Energistyrelsen

Rentabilitetsvurderinger af stand-alone batterier og batterier i samspil med terræninstallerede solceller til brug for fremskrivninger i 2026

Notatet omhandler metode og antagelser for projektøkonomiske vurderinger af ny kapacitet og forholder sig ikke til evt. nedtagning af eksisterende kapacitet.

Notatet, herunder værdier for tariffer m.m., opdateres årligt forud for det kommende års fremskrivninger.

Metode og antagelser for projektøkonomiske vurderinger

Dette notat beskriver metode og antagelser for projektøkonomiske vurderinger for stand-alone batterier og batterier samplaceret med terræninstallerede solceller til brug for fremskrivning af ny kapacitet.

Udbygningen af batterier baseres på en rentabilitetsanalyse hvor der opstilles en business case for hhv. et stand-alone batteri og et samplaceret anlæg (LCoE/LCoS)[1] for årene 2025, 2030, 2040 og 2050. Disse sammenholdes med diskonterede indtægter (LROE[2]) i form af en kombination af elpriser beregnet i Ramses og andre indtægtskilder, med en rente, som svarer til det forudsatte afkastkrav. Figuren herunder viser et illustrativt eksempel på metodens mulige resultater med udgangspunkt i et stand-alone batteri med 4 timers lagring.

[1] Levelized Cost of Energy/Levelized Cost of Storage
[2] Levelized Revenue of Energy

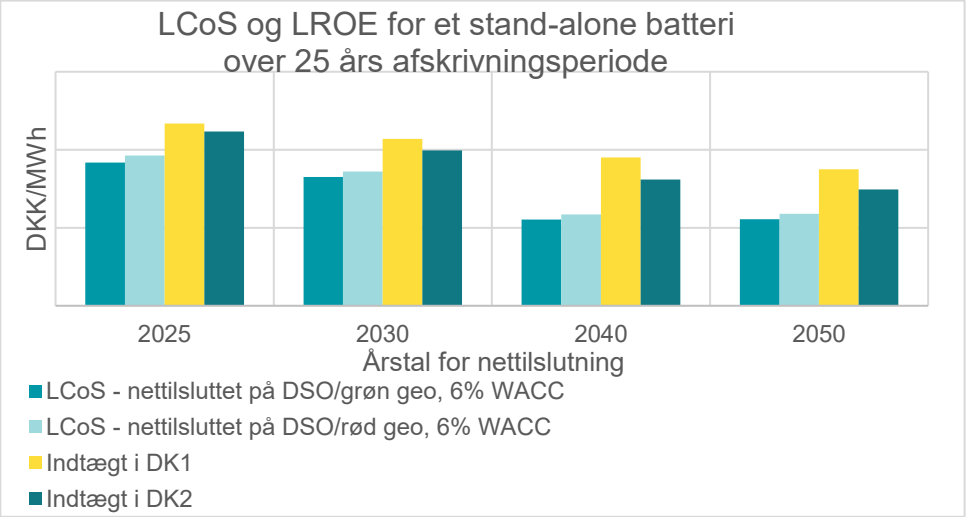
Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk

Figur 1 Sammenligning af indtjening og LCoS for et stand-alone batteri på 50MW med 4 timer lagringsperiode. Der er anvendt en afskrivningsperiode på 25 år og et afkastkrav på 6% Der er lavet LCoS beregning for et anlæg med nettilslutning i hhv. rød og grøn geozone.



Afkastkrav og afskrivningsperiode

Afkastkravet for et projekt fastsættes ud fra flere faktorer, herunder projektrisici, rentesats samt det enkelte projekts finansieringsstruktur. Til de projektøkonomiske vurderinger er afkastkravet fastsat med udgangspunkt i forskellige repræsentative kilder. Der anvendes et afkastkrav på 7% (nominelt) samt en afskrivningsperiode på 25 år. Det betyder, at investeringen skal give en årlig forrentning på mindst 7% af den investerede kapital, og at den forventes at være tilbagebetalt inden for 25 år.

Omkostningselementer

Teknologiomkostninger for etablering, drift og vedligehold er baseret på Energistyrelsens Teknologikataloger (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2022[3] og 2025[4]). Herudover medregnes øvrige omkostninger som tilslutningsbidrag, indfødningstariffer, balancetariffer, nettariffer og systemtariffer efter (Energinets og Cerius') offentliggjorte værdier. For samplacerede anlæg medregnes derudover omkostninger til grøn pulje, og VE-bonus, hvor relevant. Omkostninger til afholdelse af VE-bonus for solcelledelen af anlægget fastsættes med betydelig usikkerhed til 0,4 % af solcellernes produktion. Andelen er fastsat ud fra en VE-bonussats samt en antagelse om antal beboelsesejendomme beliggende i VE-bonuszonen pr. solcelleprojekt. Dette antages til 0,2 beboelsesejendomme pr. MW sol baseret på historiske observationer. Solcelleanlæggets omkostninger til øvrige lovpligtige VE-ordninger (salgsoption og værditab) er ikke medregnet. Omkostninger til jordleje er inkluderet i de faste driftsomkostninger som er baseret på teknologikataloget.

[3] https://ens.dk/analyser-og-statistik/teknologikatalog-produktion-af-el-og-fjernvarme
[4] Technology Data for Energy Storage

Tabellen nedenfor giver et overblik over omkostningselementer der er medregnet i beregningerne.

Tabel 1: Antagelser for forskellige omkostningselementer. Alle tarifsatser fra Energinet og Cerius er i 2025-priser. Omkostninger fra Energistyrelsens Teknologikatalog er angivet i 2020-priser men konverteret til 2025 priser i udregningerne.

Omkostningselement	**Beskrivelse**	**Relevans for anlægstype**
CAPEX	Varierer afhængig af årstal for nettilslutning. Fastsat ud fra Energistyrelsens Teknologikataloger.	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller
OPEX (faste)	Varierer afhængig af årstal for nettilslutning. Fastsat ud fra Energistyrelsens Teknologikataloger.	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller
OPEX (variable)	Sat som 0 som følge af Energistyrelsens Teknologikatalog.	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller
Grøn pulje	Fastsat i VE-loven. Anvendt 125.000 DKK/MW for solceller	Batterier samplaceret med solceller
VE-bonus	Fastsat i VE-loven. Anvendt VE-bonussats på 20 kW for sol. Antaget til 0,4% af indtægterne for solcelleanlæg.	Batterier samplaceret med solceller
Tilslutningsbidrag	Fastsat ud fra Energinets og Cerius' opdaterede eltariffer. Bidrag til Energinet varierer afhængig af produktions- eller forbrugsdomineret område til hhv. 0,623 eller 0,175 mDKK/MW. Som bidrag til DSO er anvendt 0,772 mDKK/MW for A-høj gruppe i rød geozone.	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller
Transformerbidrag (rød geozone)	Fastsat ud fra Energinets opdaterede eltariffer. Anvendt 0,34 mDKK/MW.	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller
Stationsbidrag	Fastsat ud fra Energinets opdaterede eltariffer. Anvendt for 150/132kV som 16,6 mDKK/felt.	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller

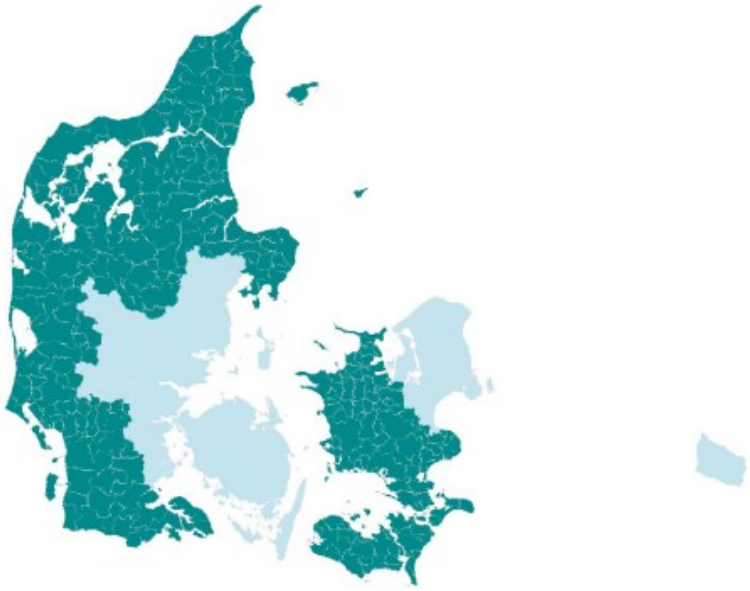
Indfødningstarif	Fastsat ud fra Energinets (TSO) og N1(DSO) opdaterede eltariffer til 0,5 øre/kWh på TSO og 0,23 øre/kWh (DSO).	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller
Balancetarif	Fastsat ud fra Energinets opdaterede eltariffer til 0,53 øre/kWh.	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller
Nettarif	Fastsat ud fra Energinets opdaterede eltariffer. Anvendt for forbruger i distributionsnettet til 4,3 øre/kWh	Stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller
Systemtarif	Fastsat ud fra Energinets opdaterede eltariffer til 7,2 øre/kWh	For samplacerede anlæg og standalone

Da omkostninger forbundet med nettilslutning afhænger af, hvor i nettet et givent projekt tilsluttes (DSO/TSO-niveau samt grøn, gul eller rød geozone), er der lavet business cases for anlæg der er vurderet repræsentative for fremtidig udbygning. De repræsentative anlæg er lavet ud fra Energistyrelsens forventning til fremtidige anlæg.

For samplacerede anlæg regnes der på et 100 MW solcelleanlæg i kombination med et 50 MW batteri med 4 timers lagringperiode. Anlæggene antages at være tilsluttet på TSO niveau i et produktionsdomineret område i rød geozone. Denne antagelse skyldes, at et samplaceret batterianlægs placering er begrænset af solcelleanlæggets muligheder for placering som oftere er i produktionsdominerede områder. Anlægget har en netadgang på 100 MW, hvorfor der ikke antages yderligere omkostninger til nettilslutning ved beregning af rentabilitet for batterierne. Batteriet har samtidig 50% egetforbrug fra solcelleanlægget, hvilke medfører besparelser på net -og systemtariffer.

For stand-alone batterier regnes der på et 50 MW batteri med 4 timers lagringsperiode. Det antages at anlægget er tilsluttet på DSO niveau i et forbrugsdomineret område. Dette er lavet på baggrund af en forventning om at stand-alone batterier i mindre grad er begrænset af placeringsmuligheder og derfor kan placeres i forbrugsdominerede områder. Kortet nedenfor viser hvilke områder i Danmark der er produktionsdominerede og hvilke der er forbrugsdominerede.

Figur 2 Lyseblå områder er forbrugsdominerede og mørkegrønne er produktions-overskud-områder. Kortet er fra ultimo 2024.



Indtægtselementer

Fremskrivningen af indtjeningspotentialet er forbundet med stor usikkerhed og kompleksitet idet batteriernes fleksibilitet gør dem i stand til at agere på flere markeder og reagere fleksibelt på ændringer i markedernes behov. Indtil nu har systemydelser været den primære indtægtskilde for batterier, mens en forventning om mere volatile elpriser i fremtiden vil skabe muligheder for indtjeninger gennem arbitrage[5] på day-ahead og intraday markederne.

Spotmarkedet

Indtjeningspotentialet over hele anlæggets levetid fremskrives med udgangspunkt i Ramses-elpriser suppleret med en korrektionsfaktor, der repræsenterer pris-volatiliteter som ikke afspejles i det nuværende modelsetup. Faktoren er med til at afspejle de reelle arbitrage-muligheder som batterioperatører ser ind i. Faktoren er fastsat på baggrund af en sammenligning af arbitragemulighederne på NordPool i seneste historiske år og i modelåret for det samme år. Konkret udregnes den gennemsnitlige daglige prisforskel mellem timer med henholdsvis høje og lave elpriser, hvilket anvendes som grundlag for korrektionen. Dermed vil faktoren korrigere for de modeltekniske begrænsninger ift. at afspejle volatilitet. Faktoren udfases gradvist frem mod 2050 for derved at afspejle usikkerheden ved at anvende den langt ud i fremtiden. For hvert af årene 2025, 2030, 2040 og 2050 beregnes en diskonteret indtægt over 25 år. For 2030 betyder det eksempelvis, at der beregnes en diskonteret indtægt for perioden 2030-2054. Da der alene laves modelkørsler frem til og med 2050 antages

[5] Handel på tværs af markeder hvor prisforskelle på det samme produkt kan generere gevinster.

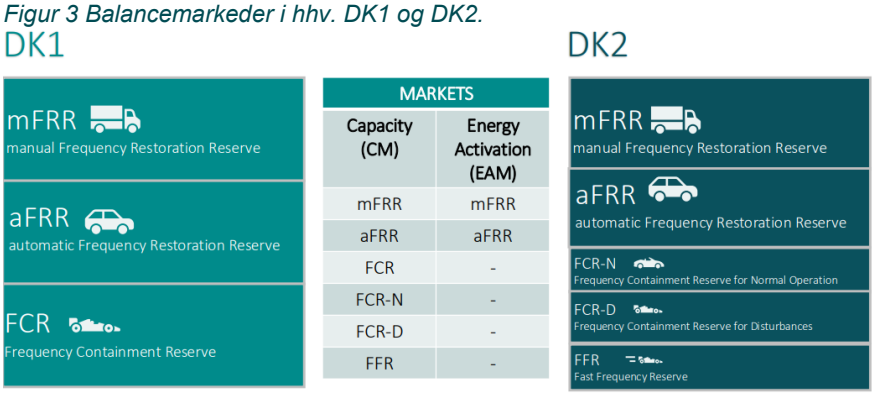
det beregningsteknisk, at elprisen efter 2050 forbliver på 2050-niveau målt i faste priser.
Tabellen nedenfor viser et overblik over metoden til beregning af indtægter fra spotmarkedet for de to typer anlæg.

Tabel 2 Indtægter fra spotmarkedet for hhv. stand-alone batterier og samplacerede anlæg.

Anlægstype	Indtægter fra spotmarkedet
Stand-alone-batterier med 4 timers lagringsperiode som drifter med 2 cyklusser per dag.	Indtjeningen er fastsat som forskellen mellem de højeste og laveste timepriser for hver dag på året. Derefter er der lavet et gennemsnit for hver år. Indtægterne er diskonteret over 25 år. • 4-timers batterier: Forskel mellem de 8 højeste og 8 laveste timer.
Batterier samplaceret med solceller med 4 timers lagringsperiode som drifter med 2 cyklusser per dag og har 50% egetforbrug.	Indtjening er fastsat som en kombination af solvægtede elpriser, de højeste timer på dagen (batteri med egetforbrug) og difference mellem de højeste og laveste priser på dagen (batteri med forbrug fra nettet). Indtægterne er diskonteret over 25 år. • 4-timers batterier: 40% solvægtede priser, 30% de højeste spotpriser, 30% difference-priser.

Balanceydelser
Det lægges til grund, at balanceydelser fortsat vil spille en rolle for batteriers indtjeningspotentiale over den nærmeste årrække. Der er derfor tilføjet en indtjeningskomponent som repræsenterer dette. Indtjeningen er fastsat ud fra Energinets *Revenue Calculator*. Indtjeningen udfases gradvist frem mod 2035 for at afspejle en forventet øget konkurrence omkring indtjeningsmulighederne. Batterier er meget fleksible og kan derfor deltage på flere balancemarkeder. Figuren nedenfor viser et overblik over hvilke balancemarkeder der findes i hhv. DK1 og DK2.

Figur 3 Balancemarkeder i hhv. DK1 og DK2.



Til at beregne indtjeningen fra balanceydelser er der taget udgangspunkt i priserne på de balancemarkeder, som batterierne deltager på: FFR, FCR og aFRR. Af disse markeder er det kun aFRR, der har aktiveringsbetaling, og derfor indgår aktiveringspriser kun her. I takt med at batterier bliver større, skønnes det at det også vil være attraktivt for batterier i samplacerede anlæg at levere mFRR. Det antages at batterier har mulighed for at agere på både spot- og balancemarkedet samtidig. Der er dog

tekniske og regulatoriske begrænsninger, herunder hvis et batteri har budt ind på spotmarkedet kan det kun byde ind på nedregulering på balancemarkedet hvis det har reserveret tilstrækkelig kapacitet.

Tabellen nedenfor viser et overblik over samspillet mellem spot-og balancemarkederne.

Tabel 23 Overblik over batteriers muligheder for at byde ind på op -og ned regulering på balancemarkedet som følge af deres status på spotmarkedet.

Batteriet på spotmarkedet	**Mulighed for nedregulering**	**Mulighed for opregulering**
Aflader (sælger el)	Mulighed for nedregulering (ved at aflade mindre)	Begrænset mulighed for opregulering
Oplader (køber el)	Begrænset mulighed for nedregulering	Mulighed for opregulering (ved at oplade mindre)
Ingen spotbud	Mulighed for nedregulering	Mulighed for opregulering

Antagelser for beregning af indtjeningspotentiale fra balanceydelser
I beregningen antages det at batteriet drifter med 2 cyklusser om dagen. For et batteri med 4 timers lagringsperiode betyder det, at det i løbet af dagen har 8 timer hvor det køber el på spotmarkedet, 8 timer med salg og 8 timer uden aktivitet.

I teorien vil et standalone anlæg kunne levere både op- og nedregulering i op til 16 timer i løbet af et døgn. Af beregningstekniske hensyn antages det derfor, at batteriet fordeler sin levering ligeligt mellem op- og nedregulering – 12 timer til hver – for at afspejle gældende tekniske og regulatoriske begrænsninger. Derudover forudsættes det, at batteriet kan anvende 20 % af sin kapacitet til systemydelser.

Disse begrænsninger afspejler bl.a., at et batteri, der byder ind på spotmarkedet, kun kan byde ind med nedregulering på balancemarkedet, hvis tilstrækkelig kapacitet er reserveret. Det kræver løbende koordinering mellem markederne og en klar strategi for, hvor meget kapacitet der allokeres til hvert formål.

Batterier, der er samplaceret med solceller, antages at kunne levere 16 timers nedregulering og 8 timers opregulering om dagen. Da batteriet også skal balancere solcelleanlægget, er det kun en mindre del af kapaciteten, der er tilgængelig til opregulering. Omvendt er der flere timer til nedregulering da anlægget kan oplade af egenproduktion i stedet for at levere til nettet.

Samplacerede batterier kan i teorien levere de samme balanceydelser som standalone batterier, men deres faktiske fleksibilitet påvirkes af, at en del af opladningen

sker bag måleren og afhænger af effektiv SoC-styring.[6] Kombinationen af solcelleproduktion og batteri gør især anlæggene egnede til aFRR, hvor den gratis egenproduktion kan bruges til kontinuerlig SoC-stabilisering, men i takt med at batterierne bliver større, kan mFRR også blive en attraktiv ydelse for denne type anlæg.

Generelt beregnes indtægterne fra nedregulering som et tillæg til spotprisen, mens opregulering træder i stedet for spotprisen.

Til at fastsætte de konkrete indtægter fra balancemarkederne, er der taget udgangspunkt i et gennemsnit af de aktuelle priser fra hver af balancemarkederne. Der er anvendt Energinets *Revenue Calculator*[7] til at indsamle de aktuelle priser. Priserne ganges herefter med den tidsperiode og den kapacitet som batteriet er tilgængeligt med per dag, hvorefter den årlige indtjening beregnes. Til at fastsætte indtjeninger fra aktiveringsmarkedet fra aFFR, er det antaget at 5% af den indmeldte kapacitet aktiveres, hvor den nedregulerede strøm kan gensælges på spotmarkedet senere, mens det opregulerede strøm afregnes på balancemarkedet til aktiveringsprisen.

Tabel 4 nedenfor opsummerer antagelserne der ligger til grund for beregningerne af indtægterne fra balanceydelser.

Tabel 4 Antagelser som ligger til grund til beregning af indtjeningspotentiale fra balanceydelser for hhv. stand-alone batterier og batterier samplaceret med solceller.

	Stand-alone batterier	Batterier samplaceret med solceller
Typer balancemarked som batteriet er tilgængelig på i DK1	aFRR og FCR	aFRR og mFRR
Typer balancemarked som batteriet er tilgængelig på i DK2	aFRR, FCR-N og FCR-D	aFRR og mFRR
Antal timer i døgnet tilgængelig på markedet	12 timer nedregulering 12 timer opregulering	16 timer nedregulering 8 timer opregulering
Kapacitet tilgængelig på markedet	20% af batteriet kapacitet	10% af batteriets kapacitet
Heraf kapacitet på aktiveringsmarkedet (aFRR)	5%	5%

[6] SoC-styring (State of Charge) er kontrol af batteriets ladetilstand.
[7] Microsoft Power BI