

Energistyrelsen
Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

Sendt pr. e-mail til af@ens.dk

Høringssvar: AF26 sektornotat om ellagring

Høringssvar til Analyseforudsætninger til Energinet 2026, sektornotat om ellagring (j.nr. 2026-388)

Batteribranchen takker for muligheden for at afgive høringssvar til sektornotatet om ellagring af 1. september 2026.

Vi vil gerne indlede med at anerkende, at AF26 samlet set forventer en væsentligt større udbygning med batterier end AF25, og at udbygningen nu bygger på projektøkonomiske vurderinger i hele fremskrivningsperioden. Det er et skridt i den rigtige retning.

Vi har dog tre væsentlige indvendinger mod fordelingen og forløbet af udbygningen. De skyldes efter vores vurdering antagelser i det underliggende notat om rentabilitetsvurderinger af stand-alone batterier og batterier i samspil med terrænninstallerede solceller, som ikke afspejler, hvordan batteriprojekter udvikles og tjener penge i praksis.

1. Fordelingen mellem stand-alone og samplacerede anlæg er ikke retvisende

Figur 1 og 2 i sektornotatet viser, at stand-alone batterier stagnerer på under 1 GW og omkring 3 GWh fra 2030 og frem, mens samplacerede anlæg står for stort set hele udbygningen med godt 7 GW og knap 30 GWh i 2030, stigende frem mod 2050. Det står i skarp kontrast til den faktiske projektportefølje. Sektornotatet oplyser selv, at den sandsynlighedsvægtede elforbrugspipeline rummer knap 14 GW batterikapacitet, og at fordelingen mellem de to anlægstyper ikke bygger på de konkrete projekter i pipeline, men alene på rentabilitetsvurderingen (fodnote 2).

Batteribranchens forventer en næsten lige fordeling mellem udbygning af standalone og samplacerede batterier frem til år 2032. Batteribranchen forventer samtidig en udbygning af standalone-batterier på mindst 3 GW fra 2027 til 2032, altså minimum 15 GW installeret kapacitet frem til 2032.

Når modellen når frem til en fordeling, der ligger så langt fra det, markedet faktisk udvikler, bør det efter vores opfattelse give anledning til at efterse antagelserne, frem for at afskrive projekterne som urentable.

2. Plateauet fra 2030 til 2035 er ikke troværdig

Begge figurer viser, at der stort set ikke kommer ny batterikapacitet til i den femårige periode fra 2030 til 2035. For stand-alone begrundes det med, at *'der ikke vurderes økonomi i fortsat udbygning'*. For samplacerede anlæg skriver sektornotatet, at der *'antages en fortsat udbygning'* efter 2030, mens både figur 1 og 2 viser komplet stilstand fra 2030 til 2035. Tekst og figurer stemmer altså ikke overens.

Stilstanden hænger efter vores vurdering sammen med to konservative valg i rentabilitetsnotatet. Indtægterne fra balanceydelse udfases frem mod 2035, og korrektionsfaktoren for prisvolatilitet udfases frem mod 2050. Begge antagelser gør batterier mindre værd netop i den periode, hvor VE-produktionen på land firedobles, og hvor der planlægges en betydelig udbygning med havvind. Behovet for fleksibilitet og reserver vokser med andelen af vejrafhængig produktion, og det bør fremskrivningen afspejle.

Et femårigt stop i fremskrivningen har konsekvenser. AF26 er grundlaget for Energinets analyser og planlægning af net og systemydelse. En fremskrivning uden nye standalone batterier mellem 2030-2035 risikerer at blive selvopfyldende, fordi der så ikke planlægges plads til dem.

3. Rentabilitetsmetoden favoriserer strukturelt samplacerede anlæg

Et samplaceret batteri vil af strukturelle årsager altid have et mindre indtægtsgrundlag end et stand-alone batteri, fordi nettilslutningen i en del af døgnets timer bruges af produktionen fra VE-anlægget. Rentabilitetsnotatet når til det modsatte resultat, og det skyldes efter vores vurdering især fire antagelser.

For det første tildeles det samplacerede batteri ingen omkostninger til nettilslutning, fordi det deler solcelleparkens netadgang på 100 MW på TSO-niveau, mens stand-alone batteriet betaler fuldt tilslutningsbidrag og transformerbidrag på DSO-niveau i rød geozone samt fuld nettarif som forbruger i distributionsnettet.

Derudover skal et batteri også kunne lade fra nettet, og solcelleparken har ikke forbrugsretning. Den skal søges og betales særskilt, og det er en forudsætning for de indtægter notatet regner med (opladning fra net, to cyklusser pr. døgn og handel med balanceydelse). Den ene retning (produktion) er en delt omkostning, mens den anden (forbrug) er en fuld omkostning, men notatet medregner slet ikke udgiften til tilslutningsbidraget.

I praksis er den delte netadgang både en delt omkostning og en delt begrænsning. Batteribranchens vurdering er, at en besparelse på omkring 50 pct. er en rimelig antagelse, ikke de nuværende 100 pct.

For det andet placeres en solcellepark, hvor den kan placeres, med hensyn til natur, naboer og arealer, mens et stand-alone batteri fylder langt mindre (Sjældent over 1 hektar) og oftere kan placeres mere strategisk: med korte kabeltræk, i de rigtige geozoner og på billigere jord. Det opvejer som hovedregel de sparede fælles anlægsdele (transformer og hovedkabel), som i øvrigt er mindre CAPEX-poster. Notatet anerkender denne frihed, men bruger den alene til at placere stand-alone batteriet i et forbrugsdomineret område på DSO-niveau. Fordelene ved grøn geozone, korte kabeltræk og billig jord indgår slet ikke.

For det tredje er det samplacerede batteri reelt holdt ude af markederne for systemydelse i de timer, hvor solcelleparken producerer. Notatet afspejler det delvist ved at regne med 10 pct. af kapaciteten mod 20 pct. for stand-alone, men antager samtidig samme to cyklusser i døgnnet for begge anlægstyper. Det undervurderer forskellen.

For det fjerde antager notatet, at det samplacerede batteri lader med solstrøm til solvægtede priser. Men solcelleparkens alternativ er altid at sælge strømmen til nettet til spotprisen, og det er præcis den pris, batteriet selv kunne købe den til. Ingen af de to anlæg opnår derfor en favorabel elpris ved samplacering. Den eneste reelle gevinst er de sparede tariffer på den strøm, der lades bag måleren, og den bør indregnes som netop det og ikke mere.

Fordelen ved samplacering er reel, men den ligger hos solcelleparken. Batteriet forbedrer en solcellepark, hvis økonomi i dag er udfordret af lave capture rates. Når rentabiliteten vurderes for det samlede anlæg, bliver fremskrivningen af samplacerede batterier i realiteten en fremskrivning af solceller. Udbygningen bør i stedet bygge på batteriets marginale business case, også i det samplacerede setup.

Øvrige bemærkninger

Den illustrative figur 1 i rentabilitetsnotatet viser indtægter over LCoS for et stand-alone batteri i alle fire beregningsår. Det er svært at forene med konklusionen om, at der ikke er økonomi i stand-alone efter 2030, og vi opfordrer til, at de faktiske resultater (LCoS og LROE pr. anlægstype og år) offentliggøres, så konklusionen kan efterprøves. Vi bemærker i samme forbindelse, at afkastkravet angives til 7 pct. i notatets tekst, men til 6 pct. (WACC) i figurteksten til figur 1.

Sektornotatet nævner desuden, at de varslede ændringer af reglerne for nettilslutning i forlængelse af den politiske forståelse om en akutplan for elnettet ikke er indarbejdet. Nye tilslutningsformer som

begrænset og styrbar netadgang er særligt relevante for stand-alone batterier og bør indgå, i det mindste som følsomhed.

Vores anbefalinger

Batteribranchen anbefaler på den baggrund:

1. at fordelingen mellem stand-alone og samplacerede anlæg sammenholdes med den faktiske sammensætning af pipelinen
2. at samplacerede batterier vurderes på batteriernes selvstændige business case med spotprisen som alternativet for solstrømmen, og en delt nettilslutning med en antaget realistisk besparelse på 50 pct., frem for de nuværende 100 pct.
3. at stand-alone batteriet i modellen får realistiske placeringsvilkår, herunder tilslutning på TSO- eller A-høj-niveau og grøn geozone, hvor det er realistisk.
4. at udfasningen af indtægter fra balanceydelser og af volatilitetsfaktoren genovervejes i lyset af det stigende behov for fleksibilitet i takt med udbygningen af mere sol- og vindenergiproduktion
5. at plateauet 2030-2035 revurderes.