

# Batterier vil bli en del av kraftsystemet

*Energiavdelingen - Jarand Hole og Hallgeir Horne*

**Skalafordeler og mange små designforbedringer har de siste årene drevet kostnadene for batterier ned. Elektrifiseringen av transport har vært viktig for at batterikostnadene har gått ned, og en økende etterspørsel etter batterier i kraftnettet vil være med på å drive kostnaden videre nedover. Batterier vil spille en viktig rolle når verdens kraftsystem blir mer fornybart. NVE forventer en halvering av kostnadene for batterier i nettet frem mot 2030.**

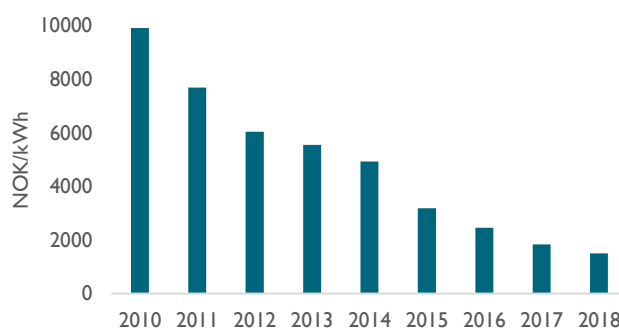
## Mer energilagring i nettet fremover

Batterier ser ut til å ta betydelige markedsandeler av den lagringskapasiteten det europeiske kraftnettet trenger fremover. Batterier er spesielt kostnadseffektive når kraft skal flyttes over relativt korte tidsrom, og kan levere flere viktige tjenester til kraftsystemet.

Litiumionbatterier stod for 90 prosent av ny stasjonær batterikapasitet i 2017<sup>1</sup>. Dette skyldes at disse batteriene har egenskaper som har gjort dem foretrukne i både forbrukerelektronikk og elbiler, og prisene har vært drevet ned av disse bransjene. Kostnadene ble redusert med 85 prosent mellom 2010 og 2018. Dette skyldes både skalafordeler og teknologisk utvikling, og er vist i Figur 1.

I en rapport fra juli 2019<sup>2</sup>, la *Bloomberg New Energy Finance* frem at de forventer at installert stasjonær batterikapasitet vil være 150 ganger større i 2040 enn i 2018. Dette er basert på en forventning om at kostnadene for batterier fortsetter å synke, og da spesielt litiumionbatterier. Begrepet stasjonære batterier brukes for å skille mellom batterier som faste installasjoner, og batterier i for

eksempel elbiler, som er mobile og ikke alltid knyttet til nettet.



Figur 1: Kostnadsutvikling for litiumionbatterier. Kilde: Bloomberg New Energy Finance

## Batteriers rolle i kraftsystemet

Batterier er allerede viktige for kraftsystemet rundt om i verden i dag, og de vil med stor sannsynlighet bli helt kritiske. Etter at et lynnedslag tok ut 1,4 GW produksjon fra et gasskraftverk og en vindpark i Storbritannia i august 2019, var batteriene i systemet med på å begrense

<sup>1</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Enabling-Technologies\\_Collection\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Enabling-Technologies_Collection_2019.pdf)

<sup>2</sup> <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>

NVE har ansvar for å forvalte landets vann- og energiresurser, utvikle samfunnets evne til å håndtere flom- og skredfare og varsle om naturfare. NVE har hovedkontor i Oslo og regionkontor i Narvik, Trondheim, Hamar, Førde og Tønsberg. I tillegg har vi senter for fjellskredovervåking i Stranda og Kåfjord.

**NVE hovedkontor**  
Middelthunsgt. 29  
Postboks 5091, Majorstuen  
0301 Oslo  
Telefon: (+47) 22 95 95 95  
nve@nve.no

konsekvensene av det store produksjonsutfallet. I dette tilfellet ble 472 MW med batterikapasitet tatt i bruk<sup>3</sup>. Et eksempel fra Norge er batteriene som er installert på kaiene til verdens første batteridrevne bilferge, MF Ampere. Batteriene på 350 kWh gir rask lading, selv om nettet ikke har kapasitet til å levere høy nok effekt. Batteriene på land leverer en effekt på 1200 kW, som gjør at batteriene ombord på ferger får 200 kWh levert på 10 minutter.



Figur 2: Powerdock, en flytebrygge med et 2,4 MWh batteri. Illustrasjon: Brødrene Aa

Et annet liknende eksempel er løsningen *Powerdock*, med et batteri på 2,4 MWh som lader det fullelektriske turistskipet *The Future of the Fjords* i Gudvangen. En illustrasjon av *Powerdock* er vist i Figur 2. Andre aktører installerer batterier for å øke forbruket av egenprodusert solkraft, som Skagerak Energi har fått på plass et batteri på 1 MWh som en del av Skagerak Energilab-prosjektet på Skagerak Arena.

Mange av disse eksemplene er pilotprosjekter som baner vei for flere kommersielle batteriprojekter i årene som kommer. Batteriene som er knyttet til nettet i dag er sannsynligvis bare starten på et stort nettverk av nettilknyttede batterier i Europa.

I 2019 har det vært mye bevegelse i batterimarkedet. For eksempel lanserte Tesla i juli sitt nye konsept, *Megapack*, vist i Figur 3. Målet er å redusere kompleksiteten i storskala batterilagringsprosjekter. Tesla *Megapack* skal være hyllevare med lagringskapasitet på 3 MWh og effektkapasitet på 1,5 MW. Løsningen er skalerbar opp til energilagringssystemer på 1 GWh og 250 MW som kan settes opp på tre måneder. Til sammenlikning har Drammen en makslast på 200 MW<sup>4</sup>, og et slikt fullskala batteri vil kunne forsyne Drammen i 5 timer på den kaldeste dagen i året.



Figur 3: Tesla Megapack. Illustrasjon: Tesla

2019 har også vært et år der vi har sett prisrekorder for batterier kombinert med solparker i prosjekter som ofte omtales som *solar-plus-storage*. En slik kombinasjon øker verdien av kraften fra solceller eller annen variabel strømproduksjon. En ny studie<sup>5</sup> fra august hevder at energikostnaden fra *solar-plus-storage*-prosjekter er lavere enn spotpris på kraft allerede i dag i sørlige deler av Europa, at den vil være lavere enn spotpris i byer som London og Toulouse i 2020, mens dette vippepunktet vil nå Helsinki i 2025.

I disse tilfellene er det snakk om storskala batterisystemer. Det forventes også et økende volum av mindre batterier for husholdningsmarkedet i Europa. Motivasjonen for slike batterier vil normalt være å redusere egen strømreregning. I prinsippet kan disse batteriene spille samme rolle i kraftsystemet som storskala batterisystemer, men det forutsetter at det finnes markeder og forretningsmodeller der de kan tilby tjenestene. Typisk kan dette skje gjennom aggregatører som samler bidrag fra flere små batterier og tilbyr balansetjenester i markedet.

I tillegg representerer også de store volumene av elbilbatterier et stort potensial gjennom *vehicle-to-grid*, V2G. Disse vil kunne fungere på samme måte som store batterisystemer ved for eksempel store parkeringsplasser, og som hjemmebatterier når de står for eksempel i en oppkjørsel. NVE har publisert et eget faktaark om V2G som finnes [her](#)<sup>6</sup>.

## Forskjellen på stasjonære batterier og elbilbatterier

Kostnadene vist i Figur 1 er ikke dekkende for et stasjonært batteri. Kostnadsdataene er hentet fra en spørreundersøkelse gjennomført av Bloomberg, og figuren viser et vektet gjennomsnitt. De største volumene av litiumionbatterier har vært omsatt i elbilbransjen, og

<sup>3</sup> <https://www.nationalgrideso.com/document/152346/download>

<sup>4</sup> <https://www.glitreenergi-nett.no/wp-content/uploads/2018/07/Hovedrapport-2018.pdf>

<sup>5</sup> <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/pip.3189>

<sup>6</sup> [http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_09.pdf](http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_09.pdf)

dermed kan vi regne med at disse prisene representerer prisene på elbilbatterier. Prisen inkluderer derfor ikke kostnaden for styringssystemer eller kraftelektronikk som er en stor del av kostnaden for stasjonære batterier.

Det er også forskjell på driftsmønsteret til stasjonære batterier i nettet og elbilbatterier. Stasjonære batterier har ofte en eller flere fulle ladesykluser<sup>7</sup> om dagen, mens et elbilbatteri kan for eksempel ha én full ladesyklus i uka, avhengig av kjøremønster. Dette betyr at stasjonære batterisystemer ofte er dyrere enn batterier til elbiler, fordi de må dimensjoneres for flere sykluser i løpet av levetiden.

På en annen side stilles det høyere krav til energi- og effektivitet for batterier i elbiler. For et stasjonært batteri som for eksempel står tilknyttet en solpark, eller på en fergekai, vil ikke vekt og volum være like viktig som antall ladesykluser. Vi forventer derfor en større differensiering mellom disse to markedene for batterier etter hvert som markedet for stasjonære batterier blir større.

Differensiering av markedene for batterier vil kunne åpne opp for flere typer batterikjemi. I 2016 var 88 prosent av lagringskapasiteten som ble installert på verdensbasis litiumionbatterier, 5 prosent var blybatterier, mens 4 prosent var natrium-svovelbatterier<sup>8</sup>. Sistnevnte er et eksempel på en batterikjemi som har et potensial for lave kostnader, og som kan benyttes i storskalaprojekter.

Det er i dag stor aktivitet rundt forskning og utvikling av nye batterityper, og i 2017 ble det publisert mer enn 30 000 patenter innenfor batterifeltet<sup>9</sup>. Det er mange ulike teknologier og kjemier som konkurrerer om fremtidige markedsandeler, men omtrent halvparten av patentene var innenfor litiumionteknologi.

Batterier er bare en del av lagringsløsningene i fremtidens kraftsystem. Dersom det er et varmebehov i systemet, er det billigst å lagre overskuddsenergi termisk, for eksempel i en akkumulatortank som senere kan forsyne et varmebehov. Dersom elektrisk energi skal flyttes over lengre tid, er det andre lagringsteknologier som er mer aktuelle enn batterier, som for eksempel hydrogen. Hydrogen har den fordel at selve lagringen ikke er så kapitalkrevende, dermed kan store tanker med hydrogen effektivt lagre mye energi over lang tid. Se mer om hydrogen i eget faktaark [her](#).

Det skjer fremskritt på egenskapene til batteriene også, ikke bare på kostnadssiden. Forskningsteamet til Tesla publiserte i september 2019 en artikkel<sup>10</sup> med en rekke testresultater. Resultatene viser at deres nye batterier vil ha en varighet på 1,6 millioner kilometer. Dette betyr en levetid på to til tre ganger lengre enn dagens batterier, og kan gi stasjonære batterier i nettet en levetid på 20 år.

Det er mange mulige veier for videre teknologit utvikling av batterier. Utfordringen for nye batteriteknologier ligger i å få kostnadene ned, og dermed skape en etterspørsel som igjen kan gi skalafordeler. Ny teknologi er som regel dyrere, men det jobbes med teknologier som kan gi stor endring i energitetthet. Eksempler på slike teknologier er litiumionbatterier med fastelektrolytt, eller bruk av silisium i anoden som gjør det mulig å holde på flere litiumioner, og dermed økes energitettheten. I tillegg ligger det også muligheter i helt andre batterityper.

### Kostnadsutvikling for stasjonære batterier

Batterimarkedet i Norge er ikke et modent marked, og kostnadene vi har sett til nå gjenspeiler at mange av prosjektene har vært piloter, og at batteriene ikke er hyllevarer. Dette gjør at datagrunnlaget vi har for kostnader er veldig usikkert. Frem til nå har vi sett kostnader for batterisystemer som er over 10 000 - 15 000 kr/kWh.

Nyere kostnadsdata viser kostnader i størrelsesorden 4 000 – 6 000 kr/kWh. En modning av markedet vil føre til at prisene stabiliseres og reduseres. I dag er det i praksis heller ikke stor forskjell på storskala batterisystemer og hjemmebatterier. Dette kan skyldes at hjemmebatteriene i større grad er masseprodusert. Produkter som Teslas Megapack vil kunne endre på dette.

Et konsept som kan redusere kostnadene i batteriprojekter er å benytte brukte elbilbatterier. Selv om batteriene har noe lavere lagringskapasitet enn det som gjelder på garantien, kan de fortsatt fungere helt fint i et stasjonært batterisystem. Det finnes allerede slike produkter i dag, for eksempel er det installert et slikt system med 100 kWh lagringskapasitet på Bislett Stadion<sup>11</sup>. Dette har et økende potensial etter hvert som det blir flere eldre elbiler i bilparken samtidig som det er med på å løse et mulig fremvoksende problem med avfallshåndtering av brukte elbilbatterier.

<sup>7</sup> Ved en full ladesyklus lades batteriet helt opp og helt ut én gang

<sup>8</sup> <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>

<sup>9</sup> <https://www.knowmade.com/wp-content/uploads/2018/04/Status-of-the-Battery-Patents-2018-FLYER.pdf>

<sup>10</sup> <https://electrek.co/2019/09/07/tesla-battery-cell-last-1-million-miles-robot-taxis/>

<sup>11</sup> <https://www.asplanviak.no/prosjekt/13083/>

Basert på læringskurven for litiumionbatterier og analyser fra blant annet IRENA<sup>12</sup> og BNEF<sup>13</sup>, antar NVE at kostnadene for stasjonære batterier vil halveres innen 2030. Enhetskostnaden i kr/kWh vil reduseres både som følge av lavere kostnader og økt energitetthet. På bakgrunn av at økende etterspørsel etter stasjonære batterier gir økt differensiering av batteriteknologi, ser vi også potensialet for videre kostnadsreduksjon etter 2030.

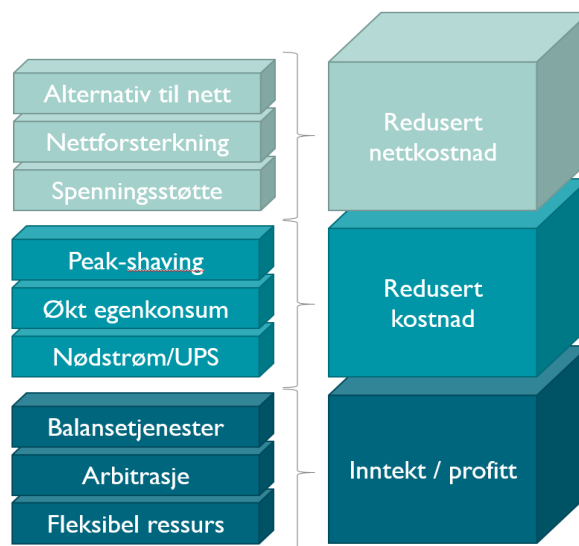
En faktor som ofte blir nevnt som en mulig hindring for videre kostnadsreduksjon er materialknapphet. Vi oppfatter ikke at utrulling av batterier vil hindres av mangel på råvarer, men de etiske problemstillingene i materialutvinningen er viktige å løse. Derimot kan det tenkes at kostnadene på noen råvarer øker. Kostnaden på dagens litiumionbatterier avhenger av kostnaden på metaller som litium, nikkell, kobolt og aluminium. Bloomberg har gjennomført prissensitiviteter som viser at en 50 prosent økning av litiumprisen vil øke batterikostnaden på et moderne litiumionbatteri med 4 prosent. Og en doubling av koboltpris vil øke batterikostnaden med 3 prosent<sup>14</sup>.

### Lønnsomhet av stasjonære batterier

For at batterier skal bli tatt i bruk i stor skala må det være lønnsomt. Å vurdere lønnsomhet for et batteriprojekt kan være komplisert, blant annet fordi det er mange ulike måter et batteri kan gjøre nytte for seg. For det første kan investering i et batteri være lønnsomt dersom investeringskostnaden er lavere enn en tilsvarende kostnad for å oppgradere nettet. Det er også mulig å redusere nettkostnadene ved at batteriet leverer netttjenester som spenningsstøtte.

I andre tilfeller kan lønnsomhet komme fra redusert strømregning, enten ved økt forbruk av egenprodusert strøm eller ved reduksjon av effekttopper. Dersom man eier et batteri kan det også redusere behovet og dermed kostnaden for nødstrømsløsninger som for eksempel diesellagregater.

En tredje nytte av et batteri er at det har direkte inntjening eller profitt. Dette kan være ved arbitrasje, altså at batteriet lades med billig strøm og selger med fortjeneste når strømprisene er høyere. Eller det kan være at batterieieren får betalt for å levere andre tjenester. Et eksempel på dette er at batteriet brukes til frekvensstøtte i balansemarkedet. Disse tre lønnsomhetskategoriene er illustrert i Figur 4.



Figur 4: Ulike måter et batteri kan være lønnsomt på

Det er gjort undersøkelser på lønnsomhet i batteriprojekter, blant annet av forskningsprosjektet IntegER, som ledes av SINTEF. I en ny artikkel<sup>15</sup> viser de beregninger av lønnsomhet for batterier som er knyttet til nettet i Norge. Deres analyse tyder på at det kan være mest lønnsomt å delta i balansemarkedet. Analysen oppnår en positiv netto nåverdi på batterisystemet gitt en investeringskost på 14 000 kr/kWh eller lavere. Dette kan tyde på at prosjekter kan være lønnsomme allerede med dagens batteripriser. Dette forutsetter at batteriene faktisk kan delta i balansemarkedene, som igjen avhenger av størrelsen på batteriet, da det er minimumsgrenser på budene i markedet. I tillegg er det en rekke andre forutsetninger som ligger til grunn for beregningene som er basert på simuleringer beregnet over en tiårsperiode.

Lønnsomheten avgjøres også naturligvis av kostnadene, og flere prosjekter vil bli lønnsomme etter hvert som kostnadene fortsetter å falle. Med antagelsen om halvering av batterikostnader de neste 10 årene, og resultatene fra blant annet IntegER-prosjektet, ser vi at det er et potensiale for lønnsomme batteriprojekter også i Norge, dersom tjenestene batteriene kan levere, kan leveres i kraftmarkedet.

Prosjektet Teknologiovervåking i Energiavdelingen til NVE leverer teknologianalyser og fakta om hvordan modne og nye teknologier kan få innvirkning på energi og kraftsystemet.  
Kontaktperson: Jarand Hole, jho@nve.no

<sup>12</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017\\_Summary.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf)

<sup>13</sup> <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>

<sup>14</sup> <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>

<sup>15</sup> Ahcin, P., Berg, K., Petersen, I., *Techno-economic analysis of battery storage for peak shaving and frequency containment reserve*