

Energilager i energisystemet

POWER CIRCLE

Electricity for sustainable energy

Power Circle för Samordningsrådet för smarta elnät

**Malin Hansson
Olle Johansson
Bo Normark**

September 2014

Sammanfattning

Energilager har stor potential att bidra till ett hållbart energisystem. De nyttor som energilager tillför kan delas upp dels per tidsintervall som de tillför nytta och dels per ägare av nyttorna. Dessa delas ofta upp på slutanvändare, distributionsföretag, transmissionsföretag, systemansvarig och elmarknaden.

Rapporten koncentreras runt elektrokemiska lager. Skälet är att det är inom detta teknikområde som den särklassigt största utvecklingen sker och det är även här man finner teknologier som lämpar sig för såväl småskaliga som storskaliga lösningar. Det finns mycket som tyder på att priset på batterier kommer fortsätta att falla. Priset på litiumjonbatterier har minskat med 20 % per år mycket tack vare stora volymer till fordonsindustrin. Det är dock värt att notera att litiumjonbatterier inte har några skalfördelar, utan ett storskaligt batteri kostar ungefär lika mycket som ett litet batteri per energienhet.

De svenska regelverken tillåter elnätsföretag att äga energilager men de har väldigt begränsade möjligheter att använda det om det inte är för det allra nödvändigaste för elnätsverksamheten, det vill säga för att täcka nätförluster eller att tillfälligt ersätta utebliven el vid elavbrott. För att energilager framöver ska kunna tänkas bli en intressant affär som ger nätägaren större möjligheter behövs justeringar på ett par ställen i Ellagen göras.

Nätföretaget har dock möjligheten att köpa tillämpningen av ett energilager av en tredjepart. Denna modell kan begränsas av att nätföretaget inte får diskriminera kunder. Detta betyder att ett företag som opererar ett energilager måste betala samma nättariff och anslutningsavgift som andra kunder i samma område. Om det finns flera kunder som har flexibla laster, men som inte själv handlar med el kan dessa samlas ihop och hanteras av en Aggregator. Aggregatorn skulle kunna delta på både på spot- och balansmarknaden och göra arbitragevinster men i nuläget begränsas dessa möjligheter av att det finns få incitament för kunder att styra sina laster.

Rekommendationerna bygger på slutsatserna att värdet av lokala energilager är störst. Att priserna dessutom faller snabbt och att de saknar skalfördelar motiverar ytterligare distribuerade lager hos slutkonsument. Rapporten föreslår följande åtgärder:

- Gynna lågt effektuttag och självkonsumtion
- Inför effektbaserad prissättning för slutkunder
- Etablera aggregator som en ny aktörsroll
- Stimulera forskning, utveckling och demonstration av energilager
- Tillåt testområden

Innehållsföteckning

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| SAMMANFATTNING | 1 |
| INNEHÅLLSFÖTECKNING | 2 |
| FIGURFÖRTECKNING | 3 |
| BAKGRUND | 4 |
| SYFTE | 4 |
| APPLIKATIONER FÖR ENERGILAGER | 5 |
| LASTSTYRNING OCH ENERGILAGER | 6 |
| TEKNOLOGIER FÖR ENERGILAGER | 8 |
| AVGRÄNSNING BLAND TEKNOLOGIER | 9 |
| TEKNIKMOGNAD | 10 |
| SKALBARHET | 11 |
| KOSTNADSUTVECKLING | 11 |
| MARKNADSUTVECKLING | 13 |
| SAMMANFATTNING | 14 |
| REGELVERK FÖR ENERGILAGER | 15 |
| SVENSKA REGELVERK | 15 |
| <i>Elnätsägaren som ägare av energilager</i> | 15 |
| <i>Annan ägare av energilager</i> | 15 |
| <i>Aggregerade förbrukare och lager</i> | 16 |
| INTERNATIONELL UTVECKLING AV REGELVERK OCH MARKNAD | 16 |
| KALIFORNIEN | 17 |
| JAPAN | 17 |
| TYSKLAND | 18 |
| STORBRIANNIEN | 21 |
| ITALIEN | 22 |
| SUMMERING AV UTVECKLINGEN AV REGELVERK OCH MARKNAD INTERNATIONELLT | 23 |
| TILLÄMPNING I SVERIGE | 24 |
| EXEMPEL | 24 |
| <i>Exempel 1: Energilager som balanskraft för att möta den prognostiserade produktionen av vindkraft</i> | 24 |
| <i>Exempel 2: Energilager för att minska abonnemang mot överliggande nät</i> | 25 |
| <i>Exempel 3: Energilager för att handla med el</i> | 26 |
| <i>Exempel 4: Energilager i hemmet</i> | 26 |
| <i>Slutsatser av exempel 1-4</i> | 29 |
| MÖJLIGA LÖSNINGAR I SVERIGE | 30 |
| REKOMMENDATIONER | 32 |
| GYNNA LÅGT EFFEKTUTTAG OCH SJÄLVKONSUMTION | 32 |
| INFÖR EFFEKTBASERAD PRISSÄTTNING FÖR SLUTKUNDER | 32 |
| ETABLERA AGGREGATOR SOM EN NY AKTÖRSSROLL | 33 |
| STIMULERA FORSKNING, UTVECKLING OCH DEMONSTRATION AV ENERGILAGER..... | 34 |
| TILLÅT TESTOMRÅDEN | 34 |
| REFERENSER | 35 |

Figurförteckning

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figur 1: Applikationer Energilagars nyttor och värdering av dessa (EPRI, 2010, egen bearbetning) | 5 |
| Figur 2: Länder poängsatta efter hur deras regelverk uppfyller de olika kriterierna uppsatta av SEDC. | 7 |
| Figur 3: Batterier och underliggande tekniker (SBC Energy Institute, 2013, egen bearbetning) | 8 |
| Figur 4: Genomgång av teknologiers för- och nackdelar samt användningsområden (SBC Energy Institute, 2013, egen bearbetning) | 9 |
| Figur 5: Teknikmognad för olika energilagringsteknologier (IEA, 2014) | 10 |
| Figur 6: Kostnadsspridning (LCOE) för olika storlekar på energilager (EPRI, 2013)..... | 11 |
| Figur 7: Kostnadsutvecklingen för Litiumjonbatterier och solceller (Liebreich, Bloomberg New Energy Finance, 2013)..... | 12 |
| Figur 8: Kostnadsprognos för Litiumjonbatterier till elbilar (sammanställning av V. Muenzel för Business Spectator, 2014) | 12 |
| Figur 9: Prognos för pris på Litiumjonbatterier (EuPD Research, 2013) | 13 |
| Figur 10: Årlig intäkt av batterier för olika applikationer, uppdelat per region (Navigant Research, 2014) | 14 |
| Figur 11 Olika länders polycys, mandat och incitament för att öka antalet energilagringprojekt (The Electricity Storage Network, 2014) | 17 |
| Figur 12: Energilagring i hemmet (BSW, 2013) | 19 |
| Figur 13: Elprisets påverkan på LCEO för PV och energilager (EuPD Research, 2013) | 19 |
| Figur 14: Pris på energilagring och utveckling av efterfrågan i Tyskland (EuPD Research, 2013) | 20 |
| Figur 15: Marknadens utveckling för energilagring (EuDP Research, 2013) | 20 |
| Figur 16: Värdet av energilager i förhållande till lagringstiden (Energy Future Lab Imperial College London, 2012) | 21 |
| Figur 17: Break-even CAPEX för olika applikationer för energilager (Business Integration Partners, 2013, egen bearbetning) | 23 |
| Figur 18: Fel i produktionsprognosen som funktion av batteristorlek (Etherden mfl, 2013)..... | 25 |
| Figur 19: Toppeffekt med energilager (Etherden mfl, 2013) | 26 |
| Figur 20: Lastprofil höglastdygn | 27 |
| Figur 21: Förbrukningskurva med lokalt lager | 27 |
| Figur 22: Fördelning av nätföretag med avseende på hur stor del av den årliga nätavgiften som utförs av fasta priskomponenter (Sweco, 2011) | 28 |
| Figur 23: Värde av energilager (EPRI, 2013)..... | 29 |
| Figur 24: Handlingsvägar för introduktion av energilager | 31 |

Bakgrund

Samordningsrådet för smarta elnät har regeringens uppdrag att motivera, informera och planera för smarta elnät, som bidrar till en effektivare och mer hållbar användning i det framtida energisystemet. I december 2014 ska rådet lämna ett förslag på en nationell handlingsplan från 2015 till 2030 för utvecklingen av smarta elnät.

Ett delområde för vilket behovet av åtgärder kommer att bedömas inom ramen för handlingsplanen är energilagring som en del i energisystemet. Som underlag för en sådan bedömning behövs en kartläggning och lättillgänglig beskrivning av effekterna av gällande lagstiftning för energilagring i olika former, både idag och framtiden.

Avsikten är att arbetet ska utgöra ett underlag för rådets handlingsplan inom området energilager. Arbetet ska peka på potentiella hinder och möjligheter utifrån gällande lagstiftning och affärsmodeller för olika former av energilager som en del i energisystemet.

Syfte

Syftet är att kortfattat beskriva olika energilagars möjliga roller i energisystemet på olika nivåer (lokalt/centralt) och klargöra problemställningarna kring hur ramverk och affärslogik påverkar energilagring. Potentiella hinder och möjligheter för energilagring ska belysas för dagens och framtidens system.

Applikationer för energilagrar

Många studier har gjorts om energilagars roll i energisystemet. Den mest genomgripande har utförts av EPRI i USA som identifierat inte mindre än 21 olika nyttor som lager kan bidra med i energisystemet. Man har även beräknat värdet av dessa nyttor i form av ett beräknat värde per energienhet och per effektenhet (EPRI, 2010). Det är viktigt att påpeka att beräkningarna av nettovärden är starkt beroende lokala förhållanden och därmed blir skillnaden mellan det största och minsta beräknade värdet stort. Mest representativt är värdena under *Target*, som avser ett genomsnitt för den bredare amerikanska marknaden. De högre värdena kan sägas gälla vissa nischmarknader eller vid gynnsamma förhållanden.

| Value Chain | Benefit | Value USD/kWh | | Value USD/kW | |
|--------------|----------------------------------|---------------|-------|--------------|-------|
| | | Target | High | Target | High |
| End User | 1 Power Quality | 19 | 96 | 571 | 2 854 |
| | 2 Power Reliability | 47 | 234 | 537 | 2 686 |
| | 3 Retail TOU Energy Charges | 377 | 1 887 | 543 | 2 714 |
| | 4 Retail Demand Charges | 142 | 708 | 459 | 2 297 |
| Distribution | 5 Voltage Support | 9 | 45 | 24 | 119 |
| | 6 Defer Distribution Investment | 157 | 783 | 298 | 1 491 |
| | 7 Distribution Losses | 3 | 15 | 5 | 23 |
| Transmission | 8 VAR Support | 4 | 22 | 17 | 83 |
| | 9 Transmission Congestion | 38 | 191 | 368 | 1 838 |
| | 10 Transmission Access Charges | 134 | 670 | 229 | 1 145 |
| | 11 Defer Transmission Investment | 414 | 2 068 | 1 074 | 5 372 |
| System | 12 Local Capacity | 350 | 1 750 | 670 | 3 350 |
| | 13 System Capacity | 44 | 220 | 121 | 605 |
| | 14 Renewable Energy Integration | 104 | 520 | 311 | 1 555 |
| ISO Markets | 15 Fast Regulation (1 hr) | 1 152 | 1 705 | 1 152 | 1 705 |
| | 16 Regulation (1 hr) | 514 | 761 | 514 | 761 |
| | 17 Regulation (15 min) | 4 084 | 6 845 | 1 021 | 1 711 |
| | 18 Spinning Reserves | 80 | 400 | 110 | 550 |
| | 19 Non-Spinning Reserves | 6 | 30 | 16 | 80 |
| | 20 Black Start | 28 | 140 | 54 | 270 |
| | 21 Price Arbitrage | 67 | 335 | 100 | 500 |

Figur 1: Applikationer Energilagars nyttor och värdering av dessa (EPRI, 2010, egen bearbetning)

Notera att nyttornas värden har fördelats mellan nytta för:

- Slutanvändare
- Distributionsföretag
- Transmissionsföretag
- Systemansvarig
- Elmarknad

Förutom identifieringen av nyttor som direkt kan överföras till svenska förhållanden kan man se att den största potentialen för olika aktörer utgörs av:

- För slutanvändare är det besparingar på effekt och energiavgifter som gäller

- För transmissions och distributionsföretag är det möjligheten att avstå från nyinvesteringar
- För systemoperatörer är möjligheten till förstärkt lokal kapacitet
- För marknaden är korttidsreglering (<15min) värdefullast

Man kan även se att effekt generellt verkar ha högre värde än energi. Flera av faktorerna har även under gynnsamma förhållanden så små värden att man kan bortse från dessa. Hit hör till exempel minskade förluster. Integration av förnybar energi har man enbart sett som en systemnytta (EPRI, 2010). Men ett kommande exempel visar att energilager kan spela en avgörande roll för att klara att använda all lokalproducerad el och inte sälja tillbaka på nätet.

Laststyrning och energilager

En av de centrala möjligheterna med smarta elnät är kopplat till möjligheterna att styra laster. Energilager kan öppna helt nya möjligheter för laststyrning och detta har studerats speciellt beträffande Europa. I rapporten "Mapping Demand Response in Europe Today" (SEDC, 2014) har förutsättningarna för laststyrning i de europeiska länderna granskats. I USA har anmärkningsvärt goda resultat uppnåtts med laststyrning och man beräknar att de amerikanska konsumenterna tjänar 2 200 MUSD per år genom att delta i laststyrning. Laststyrningen omfattar totalt cirka 30 000 MW för hela landet och enbart PJM som är TSO på östkusten har över 10 000 MW. Skälet till att laststyrning varit så framgångsrik i USA är bland annat att man i många fall har behållit den vertikala integrationen eller att man i fallet med PJM som är en balansansvarig TSO skapat möjlighet för slutkunder att delta i balansmarknaden via aggregatorer s.k. Curtailment Service Providers (CSP). PJM definierar CSP-rollen som den som ansvarar för laststyrning av elkunderna på PJMs elmarknad. En CSP kan vara allt ifrån ett företag som enbart fokuserar på laststyrning till ett lokalt energibolag. CSP identifierar möjligheterna för laststyrning hos kunderna och implementerar nödvändig utrustning och system som gör det möjligt både för kunderna och elmarknaden att hantera styrningen av lasterna. Detta kräver dock att CSP har den lämpliga operativa infrastrukturen som krävs samt full förståelse för elmarknadens regler och processer.

Därigenom finns det på den amerikanska marknaden i många fall direkt möjlighet att räkna hem nyttan av laststyrning genom att man kan minska behovet av investering i toppkraft och även dyr drift av toppkraft.

I Europa har vi i huvudsak marknadsmodeller som innebär en separation av produktion, transmission och distribution och för att kunna nyttiggöra laststyrning på konsumentnivå krävs fungerande marknadsmodeller.

SEDC (2014) har identifierat ett antal kritiska parametrar samt kartlagt i vilken utsträckning dagens regelverk tillåter aggregatorer att verka på marknaden och därmed ge möjlighet för enskilda konsumenter att få nytta av insatser för laststyrning. Dessa parametrar är i korthet:

1. Möjliggöra för konsumenter att styra sin last: Regelverk kring laststyrning ser olika ut i olika länder, i vissa länder är det till och med olagligt medan i andra länder saknas tillgång till tjänsteleverantörer som möjliggör laststyrning för konsumenterna.
2. Programförklaring: Balansmarknaden måste följa med i utvecklingen, till exempel behövs i vissa länder nya regler för vem som får delta på balansmarknaden eftersom reglerna i nuläget förhindrar nya affärsmodeller.
3. Mätning och kontroller: Regelverk för mätning och kontroll finns ännu inte i vissa länder.

4. Betalning och risker.

Ser man till hur länderna uppfyller dessa kriterier ser sammanfattningen ut som följer:

| 2013 | | | | | | 2014 | | | | | |
|---------------|-----------------|----------|--------------|--------------|---------|-------------|-----------------|----------|--------------|--------------|---------|
| | Consumer access | Programs | Verification | Finance/Risk | Overall | | Consumer access | Programs | Verification | Finance/risk | Overall |
| Austria | 0 | 1 | 1 | 3 | 5 | Austria | 3 | 3 | 3 | 3 | 12 |
| Belgium | 3 | 5 | 1 | 5 | 14 | Belgium | 5 | 5 | 3 | 5 | 18 |
| Denmark | 1 | 0 | 1 | 3 | 5 | Denmark | 1 | 0 | 3 | 3 | 7 |
| Finland | 3 | 1 | 3 | 3 | 10 | Finland | 5 | 3 | 3 | 3 | 14 |
| France | 3 | 3 | 3 | 3 | 12 | France | 5 | 5 | 3 | 5 | 18 |
| GB | 5 | 3 | 3 | 3 | 14 | GB | 5 | 3 | 3 | 3 | 14 |
| Germany | 1 | 1 | 1 | 3 | 6 | Germany | 1 | 3 | 1 | 3 | 8 |
| Ireland | 3 | 3 | 3 | 3 | 12 | Ireland | 3 | 3 | 5 | 5 | 16 |
| Italy | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | Italy | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 |
| Netherlands | 3 | 3 | 3 | 1 | 10 | Netherlands | 3 | 3 | 3 | 1 | 10 |
| Norway | 1 | 3 | 1 | 5 | 10 | Norway | 1 | 3 | 3 | 5 | 12 |
| Poland | 1 | 3 | 1 | 0 | 5 | Poland | 1 | 3 | 3 | 0 | 7 |
| Spain | 0 | 1 | 0 | 1 | 2 | Spain | 0 | 1 | 0 | 1 | 2 |
| Sweden | 1 | 3 | 3 | 3 | 10 | Sweden | 1 | 3 | 5 | 3 | 12 |
| Switzerland | 5 | 3 | 5 | 5 | 18 | Switzerland | 5 | 3 | 5 | 5 | 18 |
| Overall Score | 31 | 34 | 29 | 42 | 136 | Overall | 40 | 42 | 43 | 46 | 171 |
| Max. Score | 75 | 75 | 75 | 75 | 300 | Max. Score | 75 | 75 | 75 | 75 | 300 |

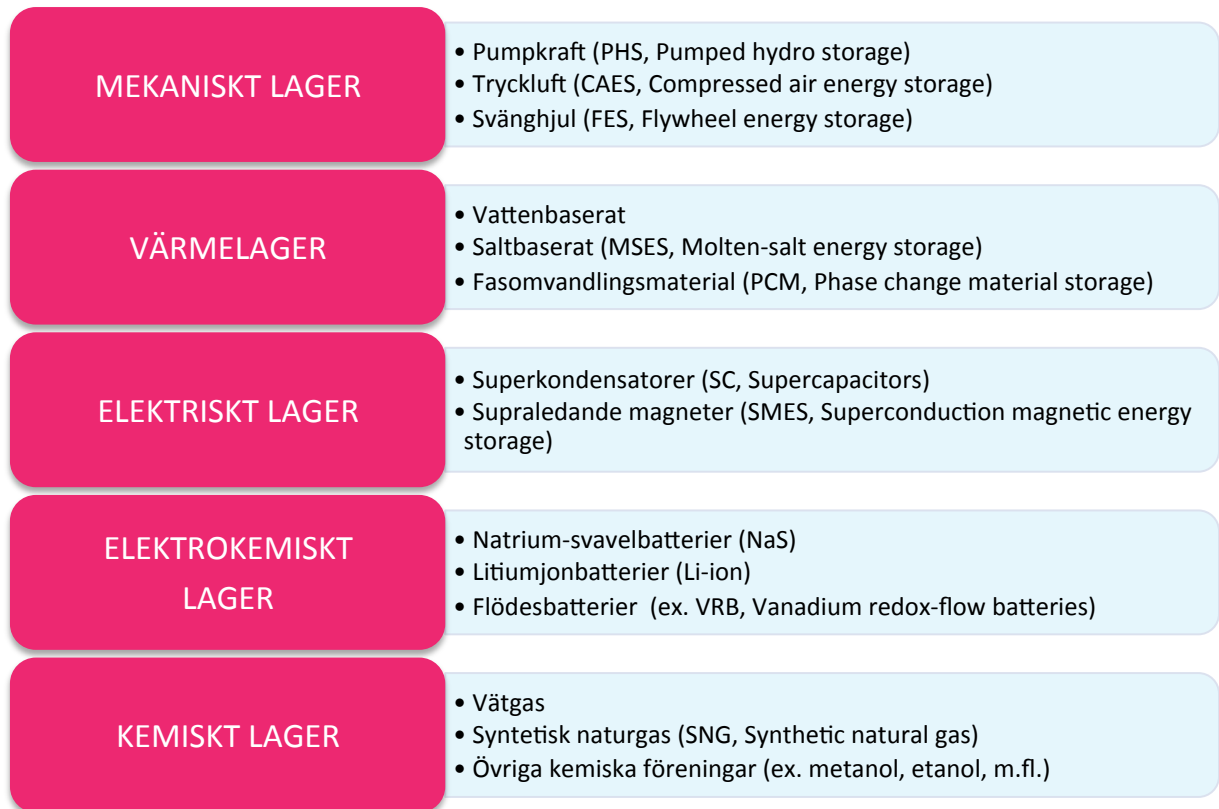
Figur 2: Länder poängsatta efter hur deras regelverk uppfyller de olika kriterierna uppsatta av SEDC

Sverige har en väg att gå för att möjliggöra för att slutkunder kan delta i marknaden och därmed få ökat värde av ett lokalt energilagrar. Man konstaterar att laststyrning och att aggregera last är lagligt i Sverige. Däremot finns det ett behov att tydligare definiera vilken roll och vilket ansvar som vilken aktör bör ta, framförallt gällande balansansvar. Detta skulle underlätta för aggregatorrollen och samtidigt minska riskerna för de olika aktörerna på marknaden (SEDC, 2014).

Rapporten föreslår även att reglerna på NordPool ändras för att medge kunddeltagande i marknaden för kringtjänster för elnät. Laststyrning skulle inte klara av de produktkrav som finns för primär-, sekundär- och tertiärregleringen, eftersom allt för stora volymer krävs.

Teknologier för energilager

I en sammanställning från SBC Energy Institute (2013) ges en god sammanfattning av vilka typer av energilager som finns tillgängliga. I Figur 3 presenteras teknologierna och deras underliggande tekniker.



Figur 3: Batterier och underliggande tekniker (SBC Energy Institute, 2013, egen bearbetning)

Varje teknologi begränsas av sin underliggande kemiska eller fysiska karaktär, vilket resulterar i egenskaper som passar för olika applikationer. Dessa egenskaper är främst effekt- och energidensitet, livslängd/cykelliv, effektivitet samt responstid. Varje tekniks för- och nackdelar sammanfattas i Figur 4, tillsammans med en summering av vilka applikationer som varje tekniks egenskaper är bäst lämpade för.

| TEKNOLOGI | FÖRDELAR | NACKDELAR | APPLIKATION |
|------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| PUMPKRAFT (PHS) | Storskaligt, effektivt, kommersiellt | Beroende av lämplig site och vatten, låg energidensitet, miljöpåverkan | Power fleet optimization, Black-start services, Intermittent balancing |
| TRYCKLUFT (CAES) | Kostnadseffektivt, storskaligt, skalbart | Låg energidensitet, kräver upphettning av luft (naturgas), få naturliga utrymmen för lagring | Power fleet optimization, T&D deferral, Black-start services, Intermittent balancing |

| | | | |
|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| SVÄNGHJUL (FWS) | Effektdensitet, effektivt, skalbart | Kostnad, låg energidensitet | Power Quality, Black-start services, Intermittent balancing |
| SALTBASERAT (MSES) | Kommersiellt, storskaligt, låg kostnad | Främst för termiska solkraftverk (CSP), får ej frysa, frätande | Intermittent balancing |
| SUPERKONDENSATOR (SC) | Effektdensitet, responstid, effektivt | Låg energidensitet, hög kostnad, spänningsförändringar | Power quality, Black-start services, intermittent balancing |
| SUPRALEDANDE MAGNETER (SMES) | Effektdensitet, responstid, effektivt | Låg energidensitet, hög kostnad, ej kommersiellt | Power quality, Black-start services, Intermittent balancing |
| NaS-BATTERI | Effektivt, hög energi- och effektdensitet, kommersiellt | Säkerhet, kräver konstant upphettning, lägre urladdningshastighet | T&D deferral, Black-start services, Intermittent balancing, Power fleet optimization, Power quality |
| LITIUMBATTERI | Effektivt, hög energi- och effektdensitet, kommersiellt i andra applikationer | Hög kostnad, säkerhet | T&D deferral, Black-start services, Intermittent balancing, Power fleet optimization, Power quality |
| FLÖDESBATTERI | Effekt och energi kan dimensioneras oberoende av varandra, skalbart | Hög kostnad, ej kommersiellt | T&D deferral, Black-start services, Intermittent balancing, Power fleet optimization, Power quality |
| SYNTETISK NATURGAS (SNG) | Hög energidensitet, kan använda befintlig infrastruktur | Låg effektivitet, hög kostnad | Intermittent balancing, T&D deferral, Power fleet optimization |
| VÄTGAS | Hög energidensitet, flexibel energibärare | Låg effektivitet, hög kostnad, säkerhet | Power quality, Intermittent balancing, Power fleet optimization, Black-start services |

Figur 4: Genomgång av teknologiers för- och nackdelar samt användningsområden (SBC Energy Institute, 2013, egen bearbetning)

Avgränsning bland teknologier

I denna analys koncentreras diskussionen runt elektrokemiska lager såsom exempelvis natrium-svavelbatterier, litiumjonbatterier samt flödesbatterier. Skälet är att det är inom detta teknikområde som den särklassigt största utvecklingen sker och det är även här man finner teknologier som lämpar sig för såväl småskaliga som storskaliga lösningar. Marknadsutvecklingen visar att av dessa teknologier har litiumjonbatterier den särklassigt största marknadspotentialen. Jämfört med andra elektrokemiska lagringsteknologier har litiumjonbatterier även lägst omvandlingsförluster, vilket kan

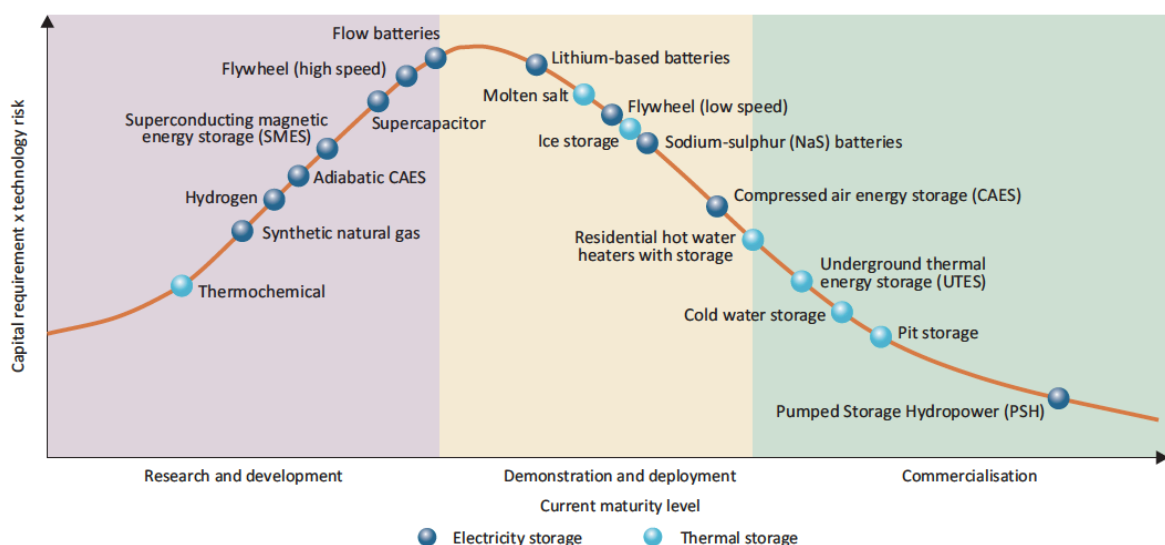
spela stor roll för lönsamheten i applikationer med många korta cykler. Även bland övriga teknologier finns intressanta tillämpningar, men för många av dem krävs betydande utveckling av tekniken och/eller kraftiga reduktioner av kostnaden. Andra teknologier är redan till viss del kommersiella eller står i begrepp att bli, men bedöms vara mindre intressanta för den svenska marknaden eller intressanta endast för mindre nischer. Elektrokemiska lager bedöms vara den teknologi som har bredast applikationsområde, vara tillräckligt kommersiella och ha gynnsammast kostnadsutveckling på kort och medellång sikt samtidigt som de tekniska utmaningarna förefaller vara hanterbara.

Följande faktorer är viktiga att beakta för de aktuella teknologierna:

- **Teknikmognad:** En ny teknologi har generellt en större potential till förbättrade prestanda och kostnader, men samtidigt en större osäkerhet i kostnadsuppskattning.
- **Skalbarhet:** Har tekniken skalfördelar alltså ger större anläggningar en lägre specifik kostnad per enhet. Detta är av stor betydelse om man ska bedöma vem och hur investeringar kommer att ske. Ett klassiskt exempel på detta är inom förnybar där vindkraft har mycket stora skalfördelar vilket driver utvecklingen mot stora turbiner och stora anläggningar. För solpaneler är skalfördelen mycket liten, vilket innebär att en stor anläggning producerar för nästan samma kostnad som en liten. Detta har lett till att en mycket stor andel av investeringarna sker i relativt små lokala anläggningar. En liknande utveckling kan förväntas inom energilagringssområdet.
- **Kostnadsutveckling:** Här är det mycket viktigt att se vilka teknologier som har skalfördelar i produktion. Ökade volymer leder ofelbart till lägre kostnader och i många fall så är det inte tillämpningar inom smarta elnät som i dagsläget driver volymer utan helt andra tillämpningar som elfordon.
- **Marknadsutveckling:** Hur kommer marknaden att utvecklas för olika batteriteknologier då det gäller elektriska lager för smarta nättillämpningar.

Teknikmognad

Teknikmognad har beskrivits i många dokument. Ett exempel är IEAs "Technology Roadmap for Energy Storage" (2014) där Figur 5 presenteras.



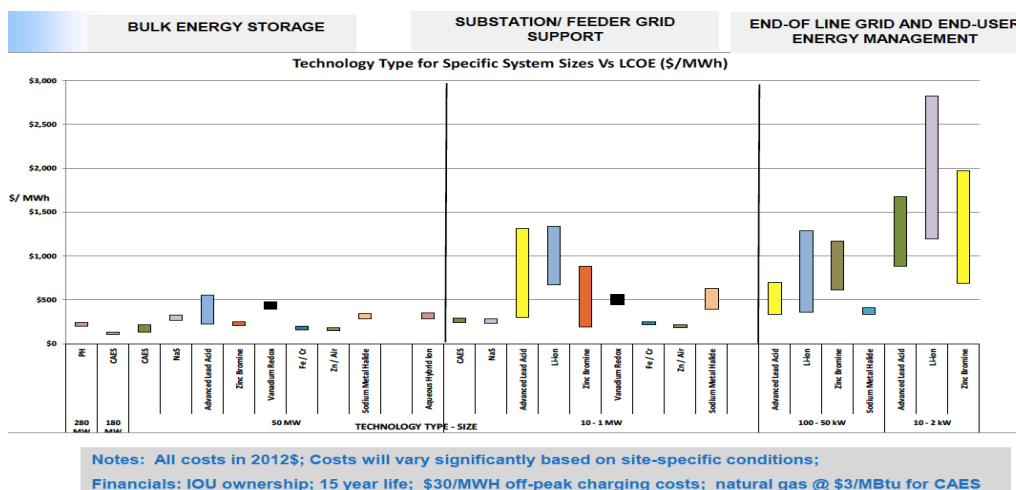
Figur 5: Teknikmognad för olika energilagringsteknologier (IEA, 2014)

Det finns dock ett problem med denna typ av analys då den helt utgår från mognadsgrad inom tillämpningar för smarta elnät. Det leder exempelvis till att litiumjonbatterier beskrivs som en relativt omogen teknik i jämförelse med NaS-batterier. Verkligheten är att litiumjonbatterier utanför smarta elnät har en mycket stor kommersiell marknad med mycket stora produktionsvolym, medan NaS-batterier fortfarande bara kan hittas i demonstrationsprojekt och tillverkningen är mycket begränsad. Denna faktor har sedan stor betydelse om man ser till kostnadsutveckling för olika teknologier.

Skalbarhet

Med skalbarhet menas att för vissa teknologier innebär ökad enhetsstorlek att kostnaden per enhet sjunker. Detta är fallet för bland annat vindkraft där en stor vindturbin har en betydligt lägre kostnad per kW än en liten vindturbin. Det kan för vindturbiner handla om 5-10 gånger lägre kostnad för en MW-klass-turbin än en kW-klass-turbin. Även för energilager kan man se att olika teknologier uppvisar skillnader i skalbarhet.

En studie från EPRI (2010) visar bland annat att vissa teknologier i princip endast passar i storskaliga tillämpningar medan andra teknologier kan uppträda inom flera storlekssegment. Av speciellt intresse är litiumjonbatterier som finns dels i småskaligt utförande (2-10 kW), dels i mellanstort utförande (50-100 kW) och slutligen i stort utförande (1-10 MW). Av Figur 6 framgår att det är stor kostnadsspridning samt att de mellanstora anläggningarna förefaller nå den lägsta kostnaden. Men framför allt är det liten skillnad i specifik kostnad vid olika anläggningsstorlek. Förklaringen är att även de små anläggningarna är uppbyggda av ett stort antal små battericeller och i dagsläget är dessutom de riktigt små cellerna billigast per kWh då de tillverkas i mycket stora serier. Mer om detta i avsnittet om kostnader.

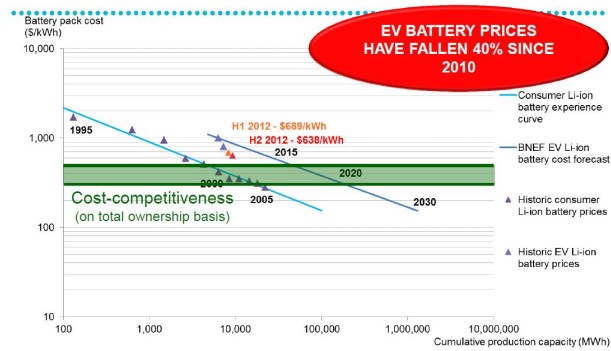


Figur 6: Kostnadsspridning (LCOE) för olika storlekar på energilager (EPRI, 2013)

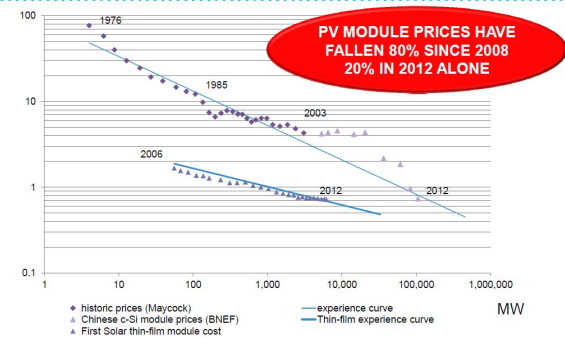
Kostnadsutveckling

För lokala energilager används i stort sett uteslutande litiumjonbatterier. Kostnadsutvecklingen för dessa batterier har även varit mycket gynnsam och i själva verket har kostnaderna minskat snabbare än man tidigare räknade med. Skälet till detta är att tillverkningsvolymerna som drivs av andra tillämpningar som bärbara datorer, telefoner och elfordon, har ökat mycket snabbt. Kostnadssänkningarna har hittills framför allt drivits av ökade volymer på samma sätt som vi sett hända för solpaneler. Priserna har i båda fallen minskat med ca 20 % per år, vilket illustreras i Figur 7.

LITHIUM-ION BATTERY EXPERIENCE CURVE



PV EXPERIENCE CURVE, 1976-2012
2012 \$/W

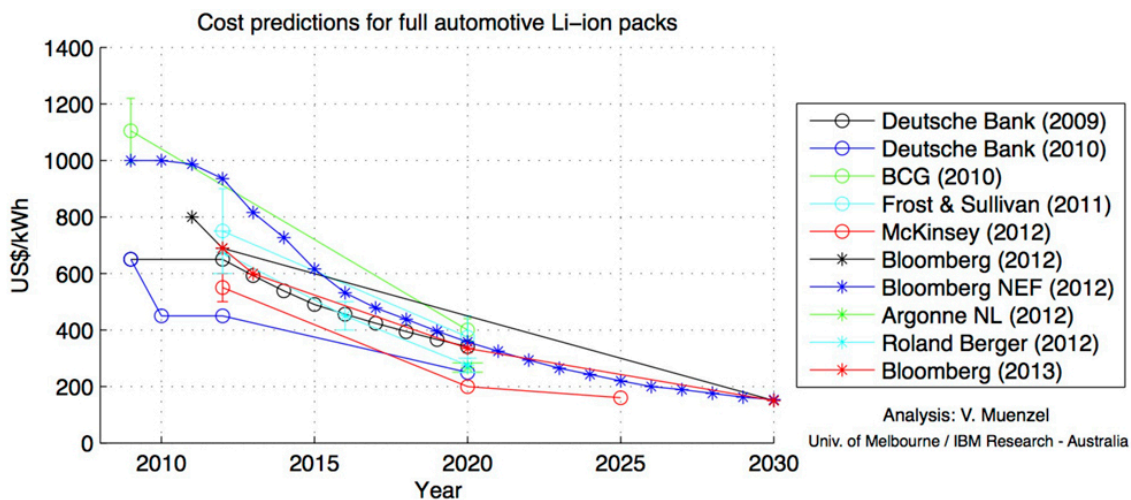


Bloomberg // MICHAEL LIEBREICH, Delhi, 17 April 2013 TWITTER: @MLiebreich 15 Bloomberg // MICHAEL LIEBREICH, Delhi, 17 April 2013 TWITTER: @MLiebreich 8

Figur 7: Kostnadsutvecklingen för Litiumjonbatterier och solceller (Liebreich, Bloomberg New Energy Finance, 2013)

Det är en utmaning att förutsäga den framtida utvecklingen. Det säkraste svaret kan man få genom att studera de förutsägelser som görs för fordonsbatterier, som har mycket stora likheter med batterier för hemmet i storlek och prestanda.

Figur 8 visar den förväntade prisutvecklingen för fordonsbatterier som gjorts av flera aktörer. Det ger ett gott underlag för antagandena om utveckling av batterilager för hembruk. Av denna figur framgår att utvecklingen mot lägre priser inte kommer att upphöra 2016 utan tvärtom fortsätta mot ytterligare prissänkningar.



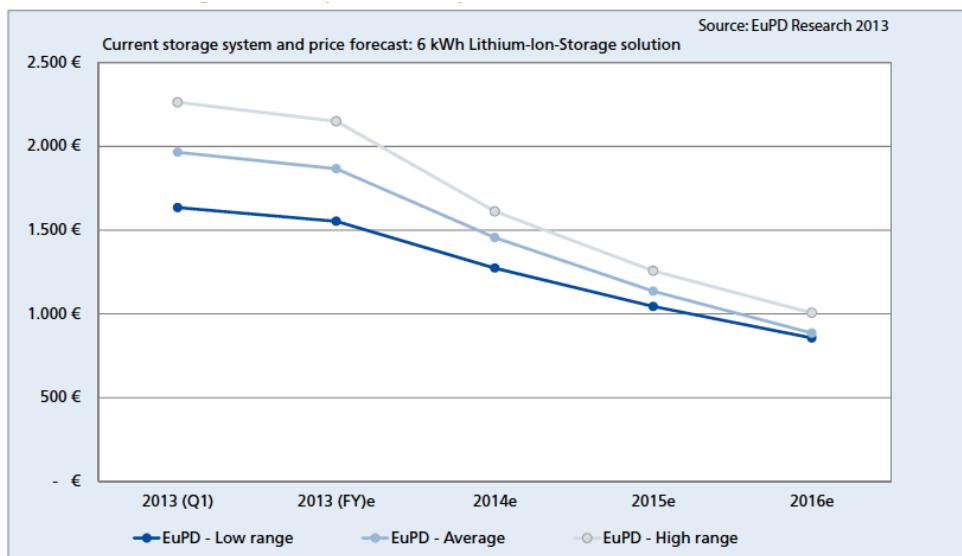
Figur 8: Kostnadsprognos för Litiumjonbatterier till elbilar (sammanställning av V. Muenzel för Business Spectator, 2014)

Den faktiska kostnadsutvecklingen för batterier till elfordon har snarast varit ännu gynnsammare än beräknat. Ett exempel är att Nissan nyligen gick ut och erbjuder ersättningsbatterier till sin elbil LEAF för 5 500 USD. Batteriet är på 24 kWh och priset motsvarar således en batterikostnad på endast 230 USD/kWh. Detta är väsentligt under dagens marknadspris men kan förklaras av att utbytesmarknaden ligger cirka 5 år fram i tiden (batterierna i bilarna har en garanti på 8 år) och priset har därför anpassats till förväntat pris snarare än aktuellt dagspris. Men det ger stöd för att man inom branschen tror på kraftiga prissänkningar. Det finns även andra biltillverkare som annonserat kostnader för utbytesbatterier i nivå med de priser Nissan erbjuder.

Dessa priser avser enbart batteripaketet och för ett hemlagringssystem tillkommer kostnader för omformare, automatik m.m. En avgörande skillnad, jämfört med batteripaket för fordon, är dock att

ett batteripaket för lagring i hemmet eller i större fastigheter inte behöver uppfylla samma tuffa krav som finns inom fordonsindustrin. Det gäller exempelvis krav på vibrationer, korrosion, temperaturlåghet med mera. Sammantaget bör priset för ett batteripaket för lagringsapplikationer i hemmet vara lägre än motsvarande paket för fordon. En enkel tumregel för att uppskatta hela systempriset för ett hemlagringssystem inklusive kringutrustning är att dubbla batteripriset. I fastigheter där en solcellsanläggning finns installerad, finns redan viss kringutrustning som batterilagret kan använda. Detta innebär att dessa fastigheter sannolikt kan nå lägre priser, vilket gör det sannolikt, även av andra skäl, att det är i dessa fastigheter som man först kommer att få se lagringssystem i skarp drift.

Figur 9 illustrerar faktisk och förväntad kostnadsutveckling per kWh för ett komplett system för småskalig lagring i hemmet (EuPD Research, 2013). Kurvan visar att det finns en viss eftersläpning i kostnad jämfört med batterier för fordon som i dag kostar ungefär 400 €/kWh och ett komplett system borde alltså i dag kosta 800 €/kWh. Det är det pris man förväntar sig för hemlagringssystem år 2016 vilket är en rimlig eftersläpning givet att det ännu handlar om relativt små volymer för hemlagringssystem. Man kan därför förvänta sig att hemlagringssystem kommer att fortsätta att sjunka med cirka 20 % per år även bortom 2016 och det skulle innebära ett pris på under 400 €/kWh år 2020.



Figur 9: Prognos för pris på Litiumjonbatterier (EuPD Research, 2013)

Marknadsutveckling

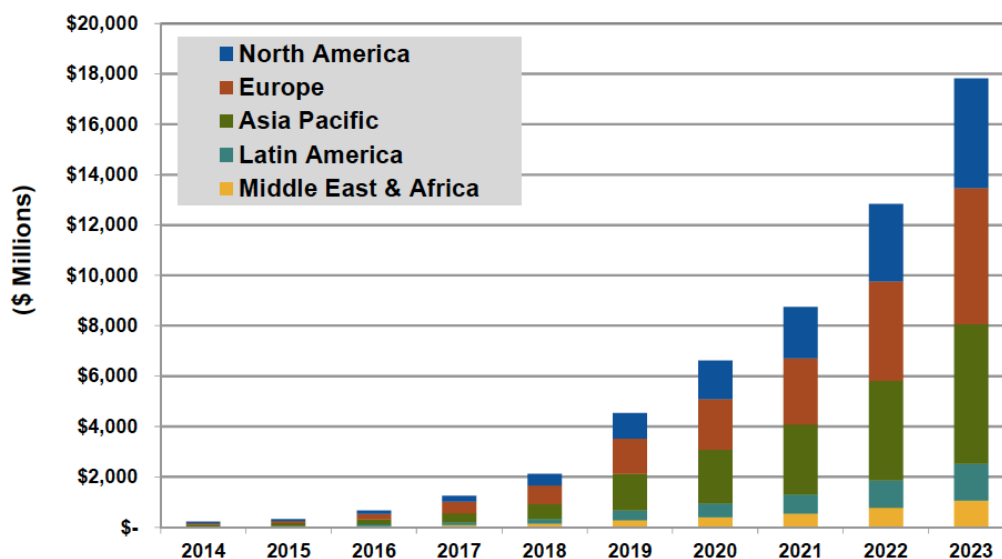
Energilager får en ökad roll i energisystemet. De främsta skälen till detta är:

- Ökad andel variabel kraftproduktion
- Ökad handel med el ger ökad variabilitet
- Förändringar i förbrukningsmönster t.ex. genom introduktion av elfordon som skapar såväl möjligheter som utmaningar för elsystemet.

Energilager har länge omtalats som nyckelkomponent i energisystemet, men hittills har mycket begränsade investeringar gjorts, framför allt i elektriska energilager. Skälen har främst varit höga kostnader.

Men nu håller det på att hända saker och enligt vissa utredningsinstitut har tiden kommit för storskalig implementering av elektriska energilager. Enligt en nyligen genomförd marknadsanalys av IHS (2013) kommer marknaden formligen explodera och år 2017 kommer 6 GW energilager installeras årligen, en siffra som kommer att öka till 40 GW till år 2022. Detta kan jämföras med en installationstakt på 0,34 GW per år 2012 och 2013.

Men även andra marknadsanalytiker tror på en kraftig ökning av energilager. Navigant Research skriver i en studie från 2014 om battericeller för "Utility-Scale Storage" och den förväntade tillväxten är imponerande 63 % per år. Figur 10 visar den årliga marknaden för batterilager, som spås uppgå till omkring 18 miljarder USD år 2023.



Figur 10: Årlig intäkt av batterier för olika applikationer, uppdelat per region (Navigant Research, 2014)

Sammanfattning

I tidigare kapitel har det konstaterats att litiumjonbatterier förväntas dominera marknaden för elektrokemiska energilager, framför allt i hemmiljö, och det kan därför vara intressant att titta lite framåt på vilken utveckling man kan se förutom de rena kostnadssänkningar som drivs av ökade produktionsvolymerna. Marknaden drivs i ökad grad av de ökade behoven från elfordon och det är därför relevant att titta på den förväntade teknikutvecklingen inom denna sektor.

De stora tillverkarna av batterier och elfordon har publicerat planer på batteriutveckling som ger en god inblick i de närmaste årens utveckling. Ett exempel på dessa planer är från Samsung SDI som i dag är världens största tillverkare av litiumjonbatterier. De räknar med att redan år 2019 kunna tillverka batterier med en energitäthet på 250 Wh/kg, något som skulle ge en elbil en räckvidd på 300 km (Samsung SDI, 2012).

Även andra tillverkare som sydkoreanska LG Chem har annonserat att man redan 2016 kommer med en ny generation litiumjonbatterier med fördubblad energitäthet och halverad kostnad.

Sammanfattningsvis är det mycket troligt att det inte kommer att ske några tekniska revolutioner för litiumjonbatterier de närmaste fem åren. Däremot tyder mycket på att priserna kommer att falla kraftigt ned mot under 200 USD/kWh samtidigt som energitätheten kommer att fördubblas.

Regelverk för energilager

Svenska regelverk

Elnätsägaren som ägare av energilager

Grundprincipen för en elnätsverksamhet är enligt ellagen att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el. Men för att göra detta på ett säkert och långsiktigt sätt behöver nätverksamheten även innebära en del andra aktiviteter.

”Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av anläggningar, mätningar och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet.” (Ellagen 1. Kap 4§)

I begreppet ”annan verksamhet” skulle därmed energilager kunna ingå, vilket betyder att elnätsägare får använda energilager om det behövs för att driva elnätet. En utmaning som då följer är det faktum att elnätsägare inte får bedriva produktion eller handel med el. Detta innebär alltså att el till energilagret inte skulle få köpas. Det finns två undantag som tillåter nätägare att producera el och det är om produktionen uteslutande är avsedd att täcka nätförluster eller om produktionen sker tillfälligt i syftet att ersätta utebliven el vid elavbrott. Det finns även två undantag som tillåter nätägare att handla med el, och det är om handel av el sker för att täcka nätförluster eller om en flaskhals uppstår och ett ”motköp” krävs. Motköpet innebär att nätinnehavaren skapar utrymme för överföringen genom att förmå någon annan som är ansluten till nätet att öka sin inmatning eller minska sitt uttag. Det framgår inte av ellagen om handeln, produktionen eller motköpet måste göras vid samma tidpunkt som elen används för att täcka nätförlusterna.

Även om själva lagringen inte nödvändigtvis ger några minskningar i elförluster, på grund av omvandlingsförluster, kan kostnaderna för att täcka upp förlusterna bli mindre. Värt att notera är att en minskning av driftskostnader skulle kunna leda till minskning av intäktsramen, vilket inte är detsamma som att en förbättring av nätbolagets ekonomi (Elforsk, 2012). Nätägare som äger energilager behöver inte skatta på eventuella förluster som uppstår i samband med omvandling och användning av energilagret.

Sammanfattningsvis innebär detta regelverk att den som bedriver elnätsverksamhet får äga ett energilager men har väldigt begränsade möjligheter att använda det om det inte är för det allra nödvändigaste för elnätsverksamheten, det vill säga för att täcka nätförluster eller att tillfälligt ersätta utebliven el vid elavbrott. Detta innebär att ett svenskt nätföretag som äger ett energilager bara kan tillgodoräkna sig vissa av lagrets potentiella nyttor, vilket sannolikt inte är tillräckligt för att energilagret ska vara en intressant affär.

För att energilager framöver ska kunna tänkas bli en affär som ger nätägaren större möjligheter behövs justeringar på ett par ställen i Ellagen göras. Dels behöver nätägaren få tillgodoräkna sig delar av investeringen i kapitalbasen. Sedan behöver möjligheten för fler användningsområden öppnas, detta genom att regeln om handel med el och egen produktion av el inte ska begränsas till att enbart täcka nätförluster eller täcka upp för elavbrott.

Annan ägare av energilager

Om inte elnätsföretaget själv äger det energilager som ska användas för att effektivisera nätverksamheten kan nätägaren köpa tillämpningen från en tredjepartsaktör som äger energilagret.

Detta köps då som tjänster och kostnaderna får räknas in som driftskostnader för nätföretaget och ingår i deras intäktsram.

I det fallet att aktören som säljer nättjänsten inte är balansansvarig och säljer elen till slutanvändare behövs avtal med en balansansvarig. Värt att notera är att om företaget som äger energilagret även förbrukar el så kommer energiskatten till på all el som lagras, samt på förlusterna i omvandlingen till och från lagret. Liksom vid egen mikroproduktion av el, finns ingen möjlighet till nettodebitering. Denna modell kan begränsas något av att nätföretaget inte får diskriminera kunder. Detta betyder att ett företag som opererar ett energilager måste betala samma nättariff och anslutningsavgift som andra kunder i samma område (Elforsk, 2012). Detta betyder att de betalar nättariff för distributionen av el till energilagret och inte får tillbaka kostnaden när de säljer elen. På så sätt blir nättariffen enbart en kostnad som den som opererar energilagret behöver täcka med intäkterna genom andra applikationer.

Aggregerade förbrukare och lager

Om det finns flera kunder som har flexibla laster, men som inte själv handlar med el kan dessa samlas ihop och hanteras av en Aggregator. Även flexibel småskalig produktion såsom solkraft eller vindkraft inkluderas i denna sortens handel, samt den flexibla last och produktion som ett energilager innebär. Aggregatorn skulle kunna delta både på spot- och balansmarknaden och göra arbitragevinster genom att utnyttja de prisvariationer som finns.

Det finns en utmaning som tillkommer med aggregatrollen, eftersom den berör både spot- och balansmarknaden. Om en aggregator vid försäljning lägger ett bud på spotmarknaden och det blir accepterat kommer de aggregerade lasterna att minska enligt budet. Kunderna med de flexibla lasterna köper dock sin el från en elleverantör som har balansansvar, som i sin tur då kommer få en avvikelse jämfört med prognosen. Vid ett sådant tillfälle kommer elleverantören att behöva ersätta Svenska Kraftnät för det underskott som skapas i förbrukning, och straffas på så sätt av att de flexibla lasterna styrs med kort varsel.

En anledning till att fler kunder inte styr sina laster idag är att det i de flesta fall inte lönar sig att sänka sitt effektuttag. Om några kunder inom ett område trots det skulle vilja styra sina laster mot mindre effektuttag begränsas detta av att elnätsföretaget inte får behandla kunder olika och kan därför inte tillåta enbart några kunder att ha effektbaserad prissättning.

Internationell utveckling av regelverk och marknad

Ett mycket stort antal studier har gjorts för att påvisa värdet av elektriska energilager och genomgående påpekar man den ökade roll som elektriska energilager har i ett elproduktionssystem med ökad andel förnybar energi. Med den bakgrunden är det slående hur få faktiska initiativ som tagits för att stimulera införandet av energilager. I många fall är regelverken direkt hämmande för energilager. Det gäller exempelvis det faktum att det finns begränsningar i möjligheterna att ens äga energilager för TSO:er och framför allt DSO:er.

En studie nyligen genomförd i Storbritannien har på ett förtjänstfullt sätt tagit upp det faktum att energilager, till skillnad mot förnybar energi inte får något som helst stöd. Därför har man som en av sina viktiga rekommendationer påpekat att energilager beträffande stödsystem bör "behandlas minst lika förmånligt som förnybar energi". Man har ingen färdig rekommendation för hur det ska gå till, men har gjort sammanställningen i Figur 11 över vad som faktiskt har implementerats i världen

beträffande direkta stödsystem. Det kan konstateras att få länder hittills har tagit några konkreta steg mot att stödja energilagring.

| | Action | Timescale |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| California | State mandate for utilities to procure 1325 MW of storage by 2020 | Announced October 2013 |
| Puerto Rico | New renewable generation must include 30% of capacity as storage | Announced December 2013 |
| Japan | Government subsidies for homeowners and companies to install batteries and solar, paying for up to 2/3 of the purchase price | Announced in March 2014, aiming for 100 MW to be installed in 2014, representing \$98 million |
| China | The current Five Year Plan forecasts 25 GW of storage for windpower | Announced October 2011 |
| South Korea | Revision of electricity rates to encourage storage | Announced September 2013. If necessary energy storage mandates will be implemented |
| Germany | Subsidy for 30% cost of storage associated with PV | Announced May 2013, total subsidy €25 million ENWG removes network usage fees for new storage |
| Italy | 75 MW of batteries for use in transmission and distribution by 2015 | TSO and DSO authorised to use batteries under certain conditions |

Figur 11 Olika länders policys, mandat och incitament för att öka antalet energilagringsprojekt (The Electricity Storage Network, 2014)

Nedan följer en närmare genomgång av några av dessa marknader som bakgrund till rekommendationer för Sverige.

Kalifornien

I Kalifornien har ansvaret lagts på kraftbolagen att se till att det till 2020 installeras 1 325 MW lagringskapacitet. Värt att notera är att kravet bara uttryckts i effekt. Det finns således inget krav på energilagringens förmåga. Skälet sägs vara att kraftbolagen själva bör inse hur stor energi man ska installera för att lagren ska skapa verklig systemnytta. Däremot finns en mycket utförlig rapport från EPRI (2013) som bakgrund till beslutet. En slutsats i den rapporten är att det generellt är mest intressant med energilagring för effektbalansering vilket kan ha påverkat utformningen av systemet.

Det är tydligt att det finns ett betydande industriellt intresse för energilagring i Kalifornien. Det är nämligen hemmaplan för elbilstillverkaren Tesla med huvudägaren Elon Musk som tillika är styrelseordförande i SolarCity, USA:s största aktör inom solenergi. Tesla har i samband med planerna på att bygga två stora batterifabriker i USA deklarerat att man även kommer att satsa på marknaden för stationär lagring. Mer om detta i avsnittet om Japan.

Kalifornien har sedan 2001 haft incitamentprogram för egenproduktion av el som kallas "The Self Generation Incentive Program". Programmet, med huvudsyfte att bidra till minskat utsläpp av växthusgaser, är nu inne i en förlängd fas mellan 2011 och 2015. Programmets årliga budget är på 77 MUSD och ska fördelas med 75 % till förnybara energilag och nya teknologier och 25 % till konventionell kraftvärmeteknologi. Sedan 2014 ingår även energilagring i programmet och incitament på 1,62 USD/W utgår till den som "producerar" el via sitt energilagring. Om energilagret är tillverkat i Kalifornien utökas incitamenten med 20 % (Self-Generation Incentive Program, 2014).

Japan

I Japan infördes så sent som mars 2014 ett stödsystem som är direkt riktad mot litiumjonbatterier på minst 1 kWh i hemmiljö. Bakgrunden är de cirkulerande avbrott som förekom efter Fukushima och

som skapade ett akut behov av reservkraft i hemmen. Många människor såg sig tvungna att investera i energi och staten bidrar med detta stödsystem delvis för att lätta denna ekonomiska börda. Därför några anmärkningsvärda punkter i programmet:

- Stödnivån är anmärkningsvärt hög 2/3 av priset
- Programmet riktar sig direkt till litiumjonbatterier och mot slutanvändare
- Mycket kort program, medel är bara anslagna för 2014 och programmet är begränsat till 10 miljarder yen eller cirka 700 MSEK

Satsningen gäller litiumjonbatterier tillsammans med mikroproduktion av sol.

Samtidigt storsatsar Panasonic på en batterifabrik, så kallad "Gigafactory", i USA tillsammans med Tesla. Enligt överenskommelsen ska Panasonic tillverka cylindriska litiumjonceller som Tesla sedan ska montera ihop till moduler och huvudsakligen använda i sina eldrivna bilar.

Ambitionerna för "Gigafactory" är klart spektakulära och innefattar även stationär lagring. Enligt planerna ska fabriken kunna tillverka 35 GWh battericeller och 50 GWh batteripaket per år från och med år 2020. Fabriken kommer att sysselsätta 6500 personer. Värt att notera är att produktionskapaciteten är i paritet med den totala produktionskapaciteten i världen idag. Men Tesla och Panasonic är inte ensamma om att planera för stora produktionsökningar, flera konkurrenter har liknande ambitioner.

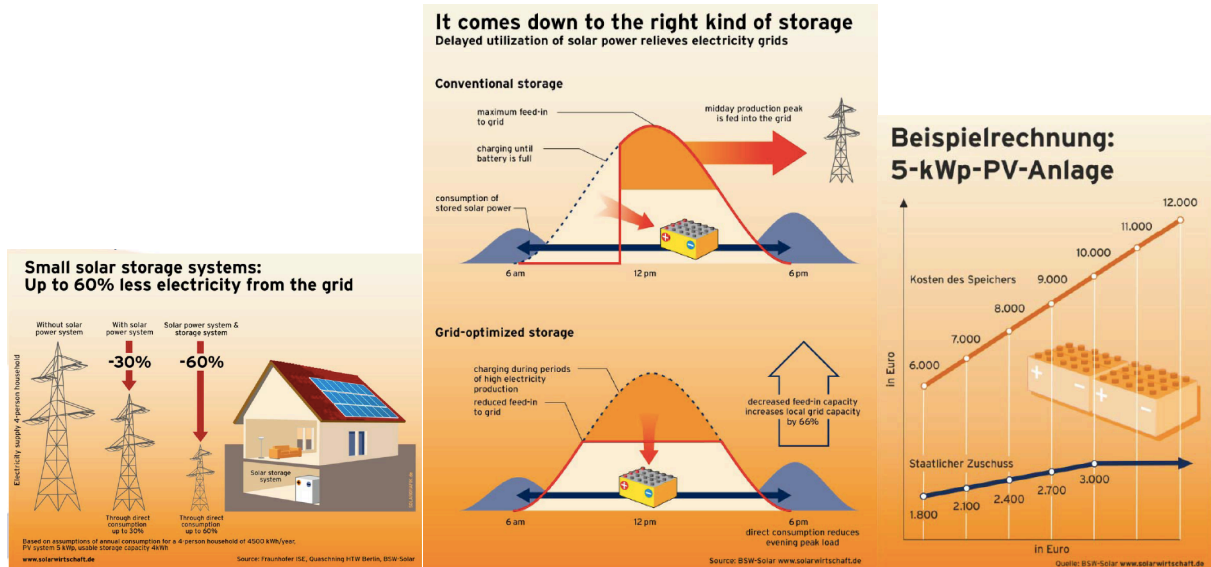
Det finns mycket som tyder på att det japanska stödprogrammet för energilagring i hemmet är direkt riktat mot att stödja de japanska batteritillverkarna i deras satsning på att ta ett grepp på marknaden för stationär lagring i USA och sedan globalt.

Tyskland

I flera länder och områden med stor andel elproduktion med lokala solpaneler har man uppmärksammat den roll lokala elektriska lager kan komma att spela tillsammans med dessa. Kombinationen av lokal elproduktion och lokal lagring löser många av problemen med variabiliteten i elproduktionen. Det man främst siktar in sig på är att en större andel av den el som produceras lokalt även ska förbrukas lokalt. Med ett dygnslager kan andelen lokalproducerad el ökas väsentligt.

För att stimulera till installation av lokala energilager har man i Tyskland infört ett stödsystem för lokala energilager där man får 30 % subvention upp till nivån 3000 €. Syftet med det tyska stödet till energilager förefaller vara att öka självkonsumtionen. Genom att Tyskland har mycket generösa feed-in-tariffer kan staten "tjäna igen" en del av stödet via minskade kostnader för feed-in-tarifferna. Den ökade självkonsumtion som batterilagret medger leder till minskad utmatning av el till elnätet, med färre producerade kWh som kan tillgodoräkna sig feed-in-tariffen som följd.

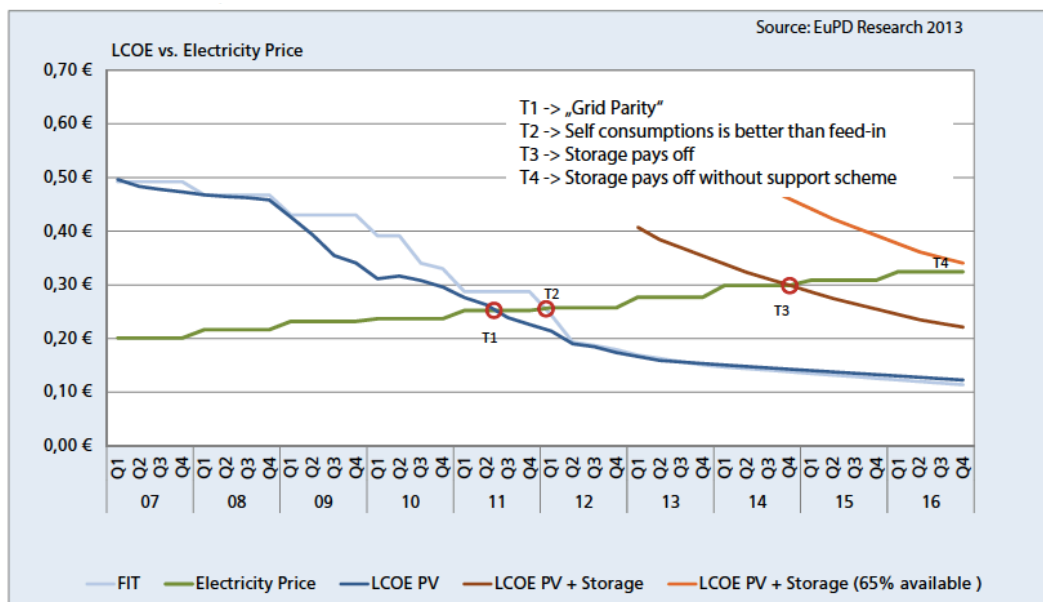
Beräkningar visar att med ett måttligt stort batterilagret kan självkonsumtionen öka från cirka 30 % av energianvändningen till runt 60 % av energianvändningen.



Figur 12: Energilagring i hemmet (BSW, 2013)

Även för den enskilde konsumenten är det mer lönsamt att konsumera den lokalproducerade elen lokalt då man slipper betala nätavgift och skatter. För tyska förhållanden är det med dagens stödsystem och dagens kostnader för batterisystem lönsamt att installera batterisystem tillsammans med solpaneler.

En intressant sammanställning av förväntad utveckling av kostnad för el från nätet, solpaneler och batterilager visar följande:

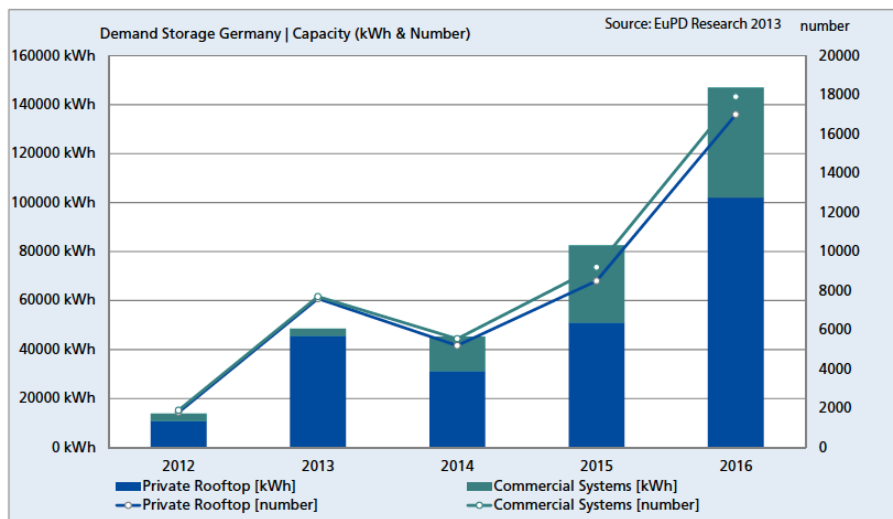


Figur 13: Elprisets påverkan på LCEO för PV och energilager (EuPD Research, 2013)

Notera att med den kostnadsutveckling som man haft på solgenererad el så inträffade "grid parity" i Tyskland under 2011 (T1) och kort därefter blev det mer lönsamt att använda all egenproducerad el i stället för att sälja tillbaka till nätet (T2). I slutet av 2014 beräknas det bli lönsamt med eget batterilager med gällande stödsystem (T3) och kostnader för batterilager och redan i slutet av 2016 skulle batterilager vara lönsamma utan stöd (T4). Tanken med det tyska systemet är således att

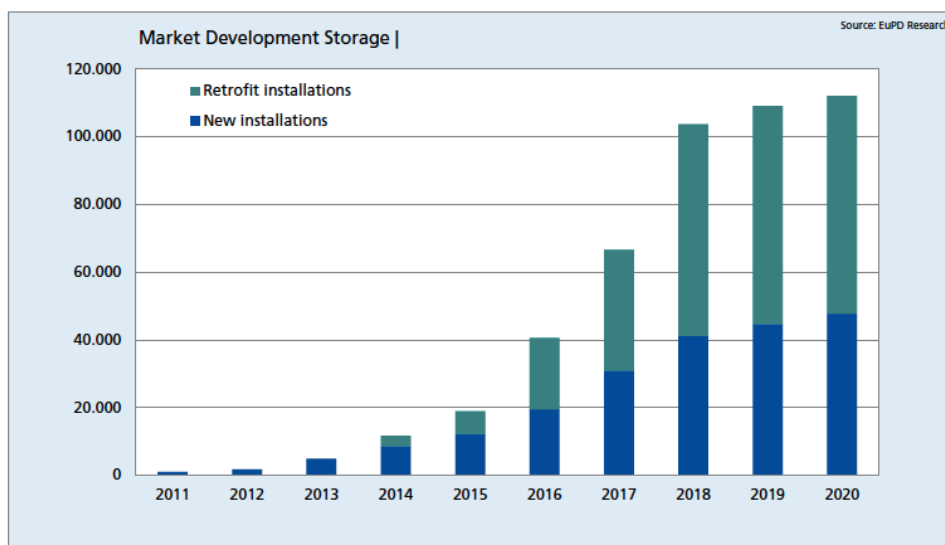
skynda på utvecklingen med lokala batterilager men att stödsystemet ska kunna avvecklas inom några år.

Stödsystemet i Tyskland infördes 2013 och har gett en omedelbar effekt på försäljningen av batterisystem. Under 2013 såldes batterisystem med en total lagringskapacitet på knappt 50 000 kWh, fördelat på ca 6 000 system. Tyskland leder därmed den globala utvecklingen av lokala batterilager. Den lilla nedgång som prognostiseras 2014 är baserad på att installationer av solpaneler sannolikt minskar något till följd av en kraftig sänkning av feed-in-tariffen. Med batterilager blir feed-in-tariffen mindre viktig men utvecklingen av det totala elpriset för konsumenter är fortsatt en nyckelfaktor.



Figur 14: Pris på energilagring och utveckling av efterfrågan i Tyskland (EuPD Research, 2013)

Marknadsprognoserna längre fram i tiden pekar på en mycket kraftig ökning som även innefattar existerande solcellsanläggningar. Observera att siffrorna avser den årliga marknaden och inte ackumulerad marknad, som 2020 beräknas vara ca 500 000 enheter.



Figur 15: Marknadens utveckling för energilagring (EuPD Research, 2013)

Storbritannien

Storbritannien har gjort en rapport om det framtida energisystemet, "Pathways for energy storage in the UK", som är intressant för Sverige (Centre for Low Carbon Future 2050, 2012). Man pekar mycket tydligt ut en samverkan mellan el och värmelager som ett vinnande koncept. Rapporten visar på ett tydligt scenario som innehåller "Electrification of Heat" det vill säga att man gör en kraftig satsning på att övergå från gas till el för uppvärmning.

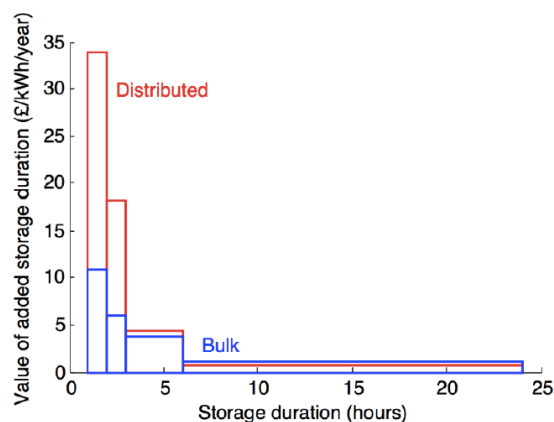
Trenderna pekar på att andelen hushåll med elektrisk uppvärmning i UK kommer att ligga mellan 13 och 20 %, och kommer öka ännu mer under de kommande 30 åren. År 2030 kommer andelen ligga mellan 18 och 33 % och år 2050 ända upp till 100 %, beroende på scenario.

Det intressanta är att man för detta scenario ser att värmelagring får en central roll för att klara systemet. Författarna räknar med att om 10 miljoner hushåll byter ut sina oljepannor till luftvärmepumpar (5 kWe peak load) skulle detta skapa en ytterligare efterfrågan på el på ca 50 GW. Men genom att på detta sätt kombinera elektrifiering av värmesystemet med värmepumpar med lokala värmelager så kan mellan 70 – 90 % av ökningen av effekttoppen undvikas. Översatt till svenska förhållanden där det redan finns en stor installerad bas av vätskeburna värmepumpar skulle det innebära att tillskottet till toppeffektbehovet i stort sett skulle kunna elimineras.

Det konstateras att energilager får en ökad betydelse för energisystemet men föreslås egentligen inga speciella regelsystem för att stödja energilager förutom att ge incitament för att kapa effekttoppar. Samtidigt är det önskvärt med mekanismer som gör det möjligt att ta tillvara flera nyttor för att öka värdet av lager (Centre for Low Carbon Future 2050, 2012).

En analys till Carbon trust beräknar att energilager kan ha en avgörande roll i elsystemet år 2030, även i jämförelse med back-up-generatorer och större flexibla laster (Imperial College, 2012). Nyttan med energilager finns genom hela värdekedjan från generering, transmission och distribution och det kommer därför bli en utmaning att hitta en specifik del av värdekedjan att uppnå tillräcklig avkastning på en investering i energilager.

I rapporten "Strategic value of the Role and Value of Energy Storage Systems in the UK Low Carbon Energy Future" finns ett intressant diagram som visar att det största värdet hos energilager ligger i korttidslager framför allt på distribuerad nivå (Energy Future Lab Imperial College London, 2012).



Figur 16: Värdet av energilager i förhållande till lagringstiden (Energy Future Lab Imperial College London, 2012)

Italien

I Italien ger man från reglermyndigheten AEEG stöd till energilager på tre sätt:

- 1) Man har i ett speciellt direktiv gett såväl TSO:er som DSO:er rätt att äga och operera energilager (Legislative Decree 01.06.2011 , n. 93)
- 2) Man ger 2% extra WACC under 12 år till energilagingsprojekt (ARG/elt Deliberation n.199/11, 29.12.2011)
- 3) Man ger speciellt stöd till pilotprojekt (ARG/elt Deliberation n.288/12, 12.07.2012 ("Energy Intensive" och ARG/elt Deliberation n. 43/13, 12.01.2013 ("Power Intensive"))

Alla stöd går till TSO och DSO och inget stöd finns för energilager hos slutanvändare. Detta har även resulterat i ett antal pilotprojekt.

Ett exempel på pilotprojekt är det som NEC Corporation driver i södra Italien där ett 2 MWh litiumjonbatteri testas på distributionsnätets nivå. Syftet är att utföra test av flera applikationer såsom att kapa effekttoppar, energibalans, elkvalité, spänningsreglering och frekvensreglering. Ytterligare ett liknande pilotprojekt genomförs med batterileverantören Saft där ett batteri med 2 MW/1 MWh kapacitet ska testas i ett distributionsnät.

Transmissionsbolaget Terna har baserat på pilotprojekten beslutat att gå vidare med investeringar i batterilager och man investerade under 2013 cirka 13 M€ i batterilager och planerar 2014 att investera ytterligare 120 M€. Huvuddelen av investeringar är baserade på litiumjonbatterier. De totala investeringsplanerna omfattar 300 M€ och man projekterar även ett 300 MW lager för 1000 M€ i södra Italien.

Enligt ett nytt regelverk (AEEG's 613/2013/R) ska energilager ses som produktionsanläggningar, men transmissionsbolaget Terna är undantaget och får därför äga lager. Utvecklingen i Italien går därför till skillnad mot de flesta andra marknader mot stora batterilager i transmissionsnätet och Terna kan i dag sägas vara ledande inom området stora batterilager.

Till detta ska läggas att Terna har ett separat bolag som arbetar med kommersialisering av energiteknik inte minst energilager. Man kan alltså även i detta fall se direkta kopplingar mellan regelverk, stöd och kommersialisering inom det egna landet.

En marknadsbedömning av Business Integration Partners (2013) sammanfattar marknaden för energilager i Italien:

- Marknadspotentialen för elektriska lager är nära 9 GWh till 2020, att jämföra med marknaden generellt för lager som uppskattas till 27 GWh.
- År 2018 kommer kostnaden för teknologin nå break-even (400 €/kWh) i applikationer för distributionsnät.
- Investerare kommer att investera mer än 2 miljarder Euro i elsystemet, men kommer kräva klara regelverk
- Nätparitet närmar sig för sol- och vindkraft och installationer av detsamma förväntas växa med 150 % till 2020. Detta kommer att innebära stora påfrestningar på elnäten om det inte finns tillräckligt med energilager som bidrar med balansering.
- Elektrokemiska batterier förväntas vara den bästa lösningen att hantera säkerhet och minimera förluster.

Man kan notera att Italien fortsatt ser ut att vara en stor marknad för energilager och att man ser elektrokemiska lager som den mest intressanta teknologin.

I Figur 17 finns uppgifter på vilket systempris för ett batterilager som krävs för att nå lönsamhet i olika applikationer och segment. Det bör påpekas att det gäller på den italienska marknaden med de regelverk och undantag som idag finns där.

| Segment | Application | System Power | Market size | EESS Break Even CAPEX |
|--------------------------|--------------------------------|-----------------|---------------|-----------------------|
| TSO | Congestion relief | 6 MW – 100 MW | 3 300 MWh | 264 €/kWh |
| TSO | RES Integration | 2 MW – 50 MW | 1 800 MWh | 360 €/kWh |
| TSO | Ancillary Services | 1 MW – 50 MW | 5 910 MWh | 295 €/kWh |
| Traditional Generation | TPP Dispatching | 10 MW – 100 MW | 2 900 MWh | 215 €/kWh |
| Traditional Generation | TPP Optimization & Time shift | 100 kW – 100 MW | 8 700 MWh | 56 €/kWh |
| RES Generation | RES Optimization & Integration | 90 kW – 12 MW | 3 100 MWh | 175 €/kWh |
| RES Generation | RES Dispatching | 700 kW – 12 MW | 2 800 MWh | 221 €/kWh |
| DSO | DSO Dispatching Management | 50 kW – 5 MW | 1 000 MWh | 384 €/kWh |
| DSO | DSO Peak Shaving | 90 kW – 3 MW | 2 040 MWh | 259 €/kWh |
| Total Market Size | | | 27 GWh | |

Figur 17: Break-even CAPEX för olika applikationer för energilager (Business Integration Partners, 2013, egen bearbetning)

Summering av utvecklingen av regelverk och marknad internationellt

Genomgången av den internationella utvecklingen av elektriska energilager leder fram till ett antal konstateranden nedan.

- Hittills har förhållandevis lite hänt inom området för energilager, men en kraftig ökning av marknaden förutses.
- Den mest drivande faktorn internationellt är behov av energilager som uppstår framför allt i samband med omfattande installationer av solpaneler för elproduktion.

- Det finns inga goda exempel ännu på affärsmodeller som tillåter att man aggregerar systemtjänster från många små användare och säljer vidare till marknadsaktörer eller systemansvariga.
- Den begynnande marknaden för elektriska energilagrar är i dagsläget helt kopplad till införandet av stödsystem.
- Stödsystemen är ofta kopplade till utveckling av lokal industri.
- Stödsystem för lokala ellager har huvudinriktningen att skapa ökade möjligheter för självkonsumtion, alltså att använda den lokalgenererade elen lokalt. Man vill därmed minska utbytet med nätet. Stödsystem för batterier kan på marknader som har feed-in-tariffer minska behovet av feed-in-stöd då man räknar av den energi som kan lagras för egenförbrukning.
- Italien sticker ut med ett betydande stödprogram för batterilager på transmissionsnivå.
- Litiumjonbatterier dominerar tillämpningarna drivet av stark kostnadspress. Utvecklingen förväntas fortsätta, drivet av behov inom elfordonsindustrin. Fortsatt stark kostnadsminskning och teknikutveckling väntas.

Tillämpning i Sverige

Sverige har internationellt sett en ovanlig situation givet att:

- 1) Elmarknaden är totalt 'unbundled' med separata aktörer för produktion, transmission och distribution.
- 2) En mycket avancerad elmarknad med timmätning och timdebitering.
- 3) Lokalgenerering i form av solpaneler är ännu, och inom rimlig framtid, av liten omfattning.
- 4) System för någon form av stöd till lokal produktion planeras men utformningen är ännu inte fastlagd. Ett mindre omfattande investeringsstöd finns beslutat sedan några år tillbaka.
- 5) Relativt lågt elpris speciellt i jämförelse med några marknader med hög aktivitet inom energilagrområdet som Tyskland, Italien och Japan.

Samtidigt ska man konstatera att taxor för eldistribution varierar starkt, från ren fast avgift baserat på huvudsäkring till effekttariff baserad på högsta uttag under månaden. I jämförelse med andra länder kan dessa variationer dock fortfarande ses som måttliga.

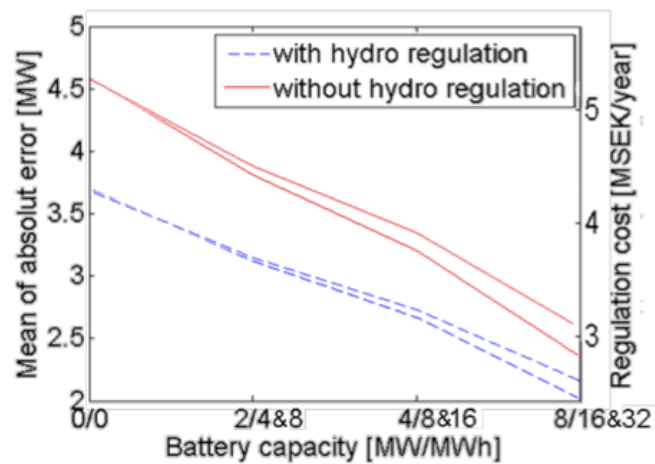
Exempel

STRI har tillsammans med Uppsala Universitet gjort en studie om potentialen och det ekonomiska värde av olika nättjänster. Studien har undersökt ett svenskt nätområde med 50-kV elnät, 34 MW vindkraft, 6 MW vattenkraft med en reservoar på 111 MWh samt ett litiumjonbatteri på 8 MW (32 MWh) (Etherden, Bollen & Lundkvist, 2013). Studien undersöker fyra nyttor för elnät, varav vi väljer att fokusera på de två som resultatet i studien visar har störst potential till affärsfall. Den ena nyttan är att använda energilagren för att balansera den intermittenta elproduktionen av vindkraft och matcha prognosen och det andra är att använda energilagret för att kapa effekttoppar och kunna minska ett distributionsnätsbolags abonnemang mot överliggande nät. Sedan följer ett exempel av Elforsk på energilagrar för handel med el samt ett exempel på lokala lager för hemmabruk.

Exempel 1: Energilager som balanskraft för att möta den prognostiserade produktionen av vindkraft

I undersökningen som fokuserar på energibalansen laddas energilagret då vindkraftsparken producerar mer än prognosen som buden SPOT-marknaden baseras på och följaktligen laddas ur de

gångar då vindkraftsparken producerar mindre än prognostiserat (Etherden mfl, 2013). Användandet av ellagret kompenserar på så sätt de fel man gjort i prognosen av produktionen.



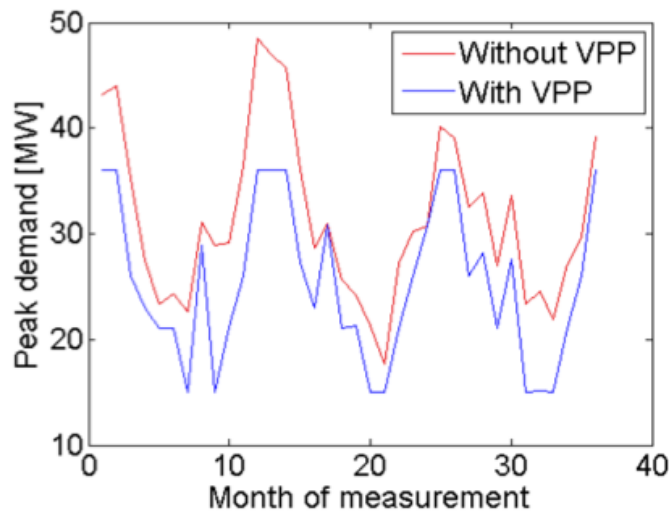
Figur 18: Fel i produktionsprognosen som funktion av batteristorlek (Etherden mfl, 2013)

Exemplet visar att man med hjälp av energilagret kan minska kostnaderna för balanskraft med 2 Mkr på årlig basis. I det här fallet har simuleringarna gjorts med både vattenreservoar och elektriskt lager men teknologin spelar i det här fallet mindre roll, utan det är den ackumulerade energimängden som räknas.

I ett sådant här fall tillför lagret ingen nätnytta utan enbart balansering av produktionen. Den sortens applikation kräver att den som sköter driften av lagret får handla med el på spotmarknaden. Slutsatsen kan därför dras att detta inte är möjligt för en elnätsägare i nuläget, utan att regelverk för en nätägare att handla med el utöver sina förluster ändras. En annan slutsats är att det krävs att batteriet har stor kapacitet att lagra energi, något som kan bli kostsamt beroende på priset på energilagret.

Exempel 2: Energilager för att minska abonnemang mot överliggande nät

I det andra fallet används energilagret för att minska den högsta effekttoppen varje månad, vilket abonnemanget mot överliggande nät baseras på (Etherden mfl, 2013). Den maximalt möjliga effekten som vattenreservoaren och litiumjonbatteriet gemensamt kan generera är 14 MW, och således det maximala som effekttoppen kan reduceras.



Figur 19: Toppeffekt med energilager (Etherden mfl, 2013)

Exemplet visar att man med dessa förutsättningar kan minska kostnaden mot överliggande nät med 440 tkr årligen. Denna applikation kräver inte några ändringar i regelverket för att nätägare ska kunna tillgodogöra sig, och kan därför bli intressant för nätägare. Den begränsande faktorn för hur mycket nytta energilagret kan göra är den maximala effekten, eftersom batteriet behöver laddas ur mycket på kort tid.

Exempel 3: Energilager för att handla med el

I ett exempel som Elforsk presenterar används energilagret enbart för trading med el, för att göra arbitragevinster mellan spot- och balansmarknaden (Elforsk, 2012). Räkneexemplet visar ett 2,4 MWh (2,4 MW) batteri som cyklas en gång per dygn alla dagar på året. Övriga nyckeltal som används i exemplet är ränta 6 %, intäktströmmarna ökas varje år med 10 % och avskrivningstiden är 10 år.

Det visar sig att man med dessa förutsättningar kan göra en intäkt på 3,2 Mkr per år. Användningsområdet förutsätter att den som använder energilagret kan handla med el på spot- och balansmarknaden, vilket med nuvarande regelverk inte är möjligt för elnätsägare att göra på vinstbasis. Något som kan tilläggas är att intäkter från andra applikationer kan kombineras med denna, eftersom batteriet i exemplet bara cyklas en gång per dygn. Denna applikation begränsas något även då en tredje part äger energilagret på grund av att den som köper elen behöver betala nättariff för att elen ska distribueras till lagret, och får inte igen den vid försäljning. Detta medför en kostnad som måste täckas upp av marginalen på den el som köps och säljs, vilket i sin tur kräver stora prisskillnader på elmarknaden.

Exempel 4: Energilager i hemmet

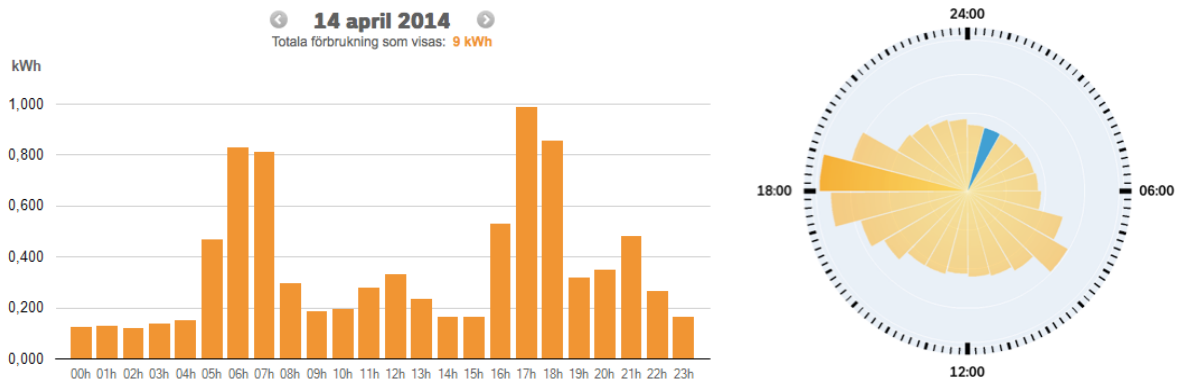
För att få en uppfattning av hur ett lokalt energilager skulle kunna betala sig i hemmet kan det vara värt att titta på ett teoretiskt men realistiskt fall.

Antag en lägenhet med följande huvuddata:

| | | |
|--------------------------------|------|----------------|
| • Årskonsumtion 2.000 kWh | 0,23 | kW medeleffekt |
| • Huvudmatning 1 x 220 V; 16 A | 3,5 | kW maxeffekt |
| • Dyngskonsumtion medel | 5,5 | kWh |
| • Dyngskonsumtion hög | 8,5 | kWh |
| • Batterilager | 2 | kWh |

- | | | |
|------------------------------------|-----|---------|
| • Elpris inkl energiskatt och MOMS | 70 | öre/kWh |
| • Nätavgift inkl. MOMS | 300 | kr/kWh |

Lastprofil under typiskt höglastdygn (8,5 kWh) med samhörande elprisvariation:



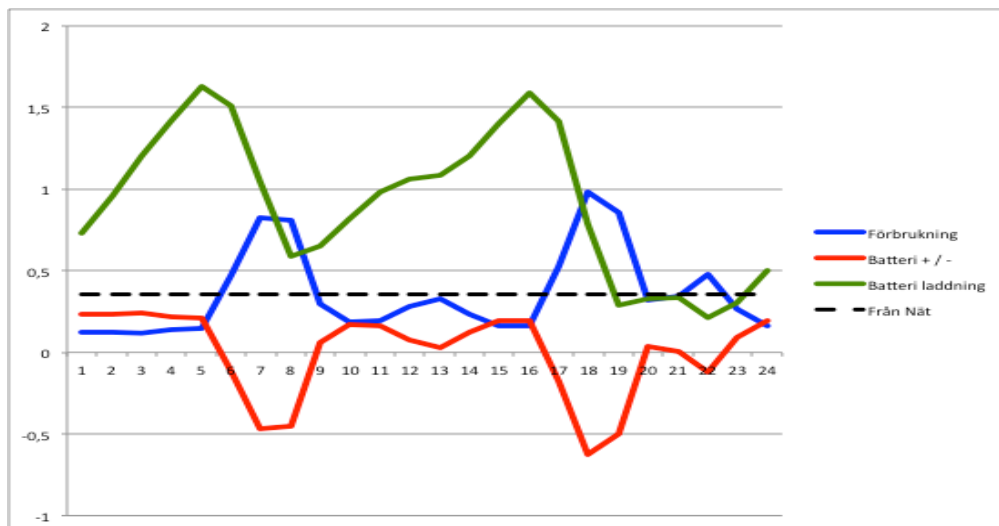
Figur 20: Lastprofil höglastdygn

Ett lokalt batterisystem skulle betalas av lokala vinster genom att:

- 1) Minska effektuttaget och därmed effektavgiften
- 2) Optimera energiuttaget med hänsyn till dygnsvariation i elpriset

Till detta kommer eventuellt möjliga vinster i form av försäljning av nättjänster. I nuläget saknas dock möjligheten att delta i marknaden på grund av avsaknad av aggregator.

Med ett 2 kWh batterisystem skulle förbrukningskurvan t.ex. bli helt plan:



Figur 21: Förbrukningskurva med lokalt lager

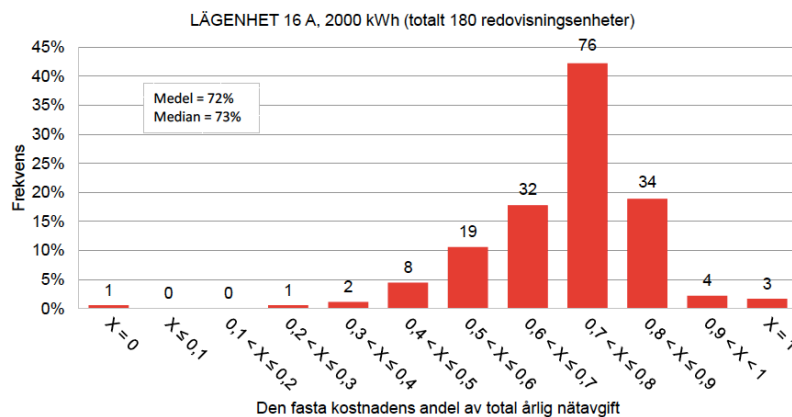
I exemplet blir:

- 1) Max effektuttag = medeleffektuttag 0,37 kW
- 2) Batteriets laddningsnivå mellan 0,21 kWh (10 %) och 1,63 kWh (81 %) vilket är acceptabelt ur livslängdssynpunkt.

Detta skulle teoretiskt ge följande årlig besparing:

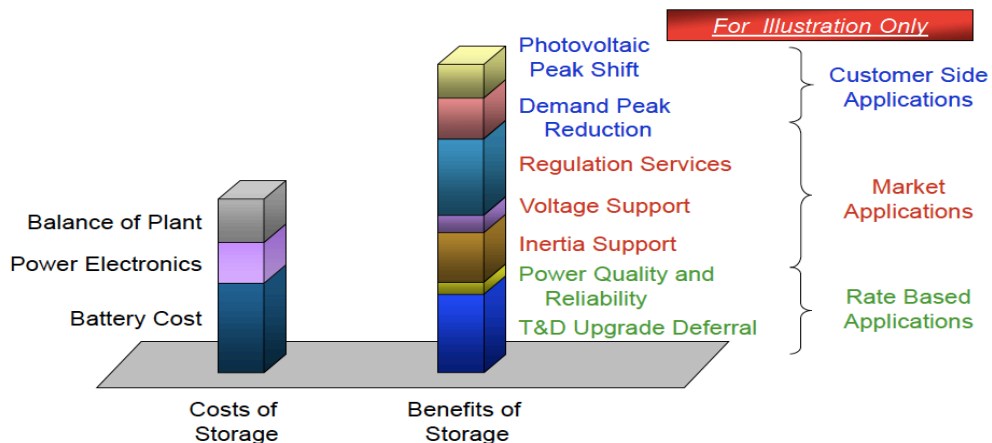
- | | |
|------------------------------------------------------|---------|
| • Minskad effektavgift (-3 kW) | 900 kr |
| • Minskad energiavgift uppskattad (3000 x 0,7 x 0,4) | 840 kr |
| • Teoretisk besparing | 1740 kr |

Beräkningarna avser en minskning i säkringskostnad, samt minskade kostnader för energi. I beräkningen finns inte omvandlingsförlusterna till och från lagret med. Ur systemsynpunkt kan dessa förluster dock mer än kompenseras genom att förlusterna i elnäten minskar tack vare jämnare effektuttag. Det är dock ett problem att de flesta distributörer har en effektavgift huvudsakligen baserat på huvudsäkring och man har inga tariffer för så låga effektuttag som det handlar om här. Skälet är att nätföretagen måste täcka sina kostnader för näten. Tariffstrukturen har undersökts av Sweco på uppdrag av Energimarknadsinspektionen (2011) som kom fram till att nätbolagen i medeltal täcker 70 % av kostnaden via fast avgift.



Figur 22: Fördelning av nätföretag med avseende på hur stor del av den årliga nätavgiften som utförs av fasta priskomponenter (Sweco, 2011)

Ett komplett batterilagringssystem på 2 kWh kostar i dag cirka 15 000 kr men priset förväntas minska med 20 % per år det vill säga halveras vart tredje år och 2020 således kosta cirka 3 500 kr. Det är i dag inte lönsamt med ett lokalt energilager, men som analysen av EPRI (2010) visar finns helt annan ekonomi i lager om man förutom fördelar på kundsidan kan tillgodoräkna sig ekonomiska fördelar som finns på marknad och reglerade verksamheter. Här känns det rimligt att komma åt marknadsfördelar medan fördelar som uppstår i reglerade verksamheter är mycket svåra att kapitalisera. På landsbygden kan det dock vara andra nyttor än ekonomiska som spelar in, där det finns erfarenhet av elavbrott och därför finns behov av reservkraft.



Figur 23: Värde av energilager (EPRI, 2013)

För att energilager ska bli lönsamma måste man skapa möjligheter att tillgodoräkna sig tjänster utanför det "egna" området. De undersökningar som redovisats av EPRI (2010) visar t.ex. att balanstjänster och andra "Ancillary Services" i det korta tidsperspektivet har stor lönsamhetspotential. Dessa nyttor tillskrivs normalt Systemoperatörer/Marknad. Men om slutkundsmarknaden kunde komma åt dessa nyttor genom aggregation och bra affärsmodeller så skulle det ge mycket värdefullt bidrag till de normala tjänsterna (Demand Side Mgmt, Demand Responce, Enhanced Self Consumption, Peak Load Shaving) och göra investering i energilager hos slutkunder attraktivt.

Samtidigt är potentialen till effektbegränsning betydande. Antag att vart fjärde hushåll (ca 1 miljon) skulle installera lokalt energilager och därmed minska sitt maximala effektuttag med 3 kW. Det blir på nationell nivå 3000 MW sänkning av det maximala effektuttaget.

Slutsatser av exempel 1-4

Exemplen ovan är räkneexempel från STRI, Uppsala Universitet och Elforsk och har inte tagit alla faktorer i beaktning gällande användandet av energilager, utan begränsat sig till sina specifika undersökningsområden. Det kan därför vara så att resultat och siffror inte motsvarar hur utfallet hade blivit då till exempel flera användningsområden eller affärsmodeller hade kombinerats.

Baserat på dessa exempel kan det konstateras att användningsområden där det handlas med el ger de största möjligheterna till bra affär med energilager. Det ska dock noteras att vinster i dagsläget ännu är små på grund av höga investeringskostnader. Det har i några av exemplen visats konkreta exempel på hur nätägare är begränsade i hur de kan använda sig av energilager. Till exempel har de i nuläget inte möjlighet att göra vinst på den el de köper och kan därför inte dra nytta av det mest lönsamma användningsområdet. Det visar sig även att det batteriet har större potential att betala av sig när det finns på slutkundsnivå än på distributionsnätetsnivå, till exempel för att jämna ut prognoserna för intermittent elproduktion eller för att minska kostnaden för abonnemanget mot överliggande nät. Detta stöds av Figur 1 som visar på att distribuerade energilager alltid ger större eller lika stort värde som större, mer centraliserade lager. Även Figur 16 visar att vid korttidsreglering är distribuerade lager det som tillför mest värde (Energy Future Lab Imperial College London, 2012).

Exempel 1 och 3 visar på två applikationer där det finns hinder i regelverket som motverkar att elnätsägaren ska kunna utnyttja nyttorna med energilagret. I båda exemplen faller reglerna som begränsar elnätsägaren att handla med el om det inte är för att täcka nätförluster.

För att kunna kombinera dessa två mest lönsamma modellerna för energilagring är Aggregatorrollen en förutsättning. Aggregatorn kan samla ihop de flexibla lasterna och produktionen som flera energilagring på fastighetsnivå erbjuder och göra vinst på att handla med den elen.

Möjliga lösningar i Sverige

Sverige har helt andra förutsättningar än många av de länder som i dag har hög aktivitet inom lagringsområdet. Man kan överväga ett antal alternativa lösningar och det kan vara intressant att jämföra med Storbritannien som just nu överväger vilken väg man ska gå beträffande lagring. I en rapport nyligen har man på ett bra sätt sammanfattat de alternativa handlingsvägar man kan gå beträffande lagring (Centre for Low Carbon Future 2050, 2012). Man ska då som bakgrund komma ihåg att man i rapporten konstaterat att energilagring tillför störst systemnytta när det placeras nära lasten. Detta innebär att energilagring i fastighet är ett passande alternativ som även inkluderar värmelagring om regelverket tillåter och affärsmodeller finns som passar konsumenten. En studie från KTH stödjer det antagandet att energilagring ger störst nytta då man använder lagret för att hantera de relativt korta effekttoppar som uppstår i samband med produktion av solkraft (Wallnerström mfl, 2014). Jämförelsen i studien var att lagra energin från vindkraft. Slutsatsen är att ett lika stort energilagring kan höja installerad maxeffekt signifikant mer avseende elproduktion från solkraft, jämfört med vindkraft eller för att hantera elkonsument. Energilagring i stamnätet kan användas för att skjuta upp eller slippa investeringar i elnät vid nya installationer av till exempel vindkraft, medan ett energilagring nära lasten används för att öka självkonsumtionen. Medräknat det faktum att distributionsnätets driftskostnader är cirka en tiondel av stamnätets, lönar det sig mer att slippa investeringar i distributionsnäten.

Samtidigt visar en kartläggning av nättariffer i Sverige att tariffen ofta har en stark betoning på energiavgifter medan kostnaderna för att bygga nät huvudsakligen är relaterade till maximala effektuttaget.

I SWECOS rapport till Energimarknadsinspektionen konstateras det:

”I de intervjuer som genomförts har det framkommit att nätföretagen ser en nytta med att komplettera med en effektberoende priskomponent. Nätföretagen motiverar detta med att en effektberoende komponent bättre speglar den verkliga långsiktiga kostnaden för att använda nätet. Införandet av en effektberoende priskomponent skulle därför kunna bidra till att signalsystemet gentemot marknaden blir mer komplett och att prissättningens effektivitet förbättras” (Sweco, 2011, s. 4).

Samma slutsats presenteras av Eurelectrics (2012) som påpekar att det framtida elsystemet kommer att vara dynamiskt, vilket måste avspeglas i kostnadsstrukturen i elnäten. Priserna bör sättas efter kostnaden för elnäten eller nyttan för användaren av elnätet och inte efter konsumerad energi. Med bakgrund i den ökande mängden distribuerad energigenerering kommer tariffstrukturen utvecklas mot en effekttariff, med högre påverkan av topplaster och mindre av energimängd. Även strukturen kring ersättning till systemtjänster kring lagring, produktion och distribution bör utvecklas (Eurelectrics, 2012).

I Figur 24 nedan följer handlingsvägar uppdelade på vem som leder utvecklingen.

| PATHWAY | TECHNOLOGY | BUSINESS STRATEGIES | USERS | INSTITUTIONS |
|----------------------|--------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| USER-LED | Domestic level thermal storage and V2G, second life batteries | Innovative retail companies engage with customers | Active customers participate in and drive the energy transition | New tariff structures facilitate active customers and DSM |
| DECENTRALISED | Thermal and electricity storage embedded on the distribution grids | DNOs and innovative local authorities are key actors in system transformation | Users have a more passive role as individuals; less uptake of DSM and micro generation | Changes to regulations to facilitate DSOs |
| CENTRALISED | Large scale electricity storage on the transmission system | Lack of innovation; business as usual | Passive users; sector is dominated by incumbents | EMR capacity mechanism stimulates some storage investments |

Figur 24: Handlingsvägar för introduktion av energilager

Av dessa alternativa handlingsvägar förefaller den som anges som användarstyrd att vara den mest attraktiva då den förenar:

- Störst systemvärde givet att man kan använda skalbar teknologi.
- Störst kundnytta och kunddeltagande.
- Ger möjlighet till det snabbaste genomförandet (jämför solpaneler i Tyskland eller värmepumpar i Sverige).
- Investeringen tas av slutanvändaren.

För att denna väg ska lyckas så krävs det att handlingsvägen görs så attraktiv som möjligt. Förslag i den riktningen är följande:

- 1) Utveckla affärsmodeller som möjliggör att slutkunder kan sälja 'bundlade' systemtjänster till elmarknaden och delta i t.ex. balansmarknaden.
- 2) Säkerställa tariffstrukturer som gör det lönsamt att minska effektuttaget med hjälp av lokala energilager. Detta innebär kanske den största potentialen systemmässigt.
- 3) Överväg liksom i Tyskland och Japan kortsiktiga stödsystem för energilager, men då inte kopplat till solpaneler men väl till sänkning av effektuttaget. Men systemet ska vara tidsbegränsat och teknikneutralt på så sätt att även värmelager kan komma i fråga. Den avgörande parametern är ett minskat maximalt effektuttag. Men utveckling av kostnad och teknik ska se till att stödet blir tidsbegränsat och man kan här tänka sig ett system där stödet avvecklas i takt med utvecklingen enligt tydlig och förutsägbar plan. Ett lockande alternativ kunde vara att även koppla energieffektivisering till stödet. Genom att samtidigt genomföra energieffektivisering så kan behovet av batteri minskas.
- 4) Det förslag om skattereduktion för egenproducerad el som nu ligger minskar värdet av lokala energilager varför en koppling mellan lokala lager och solpaneler verkar mindre trolig. Nettodebitering, som tillämpas av flera länder i Europa och som haft många förespråkare i Sverige, gör lokala lager i anslutning till lokal produktion helt överflödiga då elnätet istället får agera lager.

Rekommendationer

Rekommendationerna som följer är baserade på den tidigare slutsatsen att användarstyrd utveckling är tillför störst systemnytta samt är den mest troliga utvecklingen för det svenska elsystemet.

Gynna lågt effektuttag och självkonsumtion

I ett framtida elsystem kommer slutanvändaren sannolikt ha en större roll att spela. En rekommendation som är gynnsam för energilager i synnerhet, men som också skapar en viktig byggsten i ett framtida smartare elnät där slutanvändaren mer aktivt deltar, är att gynna ett lågt effektuttag och självkonsumtion av lokalt genererad el.

En incitamentsmodell som gynnar en minskning av det maximala effektuttaget i nätet gör det fördelaktigt för egenproducenten att själv använda sin el i så stor utsträckning som möjligt. Då blir troligen systemvinsterna också som störst. En slutkonsumentens maximala effektuttag är i genomsnitt cirka fem gånger högre än medeleffektuttag. Detta innebär att det finns en stor potential för minskning av effektuttaget även i det fall man inte har egenproduktion, men nyttan med ett lokalt lager ökar givetvis om man dessutom har egenproduktion. Ett jämnare effektuttag minskar även förlusterna i elnätet, vilket ger dubbla systemnyttor.

Rekommendationen är att incitamentsmodellen ska bygga på att jämnt och lågt effektuttag gynnas. Tack vare att detta kan uppnås på flera sätt, med en eller flera av åtgärderna nedan, kan ett sådant incitament i stor utsträckning göras teknikneutralt.

- Genom att gå över till energisnåla och därmed effektsnåla produkter
- Genom intelligent styrning av laster
- Med värmelager
- Med elektriskt lager
- Egenproduktion i kombination med ovan

En viktig faktor här är att både kostnaden för och nyttan av investeringar i tekniken ovan sker hos slutanvändaren och om slutanvändaren står för investeringen måste även nyttan tillfalla slutanvändaren. Det bör också påpekas, i kontexten av denna rekommendation, att det nu föreslagna systemet med skattereduktion för mikroproduktion inte står i direkt konflikt med exempelvis teknologier för lokal lagring. Hade istället ett system för nettodebitering införts, såsom tidigare förespråkats i Sverige, hade det dock resulterat i att tekniker för lokal lagring blivit ointressanta då slutanvändare kostnadsfritt istället fått använda elnätet som lager.

Nästföljande rekommendation svarar på frågan hur man gynnar ökad självkonsumtion och lågt effektuttag.

Inför effektbaserad prissättning för slutkunder

De svenska regelverken ger i dagsläget inte elnätägare några tydliga incitament att vidta åtgärder för att minska nätförluster. Även om regelverket ger utrymme för att äga och använda sig av energilager samt handla med el skulle detta knappast vara lönsamt för ett nätbolag att själva investera i ett energilager då användningsområdena inte sträcker sig längre att täcka nätförluster eller täcka upp för elavbrott. Dessutom skulle eventuella minskningar av driftskostnaderna, tack vare energilagret, kunna bidra till en minskad intäktsram vilket skulle ge nätägaren mindre handlingsutrymme.

Det faktum att intermittent produktion kan behöva balanseras över dygnet bör rimligen inte elnätsägare ansvara för, utan producenterna själva. Däremot för tillämpningar gällande elkvalitetsfrågor kan det bli aktuellt för elnätsägare att använda sig av energilager.

För att trots det kunna matcha last mot produktion på ett effektivare sätt kan andra medel användas. Rekommendationen är att incitament införs som gynnar en differentierad elnätsprissättning, till exempel effektprissättning. Detta leder till en styrning av last så att näten belastas jämnare utan att nätföretaget själva behöver vara den som balanserar. Detta ger även incitament till det ovan nämnda förslaget att jämnt effektuttag bör gynnas.

Etablera Aggregator som en ny aktörssroll

Mycket tyder på att det kommer finnas ett behov av nya systemtjänster när både kunder och producenter bidrar med mer flexibilitet i elsystemet. Ett exempel är affärsmodellen Aggregator, som innebär en aktör som köper och säljer energi och/eller effekt från småkunder och deltar på elmarknaden. Kunderna kan vara både producenter av till exempel vindkraft eller solkraft eller kunder med flexibel last. Rekommendationerna är uppdelade i tre delar nedan:

Etablera Aggregator som en ny aktörssroll som kan samla ihop kunders flexibilitet och agera direkt gentemot reglermarknad och TSO. Syftet med denna lösning är att skapa nya förutsättningar för kunden att få kontroll över sin egen flexibilitet, och dess värde, utan att behöva blanda in den balansansvariga. Detta skulle frigöra en ny kreativitet och drivkraft i marknaden samtidigt som det skulle förenkla strukturen mellan de olika aktörerna. Det föreligger dock inget hinder för den balansansvarige att själv fungera som aggregator men då måste det ske i konkurrens med andra aktörer. De huvudsakliga utmaningarna och eventuella hinder för denna lösning kan vara hur man administrativt ska hantera relationen med balansansvarig samt hur man kan säkerställa mätning och verifiering av laststyrning. Den balansansvarige ska inte drabbas negativt av detta utan en kompensations modell för justering av kundens beteende i relation till balansansvariges initiala prognos bör skapas.

Ställa krav på Svenska Kraftnät att attrahera mer förbrukarflexibilitet till reglermarknaden. Genom att ställa krav på TSO, att aktivt driva ett förändringsarbete i denna riktning, skulle nödvändiga incitament finnas för att åstadkomma en förändring inom detta område. Man bör etablera ett program för att attrahera mer förbrukarflexibilitet på reglermarknaden och kontinuerligt följa upp utvecklingen. Man bör också utforma administrativa rutiner och säkerställa att balansansvarig och leverantör inte drabbas av negativa konsekvenser till följd av kundens agerande. Det största hindren för detta är troligen TSOs oro för att man ska tappa kontrollen och orsaka problem med att upprätthålla balansen. Detta måste hanteras genom att involvera berörda parter och ge dessa möjligheter att påverka utvecklingen.

Skapa standardiserade produkter och säkerställ transparens. Utgångspunkten bör vara att alla aktörer som tillhandahåller flexibilitet gör detta på samma sätt utifrån samma villkor. I princip ska flexibilitet, oavsett om det är produktionsförändringar eller styrbar last erbjudas på samma sätt:

- Tidpunkt: när man ska justera förbrukning
- Effekt: hur stor effekt som erbjuds
- Duration: hur länge förändringen kan erbjudas.

För att underlätta deltagande i form av laststyrning bör man tänka på att hålla kvantitetsgränser på en låg nivå, skapa framförhållning för aktörer, tillåta även kort duration på insatser. Det kommer troligen att krävas att stora delar av aktivering sker genom automation direkt genom aggregatorn vilket ställer krav standardiserad kommunikation/gränssnitt. Det är också viktigt att reglerpriser finns tillgängliga i realtid för att kunder ska kunna fatta beslut om de ska delta med styrbar last.

Stimulera forskning, utveckling och demonstration av energilagring

I några få länder har energilagring varit på agendan i flera år när det kommer till forskning, utveckling och demonstration. Anledningarna har varit två huvudsakliga, industrirelaterade och/eller behovsrelaterade. I exempelvis Sydkorea och Kalifornien byggs det redan stora batterifabriker, och USA har haft ambitiösa FoU-program för batterier.

I Sverige finns Nordens största forskargrupp inom grundforskning på battericellsområdet och oorganisk kemi, med meriter som är väl jämförbara med andra forskargrupper ute i Europa. Samtidigt har Batterifondsprogrammet nyligen startat hos Energimyndigheten, med budget på 205 MSEK under perioden 2013-2020.

Förutom kompetens på forskarnivå inom battericeller finns det också industriellt kunnande i Sverige kring kraftelektronik, systemintegration, mjukvaruutveckling, mätning/provning och tillverkning av batterier, dock ej litiumjonbatterier. Många byggstenar finns på plats som skulle kunna leda till industriell verksamhet kring elektriska energilagring.

Genom att öronmärka medel för tillämpad forskning, utveckling och demonstration på området energilagring skapas både nödvändig kunskap och erfarenhet, samtidigt som det finns viss potential att det också kan leda till industriell verksamhet på området. I ett program för energilagring bör såväl tekniken och systemen som kringliggande tekniker såsom styrbara laster och slutanvändarperspektivet inkluderas. Då den största delen av den gjorda forskningen handlar om energilagring på stamnät- och distributionsnät-nivå bör det begynnande fokus ligga på att komplettera dessa med jämförbar forskning om energilagring på lokal nivå, i nära anslutning till slutanvändarna. Ett program för energilagring kan med fördel kombineras med den rekommendation som följer.

Tillåt testområden

Det finns i nuläget ett par demonstrationsprojekt i Sverige på temat energilagring. Dessa pilotprojekt begränsas dock alltid till mindre områden, såsom ett smart hem. Tester i större skala behövs för att kunna leverera något resultat som är till nytta för regelverk och incitamentsstrukturer. Med ett större urval kommer resultaten att bli närmare verkligheten.

Rekommendationen är att inom särskilda applikationsområden och geografiska områden i Sverige tillåta storskaliga tester för smarta elnät. I dessa områden får nätägare demonstrera nya affärsmodeller, incitament och prismodeller och har möjligheten att undantas vissa delar i regelverket för att möjliggöra detta. Exempel på undantag i regelverk kan vara att få ta avsteg från likabehandlingsprincipen som säkerställer att inga kunder får diskrimineras. På så sätt möjliggörs det att ha en mängd pilotkunder där till exempel effektariffer kan testas. Det ska tillåtas att inkludera såväl privatpersoner som industrikunder i demonstrationerna.

En förebild är Italien där undantag i regelverket gjorts för att stamnäts- och distributionsnätägare ska kunna äga och driva energilagring i elnätverksamheten. Förslaget innefattar att nätägare själva ska kunna ansöka om att få driva ett testområde.

Referenser

- BSW (2013). *Information on support measures for solar power storage systems.*
- Business Integration Partners (2013). *Electrochemical Energy Storage Systems in the Italian Power Industry.*
- Business Spectator, Muenzel, V. (2014). *Affordable batteries for green energi are closer than we think.* Hämtad 2014-09-05 från:<http://www.businessspectator.com.au/article/2014/7/23/renewable-energy/affordable-batteries-green-energy-are-closer-we-think>
- Centre for Low Carbon Future 2050 (2012). *Pathways for Energy Storage in the UK.*
- Elforsk (2012). *Förstudie Energilager anslutet till vindkraft.*
- Energy Future Lab Imperial College London (2012). *Strategic value of the Role and Value of Energy Storage Systems in the UK Low Carbon Energy Future.*
- EPRI (2010). *Electricity Energy Storage Technology Options – A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits (1020676)*
- EPRI (2013). *Cost-Effectiveness of Energy Storage in California Application of the EPRI Energy Storage Valuation Tool to Inform the California Public Utility Commission Proceeding R. 10-12-007.*
- EPRI, Kamath, H. (2013). *Electricity Storage in Utility Applications.*
- EuPD Research (2014). *2:nd Storage & Solar Briefing.*
- Eurelectric (2012). *Distributed Storage Impact on Future Distribution Grids D/2012/12.105/29.*
- IEA (2014). *Technology Roadmap – Energy Storage.*
- IHS Research (2013). *The Future of Grid-Connected Energy Storage.*
- Liebreich, Michael (Bloomberg New Energy Finance) (2013). *Bloomberg New Energy Finance Summit – Keynote.*
- Navigant Research (2014). *Advanced Batteries for Utility-Scale Energy Storage.*
- Samsung SDI (2013). *Our Next Technology Roadmap.*
- SBC Energy Institute (2013). *Electricity Storage.*
- Self-Generation Incentive Program (2014). *2014 Self-Generation Incentive Program – Provides financial incentives for installing clean, efficient, on-site distributed generation*
- Smart Energy Demand Colatition (SEDC) (2014). *Mapping Demand Response in Europe Today - Tracking Compliance with Article 15.8 of the Energy Efficiency Directive.*
- SWECO, Energimarknadsinspektionen (2011). *Lokalnätstariffer – Struktur och utformning.*
- The Electricity Storage Network (2014). *Development of electricity storage in the national interest.*
- The International Battery and Energy Storage Association (IBESA), Ammon, Martin (2013). *Electricity Storage & PV: Current Situation & Market Overview Germany”.*
- Wallnerström, C.J., Bertling Tjernberg, L., Hilber, P., Babu, S. & Henning Jürgensen, J. (2014). *Analys av smarta elnätsteknologier inom kategorin elnätslösningar.*