

Maj 2023

# ENERGILAGRING I DANMARK

Hvilke teknologier skal lagre el i Danmark?



Notat udarbejdet af Klimaøkonom Laurids Rudbeck Røge og Research Assistant Benedikte Lykke Østergaard Nielsen

## RESUME OG HOVEDKONKLUSIONER

Danmark står over for en gennemgribende transformation, hvor elsystemet frem mod 2030 vil være baseret på 100 pct. vedvarende energi. Selvom det er godt for klimaet, skaber det også en række udfordringer for det danske elnet. Det skyldes, at der hen over året erfaringsmæssigt er vind- og soltørker med under 25 pct. forsyning fra vedvarende energi i Danmark. I perioden 2019-2022 var der gennemsnitligt 47 perioder af mindst et døgn varighed med under 25 pct. egenforsyning og tre perioder om året af mindst en uges varighed. Det er forventningen, at der fortsat vil være over 30 døgn om året med under 25 pct. egenforsyning i 2030 på trods af en stor VE-udbygning.

I disse perioder træder de termiske værker til, hvor afbrænding af især affald og biomasse dækker forskellen mellem forbrug og produktion. Dertil kommer en import af el fra især Norge og Sverige. Udfordringen i det fremtidige danske elnet bliver, at kapaciteten af både affaldsforbrændings- og biomassekraftværker med stor sandsynlighed bliver reduceret over de kommende årtier. Samtidig med det, udbygger vores nabolande også i vind- og solparker. Det medfører, at når Danmark oplever vind- og soltørker, vil vores nabolande også have nedsat elproduktion, og det skaber højere elpriser. Derfor kan et elsystem, som er baseret alene på vedvarende energi, give forsyningsmæssige udfordringer.

Lagring af el vil kunne aflaste elnettet og muliggøre en række fleksibilitetsydelse, som kan reducere de samfundsøkonomiske omkostninger ved elektrificering. Det skyldes både, at behovet for udbygning af transmissions- og distributionsnettet mindskes, ligesom der forventes at være færre omkostninger til systemydelse hos især Energinet.

Hvis efterspørgslen overstiger udbuddet af strøm markant, sættes mellem- og reservelastværker i gang. De er i dag ofte drevet af naturgas eller diesel og kan igangsættes med kort varsel. Skal det danske energisystem dekarboniseres definitivt, kan lagring af grøn energi, eksempelvis ved hjælp af brintturbiner, være et alternativ.

Der eksisterer imidlertid allerede en række teknologiske løsninger, som kan muliggøre energilagring i det danske elnet, ligesom en række danske virksomheder er førende inden for en række lagringsteknologier. Teknologierne muliggør både, at grundlast, mellemlast og reservelast kan sikres, så forsyningsikkerhed også i fremtiden kan være lige så høj, som den er i dag, ligesom flere lagringsteknologier er særdeles velegnede til at yde netstabilisering.

Teknologierne muliggør en løsrivelse af elprisen fra fossile energikilder og giver anledning til mere stabile elpriser, idet ejere af energilagring kan udnytte variationer i elpriserne til at handle el, når det er mest opportunt. Det gavner samfundet, forbrugerne og den grønne omstilling.

Rapportens hovedkonklusioner er:

- Der er et stigende behov for energilagring, så forsyningsikkerheden kan opretholdes, når Danmark får hovedparten af sin el fra sol og vind
- Energilagring muliggør realiseringen af en række samfundsøkonomiske gevinster gennem mindre behov for udbygning af transmissions- og distributionsnettet, færre udgifter til systemydelse og mindre afhængighed af import af dyre timer med lav VE-produktion og eksport i billige perioder med høj VE-produktion.
- Energilagring er en nødvendighed for at sikre et grønt elsystem.
- Der er allerede markedsparate teknologier, som i både skala og økonomi kan implementeres i det danske elsystem.

Denne rapport er udarbejdet i samarbejde med DaCES, Skovgård Energy, Hyme, Visblue, Stiesdal, Topsøe og Teknologisk Institut.

Projektet er finansieret af Tietgenfonden

Rapporten er bygget op i to dele. Del 1 indeholder en analyse af behovet for energilagring i det danske energisystem, når elforsyningen er baseret på og afhængigt af vind og sol. Ydermere gennemgår afsnittet også de forskellige teknologiers funktion i energisystemet, pris, levetid og nogle tekniske data. Del 2 indeholder mere detaljerede teknologibeskrivelser.

# DEL 1 ENERGILAGRING I DET DANSKE ENERGISYSTEM



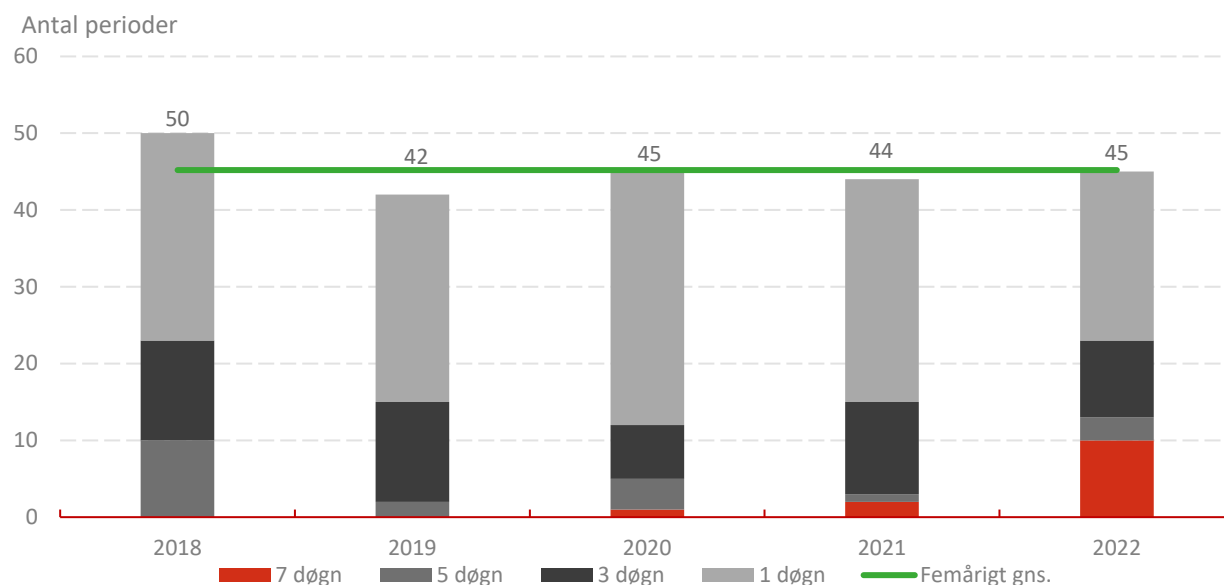
# INDLEDNING

Danmark står, ligesom det øvrige Europa, over for en grundlæggende omlægning af energiproduktionen og elinfrastrukturen hen over de næste årtier. Den danske regering har planer om, at Danmark skal være uafhængig af fossile energikilder i 2050, og allerede i 2030 skal den danske produktionskapacitet fra vedvarende energi (VE) øges fra 8,4 GW i 2022 til 31,9 GW, jf. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets Klimafremskrivning 2023. Flere private udviklere af vedvarende energiproduktion har planer om at opføre store VE-parker både offshore og onshore.

Den stadig stigende VE-produktion betyder, at der fortsat kommer en større forskel mellem produktion og forbrug af el. Forskellen kommer både i forhold til geografisk afstand mellem produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder, hvorfor behovet for at flytte el mellem områderne kommer til at vokse. Forskellen kommer dog også fra, at VE-produktion fra vind og sol er vejrafhængig, så der på solrige og blæsende dage kommer til at være et stort produktionsoverskud, mens der på vindstille vinteraftener kommer til at være et produktionsunderskud.

I Danmark har vi i løbet af et normalt år omkring 45 perioder på mindst et døgn, hvor VE-produktionen dækker under 25 pct. af det samlede danske elforbrug, jf. figur 1. Tre af disse perioder varer ca. en uge. Figur 2 angiver længden på de vindstille og overskyede perioder, som Danmark i gennemsnit har oplevet de seneste fem år. En vindstille og overskyet periode er defineret som en periode, hvor VE-produktionen gennemsnitligt kun dækker op til hhv. 25 pct., 50 pct. og 75 pct. af det samlede el-forbrug. Derudover har vi tre perioder, på 3-5 uger, hvor VE-produktionen kun dækker op til 75 pct. af det samlede el-forbrug. I disse perioder er behovet for at importere strøm selvsagt ikke lige så stort, men grundet periodernes længde er dansk forsyningssikkerhed og økonomi stadig påvirket heraf. Derfor er der et potentiale for at supplere den danske elforsyning med oplagret energi.

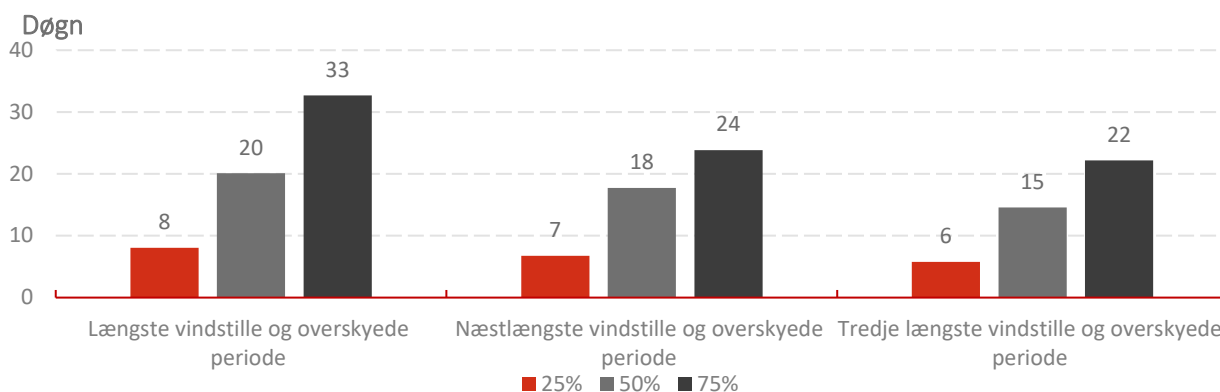
**FIGUR 1: VINDSTILLE OG OVERSKYEDE PERIODE FORDELT PÅ LÆNGDE AF PERIODE OG ÅR**



Kilde: Energinet og egne beregninger



**FIGUR 2: LÆNGDEN PÅ VINDSTILLE OG OVERSKYEDE PERIODER I DANMARK**



Kilde: Energinet og egne beregninger

Udover de tre perioder på ca. en uges varighed, findes der vindstille og overskyede perioder, der ikke er helt så lange, men stadig varer et døgn. Selvom længden på perioderne er kortere, vil udbygningen af VE og udfasningen af fossile termiske anlæg stadig give et strømunderskud i disse perioder.

Den stigende VE-produktion opstiller imidlertid også nogle økonomiske dilemmaer. For det første eksporterer Danmark ofte overskydende produktion, på blæsende dage, til en pris på næsten 0 kr. Når VE-produktionen er lav, skal der dels bruges reservelast internt i Danmark, ligesom der skal importeres strøm fra især Norge og Sverige. Elnettet skal imidlertid også udbygges for milliarder for at kunne håndtere de stigende mængder el. Begge dele giver højere elpriser i Danmark.

Der er således to aspekter ved at øge VE-produktionen i Danmark og samtidig udfase fossile brændsler helt: forsyningssikkerhed og samfundsøkonomi. Begge dele bør have politisk fokus, men er svære at tilgodese på langt sigt, hvis ikke der indtænkes energilagring i elsystemet.

Energilagring er i sin enkelthed opmagasinering af el, når der er produktionsoverskud. Den opmagasinerede el kan bruges, når der er produktionsunderskud. Den mest kendte form for energilagring er formentlig lithium-ion batterier. Der er dog en række andre teknologier, som også bruges til lagring af el, hvoraf nogle kan bruges i stor skala til systemstøtte og frekvensstabilisering, mens andre bruges i mindre skala, fx i boligforeninger, så foreningernes egen produktion fra solceller kan gemmes til brug, når strømmen er dyr. De konkrete teknologier, som undersøges i denne analyse, beskrives i del 2.

Energilagring bør spille en central rolle i det fremtidige energisystem. Det muliggør at flytte el i perioder med produktionsoverskud mod områder med produktionsunderskud og opbevare el til brug i perioder med lavere elproduktion, ligesom energilagring kan bruges til at levere systemydelse, fx frekvensstabilisering. Derfor åbner energilagring op for en række muligheder for at understøtte det danske elsystem både i forhold til forsyningssikkerhed, samtidighed mellem produktion og forbrug af el samt samfundsøkonomiske besparelser.

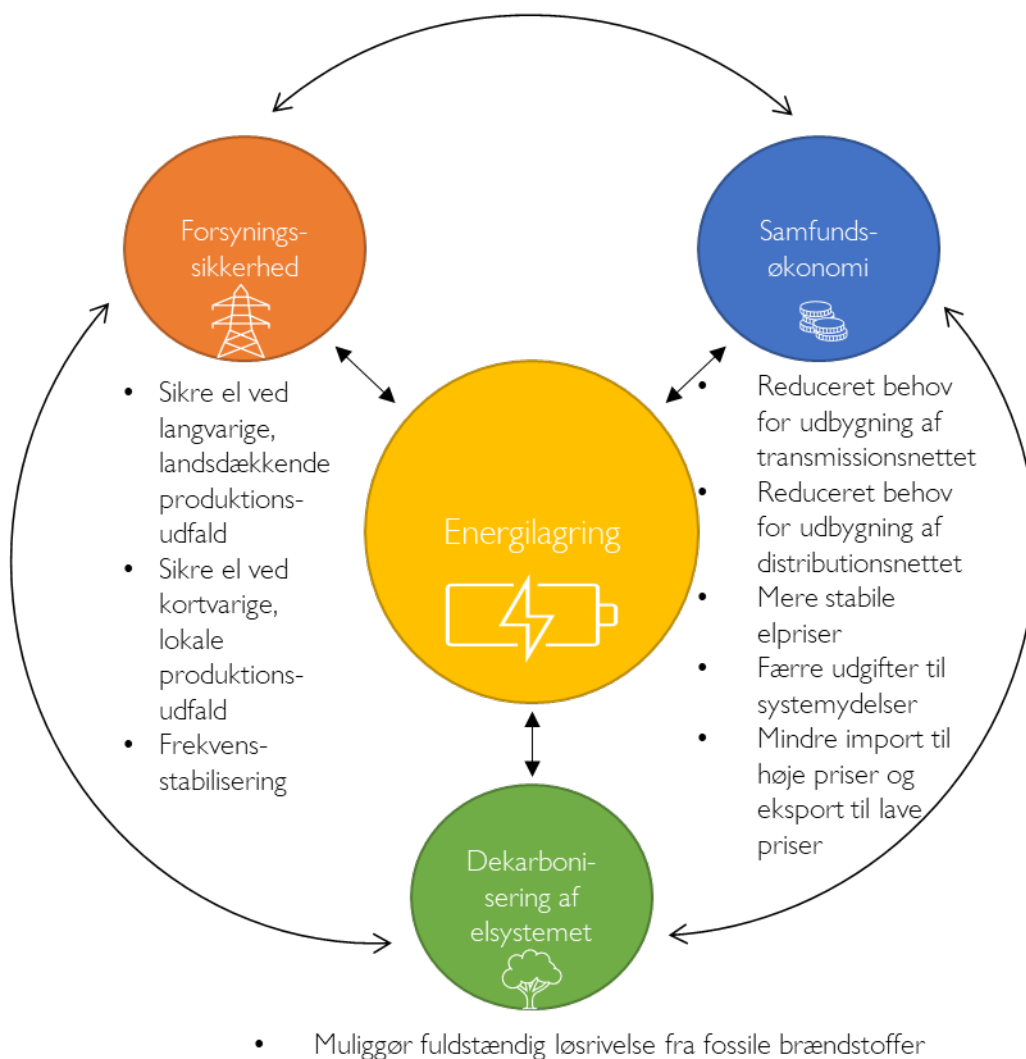
## Energilagring i det danske energisystem

Energilagring i det danske energisystem refererer til en række forskellige funktioner. Hver funktion vil blive udført af en kombination af de løsninger, som findes på markedet allerede: Elektrokemisk lagring (batterier), termisk lagring, kemisk lagring (Power-to-X), biogasproduktion og netudbygning. Det vil afhænge af de lokale forhold, hvilken løsningskombination, som skal anvendes i givent område, ligesom energilagring ikke vil kunne træde i

stedet for netudbygning. Energilagring kan i denne sammenhæng ses som et fleksibelt elforbrug, som kan aktiveres, når der er overskudsproduktion. I stor skala kan fx PtX anvendes som aftager af store mængder el, mens det i lille skala fx kan være Li-ion batterier.

Fælles for løsningerne er, at de alle bidrager til at understøtte forsyningsikkerhed, herunder netudvikling, har samfundsøkonomiske gevinster og muliggør dekarbonisering af det danske elsystem. De forskellige funktioner er vist i figur 3 herunder.

**FIGUR 3: ENERGILAGRING ER CENTRALT I DET DANSKE ENERGISYSTEM**



Kilde: Axcelfuture

Figuren viser, at energilagring er et nøgleelement i omstillingen af den danske energisektor. Energilagring kan bidrage til at øge forsyningsikkerheden, fordi det muliggør at opbevare strøm fra produktionsoverskudsperioder til produktionsoverskudsperioder. Dertil kommer, at det vil øge den danske selvforsyning. Selvforsyningen stiger især, hvis lagringen sker på decentral basis, fx i energifællesskaber. Det skyldes, at decentralt lagret el ikke skal stilles til rådighed på det europæiske elmarked, som centrale energilagre i de fleste tilfælde vil skulle, hvorfor det står til rådighed for den indenlandske efterspørgsel.

Samtidig giver energilagring også store samfundsøkonomiske besparelser af følgende fire årsager:

1. Reduceret behov for udbygning af transmissionsnettet og distributionsnettet
2. Mere stabile elpriser
3. Færre udgifter til systemydelse
4. Mindre import i højprisperioder og eksport i lavprisperioder

Endelig giver energilagring også mulighed for at kunne dekarbonisere hele elsystemet. Det sker fordi det kan bidrage til at erstatte de dele af elforsyningen, som i dag udgøres af fossil energi. Det er især reservelastværkerne, som i dag drives af biogas og diesel, men på kort sigt kan det også være kul, ligesom visse affaldsforbrændingsværker vil blive erstattet i takt med, at genanvendelsesprocenten stiger i Danmark.

Forsyningssikkerhed, samfundsøkonomi og dekarbonisering af elsektoren er imidlertid også forbundne. I et dekarboniseret elsystem, hvor Danmark kun har adgang til sol, vind og i fremtiden noget biomasse som grundlast, bliver energilagring en nødvendighed for at have en fortsat høj forsyningssikkerhed til en pris, som de fleste kan betale. Tilsvarende vil det have storpolitisk betydning for den grønne omstilling, hvis ikke forsyningssikkerhed kan sikres i en CO<sub>2</sub>-neutralt samfund.

Det samfundsøkonomiske aspekt er ligeledes koblet til både forsyningssikkerhed og dekarbonisering af elsystemet. I forhold til forsyningssikkerhed omhandler koblingen især, at der skal laves store investeringer i det danske elnet for at imødekomme elektrificeringen af det danske samfund. Senest har Rambøll i marts 2023 estimeret, at omkostninger beløber sig på mindst 110 mia. kr.<sup>1</sup> Her kan energilagring med stor sandsynlighed reducere investeringsbehovet, fordi det kan reducere flaskehalse i elsystemet. På baggrund heraf er der i Tyskland påbegyndt et projekt kaldet Grid Booster, som indebærer opførelsen af et batteri, som skal integreres direkte i transmissionsnettet.<sup>2</sup>

## Energilagring og forsyningssikkerhed

Forsyningssikkerhed dækker over, at der altid skal være strøm i stikkontakten, og indeholder to overordnede temaer, som er relevante i forhold til energilagring: produktionsudfald og frekvensstabilisering. Produktionsudfald er i dag i sjældne i Danmark, og en gennemsnitlig forbruger vil opleve, at der er strøm i 99,99 pct. af tiden, jf. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. Produktionsudfald opstår, når der er større efterspørgsel, end der er udbud, hvorved strømmen i stikkontakten forsvinder.<sup>3</sup>

I Danmarks energisystem er der i dag brug for reservelastværker. De startes, når der er utilstrækkelig VE-produktion, så den grundlast, som ellers dækker forbruget, ikke slår til. I sådanne situationer kan reservelastværkerne træde til med kort varsel og producere el, så strømsvigt undgås. Reservelastværkerne bruger enten naturgas eller diesel som drivmiddel.

Grundlast og reservelast er to vigtige begreber i relation til energilagring. Grundlasten er den basisproduktion, som lægger bunden i forhold til at imødekomme efterspørgslen. Den kan ikke øges hurtigt, men er rent produktionsmæssigt væsentligt større end reservelasten, der kun imødekommer forskellen mellem grundlasten og spidsefterspørgslen. Grundlasten kommer i dag både fra vind og sol, men i særdeleshed fra termiske værker, som er drevet af affald, biomasse og en stadig faldende andel kul, ligesom der importeres el fra udlandet.

Når produktionen af vedvarende energi i Danmark stiger samtidig med, at fossil energi skal udfases, vil der som

---

<sup>1</sup> [Rambøll: Udbygning af elnettet vil koste trecifret milliardbeløb - Rambøll i Danmark \(ramboll.com\)](https://www.ramboll.com/da/nyheder/nyheder/udbygning-af-elnettet-vil-koste-trecifret-milliardbelob)

<sup>2</sup> Batteriet er på 250 MWh med en effekt på 250 MW.

<sup>3</sup> Der kan også være forsyningsmæssige udfald af andre årsager fx overgravning af kabler.

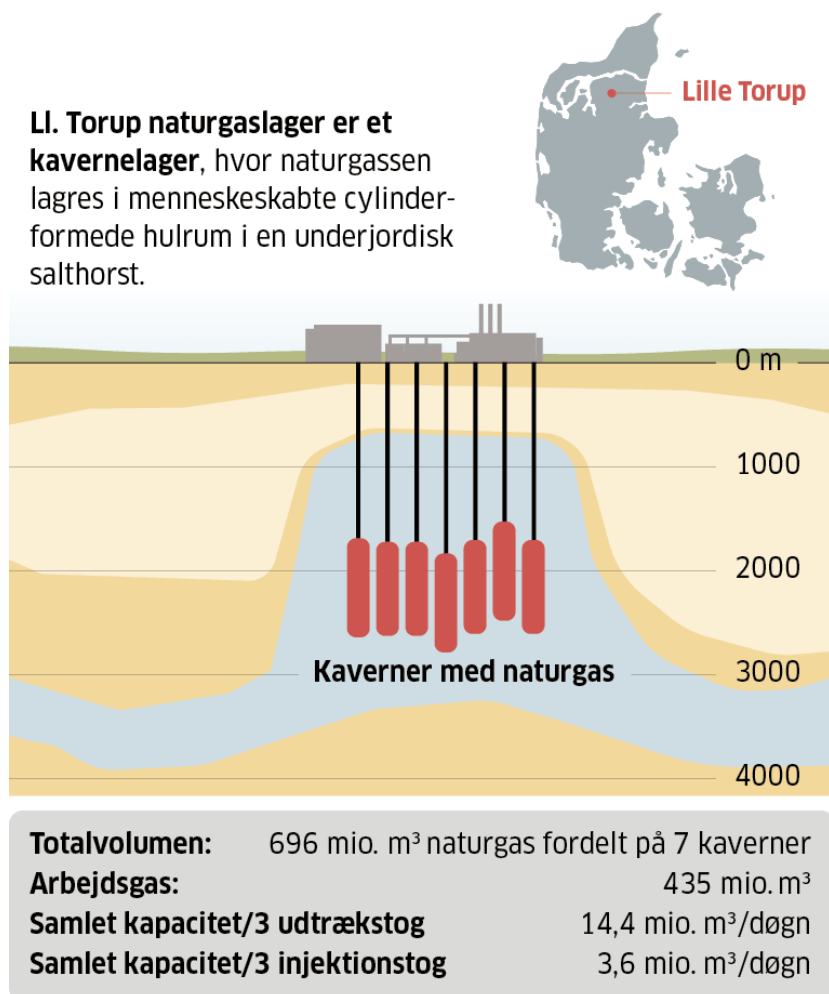


tidligere nævnt være en stadig større del af året, hvor der ikke er elproduktion nok til at imødekomme efterspørgslen. I fraværet af energilagring skal Danmark importere el i stedet.

Sikring af grundlast alene ud fra vedvarende energi, er imidlertid ikke en let opgave for et land som Danmark, som ikke har adgang til vandkraft. Vandkraft giver mulighed for at pumpe vand tilbage i et dæmningsreservoir ved overskudsproduktion fra fx vindmøller og kan generere betydelige mængder billig el, når solen ikke skinner, og vinden ikke blæser.

I Danmark er der formentlig kun én vej til at sikre grundlast hele året. Danmark har såkaldte kaverne, som er enorme hulrum i nogle saltlag (såkaldte salthorste) dybt nede i den danske undergrund. De danske kaverne ligger ved Lille Torup i Nordjylland og er illustreret i figur 4.

FIGUR 4: ILLUSTRATION AF EN KAVERNE I LILLE TORUP



Kilde: [Underjordisk gaslager kommer til at stå under en halv million m<sup>3</sup> vand mindst et år | Ingeniøren](#)

Som det fremgår af figuren, kan kaverne i Lille Torup rumme 435 mio. m<sup>3</sup> gas, som kan forbruges (såkaldt arbejdsgas), mens kaverne i Stenlille kan rumme ca. 580 mio. m<sup>3</sup>. Det betyder, at kaverne har en samlet kapacitet på over 1 mia. m<sup>3</sup> gas. Den resterende kapacitet bruges til at opretholde trykket og kan således ikke bruges i praksis. Det skal ses i sammenhæng med et samlet dansk gasforbrug i 2021, dvs. før energikrisen, på 2,8 mia. m<sup>3</sup> naturgas, jf. Energistyrelsen. Naturgasforbruget i Danmark kommer formentlig til at falde støt de næste 10 år, hvilket blandt andet skyldes udfasningen af gas til opvarmning. 1 mia. m<sup>3</sup> naturgas svarer til knap 40 PJ, som i 2022 var omkring 33 pct. af det samlede danske elforbrug jf. Energistyrelsen. Kaverne kan altså bruges som

et stort lager til gas, der kan konverteres tilbage til el. Hvorvidt det bliver bionaturgas eller brint, som kommer til at udgøre lageret, er endnu uvist, men allerede i dag bruges kavernerne som lager for naturgas til det danske gasnet. Formentligt bliver det et miks af bionaturgas og brint, som reelt kommer til at udgøre lageret.

Når grundlasten er sikret, er næste trin i forsyningsikkerheden, at elsystemet skal være i stand til at imødekomme lokale udfald i produktionen eller lokale spidslastefterspørgsler gennem reservelasten. Til dette kan forskellige teknologier anvendes, idet kapaciteten ikke behøver at være i samme størrelse, som ved de store og landsdækkende produktionsudfald. Hovedopgaven for denne type energilagring er at sikre, at der altid er strøm tilgængeligt i lokale enheder rundt om i landet, samt at lagringsteknologierne kan levere el til nettet på relativt kort tid og gerne under 15 minutter. Hertil er der en række teknologier, som allerede i dag kan bruges.

Udover selve produktionen af el, skal der altid være en bestemt frekvens i den el, som findes i elnettet. Frekvensen er relevant, fordi hovedparten af den el, som er i transmissions- og distributionssystemet, er vekselstrøm. Vekselstrømmen i det danske elnet må ikke afvige fra 50 Hz, som er standardfrekvensen i Europa. Alle husholdningsapparater, som ikke indeholder et batteri, er designet til at køre på vekselstrøm, ligesom alle apparater, som indeholder et batteri, kører på jævnstrøm. Derfor sidder der altid en omformer i apparater med batterier. Jævnstrøm, vekselstrøm og hertz er forklaret nærmere i boks 1.

Hvis frekvensen i elnettet afviger fra 50 Hz, vil funktionen i mange elapparater blive forringet. Et simpelt eksempel herpå er, at digitale ure kører ud fra netfrekvensen. På 1 sekund vil der ved 50 Hz, være 50 cykler i sekundet. Falder frekvensen vil der være færre cykler på 1 sekund, og derfor vil der gå længere tid, før uret tæller 1 sekund. Derved kommer uret bagud. Frekvensudfald er imidlertid forbundet med forskel mellem udbud og efterspørgsel, og store udfald i frekvensen kan derfor føre til blackouts, idet der ikke er strøm nok til at opretholde forsyningen. Stabilisering af frekvensen er derfor også forbundet med forsyningsikkerhed, og Li-ion batterier bruges allerede til dette formål i dag.

### **BOKS 1: JÆVNSTRØM, VEKSELSTRØM OG HERTZ**

Der er groft sagt to forskellige typer strøm: jævnstrøm og vekselstrøm. Jævnstrøm er den teknisk mest simple, og er den strømtype, som blev opfundet først. Det indebærer blot en direkte strøm af elektroner mellem to punkter. Strømmen har en jævn spænding, dvs. niveauet af volt er det samme gennem en ledning, deraf navnet.

Jævnstrøm er den form for strøm, som fx er i et batteri. Det benyttes i visse dele af transmissionsnettet i Danmark, ligesom jævnstrøm ofte anvendes ved ilandføring af offshore vindparker, hvis parkerne ligger langt fra land. Det skyldes, at jævnstrøm har lavere strømtab, når strøm skal transporteres over lange afstande. Jævnstrøm er dog svært at styre ved pludselige stød som lynnedslag, ligesom det er dyrt at justere spændingen (volt), hvorfor vekselstrøm er det hyppigst anvendte i elnettet. I visse lande, bl.a. USA, ses dog en stigning i anvendelsen af jævnstrøm i transmissionsnettet, da prisen på omformning og transformering af jævnstrøm er faldet væsentligt de senere år.

Den anden type strøm hedder vekselstrøm. Vekselstrøm har sit navn på grund af, at strømmen skifter retning hele tiden, dvs. at den "veksler", som vist i figuren herunder. I modsætning til jævnstrømmen bevæger vekselstrømmen sig i sinuskurver mellem en maksimal og en minimal spænding. Hvor hurtigt, strømmen skifter retning, angiver strømmens frekvens, som har enheden hertz (Hz). 1 Hz angiver, at strømmen har gennemført én cyklus på ét sekund. Den leverede spænding i et vekselstrømskabel angives som en funktion mellem maksimalspændingen og frekvensen.

I Europa er netfrekvensen 50 Hz. Det betyder, at der er 50 cyklusser pr. sekund. Afviger frekvensen derfra, betyder det ikke, at elnettet bryder sammen. Det kan dog ske, hvis frekvensen afviger væsentligt fra 50 Hz. I stedet vil elapparater køre dårligere, ligesom deres levetid forkortes. Det skyldes, at de elektriske

komponenter i apparaterne bliver "stresset", hvorved de opslides hurtigere.

#### ILLUSTRATION AF HHV. VEKSELSTRØM (RØD LINJE) OG JÆVNSTRØM (GRÅ LINJE)



Kilde: Axcelfuture

Vekselstrøm har den store fordel, at det er let og billigt at ændre spænding. Hvis et transmissionskabel har 400 kV spænding, er det billigere at nedjustere det til fx 220 kV, som bruges i andre dele af transmissionsnettet sammenlignet med jævnstrøm, ligesom det også er uproblematisk at føre det ud i distributionsnettet.

Vekselstrøm taber imidlertid mere strøm pr. km det transporteres end jævnstrøm, hvorfor det over lange afstande nogle gange er bedre at bruge jævnstrømskabler og betale merprisen for at enten at omforme den til vekselstrøm eller transformere den til et andet spændingsniveau.

## Samfundsøkonomiske besparelser

De samfundsøkonomiske besparelser, som er beskrevet i figur 3, er det andet store aspekt af energilagring. Det kommer primært fra et mindre behov for at udbygge elnettet, både i transmissionsnettet og distributionsnettet, men også fra mindre volatile elpriser samt færre udgifter til systemydelse.

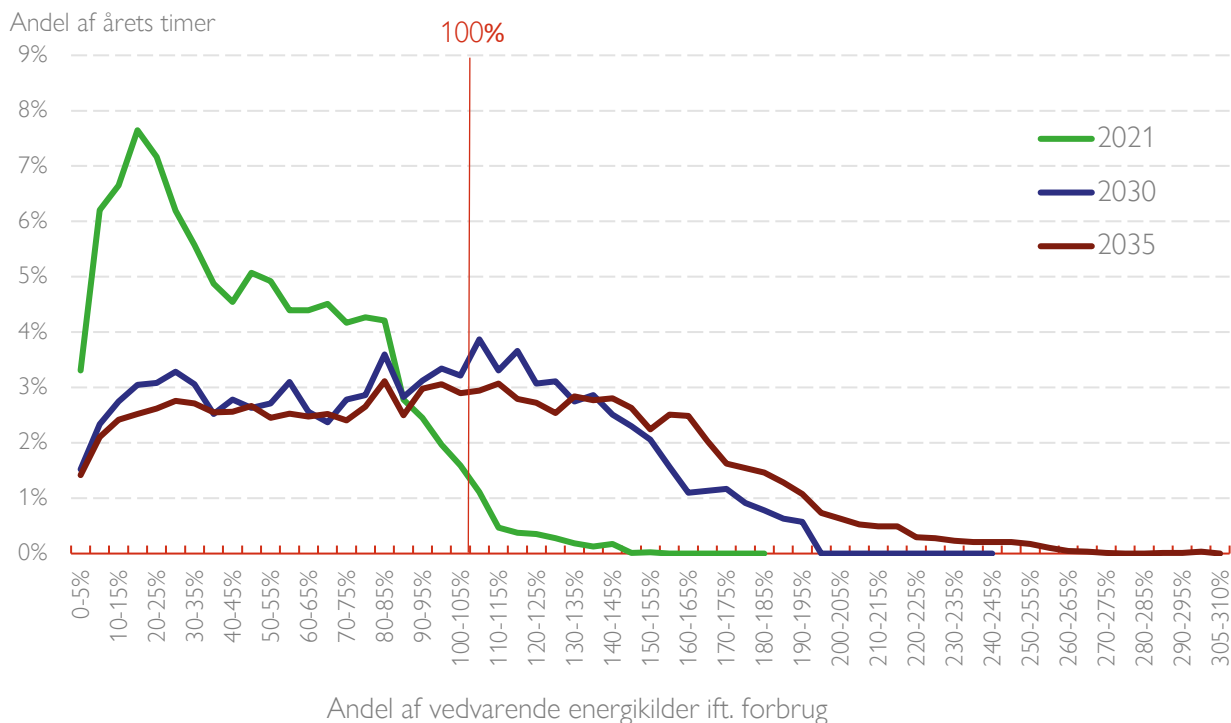
### Reduceret behov for udbygning af elnettet

Et reduceret behov for netudbygning afstedkommes af den stadigt stigende mængde vedvarende energi fra sol og vind, som Danmark får. Den stigende VE-produktion giver en mere volatil produktion af el, jf. figur 5. Dette gør, at elnettet uden energilagring skal kunne modtage og transportere spidsproduktionen, som bliver stadigt større, hen til et sted, hvor den kan forbruges. I det mængden af produceret el afhænger af vejret og ikke efterspørgslen efter el, skal en stor del af VE-produktionen flyttes til udlandet, hvis ikke der er en indenlandsk efterspørgsel på tidspunktet for produktionen.

Energilagring kan påvirke dette gennem to mekanismer. Den første er, at der etableres nogle store, centrale lagringsenheder, fx ved ilandføringspunktet for en vindmøllepark eller i forbindelse med VE-parker på land. Teknologierne skal kunne aftage store mængder strøm og gemme dem i en form, som er egnet til langvarig energilagring, eller hvor energien skal bruges til andre formål end elforsyning. Det kan fx være PtX-anlæg, hvor brint transporteres til kaverne ved Lille Torup eller fragtes til Tyskland gennem brintrør. Den anden mekanisme er lokal energilagring, som sørger for, at der konstant er tilstrækkelig el i de områder, hvor den efterspørges. Den lokale energilagring gør dels, at energi kan produceres og opbevares lokalt af fx en andelsboligforening, hvilket reducerer behovet for, at det offentlige elnet kan levere el til dem. Derudover gør den, at el kan flyttes fra produktionsområderne til forbrugsområderne, for på den måde at bidrage til højere samtidighed mellem produktion og forbrug af el i det danske elsystem. I et samfund som er væsentligt mere elektrificeret i fremtiden end i dag, vil energilagring på den måde kunne reducere behovet for udbygning af dele

af distributionsnettet.

**FIGUR 5: STIGENDE VOLATILITET SOM FØLGE AF STIGENDE VE-PRODUKTION**



Kilde: Egne beregninger baseret på data fra Energi Data Service og Energistyrelsens Klimafremskrivning 2022

Note: Tal for 2030 og 2035 er fremskrevet ved at gange individuelle faktorer på produktionen af vedvarende energi fra hhv. havvind, landvind og sol fra 2021.

### Lavere, mindre volatile elpriser

Som beskrevet ovenfor kan behovet for udbygning af elnettet reduceres, hvis der indtænkes energilagring. På den måde skabes der bedre rammer for at have samtidighed mellem forbrug og produktion i et samfund uden fossil energi.

Denne samtidighed ses dog også gennem elprisen. Allerede i dag er elprisen volatil, hvilket er blevet forstærket af den igangværende energikrise, hvor udfald i produktion fra sol og vind giver høje elpriser. I andre perioder er elprisen lav, hvilket skyldes, at der er stor elproduktion fra sol og vind. Energilagring muliggør at flytte overskudsproduktionen fra sol og vind til perioder med lavere elproduktion. Dette kaldes peak shaving, dvs. at toppen af produktionen "skæres væk" og bruges til at fjerne pristoppe senere. Dette er illustreret i figur 6 herunder.

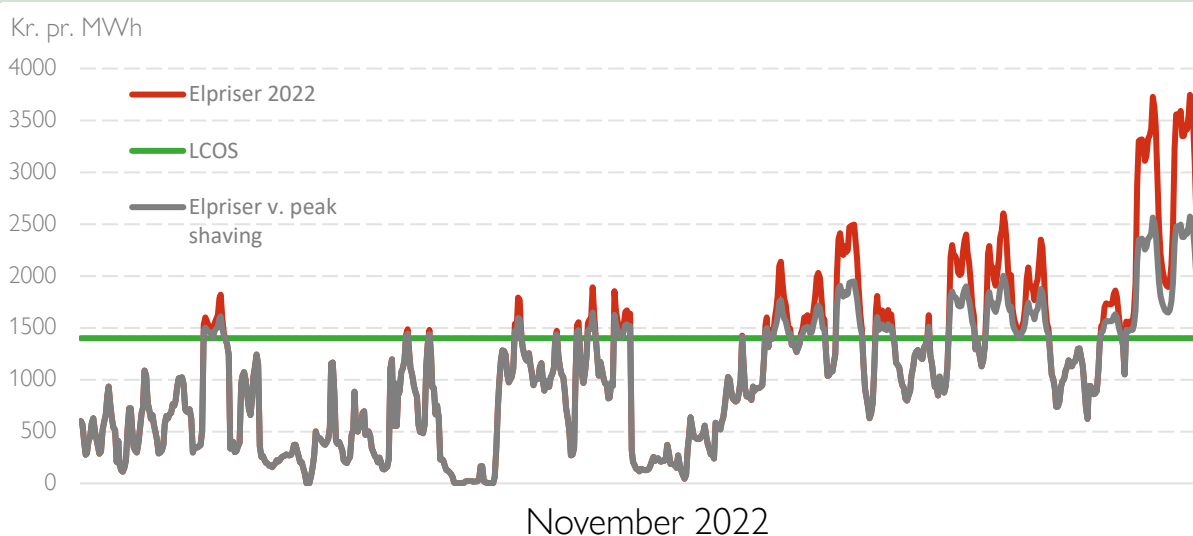
I 2021 var den gennemsnitlige pris for at oplagre el, med det formål at sende det ud i elnettet igen (Levelized Cost of Storage, LCOS), ca. 1.400 kr. pr. MWh,<sup>4</sup> jf. Lazard 2021.<sup>5</sup> LCOS svinger fra teknologi til teknologi, responstid og lagringskapacitet, og derfor vil LCOS ikke være konstant ved anvendelse af lagringsteknologierne i

<sup>4</sup>1.400 kr. Pr. MWh er gennemsnitlig Levelized Cost of Storage (LCOS) for salg af el til nettet fra en batteriløsning. LCOS angiver en gennemsnitlig pris for at forsyne 1 MWh el set i forhold til både investeringsomkostninger, driftsomkostninger, round-trip efficiency, mv.

<sup>5</sup>[Microsoft PowerPoint - Lazard's Levelized Cost of Storage - Version 7.0 vDraft2.pptx](#)

elnettet. Figuren viser de reelle elpriser i november 2022 (den røde linje), samt et groft estimat for, hvordan elprisen ville have været, hvis der eksisterede en stor lagringskapacitet i det danske elnet (den grå linje). Den pris er beregnet ved at antage, at oplagret el sælges til gennemsnittet mellem LCOS og den forventede timepris uden lagring. Priseffekten i forhold til, at efterspørgslen øges væsentligt i lavprisperioderne, når energilagrene skal fyldes, er ikke medregnet på grund af databegrænsninger. I praksis vil de laveste elpriser øges som følge heraf. Det betyder, at priserne vil svinge omkring den gennemsnitlige LCOS, som er relevant for længden af den periode, hvor der er VE-underskud. I figuren betyder det, at hvis elprisen er højere end LCOS, dvs. 1.400 kr. i figuren, kan en ejer af et energilager sælge el med et overskud, og når prisen er under 1.400 kr., kan energilagrene fyldes. Des større forskel mellem den gennemsnitlige mindstepris og gennemsnitlige maksimalpris for el, des bedre forretning er det at oplagre el.

**FIGUR 6: ILLUSTRATION AF MEKANISMEN BAG ELLARINGS BETYDNING FOR ELPRISEN**



Kilde: Energinet, Lazard (2021) og Axcelfuture

Note: Elpriserne ved energilagring er beregnet som gennemsnittet af LCOS og de priser, energilagringsejeren forventer vil være på markedet i fraværet af lagring. Det antages, at der altid er tilstrækkelig el oplagret til at kunne udnytte denne pris i tre døgn. Derudover er batteriets første opladningsdag antaget at være den første dag i november. Priseffekten på priser under lagringsomkostningen er medregnet i figuren på grund af databegrænsninger.

Elprisen fastsættes på timebasis ud fra marginalprisen på el, hvor marginalteknologien i 2022, i mange tilfælde, har været reservelastværker drevet af naturgas. Netop naturgas var i en stor del af året blevet væsentligt fordyret på grund af den store reduktion i forsyningen af naturgas fra Rusland.

Energilagring muliggør, at prisen ikke så ofte bliver fastsat af naturgas. I stedet kan det fastsættes af forskellige lagringsteknologier, som har lavere marginalpriser end naturgasdrevne reservelastværker. Energilagring muliggør også, at EU's selvforsyningsgrad stiger væsentligt, hvilket kan bidrage til mere stabile elpriser.

Ligesom energilagring kan hjælpe med at reducere de højeste elpriser, vil det også betyde, at elprisen sjældent vil være meget lav. Det skyldes, at energilagrene skal oplades med den billigste strøm, hvorfor der vil være større efterspørgsel i lavprisperioderne.

Reducerede udgifter til systemydelse

Det sidste samfundsøkonomiske aspekt omhandler Energinets udgifter til systemydelse. En systemydelse

betyder, at der leveres en ydelse ind i elnettet, som bidrager til højere forsyningsikkerhed. Energinet betaler leverandører for adgang til disse ydelser, hvis det skulle blive nødvendigt. Der er to forskellige overordnede typer systemydelser: kortsigtede- og langsigtede ydelser.

De kortsigtede systemydelser omhandler frekvensregulering. For at holde elnettet på 50 Hz, er det nødvendigt at have nogle leverandører, der kan hjælpe med at stabilisere elnettet, hvis der sker ændringer i frekvensen. Responstiden herpå er meget kort (under ét sekund).

De langsigtede systemydelser dækker over reservelast, hvis der pludseligt skulle opstå et produktionsunderskud. Her er responstiden typisk op til 15 minutter. De langsigtede systemydelser sikrer, at der ikke sker blackouts.

Ved begge typer systemydelser, betaler energinet for at have adgang til, at en leverandør stiller ydelsen til rådighed. I praksis hænder det ikke så ofte, at ydelserne rent faktisk leveres, og derfor går meget af betalingen til muligheden for at udnytte leverandørernes kapaciteter, dvs. det er en form for garanti for forsyningsikkerheden.

## Dekarbonisering af elsektoren

Det danske elsystem skal være CO<sub>2</sub>-neutralt i 2030. Det kræver en historisk stor omlægning og udbygning af den danske energiproduktion og -infrastruktur. Som tidligere nævnt betyder det for et land som Danmark, at en stor andel af elproduktionen kommer fra sol og vindenergi. For at elforsyningen kan blive helt grøn, kræver det imidlertid, at alle mellem- og reservelastværker blive dekarboniseret. Det kan enten ske ved, at brændslet udskiftes med et grønt alternativ, fx biogas eller et PtX-produkt eller, at der installeres andre ellagrings teknologier. Dette er vist i tabel 1 herunder. Det er nødvendigt, hvis Danmark skal have en fuldt dekarboniseret elforsyning. Sker det ikke, vil der i lang tid fremover være en rest af elproduktionen, som vil forsynes fra fossile kilder.

**TABEL 1: LAGRINGSTEKNOLOGIER TIL GRUNDLAST, MELLEMLAST OG RESERVELAST**

Teknologi	Nødvendig kapacitet	Teknologi
Grundlast	GWh-TWh	PtX Biogas Termisk lagring
Mellemlast	MWh-GWh	Termisk lagring PtX Redox Flowbatterier Li-ion batterier Biogas
Reservelast	MWh-GWh	Termisk lagring PtX Redox Flowbatterier Li-ion batterier Biogas

Kilde: Dialog med virksomheder og egne vurderinger



---

# HVILKE MARKEDSPARATE TEKNOLOGIER KAN BRUGES I DET DANSKE ENERGISYSTEM?

---

Danmark har brug for energilagring både af samfundsøkonomiske og forsyningsikkerhedsmæssige hensyn. Der er imidlertid en række teknologier til rådighed allerede i dag, og der er ikke én bestemt teknologi, som kan bruges til alle dele af det danske elsystem. Derfor er det undersøgt, hvilke teknologier som er tilgængelige til implementering i det danske energisystem i dag eller bliver det inden for kort tid. Dette afsnit er udarbejdet på baggrund af dialog med centrale danske teknologileverandører.

Tabel 2 herunder viser de mest centrale egenskaber ved de forskellige energilagringsteknologier: CAPEX (kapitalomkostningen) pr. kWh lagringskapacitet, depth of discharge, som angiver hvor langt ned en given teknologi kan aflades i forhold til sin kapacitet ved optimalt brug, levetid, round trip efficiency, som angiver hvor meget el, der er tilbage, fra går ind i et anlæg til det er tilbage i elnettet, hvor meget en teknologi selvaflader og deres teknologiske udviklingsniveau (TRL-niveau).

Tabellen viser, at der er et tradeoff mellem egenskaberne i teknologierne. Tradeoffet omhandler især pris i forhold til skala og formål. Når formålet med energilagring er stor kapacitet til at imødekomme efterspørgslen i VE-tørker, skal prisen for at oplagre en kWh el være lav. Til det formål vil der formentlig blive anvendt biogas eller PtX, som kan levere store mængder energi, men hvor formålet ikke er meget hurtigt respons eller frekvensstabilisering ikke er nødvendig. Det samme gør sig gældende ved de termiske lagringsteknologier. Batterier og svinghjul er imidlertid anderledes. De kan levere mindre kapacitet men hurtigere respons og kan designes, således at effekten er optimeret til fx frekvensstabilisering. Derfor har batterier en højere kapitalomkostning, men fordi skalaen og formålet med batterierne typisk er et andet end PtX, biogas og termisk lagring, så er kapitalomkostningen relativt mellem teknologierne i sig selv, ikke en udfordring.

**TABEL 2: CENTRALE EGENSKABER VED ENERGILAGRINGSLØSNINGER**

Teknologi	CAPEX i kr. pr. kWh	Depth of discharge	Levetid	Round trip efficiency	Selvafladning	TRL	Systemkapacitet pr. installation
Dynamisk PtX		100%		40%	0%	6-9	GWh-TWh
Højtemperatur termisk lagring i salt	400		25	40 % (90 % hvis det kobles med varmeproduktion)	0,5-1% pr. døgn	4	MWh-GWh
Højtemperatur termisk lagring i sten	350		25 år	55-60%	0,5-1% pr. døgn	6	MWh-GWh
Li-ion batteri	2.800	80%	10 år	85-90%	0,1% pr. døgn	9	kWh-MWh
Redox flowbatteri	4.750	100%	20 år	75-80%	~0%	8-9	kWh-MWh
Svinghjul	1.500	100%	20 år	90-95%	2% pr. døgn	6-7	kWh-MWh

Kilde: Dialog med virksomheder og Mugyema et. al (2023)<sup>6</sup> og Teknologisk Institut.

Note: Grå felter angiver, at det enten ikke har været muligt at fremskaffe data, eller at de er diskretioneret.

## Hvordan spiller lagringsteknologierne sammen med elmarkedet?

Ovenstående teknologier har forskellige funktioner i energisystemet. Det gælder både i forhold til at sikre elforsyningen i lange landsdækkende perioder med VE-tørke og korte, lokale perioder med fx nedbrud i elnettet eller udfald fra en produktionskilde og ved frekvensstabilisering. Teknologiernes plads i elsystemet er vist i tabel 3 herunder.

De forskellige ydelser, som de forskellige teknologier kan stille rådighed, spiller også ind i forskellige markeder. Teknologier som yder grund-, mellem eller spidslastydelse vil byde ind på elmarkedet på lige fod med egentlige elproducenter via Nordpool. Den decentrale lagring vil i højere grad tilkøbes lokalt, fx som balanceydelse i distributionsnettet, men vil som udgangspunkt ikke være tilgængelig som ydelse via Nordpool. Det samme vil gøre sig gældende for frekvensstabilisering.

<sup>6</sup> Mugyema, M., Botha, C. D., Kamper, M. J., Wang, R. J., & Sebitosi, A. B. (2023). Levelised cost of storage comparison of energy storage systems for use in primary response application. *Journal of Energy Storage*, 59, 106573.

**TABEL 3: YDELSER FRA LAGRINGSTEKNOLOGIERNE I ELSYSTEMET**

Ydelse	Teknologi	Skala
Grundlast	PtX Biogas	GWh-TWh
Mellemlast	Termisk lagring Redox flowbatterier Biogas	MWh-GWh
Spidslast	Redox flowbatterier Li-ion batterier Biogas	MWh-GWh
Decentral lagring	Termisk Lagring (virksomheder) Redox flowbatterier Li-ion batterier Svinghjul	kWh-MWh
Frekvensstabilisering	Redox flowbatterier Li-ion batterier Svinghjul	kWh-MWh

Kilde: Dialog med virksomheder

Hvor i energisystemet de forskellige lagringsteknologier skal udrulles, kommer an på lokale forhold. Er der fx et eksisterende kulkraftværk, som har en funktionel generator, kan der med fordel anvendes teknologier, som kan integreres heri, dvs. PtX eller termisk lagring, mens decentral lagring og frekvensstabilisering med fordel kan baseres på batterier eller svinghjul.

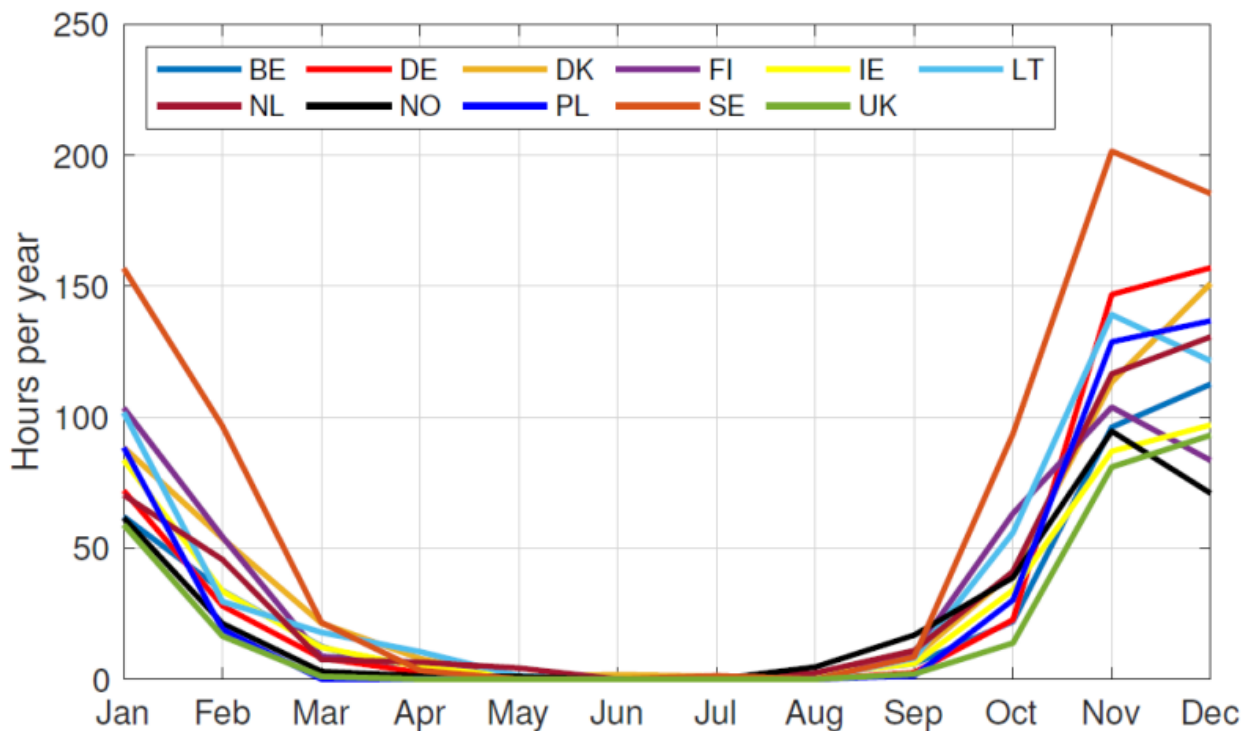
Behovet for lagring er stort. Danmark brugte i 2022 ca. 96 GWh el om dagen, hvilket vil stige til 148 GWh i 2030, jf. Energistyrelsen. Som nævnt i indledningen er der i gennemsnit 47 perioder af mindst en dags varighed, hvor Danmark har under 25 pct. selvforsyning fra VE. Selvom kapaciteten tilpasses, således at der installeres i omegnen af 74 GWh lagringskapacitet rundt om i hele landet, skal der stadig være import af mindst 37 GWh, for at imødekomme den danske efterspørgsel. I Danmark er der imidlertid 1,3 mio. parcelhuse, som kan indeholde et individuelt husstands batteri. Dertil skal lægges mulighederne for lagring i lejlighedsbygninger og industrikomplekser, lagring i VE-parker, termiske lagring i nedlagte kraftværker, mv. I det lys forekommer det realistisk at kunne forsyne Danmark med mindst 50 pct. af efterspørgslen efter el i VE-tørker af maksimalt et døgn varighed gennem energilagring.

Det betyder, at grundlasten i kortere perioder kan sikres gennem decentrale batterier i kombination med mellemskala lagring, fx termisk lagring. Er der længerevarende VE-tørker, bliver det imidlertid andre teknologier som skal imødekomme efterspørgslen. Når der er opstår VE-tørker af længere varighed (mere end et døgn), skal kapaciteten af de decentrale løsninger være uforholdsmæssigt stor. Det sker ca. 47 gange om året i Danmark i dag og vil ske ca. 33 gange i 2030.<sup>7</sup> Typisk vil en VE-tørke ikke kun ramme Danmark men hele Nordeuropa, jf. figur 7. Det betyder, at såfremt Danmark skal importere el fra vores nabolande, vil det blive til høj pris. Det

<sup>7</sup> Baseret på egne beregninger ud fra 2021 data fra Energinet og Energistyrelsens klimafremskrivning 2022.

skyldes, at vores nabolandes elproduktion også bliver stadig mere grøn i kombination med atomkraft. I en VE-tørke vil de kun have atomkraft som reel energiproduktion, og derfor vil deres egne lagre være efterspurgt internt. Danmark vil derfor skulle overbyde fx Tysklands egne forbrugere, hvis ikke der er energilagring i stor skal internt. Som tidligere nævnt vil det her være nødvendigt at indtænke de danske kaverner, der reelt er den eneste mulighed for at have tilstrækkelig med energi, til at forsyne Danmark i perioder på mere end to døgn.

**FIGUR 7: SIMULERING AF ELFORSYNING, HVOR DER GENNEMSNITLIGT ER UNDER 10 PCT. VE-FORSYNING I PERIODEN 2019-2039**



Kilde: Renewables.Ninja

## Del 2 - Teknologibeskrivelser

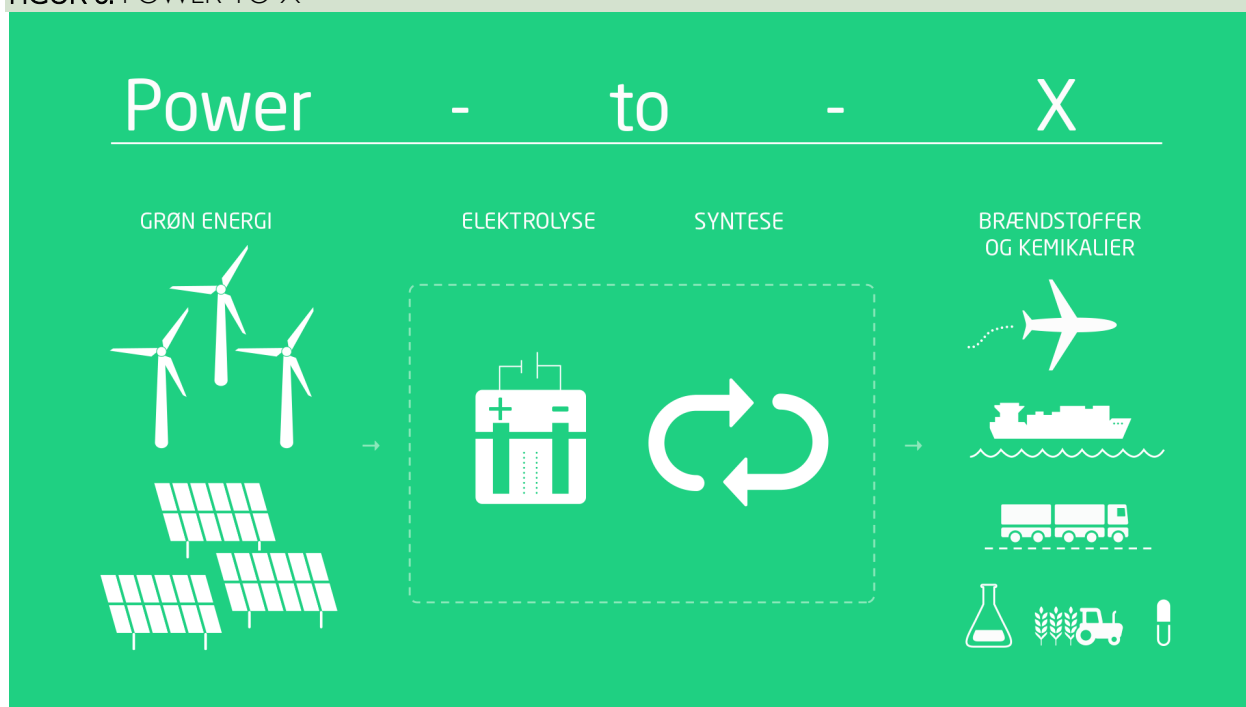


Dette kapitel indeholder beskrivelser af de teknologier, som vurderes at være enten markedsparate eller tæt på markedsparate. Hver teknologi indeholder en funktionsbeskrivelse samt en specifikation af de tekniske data, som dels er indhentet ved dialog med teknologileverandører, dels gennem øvrige kilder.

## Power-to-X (PtX)

Power-to-X (PtX) dækker over konvertering af el (power) til et andet produkt (X), der som regel vil være brint (H<sub>2</sub>), som så kan videreføres til fx methanol eller ammoniak. PtX får meget politisk opmærksomhed, både nationalt og i EU. Det skyldes især, at PtX blandt andet kan bruges til at lave CO<sub>2</sub>-neutralt flybrændstof og brint, som kan bruges til at erstatte naturgas i industrien og brændstof til skibe og gødning (ammoniak) til landbruget. Power-to-X er illustreret i figur 8.

FIGUR 8: POWER-TO-X



Kilde: [Power-to-X. Fra grøn strøm til grønne brændstoffer \(dtu.dk\)](https://www.dtu.dk/da/nyheder/2020/09/09-gron-strøm-til-grønne-brændstoffer)

Power-to-X er imidlertid også en teknologi, som kan bruges til at lagre el. Der er især to kemiske sammensætninger, som er relevante i forhold til elsystemet. Det første er at holde X'et som brint. Brint kan bruges i brændselsceller, hvor det kan konverteres tilbage til el. Den anden metode er at lave ammoniak som kan afbrændes i anlæg, som er designet specifikt til det. På nuværende tidspunkt skal der dog fyres med pilotbrændsel, fx biogas eller brint, der kan få brændkammerets temperatur højt nok op til, at ammoniakken kan antændes. Modsat brint er ammoniak let at flytte uden for et rørsystem, da der skal lavere tryk til at gøre det flydende. Dermed kan den grønne ammoniak, foruden at indgå i gødning, bruges som brændsel i reservelastværker, som i dag er drevet af naturgas og diesel. Som tidligere nævnt er der i dag ikke brændere, som kan fyre med ren ammoniak.

Afbrænding af brint og ammoniak udleder ikke CO<sub>2</sub>. En anden mulighed er også at bruge brint sammen med CO<sub>2</sub> til at producere diesel, som kan bruges i eksisterende reservelastværker.

Som tidligere beskrevet kan brint fra PtX opmagasineres i kavernerne ved Lille Torup. Netop den mulighed gør brint unik som energilagringsteknologi; det er muligt at lagre store mængder strøm, som kan forsyne Danmark



med el i de lange perioder uden tilstrækkelig produktion fra sol og vind, som optræder i løbet af et år. Når brinten opbevares, taber den ikke energi. Derfor kan den opbevares i lang tid modsat de fleste andre lagringsteknologier. Netop mulighederne for at skalere PtX til at modtage store mængder el, samt at brint ikke taber energi over tid, er de to primære fordele i forhold til energilagring. Derudover kan produkterne fra PtX også bruges til andre formål, hvor de fortrænger CO<sub>2</sub>.

PtX er imidlertid ikke uden ulemper. En ulempe er, at der er et forholdsvis stort energitab sammenlignet med andre lagringsteknologier. Energitalet sker som følge af elektrolyseprocessen og afbrændingen af brinten, ligesom forædlingen også medfører tab af energi. Bruges brint direkte til at danne el er energitabet ca. 60 pct. En anden ulempe er, at de fleste PtX-anlæg er afhængige af et jævnt input af el til produktionen.

Der er imidlertid blevet udviklet en teknologi, som ikke er afhængig af et jævnt input af el – såkaldt dynamisk PtX. Det er den danske virksomhed Skovgaard Energy, der er leverandør af teknologien, som er patenteret. Dynamisk PtX kan som navnet antyder justere sin produktion ud fra den mængde el, som leveres til anlægget. Det betyder, at anlægget kan gå op i produktionsmængde, hvis elinputtet stiger, for på den måde at imødekomme en faldende elpris eller stor elproduktion. I relation til VE er dette en fordel, da produktionen er vejrafhængig og derfor fluktuerende, idet Skovgaard Energys teknologi kan imødekomme den produktionsprofil, som VE giver anledning til.

## Termisk energilagring i smeltet salt

Termisk energilagring er en energilagringsform, hvor el konverteres til varme og tilbage til el og/eller varme. Termisk energilagring dækker over forskellige teknologier, hvoraf der i dette papir beskrives to metoder: smeltet salt og sten. Termisk lagring i sten er beskrevet i næste afsnit.

Smeltet salt dækker, som navnet antyder, over, at salt opvarmes til det smelter. Det smeltede salt er nærmest som vand, når det er smeltet. Fra smeltepunktet varmes saltet yderligere op, når der skal gemmes energi i det – og når lageres skal aflades, afgiver saltet sin varme i en varmeveksler, men køles aldrig ned til under smeltepunktet.

Salt er velegnet til termisk energilagring, fordi flere salte har en høj specifik varme kapacitet,<sup>8</sup> dvs. at det er muligt at opbevare meget energi pr. kg salt, ligesom mange salte har forholdsvis høje kogepunkter. Det betyder, at salt kan opbevare store mængder energi uden at fordampe i modsætning til fx vand, og at salte kan bruges til at generere højtemperatur damp til industrielle processer på grund af de høje temperaturer, som det smeltede salt opbevares ved.

Den danske virksomhed Hyme Energy producerer anlæg til termisk energilagring i salt. Hyme Energy bruger natriumhydroxid (NaOH), et salt, som er stærkt basisk, og bl.a. kendes fra afløbsrens. Det er et biprodukt fra produktion af klor. Til produktionen anvendes 'salt brine' (fx koncentreret havvand). NaOH smelter ved 323 grader C, men koger først ved 1388 grader C. Det betyder, at NaOH giver muligheder for at udnytte saltens varme i et stort temperaturspænd. Derudover har NaOH en høj specifik varmekapacitet og er derfor velegnet til energilagring. Hyme Energy's teknologi er beregnet til at lave damp til drive en generator eller til højtemperatur industrielle processer, hvor der skal bruges damp på mere end 150-200 grader C.

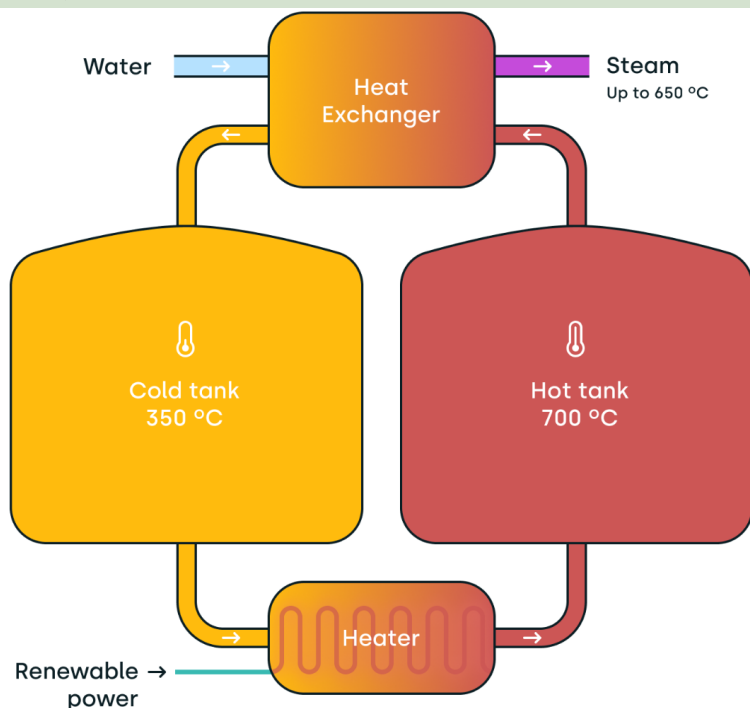
Figur 9 viser, hvordan Hyme Energy's teknologi virker. Salten opbevares i den koldeste tank ved cirka 350 grader indtil der skal lagres energi. Opladningen foregår ved, at saltet pumpes forbi elektriske varmelegemer, hvor den varmes op til 700 grader, og derefter pumpes den videre ind i den varmeste tank, hvor den opbevares indtil lageret, skal aflades. Ved afladning føres saltet ind i en opvarmningstank, hvor NaOH bliver opvarmet til 700

---

<sup>8</sup> Den specifikke varmekapacitet beskriver et kemisk stofs evne til at modtage energi. Det er defineret som det antal joule, der skal til at opvarme 1 kg stof 1 grad Kelvin.

grader, hvorefter det overføres til en varm tank. Herefter føres den ind i en varmeveksler, hvor varmen bliver anvendt til at lave vanddamp på en temperatur på op til 650 grader C, som har en videre anvendelse i en dampturbine. Dette får NaOH'ets temperatur til at falde til ca. 350 grader C, hvorved det holdes flydende. Det kolde NaOH opbevares nu igen i den koldeste tank indtil det igen skal opvarmes.

FIGUR 9: HYME ENERGY'S TEKNOLOGI



Kilde: [Technology — Hyme](#)

Hyme Energy's teknologi har flere fordele. Tankene kan holde sig varme i op til 14 dage, og der tabes kun ca. 0,5-1 pct. af energien i døgnet. Det åbner op for muligheden for at opbevare store mængder energi i forholdsvis lang tid. Derudover er der betydelige stordriftsfordele ved termisk energilagring i salt, idet energitabet falder med størrelsen på tankene. Det betyder, at i takt med, at volumen af tankene stiger, falder afkølingen af tankene relativt set, så de kan opbevare energi i længere tid. Dermed bliver Hyme Energy's teknologi mere energieffektiv, og derfor også billigere pr. kWh lagringskapacitet, i takt med, at størrelsen på anlæggene stiger. Gennemsnitligt vil lageret koste 400 kr. eller under pr. kWh lagringskapacitet, afhængigt af den endelige anvendelse og eksisterende infrastruktur, der kan genbruges. Anlæggene har en roundtrip efficiency på op til 90% ved samproduktion af strøm og varme og op til 40% ved produktion af strøm. Levetiden på anlæggene er 25 år.

Hyme Energy's teknologi har en anden stor fordel – de kan integreres direkte i det eksisterende energisystem. Det skyldes, at anlæggene kan levere samme temperatur damp, som det der i dag anvendes i kul-, gas-, og affaldskraftværker og -kraftvarmeværker. Derfor kan et Hyme Energy anlæg indsættes i eksisterende værker i stedet for de ovne, som anvendes i dag, og på den måde udfase brugen af fossile brændsler samtidig med, at det optager mindre plads. Det kan både bruges til at levere el, varme eller begge dele ved integration i kraftvarmeværker. Dette gør desuden, at eksisterende brændselsbaserede ovne og energianlæg bevares i en overgangsperiode, hvilket både vil øge forsyningsikkerheden og mindske økonomiske tab fra strandede aktiver.

Hyme Energy's teknologi er imidlertid ikke uden udfordringer. Den primære udfordring er, at NaOH ved høje temperaturer er ekstremt korrosivt, og rustfrit stål er i sig selv ikke nok til at afhjælpe dette problem. Derfor er det nødvendigt at bremse korrosionen, for at sikre tilstrækkelig levetid på anlæggene. Dette har Hyme Energy

gjort ved aktivt at justere på saltens kemiske egenskaber, ligesom anlægget er designet, så de dele, som er mest udsat for korrosion, enten er lette at skifte eller er forstærket, fx med øget godstykkelse.

Der er ved at blive bygget pilotanlæg af Hyme Energy på Esbjerg Havn, som står færdigt i 2023. Dette anlæg er ganske småt med en lagerkapacitet på 1,6 MWh, som kun producerer varme. På Bornholm bygges i 2024 et værk med en lagerkapacitet på cirka 15 MWh, og værket her integreres i en gammel kraftværksbygning, hvor det skal producere både strøm, procesvarme og fjernvarme.

## Termisk energilagring i sten

Termisk lagring i sten er teknologisk set tæt på termisk lagring i salt. Forskellen er hovedsageligt lagringsmediet. Sten har den fordel, at det ikke er korrosivt, det er billigt, og det kan opvarmes til høje temperaturer adskillige tusind gange, hvis den rigtige type sten anvendes. Det kan fx være basalt.

Sten opvarmes dog ikke på helt samme måde som salt. I stedet for at bruge en væske som varmbærer, anvendes der oftest luft. Anvendelse af luft til termisk lagring af sten er både under udvikling af DTU, ligesom virksomheden Stiesdal har designet et kommercielt og skalerbart anlæg. Luft har den fordel, at det er lettere at styre gennemstrømningen gennem stenene, så stenene bliver opvarmet og afkølet jævnt, sammenlignet med hvis der anvendtes en væske. Den typiske måde at opvarme sten med luft er gennem en vertikal tank, hvor luften blæses ind oppefra i forbindelse med opladning. Ved afladning føres kold luft ind fra bunden, hvorved den varme luft presses ud gennem toppen.

Stiesdals termiske energilagringsanlæg har flere konkurrencemæssige fordele. Anlæggene relativt billige, hvilket især skyldes lagringsmediet. For det andet er deres teknologi modulopbygget. Det gør, at kapaciteten af anlæggene let forøget, ved at sætte flere tankmoduler sammen. Det gør også, at produktionsomkostningerne reduceres, da produktion kan tilrettelægges som serieproduktion. Derudover kan Stiesdal levere højtemperaturdamp, idet driftstemperaturen i systemet er omkring 600 grader celsius.

Prisen for et gennemsnitligt anlæg med termisk energilagring i sten er gennemsnitligt ca. 350 kr. pr. kWh, og anlæggene har en levetid på ca. 20 år. Round trip efficiency er ca. 55-60 pct., og anlæggene kan holde sig varme i op til to uger. De fleste anlæg er designet til at blive af- og opladet dagligt med det formål at reducere den pris, som fx en virksomhed betaler for el. På grund af den lange lagringstid, kan anlæggene imidlertid også bruges til at sikre adgang til billig el i perioder uden vind og sol i op til 7 dage afhængig af elforbrug og anlæggets kapacitet.

## Li-ion batterier

En anden form for energilagring er batterier, hvor energi lagres som elektrokemisk energi.<sup>9</sup> Batterier er forskellige fra de termiske energilagringsteknologier på flere punkter. Den væsentligste forskel er, at den el, som føres ind i et batteri, holdes som elektroner, frem for at blive brugt til at opvarme en masse, der senere kan bruges til at drive en turbine.

Fordi batterier har el oplagret som elektrokemisk energi, har de også hurtigere responstid end de termiske lagringsteknologier. Responstiden afhænger dog af typen af batteri, men kan være væsentligt under et sekund. Hvordan et batteri virker er forklaret i boks 2.

---

<sup>9</sup> Elektrokemisk energi betyder, at der er en elektrisk spændingsforskel mellem to materialer. Det gør, at en kemisk reaktion vil forløbe, og denne kemiske reaktion vil frigive el, når den forløber.

## BOKS 2: HVORDAN VIRKER ET BATTERI?

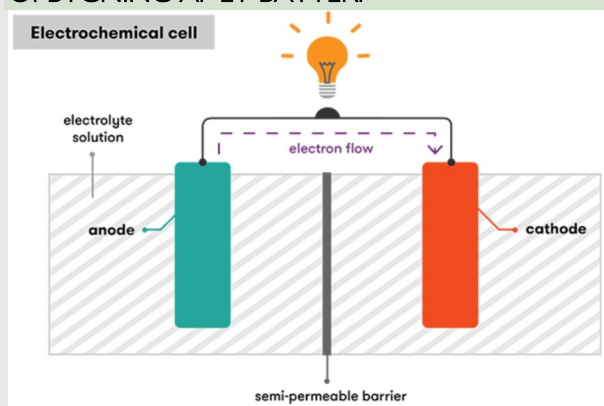
Et batteri er en opmagasinerer af elektroner som kemisk energi, hvor det udnyttes, at der er en spændingsforskel mellem to masser inde i batteriet. Disse to masser kaldes anoden og katoden. Anoden i et batteri er en negativt ladet masse bestående af et materiale, som er velegnet til at modtage elektroner. Katoden er omvendt positivt ladet. Anoden og katoden er forbundet, hvorved elektroner kan bevæge sig mellem dem. Det er netop denne funktion, som muliggør, at der kan bruges el fra et batteri.

Anoden og katoden er begge nedsænket i mediet, som både kan være en gel, væske eller fast stof. Dette medie kaldes elektrolytten. Elektrolyttens formål er at tillade, at anoden og katoden kan lave de nødvendige kemiske reaktioner, så de kan hhv. afgive og modtage elektroner. Elektrolytten tillader dermed, at elektroner kan bevæge sig i systemet, og var den der ikke, kunne der ikke høstes el fra et batteri.

Anoden og katoden adskilles af en separator. Separatorens formål er at adskille anoden og katoden, så det kun er bestemte ioner fra elektrolytten, som kan passere og reagere med anoden og katoden. Uden en separator, vil batteriet kortslutte.

De forskellige dele af batteriet er vist i figuren herunder.

## OPBYGNING AF ET BATTERI

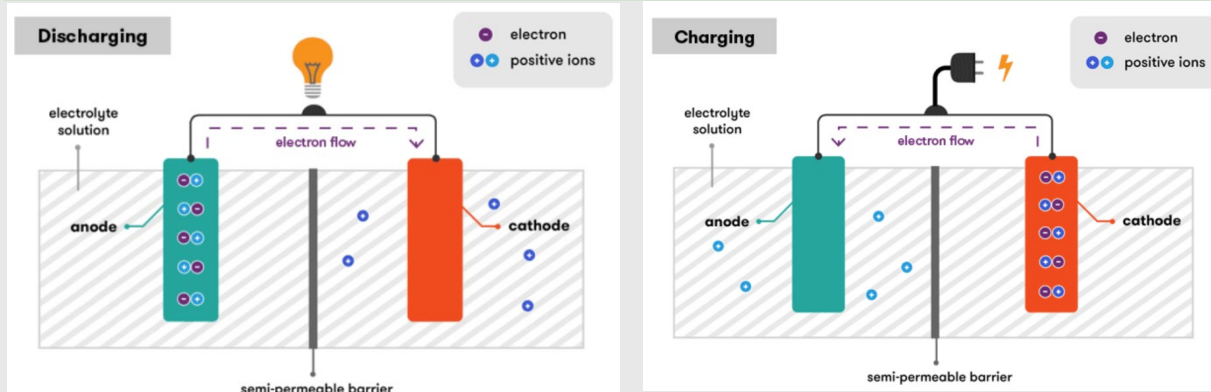


Kilde: [How a battery works - Curious \(science.org.au\)](https://www.science.org.au/curious/energy-matter/how-a-battery-works)

Af de klassiske batterier findes der groft sagt to typer: primære og sekundære batterier. Forskellen ligger i, at primære batterier ikke kan oplades, mens sekundære batterier kan. Den kemiske forskel er, at den kemiske reaktion i katoden er irreversibel i et primært batteri. Det betyder, at når katodens ion har modtaget en elektron, hvorved den omdannes til et andet kemisk materiale, kan det ikke føres tilbage til at kunne modtage elektroner igen. Primære batterier anvendes mange steder, blandt andet i husholdninger.

Sekundære batterier, som blandt andet dækker over de kendte Li-ionbatterier, har en reversibel kemisk proces. Her frigives lithiumioner fra katoden, som fragter elektroder mod anoden under afladning. Ved opladning frigives lithiumionerne igen fra anoden og flyttes tilbage til katoden. I den forbindelse flyttes der også elektroner fra katoden til anoden. Af- og opladning af et Li-ion batteri er vist i figuren herunder.

## DEN KEMISKE PROCES VED OP- OG AFLADNING AF ET SEKUNDÆRT BATTERI



Kilde: [How a battery works - Curious \(science.org.au\)](https://www.science.org.au/curious/energy-physics/how-a-battery-works)

De kemiske processer, som pågår i et sekundært batteri, er imidlertid ikke fejlfrie. Nogle af lithiumionerne vil udfældes som lithiumoxid (LiO), en kemisk reaktion som er irreversibel. Udfældning af lithiumioner reducerer batteriets kapacitet og er årsagen til, at alle Li-ion batterier mister lagringkapacitet over tid. Forskellige batterimaterialer har i denne sammenhæng forskellige egenskaber i forhold til op- og afladning, kapacitetsbevarelse, mv.

Li-ion batterier er den mest udbredte type af genopladelige batterier. De dækker over en række forskellige batterier, som er baseret på lithiumioners evne til at oplagre el. De indeholder også andre metaller fx kobolt, nikkell, mangan eller jern. Disse metaller tilføjes for at øge energitætheden af batteriet. Energitæthed i batterier betyder, hvor meget el et batteri kan opbevare pr. volumenenhed batteri.

Netop energitætheden i Li-ion batterier er meget høj. Derfor kan de bruges i fx telefoner og computere. Yderligere kan de levere el hurtigt, hvilket gør dem velegnede til anvendelse i sammenhænge, hvor der kan være stor forskel på den leverede effekt fra batteriet på forskellige tidspunkter. Det kan fx være i elbiler eller som systemydelse til at forhindre udfald i elnettet ved pludselige frekvensudfald.

Li-ion batterier har imidlertid også en række udfordringer. Den største udfordring er, at de taber kapacitet over tid. Er et Li-ion batteri, fx lavet med en kapacitet på 10 kWh, vil efter 8 år ofte kun have ca. 7 kWh timers kapacitet tilbage. Det skyldes de kemiske reaktioner i batteriet, hvor lithiumionerne omdannes til andre lithiumforbindelser ved af- og opladning. Disse lithiumforbindelser kan ikke bruges til at opbevare strøm, og da processen er irreversibel, er kapaciteten tabt. Kapacitetstab kan fremskyndes ved forkert op- og afladning. De fleste Li-ionbatterier har eksempelvis ikke godt af at aflade til under 20 pct., da udfældningen af lithiumioner sker hurtigere her. Følsomheden i forhold til af- og opladning afhænger imidlertid af de konkrete kemiske sammensætninger af batteriets katode og elektrolytten. Li-ion batterier er også temperaturfølsomme, og de fleste Li-ionbatterier har en optimal brugstemperatur på 15-30 grader. Det betyder, at de mister både kapacitet og ladeevne, hvis det er enten meget varmt eller koldt.

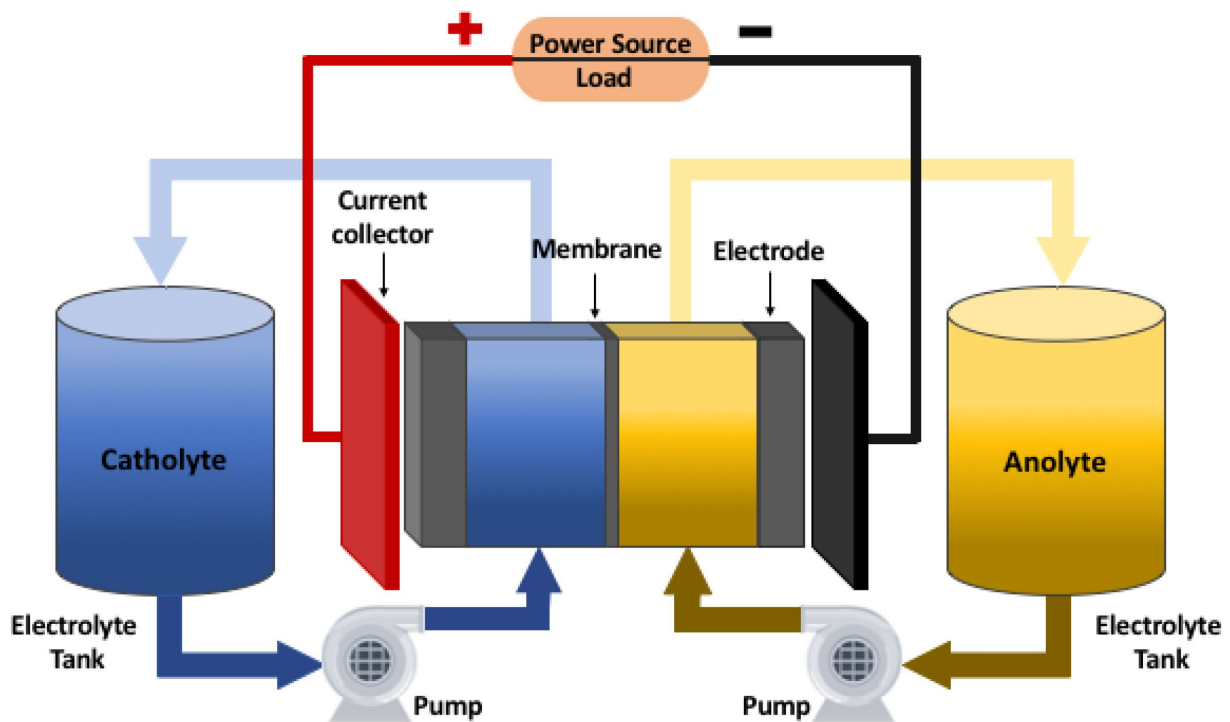
Li-ion batterier koster ca. 2.800 kr. pr. kWh lagringskapacitet, jf. Teknologisk Institut. Da 500 kg Li-ion batteri kan indeholde præcis det halve af et Li-ion batteri på 1000 kg, er der ikke nogen betydelige stordriftsfordele ved at lave Li-ion batterier i stor skala, fx som reservelast til energisystemet. Der må dog forventes besparelser på grund af reduceret råvarepriser, hvis en batteriproducent kan aftage store mængder materialer. Round trip efficiency i et Li-ion batteri er 80-95 pct.

## Redox flowbatterier

En anden batteritype er redox flowbatterier. Ligesom Li-ion batterierne opbevarer redox flowbatterier el som elektrokemisk energi. Redox flowbatterier opbevarer el i to væsker i hver sin tank. Den ene tank har en negativ ladning og fungerer som anode, mens den anden er positivt ladet og fungerer som katode. De omtales ofte som anolyt og katolyt. Det gør, at elektronerne vil forsøge at bevæge sig fra en ene tank over i den anden, hvorved spændingsforskellen mellem de to tanke kan anvendes til at generere en strøm. I stedet for en elektrolyt, som kan afbalancere spændingen mellem tankene, anvendes en membran.

Der er flere kemiske reaktioner, som kan udnyttes i et redox flowbatteri. En af de udbredte kemiske processer er ved at bruge vanadium opløst i svovlsyre. Denne metode anvendes også af den danske virksomhed Visblue. Vanadium er et metal med store og spredte forekomster, og det anvendes i blandt andet rustfrit stål. Derfor er det tilgængeligt, og forsyningskæden er uafhængig af problematiske tredjelande. Et redox flowbatteri er vist i figur 10 herunder.

FIGUR 10: PRINCIPSKITSE FOR ET REDOX FLOWBATTERI



Kilde: [Electronics | Free Full-Text | Voltage H \$\infty\$  Control of a Vanadium Redox Flow Battery \(mdpi.com\)](#)

Redox flowbatterier har flere fordele, udover at de ikke baseres på problematiske råstoffer:

- De kan let skaleres ved at koble flere batterienheder sammen ligesom Li-ion batterier. Det gør det billigt at lave efterfølgende justeringer af batterikapaciteten.
- Effekt og kapacitet designes, så det passer specifikt til det formål, som det skal bruges til. Det gør batterierne fleksible i forhold til anvendelsesformål.
- Redox flowbatterier taber ikke energi mens de står i opladet tilstand, hvilket er forskelligt fra fx Li-ion batterier.
- Redox flowbatterier taber ikke kapacitet over tid i forbindelse med op- og afladning. Det skyldes især, at



de energibærende kemiske forbindelser ikke har faseskift, dvs. at de skifter fra at være vandopløste til at være faste stoffer eller omvendt. Det betyder, at et redox flowbatteri på 20 år har tilnærmelsesvis samme kapacitet som et nyt batteri.

- Væskerne fra et redox flowbatteri er fuldt genanvendelige. Væskerne fra et gammelt batteri kan hældes direkte i et nyt.
- Der er ingen sikkerhedsmæssige udfordringer i forhold til fx brandfare, som det kan være tilfældet med Li-ion batterier
- Der er ikke udfordringer med op- og afladning ved forskellige temperaturer. Et redox flowbatteris ydelse kan styres gennem pumpesystemerne.
- Redox flowbatterier har en lang levetid på mindst 20 år. Det skyldes, at levetiden begrænses af pakninger, membranen og pumperne, som alle er dele, der kan udskiftes.

På grund af de mange fordele ved redox flowbatterier, er de allerede i brug som støtte til elsystemet nogle steder i verden. Det største batteri, Dalian batteriet i Kina, kommer til at have en kapacitet på 800 MWh og en effekt på 200 MW, når det står helt færdigt. På nuværende tidspunkt er det 50 pct. afsluttet. Det kinesiske batteri koster ca. 3,8 mia. kr. Det betyder, at energilagring i redox flowbatterier i industriel skala koster ca. 4.750 kr. pr. kWh kapacitet i investeringsomkostning.

Redox flowbatterier har imidlertid en primær ulempe. De har gennemsnitligt halvt så stor energitæthed som et Li-ion batteri. Det betyder, at et redox flowbatteri vil fylde dobbelt så meget som et Li-ion batteri med samme kapacitet. Den lave energitæthed gør, at der kan være steder, hvor et redox flowbatteri ikke kan stå på grund af pladmangel, eller hvor de vil skæmme. Energitætheden er også årsagen til, at redox flowbatterier ikke bruges i fx elbiler.

Der er ikke umiddelbare stordriftsfordele i redox flowbatterier. Ligesom Li-ion batterier fordobles kapaciteten i et batteri, hvis volumen af batteriet fordobles. Der kan dog være besparelser på indkøb af råvarer, ligesom serviceeftersyn og vedligehold ikke stiger proportionalt med batteriets størrelse.

## Svinghjul

En teknologi, som er under hastig udvikling, er svinghjul, som også kendes som flywheels. Svinghjul er en gammel teknologi, som blandt andet har været anvendt af NASA i forbindelse med energilagring i rummet. De fungerer ved, at en tromle sættes i svingninger i et vakuum. Jo hurtigere trumlen roterer, des mere energi opbevarer den. Energien udtages igen ved at bremse trumlen.

Svinghjul har flere fordele. For det første er det en forholdsvis billig teknologi, som ikke involverer brug af sjældne jordarter, ligesom det har høj roundtrip efficiency, og at lagringskapaciteten ikke reduceres over tid. Svinghjul er særligt velegnet til at yde hurtig respons, fx til frekvensstabilisering eller pludselige udfald i produktionen på lokalt niveau, men de kan også bruges til at balancere forbrug og produktion i en virksomhed hen over dagen. Det skyldes især, at svinghjul taber ca. 2 pct. af den oplagrede energi i døgnnet, hvorfor svinghjul ikke er egnet til langtidslagring. Et svinghjul koster ca. 1.500 kr. pr. kWh lagringskapacitet og en levetid på ca. 20 år.