både tekniskt och ekonomiskt. I många länder utgör gasturbiner en viktig flexibilitetsresurs, inte minst av beredskapskäl, där gasturbiner ofta utgör de viktigaste reserverna för att hantera bortfall av produktionsanläggningar och andra störningar. I det nordiska elsystemet har i första hand vattenkraften stått för behovet av upp- och nedreglering på ett jämförelsevis enkelt

Datum
2016-02-08

och kostnadseffektivt sätt. Men i takt med att den väderberoende förnybara elproduktionen ökar kommer ytterligare flexibilitetsresurser att behövas.

Efterfrågefleksibilitet är ytterligare en resurs som hittills inte utnyttjats i någon större omfattning, men som bedöms ha en stor potential. Rent tekniskt skiljer sig dock inte den systemnytta som upp eller nedreglering av inmatning/produktion kan bidra med från den som förändringar i uttag/efterfrågan kan åstadkomma. T.ex. är snabb reglering (MW/min) och korta varseltider i många fall inte mer svårhanterliga än för produktion. Möjligheterna att realisera potentialen för efterfrågefleksibilitet analyseras för närvarande av Ei på regeringens uppdrag.

Nätutbyggnad kan givetvis bidra till ökad flexibilitet genom att flexibla resurser i angränsande elområden kan utnyttjas enklare. På ett övergripande plan kan alltså överföringsförmåga och nätutbyggnad sägas utgöra ett alternativ till flexibel produktion och efterfrågan. Detta gäller även för utbyggnad och förstärkning av distributionsnät som är ett alternativ till andra lokala flexibilitetsresurser för att hantera flaskhalsar och andra begränsningar i befintliga nät.

Slutligen är användning av **olika lagringstekniker** ytterligare en intressant flexibilitetsresurs. Under de senaste åren har speciellt elektrokemiska lager, dvs. batterilager, fått ökad uppmärksamhet, mycket på grund av den snabba teknik- och kostnadsutvecklingen inom området. Egenskaperna hos **elektriska batterilager** gör att de utöver "lagrad energi" kan erbjuda ett flertal andra nyttor på olika nivåer i elsystemet. Trots den snabba teknikutvecklingen är kostnaden för batterilager fortfarande hög. Om man vill kunna visa på samhällsekonomisk effektivitet är det viktigt att ta tillvara samtliga nyttor som batterilager kan leverera, och kanske också för att affärsmässig lönsamhet ska kunna uppnås på sikt. Affärsmodeller som inkluderar samtliga dessa nyttor behöver utvecklas i takt med att tekniken blir kommersiellt tillgänglig. Samtidigt är dessa affärsmöjligheter starkt beroende av regelverket på elmarknaden, skatteförhållanden och andra omständigheter, vilket gör att dessa förhållanden behöver analyseras och eventuellt anpassas för att de inte ska hämma en framtida önskvärd utveckling.

Som underlag för en diskussion om en sådan översyn görs i detta PM en översiktlig genomgång av **i vilka konkreta tillämpningar som batterilager kan vara intressanta att utnyttja** uppdelat efter behoven i olika delar av elsystemet och hos olika aktörer (elanvändare, producenter, nätföretag). Därefter redovisas **hur regelverk och andra marknadsförhållanden påverkar dessa aktörers förutsättningar att engagera sig i utbyggnad och drift av batterilager**. En fördjupad redovisning görs beträffande **nätföretagens roll och deras möjligheter att äga och driva ellager**. Här diskuteras vilka affärsmodeller som skulle kunna vara tillämpliga för ägande och drift av batterilager då målet är att ta tillvara alla de nyttor som kan bidra till en effektiv nät drift. För att tydliggöra vissa principiella förhållanden har resonemanget i denna del inte begränsats till de marknadsregler som gäller på den svenska och den europeiska elmarknaden utan omfattar även ett bredare resonemang om fördelar och nackdelar med olika affärsmodeller. Utifrån dessa mer generella resonemang görs avslutningsvis en

Datum
2016-02-08

bedömning av vilka gällande svenska regler som har direkt påverkan på valet av affärsmodell för batterilager i elnäten på den svenska marknaden.

Vilka nyttor kan batterilager erbjuda på olika nivåer i elsystemet?

Alla former av energilagring kan på samma sätt som efterfrågefleksibilitet bidra till att balansera produktion och användning i elsystemet genom att energilagret laddas då elanvändningen är låg och laddas ur när efterfrågan är hög. Lagringen kan ske över korta eller långa tidsintervall och beroende på hur tekniken utnyttjas kan nyttan komma olika marknadsaktörer till del. Elproducenter utnyttjar t.ex. stora vattenkraftsdammar för säsongslagring mellan sommar och vinter. Termisk lagring, t.ex. i ackumulatörer för hetvatten, är optimala för att utjämna förbrukning över ett eller ett antal dygn och utnyttjas t.ex. av kraftvärmeproducenter för att optimera mellan el och värmeproduktion. Även batterilager kan användas för lagring över en längre tid men är ur kostnadssynpunkt mer lämpliga för korttidslagring och i sådana tillämpningar där även andra nyttor delvis unika för elektriska lager kan utnyttjas. En sammanfattning av hur nyttan av elektriska lager och andra energilagringar fördelar sig i relation till lagringstid, storlek och olika delar av elmarknaden illustreras av fig. 1.

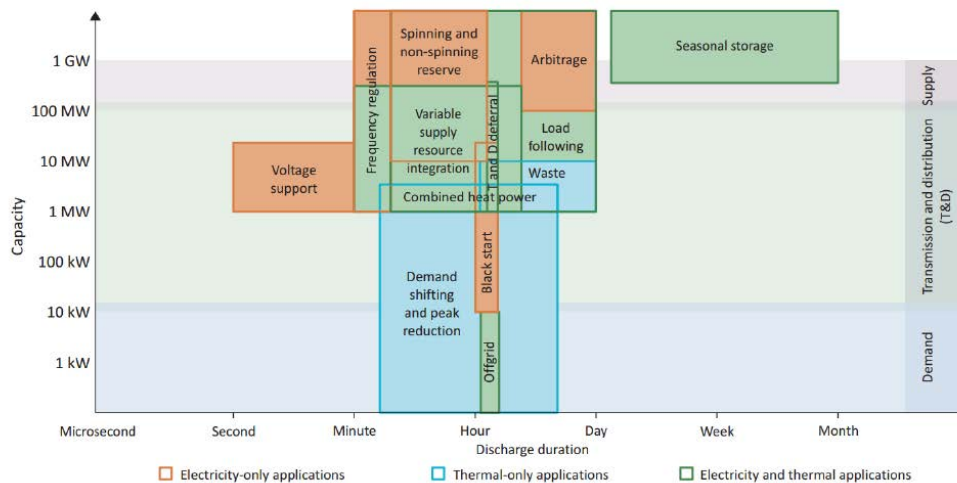


Fig 1. Olika lagringstillämpningar. Källa IEA, *Energy Technology perspective 2014*, med modifieringar av EASE (*European Association for Storage of Energy*).

Utifrån denna bedömning av praktiska tillämpningar och konkurrens mellan olika lagringstekniker begränsas den fortsatta diskussionen till användning av elektriska batterilager i tidsintervall upp till maximalt ett fåtal dygn, dvs. säsongslagring med hjälp av batterilager har inte inkluderats.

Nyttan från batterilager i olika delar av energisystemet

Som framgår av figur 1 så kan batterilager, utöver den uppenbara förmågan att lagra el, även bidra till ett antal systemnyttor som kan tillgodogöras på produktions-,

Datum
2016-02-08

transmissions, distributions- och användningsnivå. För att tydliggöra den mångfald av nyttor som elektriska lager¹ kan skapa har dessa preciserats i nedanstående tabell där även en indelning gjorts efter var i elsystemet som nyttan huvudsakligen tillgodogörs. Det är viktigt att påpeka att indelningen inte avser vilka aktörer som drar ekonomisk nytta av olika funktioner. Indelningen utgår istället från hur roller och ansvar normalt fördelar sig på elmarknaden och vilken av marknadens funktioner som kan tillgodogöra sig nyttan i förhållande till denna roll- och ansvarsfördelning. Detta innebär också att de specifika marknadsrestriktioner som gäller för olika aktörer på marknaden inte påverkat indelningen.

Tabell 1: Sammanställning av olika nyttor uppdelad på producenter, systemansvariga (TSO), nätföretag (DSO) och slutanvändare (blå markering avser nyttor som är beroende av lokalisering).

Produktion	Transmission och systemansvar	Distribution	Användning
Möjlighet till arbitrage vinster	Systemtjänster för systemstabilitet (svängmassa etc.)	Bidra till hantering av stabilitetsproblem,	Kostnadsoptimering utifrån timprisavtal eller liknande.
Integrering av batterilager i vind- och solkrafts anläggningar (capacity firmness)	Systemtjänster för frekvenshållning bl.a. roterande reserver, (spinning reserves)	Dynamisk lokal spänningshållning	Minskat effektuttag vid topplast - lägre energi och/eller nätkostnad
Batterilager som alternativ till bortkoppling av variabel prod. (curtailment) vid låg efterfrågan	Bud och avrop på reglerkraftmarknaden (primära, sekundära och tertiära reserver)	Förbättrad elkvalitet och reaktiv kraft-kompensation etc.	Ökat utnyttjande av lokal egenproduktion från t.ex. solceller
Black-start av konventionell kraftproduktion	Underlätta flaskhalshandling och senareläggande av nätinvesteringar	Underlätta flaskhalshandling och senareläggande av nätinvesteringar	Egen reservkraft och möjlighet att hantera särskilda krav på elkvalitet
		Möjlighet till planerad ö-drift vid avbrott	Stöd till lokala mikronät i byggnader eller lokalområden

¹ Även termisk lagring kan bidra med flera av dessa tillämpningar, men vissa så som spänningshållning och black-start är unika just för batterilager

Tabellen bygger på motsvarande redovisningar från ett antal olika källor som kombinerats i syfte att göra sammanställningen mer överskådlig och anpassad till svenska marknadsförhållanden^{2 3 4}.

Nytta i förhållande till batterilagrets fysiska placering i elsystemet

För vissa nyttor är det också avgörande var i elsystemet som lagret placeras rent fysiskt, vilket inte alltid behöver sammanfalla med ägandet av lagret eller hos vilken aktör som nyttan genereras. För de nyttor som **slutanvändarna** kan utnyttja för egen del (kolumn 4 i tabell 1) gäller på de flesta marknader att nyttan blir större om lagret placeras bakom mätaren i eller invid den egna fastigheten. När användarens eget batterilagret laddas med egenproducerad el berörs inte elnäten och kunden kan minska sin användning av köpt el ytterligare, öka sin självförsörjningsgrad och använda batterilagret som back-upp vid elavbrott. Även när nyttan för slutanvändaren handlar om att minska kostnader genom att omfördela uttaget från nätet och istället använda det lokala batterilagret krävs med dagens marknadsmodell att lagret finns bakom mätaren.

Också de nyttor som kan uppnås på **transmissions- och distributionsnät**snivå är i vissa fall beroende av att batterilagret fysiskt placeras i den del av elnätet där batterilagret ska nyttiggöras. Det gäller bl.a. batterilagrets möjlighet att underlätta flaskhalshantering och minska behov av nätinvesteringar lokalt samt möjlighet till planerad ö-drift vid lokala elavbrott. I dessa fall måste självfallet lagret finnas i den ansträngda/drabbade delen av elnätet och kan antingen placeras ute hos kunderna eller i en egen anslutningspunkt.

Övriga nyttor som listats i tabellen ovan är inte lika beroende av batterilagrets fysiska placering. Här är istället de övergripande regelverket på marknaden mer avgörande. Det finns dock också i dessa fall tekniska förutsättningar och restriktioner som måste beaktas t.ex. nättopografi när det gäller hantering av stabilitetsproblem och elområden för bud och avrop på reglerkraftmarknaden etc. En närmare beskrivning av var och en av dessa förhållanden ligger dock utanför syftet med detta PM.

Hur påverkar olika marknadsförhållanden och regelverk möjligheten att utnyttja batterilagret?

Självklart är teknik- och kostnadsutveckling för batterilagret, förekomsten av skalfördelar etc. avgörande för vilka nyttor som batterilagret kommer att kunna bidra med i framtiden. Denna utveckling har dock behandlats utförligt i andra rapporteringar och berörs därför inte i närmare i detta PM⁵. Utgångspunkten är istället att redovisa vilken relativ påverkan olika marknadsförhållanden och regelverk kan ha på möjligheterna att tillgodogöra sig nyttan av batterilagret på olika nivåer i elsystemet.

² Fitzgerald et al, The Economics of Battery Energy Storage, Rocky Mountain Institute, September 2015

³ European Parliament, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives are Needed? Rapport framtagen av Policy Department A på begäran av Committee on Industry, Research and Energy Committee (ITRE), hösten 2015

⁴ European Association for Storage of Energy (EASE)

⁵ Se t.ex. IVA Energilagring – teknik för lagring av el, IVA-projektet vägval el, 2015 och Power Circle, Energilagring i energisystemet, rapport till samordningsrådet för smarta elnät, 2014 och IRENA, Battery storage for renewables, market status and technology outlook, januari 2015

När vi tittar på hur nyttan påverkas av olika marknadsmodeller kan man skilja mellan faktorer som har en direkt betydelse för vilka **nyttor som är möjliga att ta tillvara för olika aktörer** och **faktorer som påverkar lönsamheten** för dessa aktörer då dessa nyttor tas tillvara. Avgörande för vad som är möjligt är i första hand den övergripande marknadsutformningen och vilka regler som gäller för olika aktörer på elmarknaden. Regler för ägande och/eller nyttjande av lager är här viktiga parametrar. Inom ramen för vad som är möjligt enligt regelverket så är andra yttre faktorer avgörande för lönsamheten. Detta gäller bl.a. utformning av nätavgifter och skatter, formerna för stöd till förnybar elproduktion etc. För att få en helhetsbild av hur olika förhållanden påverkar den potentiella nytta som batterilager kan ha för olika aktörer har en samlad beskrivning av olika påverkansfaktorer eftersträvat, även om vissa av dessa faktorer helt eller delvis ligger utanför reglerna på elmarknaden.

Elanvändarna

En elkund som investerar i ett batterilager som placeras bakom mätaren berörs endast i begränsad omfattning av vilken övergripande marknadsmodell som tillämpas på elmarknaden. Lönsamheten är dock beroende av **utbud och utformning av elavtal** som gör det möjligt att minska kostnaderna för el genom att omfördela uttaget och hur stora **prisvariationer över tiden** som förekommer på marknaden. Denna omfördelning av förbrukning uppnås dock i de flesta fall till lägre kostnad med termisk lagring (även med en mycket gynnsam kostnadsutveckling för batterilager), t.ex. genom utnyttjande av byggnaders värmetröghet när det gäller elanvändning för uppvärmning. Batterilager placerade bakom mätaren ute hos kunderna skulle också kunna användas för att aggregera olika nyttor, som kan erbjudas reglerkraftmarknaden och marknader för systemtjänster. Om marknadsregler och tekniska förutsättningar gör det möjligt för elanvändare att erbjuda denna form av **aggregerade systemtjänster** så ökar den totala nyttan som batterilagret kan leverera och därmed också förutsättningarna för att investeringen i batterilager ska vara ekonomiskt intressant. Om möjligheten till aggregering finns är förmodligen efterfrågefleksibilitet genom omfördelning av elanvändningen i de flesta fall mer ekonomiskt intressant än batterilager. Andra funktioner som t.ex. tillgång på reservkraft kan dock ha betydelse för kundernas val av flexibilitetslösning.

Vidare påverkas förutsättningarna för batterilager på kundnivå av **nätтарiffens utformning**. En effektbaserad tariff kan t.ex. göra det lönsammare att hålla nere det maximala effektuttaget med hjälp av ett batterilager. I förlängningen kan utformningen av nätтарiffen också få avgörande betydelse för kundernas intresse för att bli mer eller mindre autonoma i sin elförsörjning och enbart utnyttja elnätet som en back-up resurs. Detta är knappast en sannolik utveckling i Sverige, med vår starka säsongsvariation av efterfrågan. Men på det internationella planet diskuteras detta scenario i vida kretsar och

riskan för att kunder gör sig oberoende och inte längre bidrar till de allmänna näten (load deflection) lyfts fram som ett reellt problem⁶.

För elanvändare som också är lokala producenter (prosumenter), t.ex. med hjälp av solceller, påverkas lönsamheten för lager av gällande regler och subventioner i samband med inmatning på nätet. Nettodebitering innebär t.ex. i praktiken att nätet ur ekonomisk synpunkt fungerar som ett lager för prosumenten så att en kombinerad anläggning med solceller och lagring blir mindre ekonomiskt intressant. På motsvarande sätt kan regler och subventioner för anslutning av lokal elproduktion påverka intresset för integrering av lagringsteknik i lokala produktionsanläggningar t.ex. för att minska risken för bortkoppling (curtailment) vid en situation med överproduktion.

Vissa industrier och företag kan också ha egna specifika krav på elkvalitet t.ex. vad gäller övertoner, flimmer etc. Hur nätföretagens ansvar utformas i dessa avseende och hur kostnaderna för åtgärder för förbättrad elkvalitet fördelas inom kundkollektivet är faktorer som kan förväntas få betydelse för användares intresse för att investera i elektriska lager.

Producenter

Att använda lager för arbitrage är givetvis en möjlighet som kan utnyttjas av både elanvändare och producenter. I relation till dagens prisvariationer och kostnaderna för batterilager är dock den nytta som kan uppnås från enbart arbitragevinster väldigt begränsad och därigenom knappast aktuellt som det primära skälet för en investering.

Hos producenter av förnybar el har i första hand stödsystemens utformning en avgörande betydelse. En ersättning som är oberoende av när i tiden den förnybara elen produceras (höglast eller låglast) innebär att drivkraften för att integrera batterilager i vind- och solkraftsanläggningar enbart kommer att styras av de intäkter som är korrelerade med elprisets prisvariationer. Den faktiska intäkt som producenter av förnybar elproduktion får genom det svenska elcertifikatssystemet är beroende av priset på certifikaten vid försäljningstillfället som samvarierar med elprisets långsiktiga variationer. Någon korrelation med de elprisvariationer som sker mellan olika timmar och dygn finns dock inte. Detta innebär att incitamenten att investera i teknik som möjliggör lagring integrerat i t.ex. vindkraftverk skulle vara starkare om den totala intäkten för producenten följde elprisvariationerna timme för timme.

Stödet till förnybar elproduktion inom EU innebär dessutom att producenten har rätt till prioriterat tillträde (priority dispatch)⁷. I vissa medlemsländer är dessa regler utformade så att producenten ersätts i särskild ordning om inmätning av den förnybara

⁶ Se bl.a. European Parliament, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives are Needed? Rapport framtagen av Policy Department A på begäran av Committee on Industry, Research and Energy Committee (ITRE), hösten 2015

⁷ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor och om ändring och ett senare upphävande av direktiven 2001/77/EG och 2003/30/EG

Datum
2016-02-08

elproduktionen inte kan ske (curtailment). Med denna typ av regelverk undergrävs ytterligare ett motiv för den förnybara produktionsägaren att investera i lagring. Å andra sidan kan kravet på ersättning vid curtailment skapa nya incitament för investeringar i lagring hos den aktör som är skyldig att betala ut ersättningen. I Tyskland gäller denna skyldighet TSO:n som alltså, åtminstone teoretiskt, skulle kunna kombinera denna nytta med nyttor som uppstår i elnätet.

Nätföretag

Som tidigare redovisat kan batterilager leverera en rad nyttor för elnätet både på transmissions- och distributionsnivå som bidrar till systemstabilitet, tillförlitlighet, robusthet och elkvalitet. Batterilager kan också bidra till att nätinvesteringar kan skjutas upp eller helt undvikas. Förutsättningarna för lönsamhet ökar om lagret både kan bidra till att generera lokal nytta för användare och/eller nätföretag och utnyttjas för andra typer av systemtjänster på distributions och transmissionsnivå.

Ett tänkbart alternativ är att nätföretaget ges möjlighet att ta tillvara den nätnytta som batterilagringstekniken kan erbjuda genom batterier som ägs av elanvändarna och som placeras bakom mätaren. Detta kan ske genom marknadslösningar som gör det möjligt för nätföretagen att upphandla olika systemtjänster/flexibilitetstjänster av dessa elanvändare. Sådana lösningar kan ingå som en del av olika tänkbara möjligheter att stimulera till ökad efterfrågefleksibilitet för effektivare användning av elnäten. Åtgärder som kan behövas för främja denna typ av lösningar behandlas inom ramen för Ei:s regeringsuppdrag om efterfrågefleksibilitet och berörs därför inte ytterligare i detta PM.

Vid sidan av decentraliserad lagring hos kunderna så har batterilager som ansluts direkt till elnätet goda förutsättningar att leverera ett flertal nätnyttor, som i ett antal studier och pilotprojekt bedömts ha en intressant potential ur ett system- och samhällsperspektiv⁸. Speciellt har batterilager som alternativ till nätinvesteringar uppmärksammats som en framtidsmöjlighet för nätföretagen¹⁰. Affärsmöjligheterna i samtliga dessa fall är dock starkt beroende av hur gällande regelverk om legal åtskillnad uttolkas, liksom hur andra regler och förpliktelser för marknadsaktörerna påverkar nytta och lönsamhet. Det kan därför finnas skäl att på ett mer generellt plan analysera ett antal alternativa affärsmodeller och hur dessa påverkas av gällande regelverk innan en närmare bedömning utifrån europeiska och svenska bestämmelser görs. För att tydliggöra de avgörande skillnaderna omfattar redovisningen således även marknadsmodeller som eventuellt inte är förenliga med europeisk eller svensk lagstiftning.

⁸ European Parliament, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives are Needed? Rapport framtagen av Policy Department A på begäran av Committee on Industry, Research and Energy Committee (ITRE), hösten 2015

⁹ DOE, Grid Energy Storage, Washington DC, 2013

¹⁰ UK power Networks, Smarter Network Storage – business model consultation, 2013

https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/community/documents/SNS1.2_SDR_C_9.1_Design_and_Planing_Considerations_Report_v2.0.pdf

Generella affärsmodeller för användning av batterilager i elnäten

Ett nätföretag som driver ett batterilager med avsikt att tillgodogöra sig lagrets alla möjligheter blir med nödvändighet en aktör på elmarknaden. För att uppfylla de krav på åtskillnad som gäller på den europeiska elmarknaden så bör de funktioner som innebär ett direkt deltagande på marknaden på något sätt särskiljas från de funktioner som är direkt knutna till driften av elnätet. En annan möjlighet är att tillämpa någon form av undantagsbestämmelser. Olika försök att konstruera affärsmodeller med någon av dessa utgångspunkt har prövats i olika EU-länder. Dessa affärsmodeller bygger oftast på någon av följande huvudprinciper:

1. Nätföretaget bygger, äger och har operativ kontroll över lagret som primärt används för nät drift. Nätföretaget har dock även möjlighet att utnyttja lagringskapaciteten för handel på råkraftmarknaden och marknaden för systemtjänster. Ingen tredje part är involverad i hanteringen.
2. Nätföretaget tillämpar tariffer och generella regler för upphandling av flexibilitet som skapar incitament för marknadsaktörerna att investera i lager eller andra flexibilitetsresurser i takt med att behovet på marknaden växer fram.
3. Nätföretaget genomför en upphandling av lagret på ett långtidskontrakt. Vinnaren av upphandlingen bygger, äger och driver lagret på en specifik plats specificerad i upphandlingsvillkoren. Kontraktsvillkoren omfattar en fast årlig ersättning från nätföretaget till lagrets ägare för de nät driftstjänster som utnyttjas. I övrigt används lagret på kommersiella villkor.
4. Nätföretaget bygger, äger och har operativ kontroll över lagret. Nätföretaget utnyttjar lagret för nät drift och för den lagringskapacitet som finns tillgänglig därutöver tecknas ett långsiktigt avtal med en kommersiell aktör på elmarknaden som hyr lagret.

I Europa har **modell 1** i första hand tillämpats för demonstrationsanläggningar och pilotprojekt där man valt att tillåta undantag från de generella regler om legal och funktionell åtskillnad, som gäller för nätföretag. Ett annat alternativ är att företaget faller under de "de minimiregler" som enligt EU:s elmarknadsdirektiv gäller för företag med färre än 100 000 kunder¹¹. I demonstrationsfasen innebär modell 1 ett administrativt enkelt genomförande utan komplicerade kontraktsförhållanden, samtidigt som det samlade ekonomiska resultatet från användning av energilagret lättare kan följas upp och utvärderas utifrån gemensamma villkor. Modellen kräver dock undantag från gällande svensk och europeisk lagstiftning om åtskillnad och är därför knappast aktuell vid genomförande i större skala.

Modell 2 kan fungera väl om investeringsbesluten från kommersiella aktörer styrs av mer generella behov av systemtjänster som lagret kan leverera och där såväl nätföretag som lagrets ägare har andra alternativ som kan utnyttjas om en affär mellan lagrets ägare

¹¹ Art 26, punkt 4, Europaparlamentets och Rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009

Datum
2016-02-08

och nätföretaget inte genomförs. Modellen är däremot inte användbar om lagret ses som ett alternativ till nätinvesteringar. I detta fall krävs en betydligt större långsiktighet och en garanti att investeringen genomförs om nätföretaget ska kunna ta beslut om att satsa på ökad flexibilitet med hjälp av lagringsteknik istället för en utbyggnad av nätet. Nätföretaget saknar också garantier för att lagret verkligen kan utnyttjas när det behövs ur säkerhetssynpunkt, samtidigt som den som bygger lagret varken har någon långsiktig garanterad intäkt eller någon alternativ kund (om anläggningen inte görs mobil).

Modell 3 är den mest renodlade ur regleringssynpunkt eftersom nätföretaget är både funktionellt och ägarmässigt åtskilt från batterilagret. Nackdelen är framför allt att nätföretaget saknar operativ kontroll över lagret vilket gör lagret mindre intressant ur ett riskperspektiv (kommersiell risk i förhållande till tredje part). Detta leder till komplicerade kontraktsförhållandena mellan parterna där oförmåga för lagret att leverera sannolikt kommer att kräva höga ersättningsnivåer. Detta ökar i sin tur risken för den kommersiella aktören vilket kan medföra högre kostnader än vad som skulle gälla i modell 4. Med de regler som i de flesta fall gäller för uttags- och inmatningskunder på elnätet blir tredjepartsaktören sannolikt också skyldig att betala nätavgift till nätföretaget för inmatning och/eller utmaning från lagret liksom andra pålagor som kan gälla på marknaden för inmatnings- och uttagskunder (se redovisning i nästa avsnitt beträffande nu gällande svenska regler).

Modell 4 har inte samma nackdelar som modell 3 när det gäller operativ kontroll, riskfördelning och pålagor, men är mer komplicerat ur ett reglerarperspektiv. Denna marknadsmodell har testats i Storbritannien och den brittiska tillsynsmyndigheten Ofgem har också uttryckt sitt stöd för en marknadsmodell med denna inriktning¹². Det finns dock åtskilliga frågor som skulle behöva belysas närmare vid en tillämpning av denna modell. Hur kan en tydlig åtskillnad mellan lagrets olika funktioner utformas inom ramen för nätföretagets ägande och drift av lagret? Kan lagret definieras som en anläggningstillgång i elnätet och ska inkomsterna från tredje part som hyr lagret i så fall ingå i den samlade intäktsregleringen? Ska istället lagret betraktas som en renodlad uthyrningsverksamhet som redovisas skild från nätverksamheten även om vissa nyttor som utnyttjas av nätföretaget bör ingå i nätverksamheten?

Sammanfattningsvis kan sägas att modellerna 3 och 4 har tydliga fördelar i förhållande till modell 2 eftersom de innehåller de långsiktiga kontraktsförhållanden som krävs för att hantera fördelning av risk och vinstmöjligheter mellan parterna. Detta talar för att modellerna 3 och 4 är de mest intressanta om samtliga nyttor med lagret ska kunna utnyttjas. Därutöver ger modell 4 förmodligen lägre kostnader än modell 3 och därmed starkare incitament att investera i energilager. Modellen innebär dock en mindre tydlig tillämpning av reglerna för åtskillnad som behöver hanteras både juridiskt och marknadsmässigt.

¹² Not presenterad av Ofgem inom ramen för samarbetet i CEER (Council of European Energy Regulators) med hänvisning till affärsmodeller presenterade i UK Power Networks, Smarter Network Storage – business model consultation, 2013

Affärsmodeller för användning av batterilager i elnäten på den europeiska och svenska elmarknaden

Nätföretagens behov av att utnyttja batterilager som ett sätt att hantera de utmaningar som sammanhänger med en ökad andel variabel och lokal elproduktion har behandlats i ett flertal rapporter både nationellt och internationellt. Bland annat har EU parlamentet låtit ta fram en särskild studie om lagring och behovet av incitament och en förändrad marknadsdesign som nyligen publicerats¹³.

Council of European Energy Regulators (CEER) har publicerat ett kortare memo kring hur lagring hanteras i olika medlemsländer men ännu inte publicerat riktlinjer i frågan¹⁴. I flera av de studier som genomförts betonas dock behovet av riktlinjer eller alternativt en översyn av regelverket på elmarknaden om den fulla potentialen för ellagring ska kunna tas tillvara^{15 16 17}.

Det väsentligaste hindren är enligt flertalet av dessa bedömningar i första hand följande:

- Osäkerheten kring tolkningen av regelverket för legal och funktionell åtskillnad i EU:s elmarknadsdirektiv, vilket resulterat i skilda tolkningar på nationell nivå kring ägande, drift och försäljning av tjänster från energilager.
- Tillämpning av avgifter för elanvändning (nättariffer, skatter mm) för lagringsanläggningar. Lagret jämföras i vissa länder med produktion, medan det i andra länder betraktas som konsumtionsanläggningar.
- Reglerna för stöd till förnybar produktion där regler som ger ersättning till bortkopplad produktion är ett av de största hindren

Hur de två första av dessa hinder ser ut i ett svenskt perspektiv redovisas nedan. Hindren i relation till utformning av stöd till förnybar elproduktion ligger utanför syftet med detta PM och har berörts översiktligt i föregående avsnitt.

Gällande regler för legal åtskillnad

När det gäller bedömningar utifrån svensk lagstiftning har Ei framfört att lagring av energi i syfte att skjuta upp försäljning av el eller för att tidigarelägga köp av el i förhållande till konsumtionen, är att jämföra med handel eller produktion av el. Nätföretag får inte producera, köpa eller sälja el annat än för att täcka sina nätförluster

¹³European Parliament, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives are Needed? Rapport framtagen av Policy Department A på begäran av Committee on Industry, Research and Energy Committee (ITRE), hösten 2015

¹⁴CEER, Development and Regulation of Storage Applications, juli 2014

¹⁵European Parliament, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives are Needed? Rapport framtagen av Policy Department A på begäran av Committee on Industry, Research and Energy Committee (ITRE), hösten 2015

¹⁶FCH, Energy Storage commercialisation Study, mars 2015 <http://www.fch.europa.eu/news/new-study-published-commercialisation-energy-storage-europe>

¹⁷World Energy Council, World Energy Resources, E-storage: Shifting from cost to value 2016 – wind and solar applications, Report 2016

Datum
2016-02-08

eller för att säkra driften vid korta elavbrott. Energilagring ska därför bedrivas av aktörer på den konkurrensutsatta marknaden – producenter, elhandlare, energitjänsteföretag – eller av kunden själv. Att äga ett lager eller att hyra ut lagringsutrymme på kommersiell basis innebär dock inte handel eller produktion av el. Elnätsföretagen är därmed inte förhindrade att bygga ett energilager och därefter hyra ut lagringsutrymmet till andra aktörer. Verksamheten måste dock redovisas skild från nätverksamheten, eftersom uthyrning av lagringsutrymme inte omfattas av definitionen av nätverksamhet i 1 kap. 4 § ellagen. Ei bedömer därmed att rättsläget gällande ägande och uthyrning av energilager samt bedrivande av energilagring är klart och i överensstämmelse med hur energilager bör hanteras¹⁸.

Trots detta ställningstagande i förhållande till svensk lagstiftning skulle Ei välkomna ett förtydligande av lagstiftningen på EU-nivå, som nu efterfrågas av flera europeiska aktörer. Detta skulle undanröja den osäkerhet som uppenbarligen råder bland marknadens aktörer och bidra till mer stabila förutsättningar för finansiering och utveckling av avtalsmodeller för batterilager som kan leverera nytta till samtliga delar av marknaden.

Nätavgifter

Ett batterilager som ägs av ett nätföretag och endast används för de ändamål som lagen föreskriver (se ovan) belastas inte av nätavgift eller elskatt eftersom lagrets användning utgör en integrerad del av nätföretagets verksamhet. En kommersiell aktör som äger och driver ett batterilager betalar däremot både utmaningstariff för den el som lagret laddas med och inmatningstariff för den el som återmatas till elnätet. Uttagskunder med produktionsanläggningar som ansluts till lokalnätet och har en högsta effekt om 1500 kW betalar dock ingen inmatningsavgift. Hur denna storleksgräns påverkar intresset för investeringar i energilager på olika nivåer är inte närmare belyst.

En inmatningskund har därutöver rätt till ersättning för värdet av den inmatade elen om vissa villkor är uppfyllda (Ellagen 1997:857 3 kap. 15 §). Ersättningen skall enligt ellagen motsvara

- 1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät, och*
- 2. värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavares ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.*

Ersättningen grundar sig på den nätnytta som produktionen tillför elnätet och regleras i 19 § Elförordningen (2013:208). Vid beräkning av värdet under 2 skall följande bedömningsgrunder beaktas.

- a) Produktionsanläggningens effektleveransförmåga.*

¹⁸ Energimarknadsinspektionens remissvar avseende SOU 2014:84, Planera för effekt, Samordningsrådet för smarta elnät

Datum
2016-02-08

- b) Produktionsanläggningens driftsäkerhet och den överenskommelse som kan finnas mellan nätkoncessionshavaren och anläggningshavaren om när produktionsanläggningen planeras vara i drift.*
- c) Mängden inmatad elektrisk energi samt när denna inmatning sker.*

Den första frågan är här om ett lager kan inkluderas i ellagens och elförordningens definition av begreppet produktionsanläggning. Om detta anses rimligt så finns inget hinder för att nätföretaget betalar ut ersättning till den som driver batterilager. Ersättningen ska dock enbart baseras på värdet av minskade nätförluster och reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavares ledningsnät, dvs. normalt kostnader för överliggande nät. Hänsyn kan alltså inte tas till övriga nyttor som ett batterilager kan leverera och det kan därför finnas skäl att se över gällande bestämmelser inom detta område. Det sammanlagda resultatet av uttagstariff, inmatningstariff och ersättning för nätnytta kommer att vara avgörande för batterilagrets lönsamhet och det är därför viktigt att den totala nätnyttan värderas korrekt samtidigt som regelverket inte bör favorisera en viss teknik och fortfarande säkerställer en likabehandling av alla nätkunder.

Skatter

Den kommersiella aktör som äger och driver ett batterilager är också skyldig att betala elskatt för den el som matas ut till lagret. Vid återinmatning och försäljning av den lagrade elen betalas skatt även av slutanvändaren vilket i praktiken innebär en dubbelbeskattning. Dessa omständigheter undergräver i högsta grad möjligheterna för kommersiella aktörer att sälja lagringstjänster till nätföretag och andra aktörer som kan dra nytta av lagrets fördelar. Detta eftersom lager som drivs av nätföretagen själva eller som installeras bakom mätaren är "skattebefriade".

Sammanfattande slutsatser

Det övergripande regelverket för legal och funktionell åtskillnad i EU:s elmarknadsdirektiv och i svensk lagstiftning är enligt Ei:s bedömning tydligt vad gäller nätföretags lagliga möjligheter att utnyttja energilager för olika ändamål. Konkreta affärsmodeller med mer komplicerade ägar- och kontraktsförhållanden kan dock behöva analyseras närmare för att identifiera marknadsmässiga och rättsliga oklarheter som kan behöva förtydligas, t.ex. inom ramen för nätföretagens intäktsreglering.

Då kravet på åtskillnad hanterats är det istället gällande regler för nättariffer och skatter som kommer att vara avgörande för batterilagrens samhällsekonomiska effektivitet. Här är det sammanlagda resultatet av uttagstariff, inmatningstariff och ersättning för nätnytta avgörande för batterilagrets lönsamhet, liksom de regler som gäller för beskattning av den el som matas in och tas ut från lagret.