

Prosjektnotat

Når er batterier lønnsomme?

Batteritjenester, regulatorisk rammeverk, forretningsmodeller og kost/nytte-vurderinger

VERSJON

1.0

DATO

2019-05-08

FORFATTER(E)

Peter Ahcin, Kjersti Berg, Idar Petersen, Pedro Crespo del Granado

OPPDRAGSGIVER(E)

Skagerak Nett AS

OPPDRAGSGIVERS REF.

Stig Simonsen

PROSJEKTNR

502001599

ANTALL SIDER

39

SAMMENDRAG

Dette notatet er utarbeidet i IntegER-prosjektet. IntegER-prosjektet har som mål å bidra til ny kunnskap som muliggjør at batteri kan integreres i norske det distribusjonsnett. Dette notatet gir en oversikt over forskjellige batteritjenester, regulatorisk rammeverk og forretningsmodeller for batteri. Videre vises resultater fra kost/nytte-vurderinger av fire forskjellige caser: industrikunde som bruker batteri til å redusere effekttopper, industrikunde som bruker batteri til å redusere effekttopper og øke egenforbruk av solenergi, aktør som bruker batteri til frekvensregulering og kombinert bruk av batteri til netjtjenester og frekvensregulering.

UTARBEIDET AV

Kjersti Berg

SIGNATUR**GODKJENT AV**

Maren Istad

SIGNATUR**PROSJEKTNOTAT NR**

AN 19.12.21

GRADERING

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
0.1	2018-03-28	Opprettelse av dokument

0.2	2019-03-28	Dokument sendt til kvalitetssikring
-----	------------	-------------------------------------

0.3	2019-04-12	Dokument oppdatert etter kvalitetssikring, klart til å sendes på høring
-----	------------	---

1.0	2019-05-08	Endelig versjon
-----	------------	-----------------

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	Batteritjenester	6
2.1	Tjenester inndelt i nett og marked	6
2.1.1	Nettjenester	6
2.1.2	Markedstjenester	6
2.2	Batteridimensjonering (P/E-rate)	7
2.3	Kombinering av tjenester	8
2.4	Forretningsmodeller	10
3	Regulatorisk rammeverk	12
3.1	Regulatorisk i EU	12
3.1.1	Vinterpakken	12
3.1.2	Fleksibilitet (ENTSO-E)	13
3.2	Status andre land	13
3.3	Insentiver	14
4	Kost/nytte-vurderinger	15
4.1	Metode	15
4.2	Beskrivelse av inntekter og kostnader	15
4.3	Modell for batteridegradering	16
4.4	Case 1: Industrikunde bruker batteri til å redusere effekttopper	17
4.5	Case 2: Industrikunde bruker batteri til å redusere effekttopper og øke egenforbruk av solenergi	20
4.6	Case 3: Batteri brukes til frekvensregulering	24
4.6.1	Tekniske spesifikasjoner – primærreserver (FCR)	24
4.6.2	Simulering av batteri for FCR-N	26
4.6.3	Økonomisk vurdering	28
4.7	Case 4: Batteri for FCR-N og nettstøtte	29
4.8	Forretningsregler for involverte aktører	30
5	Oppsummering	31
6	Referanser	32
	VEDLEGG	35
A	Optimaliseringsalgoritme for case 1 og 2	37
B	Batteristyreenhet for reserveforsyning	38
C	Diskonteringsrente	39

1 Innledning

Dette notatet er utarbeidet i forskningsprosjektet IntegER. IntegER-prosjektet har som målsetning å bidra til ny kunnskap som muliggjør at batteri kan utnyttes og integreres i det norske distribusjonsnettet. Dette notatet er utarbeidet i arbeidspakke H2, som omhandler regulatorisk rammeverk og forretningsmodeller for batteri.

Notatet er bygd opp på følgende måte: Kapittel 2 beskriver forskjellige tjenester et batteri kan bidra med, hvordan forholdet mellom effekt og energi avhenger av type tjeneste batteriet skal brukes til, verdien av å kombinere tjenester fra batteri og forretningsmodeller for nettselskap. Kapittel 3 beskriver regulatorisk rammeverk for batterier, insentiver for forbrukere og status for regulering i andre land. Kapittel 4 viser resultater fra kost/nytte-vurderinger av fire case. Case 1 er en industrikunde som bruker batteri for å redusere effekttopper, med månedlig effekttariff. Case 2 er likt som case 1, men i dette tilfellet har industrikunden solcellepaneler og bruker batteriet til å øke egenforbruket av solenergi, i tillegg til å redusere effekttopper. I case 3 bruker en aktør batteriet til frekvensregulering. I case 4 bruker en aktør batteriet til frekvensregulering, samtidig som et nettselskap bruker batteriet en del av tiden. En aktør kan her være en kraftleverandør som selv har behov for frekvensregulering, eller en tredjepart som bruker batteriet til systemtjeneste.

Resultatene fra kost/nytte-vurderingene i dette notatet er foreløpige. I arbeidspakke H4 i IntegER-prosjektet skal det utføres nye kost/nytte-vurderinger, basert på resultater fra demonstrasjonsprosjektene og lab fra arbeidspakke H3.

2 Batteritjenester

Et batteri kan bidra med mange forskjellige tjenester, og det er flere måter å klassifisere tjenestene et batteri kan bidra med. I dette notatet blir tjenestene klassifisert som nett- og markedstjenester. Videre diskuteres dimensjoneringen av batteri ved forholdet mellom energi- og effektkapasitet, også kalt P/E-rate. Så diskuteres bruken av batteri til flere tjenester samtidig: hvilke tjenester kan kombineres, og om lønnsomheten ved å kombinere tjenester. Til slutt vises forskjellige forretningsmodeller for eierskap og drift av batterisystemer.

2.1 Tjenester inndelt i nett og marked

For å differensiere de forskjellige tjenestene et batteri kan utføre, er de her inndelt i nett- og markedstjenester, som også ble gjort i ref. [1]. Ettersom det er et funksjonelt skille mellom nettselskap og kraftselskap, mens et batteri i praksis kan være både en last og en produsent, er det viktig å skille mellom når et batteri deltar i elektrisitetsmarkedet og når det ikke gjør det, slik at et nettselskap ikke bruker batteriet på en måte som kan påvirke markedet. Et nettselskap må drifte nettet på en måte slik at sikkerhet og stabilitet (frekvens) er ivaretatt og spenningskvalitet og termiske grenser for komponentene er ivaretatt. De tjenester et batteri kan utføre for å bidra til å ivareta disse punktene er her definert som netjtjenester. Et batteri kan også brukes til andre tjenester som ikke nødvendigvis løser utfordringer i nettet. Disse er her definert som markedstjenester.

2.1.1 Netjtjenester

Et batteri vil kunne bistå med å løse problemer relatert til f.eks.:

- Spenningsregulering: F.eks. vil uregulerbar produksjon som sol og vind kunne skape problemer med spenningskvalitet pga. hyppige variasjoner i produksjon. Batteri kan dermed bidra til å redusere ulempene ved integrering av fornybar energi.
- Usymmetri: I nett der det er stor forskjell i last mellom faser, eventuelt produksjon på en fase og last på de andre fasene, kan et batteri bidra til å jevne ut forskjellen.
- Lokal frekvensregulering: I mikronett vil det være behov for lokal frekvensregulering for å opprettholde stabilitet i perioder der mikronettet er frakoblet hovednettet.
- Kortslutningsytelse: I enkelte svake nett er det behov for økt kortslutningsytelse for å kunne sikkert løse ut vern ved feil.
- Flaskehalser: Flaskehalser som oppstår pga. lav kapasitet i linjer/trafo for enten produksjon eller last i korte perioder.

2.1.2 Markedstjenester

Et batteri kan bidra med tjenester som i utgangspunktet ikke gir noen verdi for nettet eller nettselskap, men en markedsverdi, altså at batteriet brukes til å oppnå profitt for bedrifter eller enkeltpersoner:

- Lastskifting: En sluttbruker som har ToU¹-tariff eller effekttariff, vil spare penger på nettleien dersom forbruket flyttes, slik at forbruket over døgnet flates ut.

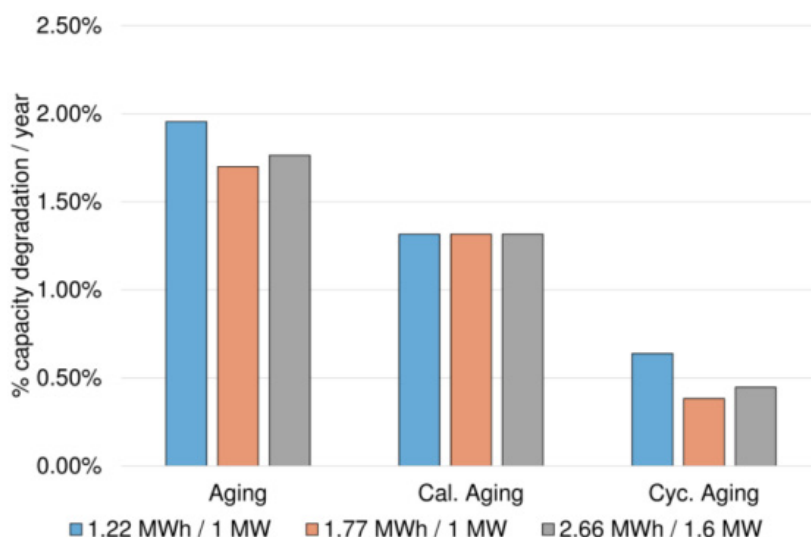
¹ ToU – Time of Use

- Energiarbitrasje²: Dersom sluttbruker betaler for strøm basert på timespris, vil strømprisen også variere naturlig over døgnet, noe som betyr at sluttbrukeren vil spare penger på å flytte forbruk til timer hvor strømprisen er lav.
- Frekvensregulering: Så lenge batteriet oppfyller kravene til Statnett, kan det delta i frekvensmarkedet og dermed tjene penger på å stabilisere nettet. Dette beskrives nærmere i kap. 4.6.
- Plusskunde: En sluttbruker som produserer egen energi (f.eks. plusskunde³) vil kunne spare penger på å øke egenforbruket, for å unngå å selge strømmen for en lavere pris enn kjøpspris.

2.2 Batteridimensjonering (P/E-rate)

Det finnes bruksområder for et batteri der mengden energi batteriet kan lagre er mer betydningsfullt enn hvor hurtig batteriet klarer å levere energien, og det finnes bruksområder hvor det motsatte er tilfelle. Det er med andre ord viktig å vurdere nøye hva batteriet skal brukes til før energikapasiteten (kWh) til batteriet og effektkapasiteten (kW) til batteri/omformere bestemmes. Typiske tjenester som krever en høy energikapasitet kan være energiarbitrasje og lastskifting, der dette avhenger av hvordan forbruket til sluttbrukeren er over døgnet. Typiske tjenester som krever en høy effektkapasitet er frekvensregulering, ettersom det krever mye energi på kort tid.

Forholdet mellom effekt- og energikapasiteten til et batteri kalles også P/E-rate⁴. Ifølge ref. [2] er denne raten ofte 2:1 for frekvensregulering – altså at effektkapasiteten er dobbelt så høy som energikapasiteten. I ref. [3] har en kartlegging av P/E-rater for utvalgte batteriprosjekter i verden blitt utført, for tre forskjellige tjenester: frekvensregulering, lastskifting og for å øke egenforbruk sammen med solceller. For frekvensregulering er det en tendens til litt høyere effekt- enn energikapasitet, mens lastskifting og egenforbruk har en tendens til litt høyere energi- enn effektkapasitet.



Figur 1: Simuleringer viser at størrelse på batterisystem påvirker degraderingen [4].

² Eng.: energy arbitrage. Betyr å kjøpe strøm når strømprisen er lav, og selge til nettet når strømprisen er høy.

³ Plusskunde: en forbrukskunde som i enkelttimer har overskuddskraft som kan mates inn i nettet (www.nve.no)

⁴ Eng.: power-to-energy-ratio

Valget av energi- og effektkapasitet, og dermed P/E-rate, for et batterisystem har påvirkning på hvilke tjenester batteriet kan brukes til, og vil også påvirke hvordan batteriet degraderes. Figur 1 viser simulert degradering av tre batterisystemer med forskjellig P/E-rate når batteriet brukes til frekvensregulering [4]. Degraderingen er inndelt i kalendarisk og syklisk aldring: batteridegraderingen avhenger altså både av alderen på batteriet i tillegg til antall sykler det har blitt brukt. Kalendarisk aldring er lik for de forskjellige batteristørrelsene. Syklisk aldring er forskjellig, fordi denne aldringen avhenger av blant annet utladningsdybde⁵ og gjennomsnittlig batterinivå⁶. Disse parameterne blir forskjellig for batteriene ettersom de har ulik energikapasitet, men lik last. Batteriet med størrelse 1 MW/1,22 MWh har lavest energikapasitet og høyest P/E-rate (0,82) av de tre batteriene, og degraderes hurtigst.

2.3 Kombinering av tjenester

Kostnaden for f.eks. Li-ionbatterier har falt drastisk de siste årene, men batterikostnaden per i dag er i mange tilfeller så høy at det ikke er lønnsomt å investere i et batterisystem hverken for nett- eller markedstjenester [5]. Dersom batterisystemet kan brukes til flere tjenester vil profitten muligens veie opp for batterikostnaden. Å bruke et batteri til flere tjenester (eng: "application stacking") bidrar til å øke brukstiden til batteriet. Hyppigere bruk av batteriet vil medføre flere sykler og dermed kunne gjøre at batteriet degraderes hurtigere, men den økte profitten fra å bruke batteriet i tiden hvor det uansett degraderes kalendarisk vil som oftest være høyere enn ulempen av at batteriet degraderes [3]. Et typisk bruksområde hvor batteriet brukes til flere tjenester samtidig er i et mikronett: da vil batteriet ofte brukes til både lokal frekvensregulering, spenningsregulering (aktiv og reaktiv effekt) og balansering mellom produksjon og last [3].

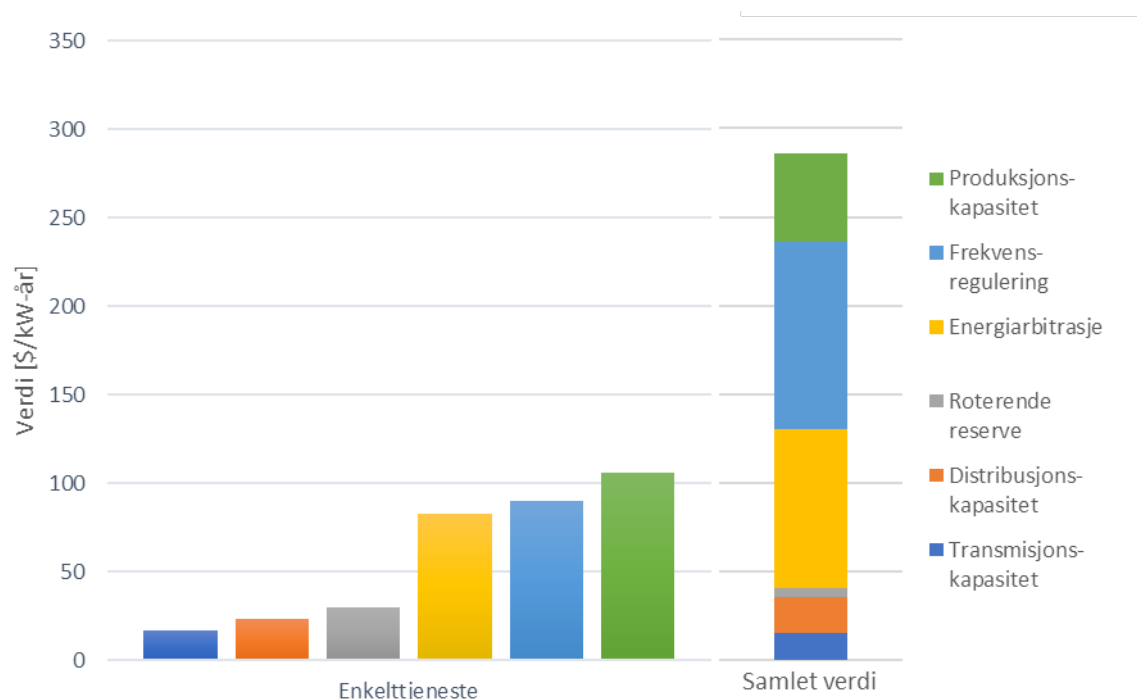
Hvilke tjenester lar seg kombinere? Å kombinere tjenester som i hovedsak bruker energikapasitet kan være vanskelig. Det kan tenkes at det er enklere å kombinere en tjeneste som hovedsakelig bruker energikapasitet med en tjeneste som i hovedsak bruker effektkapasitet, som f.eks. å kombinere frekvensregulering med lastskifting. Tjenester som kan utføres av omformerer til batteriet, slik som spenningsregulering eller faseutjevning, trenger ikke nødvendigvis bruke av energikapasiteten til batteriet. Disse tjenestene burde dermed kunne la seg kombinere med tjenester som i hovedsak bruker energikapasitet, som f.eks. å kombinere energi-arbitrasje med spenningsregulering, gitt riktig P/E-rate.

Figur 2 viser et resultat fra en simulering gjort av the Brattle Group, der de sammenlignet verdien av tjenester individuelt med verdien av tjenestene samlet (eng.: value stacking) [6]. Tjenestene er her inndelt i kategoriene energi-arbitrasje, systemtjenester (roterende reserve⁷ og frekvensregulering), økt produksjonskapasitet (øke produksjon i timer med høy last) og økt transmisjons- og distribusjonskapasitet (avhjelpe kapasitetsbegrensninger, unngå oppgradering av nett). Den samlede verdien er lavere enn summen av alle verdiene for de individuelle tjenestene ettersom ikke alle tjenestene er additive, altså at man taper en viss verdi ved å legge de sammen. I enkelte tilfeller vil styringssystemet til batteriet måtte velge mellom to tjenester, og utføre den tjenesten som har høyest prioritet. Eksempelvis kan én driftsstrategi til batteriet være å alltid kutte effekttopper over en viss kW, samtidig som en annen driftsstrategi er å utlade/lade ettersom frekvensmarkedet krever. Den samlede summen er uansett mye høyere enn den individuelle verdien til noen av tjenestene. Alle kombinasjoner av tjenester krever imidlertid en intelligent styring av batteri og omformer, ofte med prognosering av last og produksjon. Mangelen på dette vil i mange tilfeller være grunnen til at det er vanskelig å bruke batterisystemet til flere tjenester samtidig.

⁵ Eng.: depth of discharge, DOD

⁶ Eng.: state of charge, SOC

⁷ Eng.: spinning reserve.



Figur 2: Resultater fra simuleringer gjort av the Brattle Group på use case for batteri i San Diego [6].

Det finnes flere eksempler på store batteriprojekter i verden som bruker batteriet til flere tjenester. Den amerikanske databasen til DoE⁸ for lagerprojekter (inkludert andre lager enn batteri) har oversikt over de fleste store batteriprojekter i verden [7]. Fra denne databasen vises det at flere av batteriprojektene har rapportert at de bruker batterisystemet til flere tjenester. Mange av disse oppgir integrering av fornybar energi, energiarbitrasje, pålitelighet/støtte for forsyningssikkerhet som hovedbruksområdet til batteriet. Videre oppgir mange av prosjektene at utsettelse av nettoppgraderinger er en viktig tilleggstjeneste. Noen eksempler på batteriprojekter som brukes til flere bruksområder er listet opp i Tabell 1. P/E-raten for de forskjellige batterisystemene er svært varierende: 0,17 for batteriet i Abu Dhabi og 4 for batteriet i Lem Kær.

⁸ Department of Energy

Tabell 1: Eksempler på batteriprojekter som bruker batteri til flere tjenester

Navn	Type batteri	Forklaring
Hornsedale Power Reserve, Australia	129 MWh/ 100 MW Li-ion	Batteriet, levert av Tesla, brukes av to forskjellige aktører. Det private selskapet Neoen eier batteriet og bruker omtrent 90 MWh/ 30 MW til bl.a. energi-arbitrasje og balansering av vindproduksjon. 39 MWh/ 70 MW brukes av nettselskapet i delstaten til netttjenester [8].
EnergyLab Nordhavn, Danmark	460 kWh/ 630 kW Li-ion	Batteriet brukes til både peak shaving og frekvensregulering [9].
Simris, Sverige	333 kWh/ 833 kW Li-ion	Batteriet brukes i mikronett til spenningsregulering, lokal frekvensregulering og kortslutningsytelse [10].
Lem Kær, Danmark	400 kWh/ 1,6 MW Li-ion	Batteriet brukes til støtte for vindintegrasjon og frekvensregulering [11].
Niedersachsen, Tyskland	20 MWh/ 4 MW NaS og 2,5 MWh/ 7,5 MW Li-ion	Batterisystemet består av ett natrium-sulfatbatteri og ett litium-ionbatteri installert i november 2018. Systemet skal bidra til frekvensregulering (primærreserver og sekundærreserver), balansering last/produksjon og spenningsregulering (reaktiv effekt) [12].
Abu Dhabi, De forente arabiske emirater	648 MWh/ 108 MW NaS	Batteriprojektet består av 15 forskjellige natrium-sulfatbatterisystemer, som styres av et sentralisert styringssystem. Batterisystemene skal brukes til å redusere drift- og vedlikeholdskostnader, bistå i toppplastperioder, frekvensregulering, reservestrøm og spenningsregulering [13].
Australia	1 MWh/ 2 MW Li-ion	Batterisystemet, som eies av Aggreko, skal leies ut til en gullgrube i Australia. Det skal brukes til roterende reserve, 'ramp rate control' for solcelleanlegg og spennings- og frekvensregulering [14].

2.4 Forretningsmodeller

Som nevnt finnes det mange tjenester fra et batteri som er nyttige for et nettselskap. Både nettselskap og systemoperatører vil være interesserte i å bruke batteriet til netttjenester, mens andre aktører som husholdninger, kraftprodusenter, næringskunder, nabolag, industri og aggregatorer⁹ i hovedsak vil være interesserte i å bruke batteriet til markeds- og netttjenester. Industrikunder med eget nett (mikronett) vil kunne dra nytte av både markeds- og netttjenestene fra et batteri. Men hvem bør eie og drifte batteriet?

I flere tilfeller vil det være økonomisk gunstig at flere aktører går sammen om å bruke, og evt. eie, et batteri, grunnet den tidligere nevnte økte verdien av å kombinere tjenester. Som vist i Tabell 1 er Tesla-batteriet i Hornsdale Power Reserve et eksempel på dette. Batteriet eies av et privat selskap som leier ut en del av batteriet som en tjeneste til nettselskapet. Mange fremhever rollen til en tredjepart/aggregator som nødvendig

⁹ En aggregator er her ment som en aktør som samler sluttbrukere slik at bedre priser, tjenester eller andre fordeler ved strømkjøp/-salg kan oppnås.

for at batterisystemer skal bli benyttet i stor utstrekning og samtidig sikre at regulatoriske regler oppfylles. Flere bedrifter har nå begynt med "energy-storage-as-a-service", altså at energilager er en tjeneste man kan kjøpe heller enn å eie og drifte selv. Et eksempel er aggregatoren KiWi Power i Storbritannia, som bl.a. tilbyr å utvikle, finansiere, installere og drifte batterisystemer [15]. De skal nå utvikle og drifte et 4 MW-batterisystem som skal delta fulltid i det britiske frekvensmarkedet i en toårsperiode [16]. Younicos selger også batteritjenester, ved at kunder kan leie batterisystem, mens Younicos står for driften [17].

Ettersom det pågår en debatt om eierskap og rett til å drifte batterier for nettselskaper, har ref. [18] satt opp fordeler og ulemper ved fire forskjellige tenkte forretningsmodeller for nettselskap:

1. Nettselskapet bygger, eier og drifter batteriet som primært brukes til netttjenester. Nettselskapet har da også mulighet til å bruke batteriet til å handle på elektrisitetsmarkedet og frekvensmarkedet.
 - Krever unntak fra gjeldende lovverk og er nok lite aktuell som en langtidsløsning.
2. Sluttbrukere pålegges tariffer og regler for fleksibilitet som gir insentiv til å investere i lager eller andre fleksibilitetsressurser, som igjen kan brukes til netttjenester.
 - Stor usikkerhet for nettselskaper dersom dette skal anvendes som et alternativ til tradisjonell nettinvestering.
3. Nettselskapet legger ut å bygge, eie og drifte batteri på anbud (langtidskontrakt). Kontraktsvilkårene omfatter en fast årlig erstatning fra nettselskapet til eieren for de netttjenestene batteriet brukes til. Den resterende tiden kan batteriet brukes til markedstjenester ettersom eieren ønsker.
 - Muligens den mest sannsynlige forretningsmodellen ettersom den ikke innehar like høy risiko som modell 2, og samtidig opprettholder det funksjonelle skillet mellom nett- og markedsselskap. Ulempen er at nettselskapet ikke har kontroll over driften til batteriet, noe som igjen gir igjen utfordringer med tanke på utforming av kontrakter mellom partene. Nettselskapet må være sikre på at batteriet er tilgjengelig (med et akseptabelt batterinivå) når det er behov for å bruke batteriet til netttjenester.
4. Nettselskapet bygger, eier og drifter batteriet. Nettselskapet utnytter batteriet til netttjenester og for den resterende kapasiteten kan en langsiktig kontrakt tegnes med en tredjepart som leier batteriet for å bruke det til markedstjenester.
 - Nettselskapet har kontroll over driften av batteriet, i motsetning til i modell 3, men gjør det krevende å oppfylle det funksjonelle skillet mellom nett og marked. Hvordan skal batteriet reguleres, og hvordan vil dette endres ut fra hvilken aktør som leier batteriet i den gjeldende perioden?

3 Regulatorisk rammeverk

Forrige kapittel har vist at et batteri kan brukes til mange forskjellige bruksområder, og både bidra til nett og marked. Som vist ovenfor er det flere forslag til forretningsmodeller som kan fungere for at batterisystem skal integreres i nettet. Forretningsmodellene avhenger sterkt av regulering, og norsk regulering er tett knyttet til reguleringen i EU. Dette kapitlet dekker regulatoriske utsikter i EU gjennom Vinterpakken og et 'policy paper' fra ENTSO-E, samt insentiver og status i andre land.

3.1 Regulatorisk i EU

3.1.1 Vinterpakken

30. november 2016 ble Vinterpakken lansert [19]. Vinterpakken heter egentlig "Clean energy for all Europeans" og er en samling av flere regelverksforslag fra Europakommisjonen, som et ledd i arbeidet med å gjennomføre 2030-målene, der blant annet CO₂-utslipp skal kuttes med 40% [20, 21]. Forslagene har som målsetning å få energieffektivisering på agendaen, oppnå globalt lederskap innen fornybar energi samt å sørge for en rettferdig ordning for forbrukere [19]. Vinterpakken inneholder fire hovedelementer: Markedsdesign, fornybar energi, energieffektivisering og bygg og styring av energiunionen. Disse er igjen fordelt på åtte regelverk [20].

Elmarkedsdirektivets kapittel 4, artikkel 36 heter 'Ownership of storage facilities' [22]. I denne artikkelen står det at DSOer¹⁰ ikke skal kunne eie, utvikle, administrere eller drifte energilager. Denne regelen kan imidlertid unntas, dersom følgende betingelser er oppfylt:

- Andre aktører, etter en åpen og transparent anbudsrunde, har ikke uttrykt et ønske om å eie, utvikle, administrere eller drifte lager.
- Slike lager er nødvendige for at DSOer skal kunne oppfylle sine andre forpliktelser for en effektiv, pålitelig og sikker drift av distribusjonsnettet.
- Den regulatoriske myndigheten har vurdert nødvendigheten av et unntak, der de to foregående punktene har blitt tatt hensyn til, og har gitt sin tillatelse.

Det presiseres videre at DSOer fortsatt må følge artikkel 35 og 56, som omhandler det funksjonelle skillet mellom kraft- og nettselskap.

Lovforslagene som ble lansert i Vinterpakken skal behandles og justeres, og i den forbindelse la Olje- og Energidepartementet i Norge ut en høring med frist i mars 2017. Flere aktører ga tilbakemelding, og svarene ble samlet til et høringsutkast [23]. Angående artikkel 36 som omhandler eierskap av lager, kan følgende trekkes ut: Bl.a. Agder Energi, Defo, Energi Norge, Nelfo og Statkraft mente at DSOen bør rendyrke sin rolle, og var dermed positive til regelverksforslaget. Statkraft mente også at unntakene (listet ovenfor) burde fjernes. Hafslund og Skagerak Nett mente at det bør være forbudt å eie batterier dersom DSOen ønsker å benytte dette i konkurranseutsatt virksomhet, men at det ikke bør være et lovforbud mot å eie batteri når det kan være et alternativ til netttutbygging. Når et nytt EU-regelverk er endelig besluttet, vil den ordinære EØS-prosessen begynne, og det vil da tas hensyn til om regelverket skal tas inn i EØS-avtalen og norsk rett [24].

¹⁰ DSO: Distribution System Operator

3.1.2 Fleksibilitet (ENTSO-E)

ENTSO-E¹¹ representerer 43 TSOer¹² i Europa og kom i desember 2017 med et 'policy paper' om distribuert fleksibilitet og verdien av TSO/DSO-samarbeid [25]. De anbefaler et markedsdesign med koordinerte markedsprosesser fra day-ahead- og intradag-markedet til balansering og håndtering av flaskehalser. Dokumentet viser at ENTSO-E ønsker å øke bruken av distribuert fleksibilitet, som f.eks. batteri. Mer spesifikt så etterlyser de en sterk TSO/DSO-samhandling for å kunne gjøre fleksible ressurser tilgjengelige der de trengs mest:

"Flexibility providers should be able to offer their flexibility by placing their bids in such a way that they can be activated where they have the highest value to them."

De etterlyser også et nasjonalt marked der distribuerte fleksible ressurser (DFR) kan konkurrere på lik grunn seg imellom:

"A single marketplace at national level for collecting and activating distributed flexibilities may be a practical answer to different challenges: ensuring liquidity, building a level playing field for different service providers in a user-friendly way and allowing the coordination of different market processes such as balancing and congestion management... It [the single market place] allows TSOs and DSOs to access all bids and to mutually coordinate activations... It simplifies access to all markets for DFR and ensures that DFR providers can participate in all processes collecting the maximum value for their flexibility."

3.2 Status andre land

Det pågår en regulatorisk debatt i hele verden om hvorvidt det skal være lov for nettselskaper å eie og drifte batterier, og det regulatoriske rammeverket for energilager/batterier varierer mye fra land til land. I tillegg til spørsmål om eierskap og drift, er det også usikkerhet rundt hvordan et energilager skal defineres ettersom det er både forbruk og produksjon. Det er utfordrende å finne en god oversikt over regelverk i forskjellige europeiske land, ettersom lovene er på landets nasjonalspråk.

Den svenske tilsynsmyndigheten Energimarknadsinspektionen ga i 2016 ut et dokument om elektriske batterilager [18]. Der skriver de bl.a. at nettselskap ikke kan produsere, kjøpe eller selge elektrisitet for annet enn å dekke netttap eller for å sikre drift under korte strømbrydd. Å eie et lager eller leie lager på kommersielt grunnlag betyr imidlertid ikke handel eller produksjon av elektrisitet. De åpner dermed opp for at nettselskap kan eie batterier dersom en tredjepart drifter dem. De skriver videre at de uansett ønsker velkommen en tydeliggjøring av lovverket på EU-nivå, for å eliminere usikkerheten rundt eierskap og drift som markedsaktører opplever.

Australian Energy Market Commission (AEMC) lager og endrer regler for elektrisitet, gass og energisalg i Australia. I ref. [26] har de identifisert flere aspekter som kan være til hinder for integrasjonen av energilager. De uthever viktigheten av at det regulatoriske rammeverket for selskaper som ikke er i konkurranse (som nettselskap) skal være teknologinøytralt og bidra til å stimulere mest mulig kostnadseffektive løsninger. De konkluderer med at nettselskap kun burde kunne eie lager bak måleren gjennom et datterselskap som separerer denne aktiviteten fra regulerte nettjenester. Dersom lager bak måleren kan være nyttig for nettjenester, må disse tjenestene selges til nettselskapet fra en tredjepart eller det nevnte datterselskapet.

¹¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity

¹² TSO: Transmission System Operator

I Italia kan nettselskap eie og drifte batteri dersom de kan rettferdiggjøre bruken ved en kost/nytte-analyse som viser at batteriet er det mest kostnadseffektive alternativet, sammenlignet med tradisjonell nett-investering [27]. I Belgia kan også nettselskap eie lager dersom dette ikke forhindrer konkurranse i elektrisitetsmarkedet [28, 29].

3.3 Insentiver

En lav batteripris vil naturlig nok være en sterk medvirkende årsak til at flere forbrukere investerer i batteri. Trenden i markedet er at batteriprisen stadig synker, særlig for litium-ionbatterier. Støtteordninger og subsidier vil kunne katalysere teknologiutvikling og bidra til en økt interesse for batterier på samme måte som det har gjort for solcellepaneler. Støtteordninger for batterier har for det meste blitt introdusert for husholdningskunder, særlig i kombinasjon med solcellepaneler. Sveriges regjering innførte en forordning for støtte til batteriinstallasjoner i husholdninger i 2016, som skal vare ut 2019. Støtten kan gå til privatpersoner som ønsker å lagre egenprodusert elektrisitet, typisk sammen med solcellepanel. Batteriinstallasjonen må være tilknyttet strømmettet for å kunne motta støtte. Man kan få dekket opptil 60% av kostnadene, med en øvre grense på 50 000 SEK [30, 31]. Foreløpig har ikke ordningen vært veldig populær (i februar 2018 har litt over 400 privatpersoner søkt om støtte), men interessen er ifølge Energimyndigheten¹³ økende [32].

I Tyskland gikk miljødepartementet og investeringsbanken KfW sammen om et tilbud om lavrentelån eller tilskudd til investering i batterilagringsystem. Batterisystemet kunne enten tilknyttes et eksisterende solcelleanlegg, eller det kunne installeres i kombinasjon med et solcelleanlegg. Støtten var rettet mot privatpersoner, da solcelleanlegget ikke kunne ha mer enn 30 kW i kapasitet. Ordningen skulle opprinnelig vare fra 2013 til 2015, men etter stor suksess de første to årene ble den videreført i 2016 for å fortsette ut 2018. I løpet av de første tre årene hadde 43 000 batterisystemer fått godkjent søknad om støtte [33-37]. I august 2018 var det installert 100 000 husholdningsbatterier i Tyskland [38].

I tillegg til støtteordninger i Sverige og Tyskland, så har enkelte stater i USA og Australia hatt støtteordninger for husholdningsbatterier i flere år. Bloomberg New Energy Finance estimerer at Australia vil ha verdens største marked for husholdningsbatterier i 2019, og forventer at 70 000 australske husholdninger vil installere batterier [39]. De mener dette hovedsakelig kommer fra lavrentelån, subsidier fra staten og tariffen som lønner forbrukerfleksibilitet. California har hatt støtteordninger for batterier i lang tid og følges nå av stater som New Hampshire, Georgia og Michigan [40, 41].

Høye strømpriser vil også kunne være et insentiv til å anskaffe batteri. Dersom strømprisene øker og/eller nye tariffen medfører at strømmen blir dyrere, enten ved visse tidspunkt eller ved høyt effektforbruk, vil dette gi insentiv til å flytte last fra perioder der strømmen er dyr til perioder der strømmen er billigere. Dersom det er stor nok variasjon mellom høy og lav strømpris, vil det også være mulig å benytte seg av energi-arbitrasje – altså å kjøpe strøm når strømprisen er lav, og selge til nettet når strømprisen er høy. Dette vil kunne gjøre det mer lønnsomt å investere i et batterisystem. Batterier installeres ofte sammen med solcellepaneler for å øke egenforbruket av solenergi. Plusskundeordningen i Norge innebærer at sluttbrukere som mater inn mindre enn 100 kW til nettet er fritatt for å betale innmatingstariiff. Sluttbrukere med solcellepaneler som produserer over 100 kW kan dermed bruke et batteri til å lagre den overflødige produksjonen for å unngå å måtte betale ekstra for innmating til nettet [42, 43].

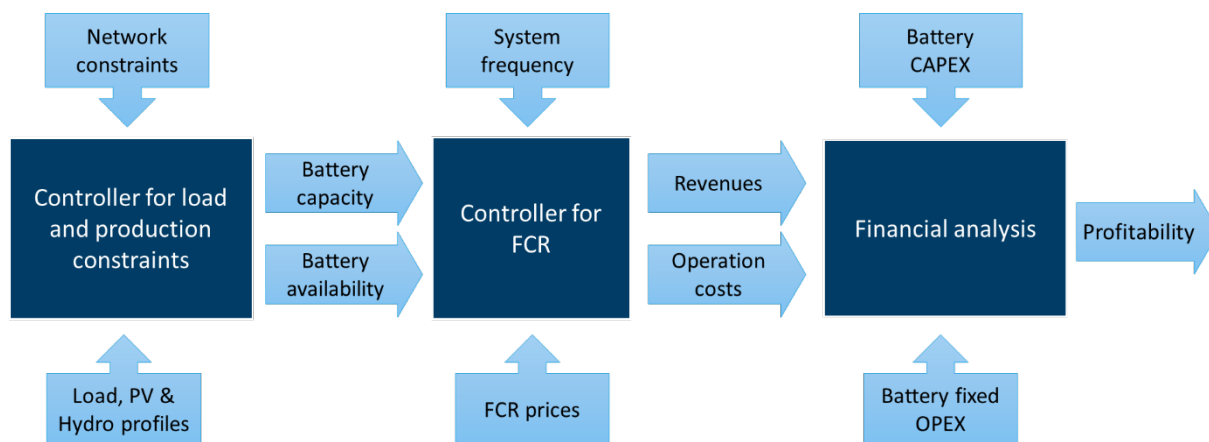
¹³ Energimyndigheten er regulatoren for Sveriges energisystem.

4 Kost/nytte-vurderinger

I det følgende beskrives fire caser for batterilagring. I det første caset beskrives hvordan bruk av batterier kan redusere effekttopper og dermed nettleien. I det andre tilfellet brukes batterilagring til både å redusere effekttopper og maksimere innmating for å overholde grensen for innmating på 100 kW, som er fastsatt i plusskundeordningen. Med dagens strømpriser og nettleie er ingen av disse casene økonomisk lønnsomme. Et tredje case er tatt med hvor batterilagring brukes til frekvensregulering. Det ser ut til å være det mest lønnsomme alternativet i dag. I det fjerde caset brukes batterilagring til å levere balansekraft, samtidig som det kan hjelpe nettselskapet (DSO) med å redusere flaskehalser i en linje.

4.1 Metode

Det er brukt et totrinns kontrollsystem i analysen, som vist i Figur 3. Kontrollenheten kan enten bruke batteriet til å overholde begrensninger for last (redusere effekttopper) og innmating til nettet, eller til frekvensregulering ved å bruke systemfrekvens som input. Det er også mulig å utføre alle tre funksjoner: Da gir batteriet kapasitet til å kutte effekttopper (lastutjevning), lagre produsert solkraft ved behov, og kan brukes til frekvensregulering resten av tiden. Disse operasjonene skaper inntektsstrømmer. Ved å vurdere inntektene opp mot kapitalkostnadene og driftsutgiftene for batteriet, kan det anslås hvor lønnsomt batteriet er.



Figur 3: Flyttdiagram av totrinns kontrollsystem brukt til å anslå lønnsomhet.

4.2 Beskrivelse av inntekter og kostnader

I den økonomiske analysen vurderes følgende inntekts- og kostnadskategorier:

- Kostnader:
 - Investerings- og finansieringskostnader
 - Driftskostnader
 - Kostnader ved kjøp/salg av strøm
 - Kostnader ved energitap
 - Vedlikeholdskostnader

- Inntekter:
 - Inntekter fra elspotmarkedet
 - Inntekter fra leveranse av balansekraft (FCR¹⁴)
 - Normaldriftsreserver (FCR-N)
 - Driftsforsyringsreserver (FCR-D)

Investerings- og finansieringskostnader

Sammen med prosjektpartnerne er investeringskostnadene for batterikapasitet i Skandinavia estimert til 16 MNOK per MWh. Det er antatt at investeringskostnadene er spredt over to år, 5 % av de totale kostnadene i året før installasjonen, og resten i selve installasjonsåret. Finansieringskostnadene¹⁵ er anslått til 2,24 % [44].

Driftskostnader

Driftskostnadene inkluderer kostnader forbundet med kjøp og salg av kraft fra batteriet. Hvis balansen er positiv, oppstår det en inntekt. Driftskostnadene inkluderer også kostnader ved energitap forbundet med opplading av og utlading av batteriet. En annen viktig del av driftskostnadene er nettleie. I Case 1 brukes batteriet til å redusere effekttopper og maksimal innmating og dermed nettleie med effektbaserte nettariiffer.

Vedlikeholdskostnader

Årlige vedlikeholdskostnader er anslått til 1 eller 2 % av de totale investeringskostnadene. Det er i overensstemmelse med kapitalintensive prosjekter innen fornybar energi. Det er vanskelig å fastslå nøyaktige drifts- og vedlikeholdskostnader da det er lite erfaring med batteriprosjekter.

Inntekter fra leveranse av balansekraft

Batteriet kan levere balansekraft til to forskjellige markeder, FCR-N og FCR-D. Fra disse tjenestene mottas markedspris for regulering opp eller ned. Betingelsene for når slik leveranse oppstår er beskrevet i kap. 4.6.

4.3 Modell for batteridegradering

I den økonomiske analysen er det antatt at batteriet har en levetid på 10 år. For å bekrefte at batteriet faktisk leverer den kapasiteten som trengs i så lang tid, brukes en etablert modell for batteridegradering. Av flere komplekse modeller for batteridegradering brukes her en relativt enkel modell for å estimere batteridegradering. Modellen tar i betraktning det gjennomsnittlige batterinivået (SOC_{avg}), den gjennomsnittlige syklusdybden (cd) og antall sykluser (nc) for å beregne degraderingen av energilagringsskapasitet ($C_{f,cyc}$) og effektkapasitet ($P_{f,cyc}$). Modellen er beskrevet i en artikkel av Stroe [45]. De to hovedligningene for degraderingen av energilagringsskapasitet og degradering av effektkapasitet er:

$$C_{f,cyc}(SOC_{avg}, cd, nc) = 0.021 \cdot e^{-0.01943 \cdot SOC_{avg}} \cdot cd^{0.7162} \cdot nc^{0.5} \quad (1)$$

$$P_{f,cyc}(cd, nc) = 1.1725 \cdot 10^{-6} \cdot cd^{0.7891} \cdot nc \quad (2)$$

¹⁴ FCR: Frequency Containment Reserve; N: normaldrift; D: driftsforstyrrelse.

¹⁵ Finansieringskostnad er kostnaden forbundet med å låne penger til å kjøpe utstyr – altså rentesats på lån.

Hvor:

cd	Cycle depth [%]
nc	Number of cycles
SOC_{avg}	Average state of charge during cycle [%]
$C_{f,cyc}$	Capacity fade [%]
$P_{f,cyc}$	Power capability fade [%]

Som et eksempel er degraderingen av et LiFePO₄ batteri ved 400 kWh og 1 MW effekt som i FCR-N-markedet beregnet: Etter ti år og 162000 sykluser er resulterende energilagringsskapasitet på 16,37 % og effektdegradering på 1,27 %. Dette høres lavt ut, og det er fordi det gjennomsnittlige batterinivået blir rundt 44,2 % mens den gjennomsnittlige syklusdybden blir veldig lav på 11,09 % i FCR-N. Modellen tar ikke i betraktning kalenderaldning (eng.: calendar aging), dermed vil batteriets levetid variere mellom 10 og 25 år avhengig av teknologi [46]. Det er ikke funnet opplysninger om hvordan batteriet degraderes når det ikke er i bruk.

4.4 Case 1: Industrikunde bruker batteri til å redusere effekttopper

Case 1 er en industrilast med en effekttopp på 150 kW på vinteren. Lasten er en historisk generisk industriprofil fra ref. [47], justert til å stemme med en effekttopp på 150 kW. Kunden betaler nettleie som består av en variabel sats per kWh og en fast sats per kW, som vist i Tabell 2. Denne tabellen er hentet fra BKK sine nettsider [48]. Tariffene for 330 A-sikringen er benyttet. Effektleddet betales basert på den høyeste månedlige effekttoppen. I caset skal det undersøkes hvor mye den månedlige effekttoppen kan reduseres ved bruk av batteri. I denne analysen er et batteri på 30 kWh og 18 kW benyttet, som vist i Tabell 3.

Tabell 2: Nettleie for industrikunde for effektmålte anlegg [48].

NETTNIVÅ 400 V - 230 V					
	Sesong	Fastledd [kr/år]	Forbruksavhengig ledd [øre/kWh]	Effektledd [kr/kW per måned]	
				0-200 kW	Over 200 kW
Hovedsikringer f.o.m. 125 A t.o.m. 330 A	Sommer	10 500	4,3	53,90	47,30
	Vinter		4,9	62,70	52,80
Hovedsikringer større enn 330 A	Sommer	22000	3,6	58,20	51,00
	Vinter		4,2	67,70	57,00

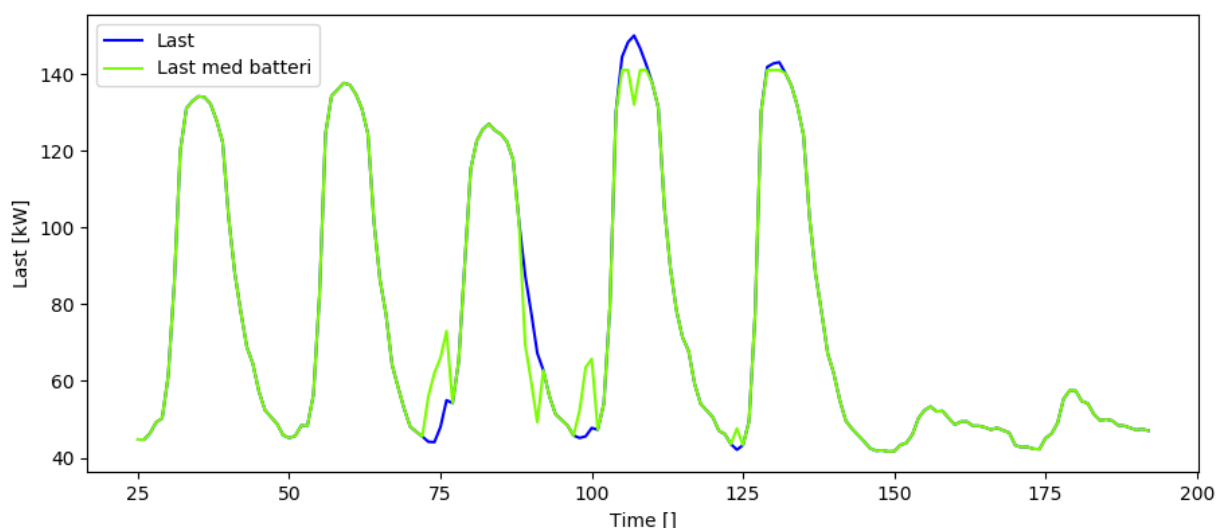
(Sommer: 1/4 - 30/9, vinter: 1/10 - 31/3)

Tabell 3: Batteriparametere case 1.

Batterikapasitet	30 kWh
Batterieffekt	+18kW/-18kW
Total syklusvirkningsgrad	83 %

For å maksimere nytten av batteriet brukes følgende heuristiske metode: På bakgrunn av døgnmarkedsprisene (day-ahead prices) og lasten brukes lineær programmering til å optimere batteribruken i løpet av dagen (som beskrevet i Vedlegg A), slik at batteriet lader når prisene er lave og utlader når prisene er høye. I tillegg er det lagt inn en begrensning for lasten, som er den faktiske industrilasten pluss lasten fra lading av

batteriet. Ved å innføre en slik begrensning holdes netto last under en viss grense og deretter sammenlignes denne grensen med effekttoppen slik den ville ha vært uten batteriet. Denne metoden gir et ganske optimistisk estimat av batteriets potensiale til å redusere kostnader, fordi den forutsetter at vi kan estimere neste dags last helt nøyaktig. Tatt i betraktning en total syklusvirkningsgrad (eng: round trip efficiency) på 83 % og lav prisvariasjon i løpet av dagen, reagerer batteriet knapt på døgnmærkedspisene. Bruk av batteri til energi arbitrasje gir derfor ganske liten inntekt.



Figur 4: Lastprofil til eksempel industrikunde med batteri, case 1.

Figur 4 viser lastprofilen til industrikunden med og uten batteri for en uke. Den blå linjen er den opprinnelige lasten, og den grønne linjen viser last med batteri. Månedlig topper og nettleie forbundet med effekttopp fremgår av Tabell 4. Tabellen viser også månedlige effekttopper og kostnader ved bruk av batteri. Månedlige effekttopper blir omtrent 5–7 % lavere, noe som gir en kostnadsreduksjon på 5776 kr per år. Det er en liten økning i energitariffkostnader på 121 kr (Tabell 5). Dette skyldes batteritap som fører til at energiforbruket øker noe. Energiarbitrasje i elspotmarkedet sparer 334 kr per år.

Tabell 4: Nettleie med og uten batteri, case 1.

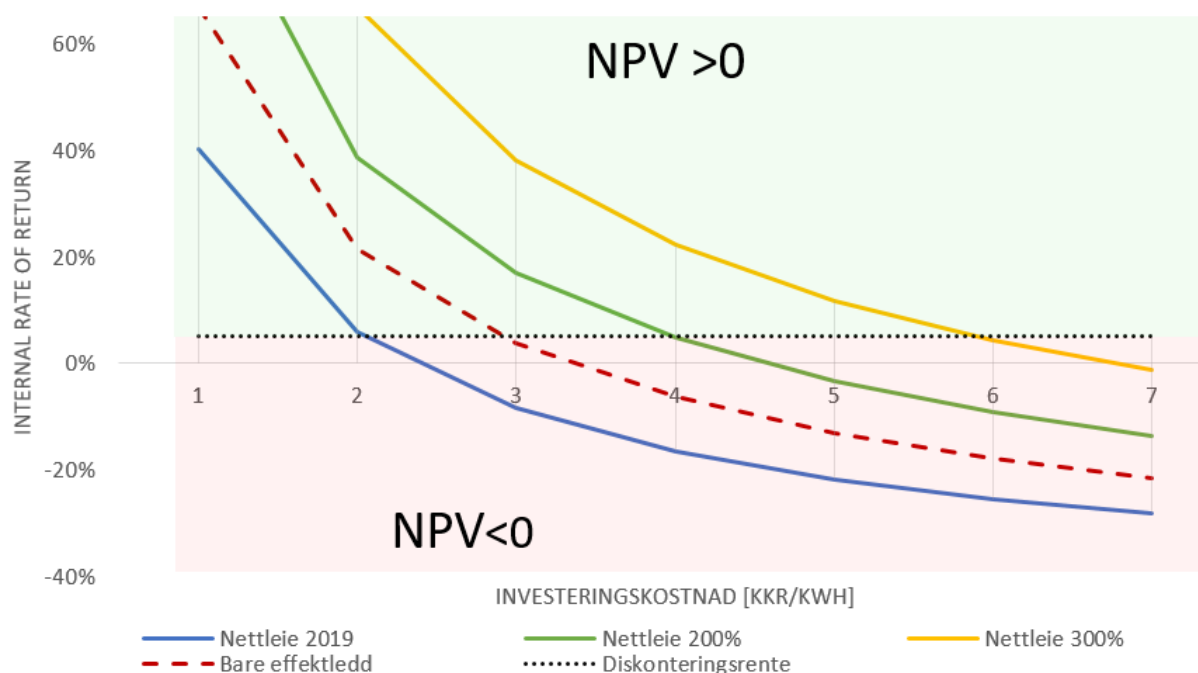
Måned	Effekttopp [kW]		Effektled [NOK]	
	Uten batteri	Med batteri	Uten batteri	Med batteri
Januar	150,0	141,0	10 155,0	9 545,7
Februar	147,5	137,2	9 984,4	9 285,7
Mars	141,3	132,8	9 566,0	8 993,3
April	122,6	117,7	7 134,2	6 847,8
Mai	122,7	117,2	7 141,1	6 819,9
Juni	114,5	108,8	6 666,2	6 334,5
Juli	108,3	101,8	6 303,1	5 922,4
August	111,3	105,2	6 477,7	6 121,5
September	114,5	108,2	6 666,2	6 299,6
Oktober	128,5	117,5	8 696,7	7 957,5
November	139,6	130,4	9 448,2	8 830,8
Desember	146,1	138,8	9 891,0	9 395,4
Sum			98 129,8	92 354,0

Med dagens batterikostnader vil den interne avkastningsraten (IRR) for bruk av batteri være svært negativ. For å vise når det vil bli lønnsomt å bruke batteri, varieres kostnadene mellom 1000 og 7000 kr/kWh (mye lavere enn de faktiske markedsprisene) som vist i Figur 5. Figuren viser hvordan den interne avkastningsraten varierer iht. investeringskostnadene for tre forskjellige nettleienivå. Den lodrette prikkete linjen viser diskonteringsrenten. Avkastning over denne linjen gir en positiv netto nåverdi (NPV), markert med et skravert grønt område. Avkastningen under gir en negativ netto nåverdi, markert med et skravert rødt område. Den blå linjen viser IRR for nettleie slik den er i dag. Bruk av batteri vil bli lønnsomt ved en batteripris på ca. 2000 kr/kWh.

Tabell 5: Parametere i den økonomiske analysen, case 1.

Besparelser effektledd/år	5576 kr
Økning i energiledd/år	121 kr
Besparelser fra elspotmarkedet + tap/år	334 kr
Investeringskostnader	1000-7000 kr/kWh
Diskonteringsrente	5 %
Rentesats	2,24 %
Prosjektets levetid	10 år
Drifts- og vedlikeholdskostnader	1 % av investeringskostnadene
Batteriets restverdi etter 10 år	20 % av investering

Den grønne linjen viser avkastning hvis nettleien er dobbelt av det den er i dag og den gule linjen hvis nettleien er tre ganger så høy som i dag. Det kan sees at selv med en drastisk økning i nettleie, blir det først lønnsomt å bruke batteri dersom kostnadene er svært lave, henholdsvis 4000 og 5900 kr/kWh. Slike batterikostnader er kanskje mulig i fremtiden, men å øke nettleien så mye på nåværende tidspunkt, er svært tvilsomt.



Figur 5: Intern avkastningsgrad vs. batteriinvesteringskostnad, case 1.

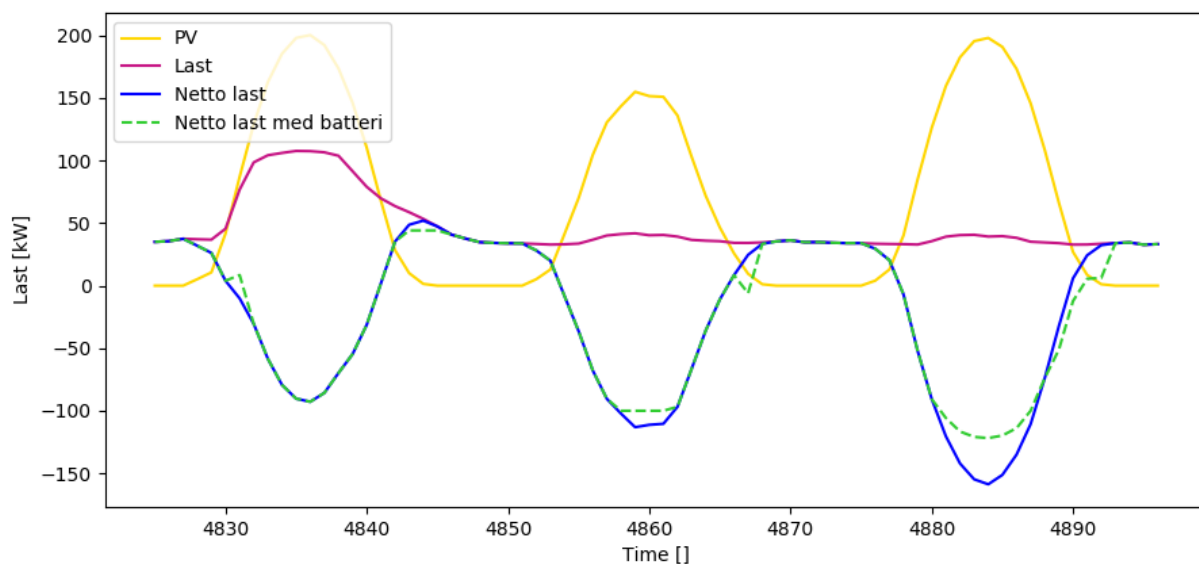
Det er et ledende prinsipp at nettleien skal gjenspeile faktiske nettkostnader. Per i dag betaler man et effektledd, et energiledd og et fastledd. Hvis all nettleie derimot er kun effektbasert vil situasjonen endre seg: Av en total nettleie på 142 623 kr er det anslått at industrikunden vil betale 98 130 kr eller 69 % for effektleddet (Tabell 6). Hvis all nettleie ble avregnet som effektledd, ville det øke motivasjonen til å redusere effekttoppen. Hvis 142 623 kr derfor ble belastet som effektledd, dvs. en 45 % økning i forhold til 98 130 kr, ville en spare 8395 kr ved bruk av batteri, i stedet for det opprinnelige beløpet på 5776 kr. Dette er vist i den prikkete røde kurven i Figur 5 med en IRR på 5 % og en investeringskostnad på 2900 kr/kWh.

Tabell 6: Nettleie for case 1.

Kategori nettleie	Beløp
Effektledd	98 130 kr
Energiledd	22 493 kr
Fastledd	22 000 kr
Sum	142 623 kr

4.5 Case 2: Industrikunde bruker batteri til å redusere effekttopper og øke egenforbruk av solenergi

Samme kunden som i case 1 med effekttopp på 150 kW har nå i tillegg et solcelleanlegg på 287 kW. Produksjonsprofilen for solkraft er en profil per time for Oslo som er hentet fra ref. [49]. En plusskunde får prisen i elspotmarkedet for innmating opptil 100 kW. Hvis kunden overskrider terskelen på 100 kW, må kunden betale 1,3 øre/kWh [43]. Det forventes at batteriet vil absorbere denne energien og senere, når produksjonen faller til under 100 kW, levere den til nettet for å oppnå prisen i elspotmarkedet.



Figur 6: Lastprofil uten og med batteri, tre sommerdager for case 2.

Størrelsen på batteriet er i dette caset den samme som i det forrige (Tabell 3). Det samme er nettleien og energiprisene. I vinterhalvåret, når solcelleproduksjonen er svært lav, vil batteriet fungere på omtrent samme måte som i case 1. Det er i sommermånedene at en ser en forskjell mellom de to casene, når batteriet er aktivert til å absorbere energien over 100 kW, som en kan se i Figur 6 av forskjellen mellom rest-/netto last

(blå) og rest-/netto last med batteri (stiplet turkis linje) over tre sommerdager. På dag to og tre stiger innmatingen til over 100 kW. På dag to kan batteriet absorbere all energi over 100 kW, men ikke på dag tre.

Med solcelleanlegg gir batteriet større besparelser i nettleie enn i case 1 (Tabell 7). Det er mest å spare i sommermånedene. De daglige effekttoppene er noe flatere i disse månedene, noe som gjør det vanskeligere for batteriet å redusere dem. Produksjonen fra solcellepanelet gjør imidlertid at effekttoppene er kortere. Innmating av solcellekraft bryter derimot inn i effekttoppene og reduserer varigheten deres, noe som gjør at batteriet kan redusere dem på en mer effektiv måte.

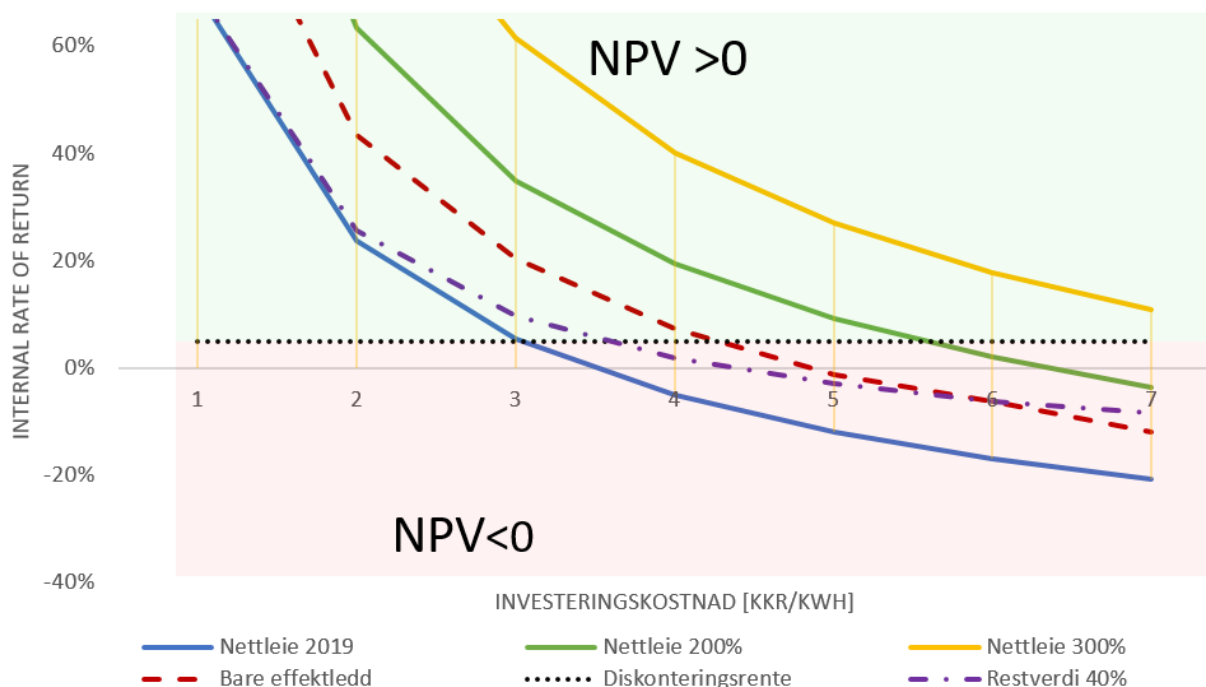
Tabell 7: Nettleie med og uten batteri, industrikunde med solcellepanel, case 2.

Måned	Effekttopp [kW]		Effektledd [NOK]	
	Uten batteri	Med batteri	Uten batteri	Med batteri
Januar	147,4	140,1	9 982,0	9 482,9
Februar	143,3	131,8	9 702,4	8 926,2
Mars	131,3	122,1	8 889,7	8 267,4
April	108,5	102,0	6 314,5	5 935,6
Mai	73,4	65,3	4 271,5	3 801,7
Juni	77,0	63,5	4 479,8	3 695,8
Juli	68,3	54,5	3 974,7	3 171,8
August	76,5	63,5	4 453,7	3 696,6
September	68,8	61,2	4 005,3	3 564,7
Oktober	124,6	111,4	8 436,9	7 542,6
November	136,1	125,2	9 213,2	8 476,1
Desember	142,4	134,0	9 639,9	9 071,2
Sum			83 363,6	75 632,6

Parameterne i lønnsomhetsberegningen er de samme som i case 1 og er oppført i Tabell 8. Batteriet gir besparelser i effektleddet på 7331 kr per år, 145 kr i energileddet og 1417 kr i elspotmarkedet. Igjen varierer investeringskostnadene for batteriet mellom 1000 kr/kWh og 7000 kr/kWh, se blå linje i Figur 7. Batteriet når en 5 % IRR ved en investeringskostnad på ca. 3100 kr/kWh.

Tabell 8: Parametere i den økonomiske analysen, case 2.

Besparelser effektledd/år	7731 kr
Besparelser energiledd/år	145 kr
Besparelser fra elspotmarkedet + tap	1417 kr
Investeringskostnader	1000–7000 kr/kWh
Diskonteringsrente	5 %
Rentesats	2,24 %
Prosjektets levetid	10 år
Drift og vedlikehold	1 % av investeringskostnadene
Batteriets restverdi etter 10 år	20 % av investering



Figur 7: IRR vs. batteriinvesteringskostnad for plusskunde, case 2.

De grønne og gule linjene er lik dem i Figur 5, der IRR er henholdsvis dobbel og trippel effektleddet. Den stiplede røde linjen samsvarer med IRR med all nettleie belastet som effektledd. Det øker besparelsen med 48 % for effektleddet og energileddet anslått til 0 kr per år. Økningen er beregnet som forholdet mellom den totale nettleien og effektleddet (Tabell 9). Til slutt viser den stiplede lilla linjen IRR i tilfellet der restverdien av batteriet etter 10 år er 40 % i stedet for 20 %. Det gjør bruk av batteri litt mer lønnsomt, særlig ved høye batteripriser.

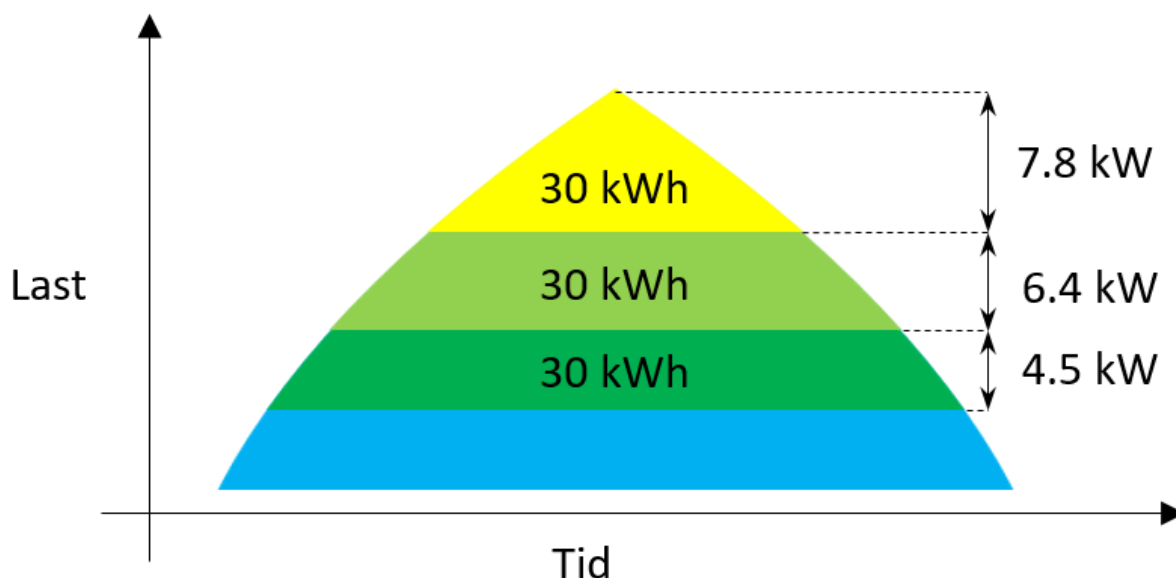
Tabell 9: Nettleie for case 2.

Kategori nettleie	Beløp
Effektledd	83 364 kr
Energiledd	18 036 kr
Fastledd	22 000 kr
Sum	123 255 kr

I denne simuleringen er det gått ut fra at innmating over 100 kW "straffes" med 1,3 øre/kWh. Det ble antatt at dette er en besparelse som batteriet kan generere ved å absorbere innmatingen over 100 kW, sammenlignet med det å ikke ha batteri. Mange vekselrettere kan imidlertid programmeres til å begrense produksjonen når den kommer over en viss terskel og det er i så fall ikke behov for batteri. Dersom en slik vekselretter brukes, vil besparelsen i batteriets driftskostnader halveres.

Batteriet i de to casene som beskrevet over, industrilast og industrilast med solcellekraft, reduserer de høyeste effekttoppene i løpet av året med ca. 4–6 %. Hva er optimal batteristørrelse for en slik last? Dette kommer an på formen på toppene. En skarp topp kan reduseres med lite kapasitet, mens en flattere topp krever mer kapasitet for å oppnå samme reduksjon. Lastkurver har ofte spisse topper og vokser i bredden ved lavere lastnivå. Det betyr at hver ekstra kWh batterikapasitet vil bidra mindre til å redusere toppene. Dette er vist i Figur 8. Den opprinnelige batteristørrelsen i de to eksemplene er 30 kWh. Med en slik batterikapasitet

kan effekttoppen reduseres i januar med 7,8 kW. Under den opprinnelige effekttoppreduksjonen (gul) blir toppen bredere. Da vil ekstra batterikapasitet på 30 kWh ha mindre effekt på effekttoppreduksjonen (lys grønn), nemlig 6,4 kW. En ny økning på 30 kWh vil ha enda mindre effekt (mørk grønn), 4,5 kW, og så videre.

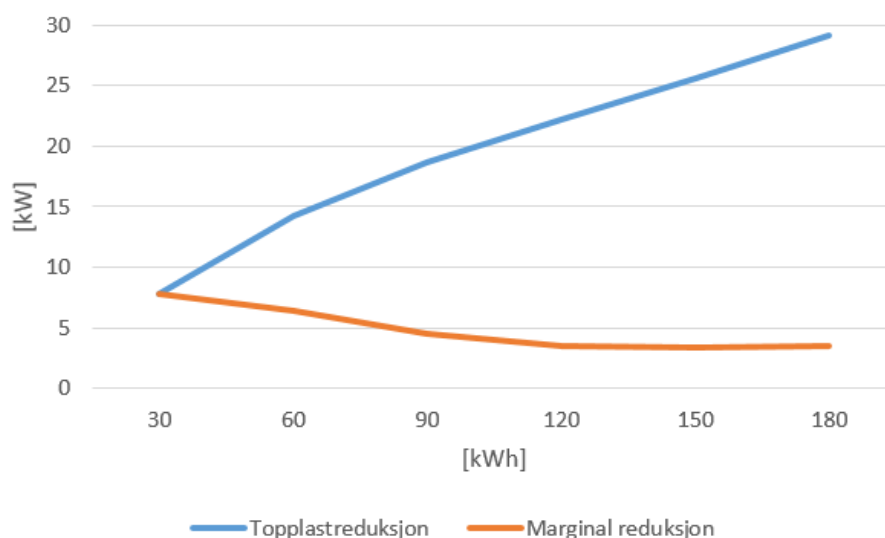


Figur 8: Reduksjon av effekttopp iht. batteristørrelse.

Batteristørrelsen varieres fra 30 kWh til 180 kWh og den maksimale effekttoppreduksjonen som det er mulig å oppnå i januar identifiseres, som er den måneden med høyest effekttopp. Lasten reduseres ved hver ekstra 30 kWh, men reduksjonen blir mindre og mindre fra 7,8 kW for de første 30 kWh med kapasitet ned til 3,5 kW for den fjerde ekstra 30 kWh med kapasitet. Deretter begynner det å flate ut. Dette er vist i Tabell 10 og Figur 9.

Tabell 10: Effekttoppredusjon avhengig av batterikapasitet

Batterikapasitet	Effekttoppredusjon	Virkningen av ekstra 30 kWh (marginal reduksjon)
[kWh]	[kW]	[kW]
30	7,8	7,8
60	14,2	6,4
90	18,7	4,5
120	22,2	3,5
150	25,6	3,4
180	29,1	3,5



Figur 9: Effekttoppredusjon i avhengighet av batterikapasitet.

4.6 Case 3: Batteri brukes til frekvensregulering

Det tredje caset er bruk av batterilagring for primærreserver (FCR). De tekniske spesifikasjonene for de tre typene FCR er vist først og deretter de økonomiske sidene ved leveranse av balansekraft til primærreserve.

4.6.1 Tekniske spesifikasjoner – primærreserver (FCR)

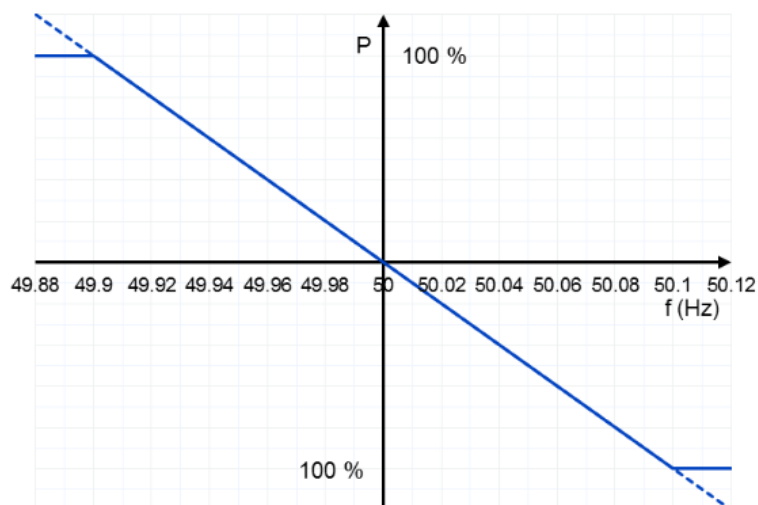
Balansering synes i øyeblikket å være den mest økonomiske bruken av batterier. Det er flere eksempler på bruk av storskala batterianlegg for balansering i Storbritannia og Tyskland. Statnett belønner tre typer av rask balanseringstjeneste [50]:

1. Normaldriftsreserver (FCR-N) fra 49,9 Hz til 50,1 Hz.
2. Driftsforstyrrelsesreserver (FCR-D), oppregulering 49,5 Hz – 49,9 Hz.
3. Driftsforstyrrelsesreserver (FCR-D), nedregulering 50,1 Hz – 50,5 Hz.

Etter å ha rådført seg med de største produsentene har Statnett redusert kravet om minstekvantum som kan tilbys til primærreserver. Fra 2. april 2019 er minste budkvantum 1 MW til primærreserver (for både day-ahead-markedet og ukemarkedet) [51].

Normaldriftsreserver (FCR-N)

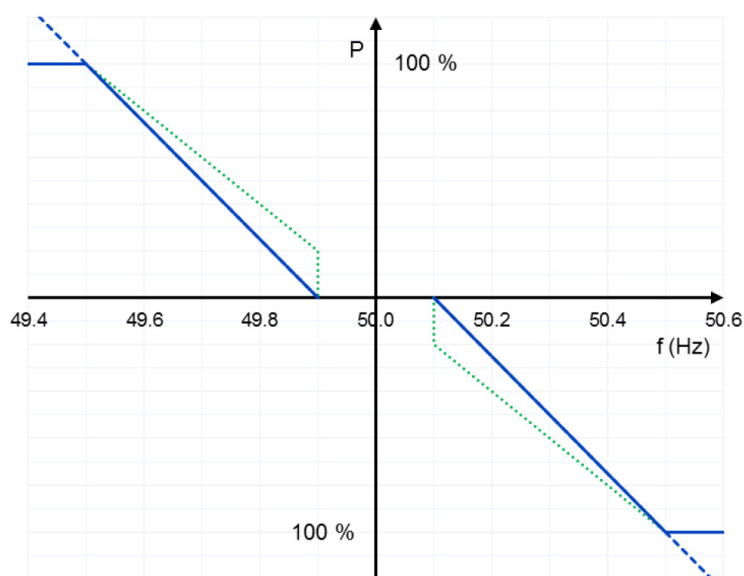
Når frekvensen faller under 50 Hz så må anlegg (i dette tilfelle batteri) reagere proporsjonalt på avviket, 0 % nominal effekt når frekvensen er 50 Hz, og 100 % når den er 49,9 Hz og under, som vist i Figur 10. Når frekvensen overstiger 50 Hz så må anlegg levere negativ effekt til nettet proporsjonalt i forhold til avvik, 0 % ved 50 Hz og 100 % ved 50,1 eller over.



Figur 10: FCR-N respons.

Driftsforstyrrelsesreserver (FCR-D)

Hvis det oppstår en forstyrrelse når frekvensen avviker fra 50 Hz med mer enn 0,1 Hz, så aktiveres FCR-D. Kravene er litt mer fleksible enn for FCR-N og anlegg som leverer i FCR-D kan ha en lineær respons på mellom 49,5 Hz og 49,9 Hz som den blå linjen viser i Figur 11. Hvis det ikke er mulig, kan responsen også begynne over 49,9 Hz eller under 50,1 Hz og overstige den blå linjen og følge den grønne linjen.



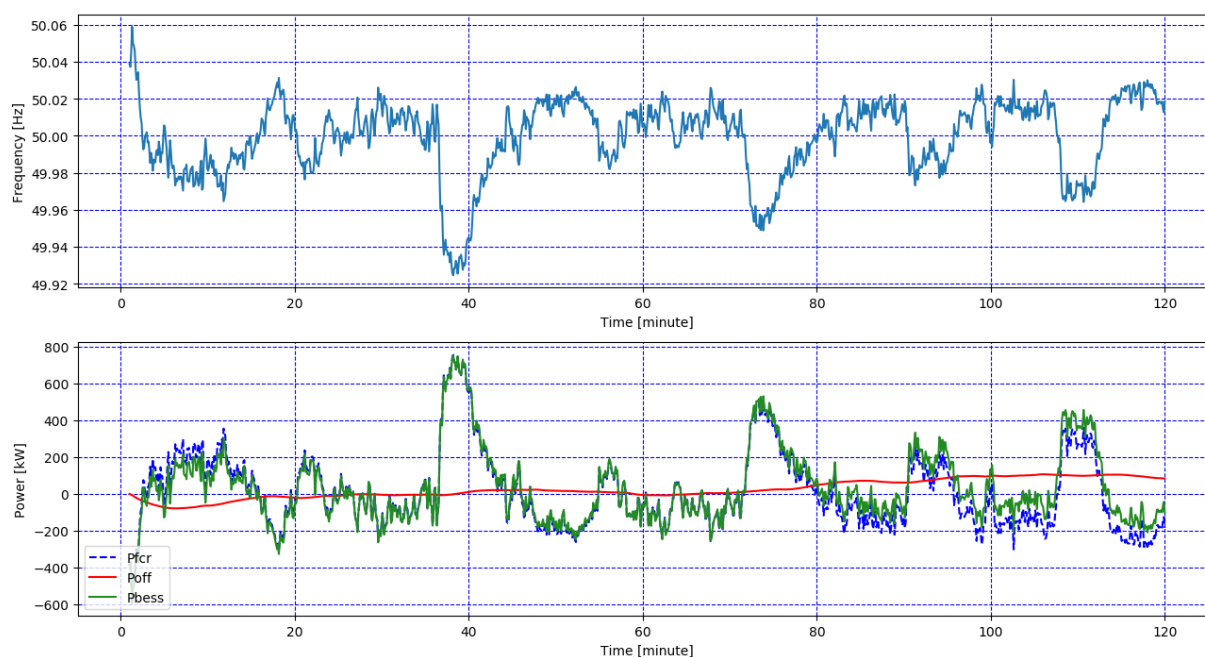
Figur 11: FCR-D respons.

Ifølge resultatene fra utførte simuleringer kan batteriet delta i alle 3 FCR-markedene. Kontrollalgoritmen fra ref. [52] ble implementert og denne leverer negativ og positiv effekt som definert av Statnett og beskrevet i Vedlegg B.

4.6.2 Simulering av batteri for FCR-N

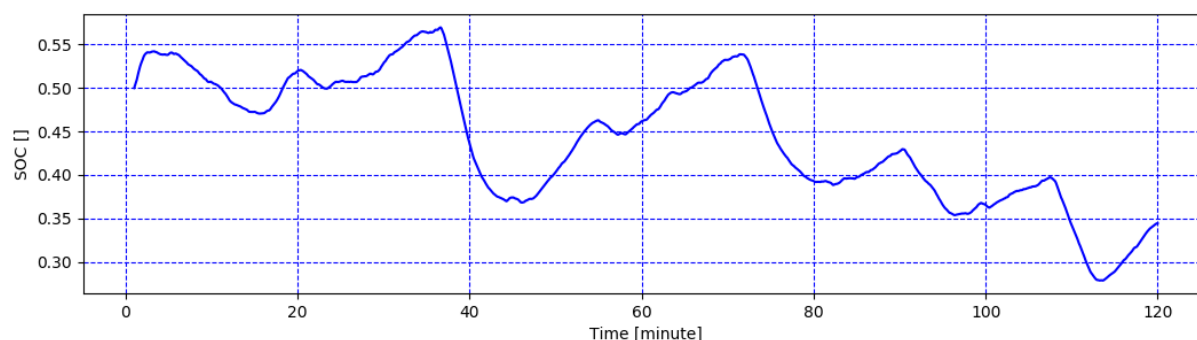
Simuleringer for både FCR-N og FCR-D-deltakelse ble utført. FCR-D-aktivering forekom så sjelden at det er utelatt her. Data fra 2017 fra den franske systemoperatøren RTE ble benyttet for å simulere batteriets respons på frekvenssignaler, da det ikke var mulig å innhente systemfrekvensdata for Norge [53]. Opprinnelig dataoppløsning er 1 sekund, men oppløsningen ble skalert opp til 10 sekunder. Et enkelt, men effektivt system for batteristyring ble innført for å beregne potensielle inntekter fra FCR-N-leveranse.

Batteriet får den nedregulerte prisen for hver MWh absorbert energi og den oppregulerte prisen for hver MWh levert energi. Prisene er 2017-priser innhentet fra Statnett [54]. Den leverte kraften endrer seg svært raskt iht. frekvens, som vist i den øverste grafen i Figur 12. Den nederste grafen viser batteristyringssystemets respons på frekvenssignaler i 120 minutter. Balansekraften til batteriet P_{fcr} (blå) når sjelden 400 kW. Det tyder på at et batteri på 400 kWh kan brukes til å levere 1 MW, ettersom det sjelden vil være behov for så høy effekt. Den røde linjen som viser batterilading, dvs. det batteristyringssystemet bruker for å holde batterinivået (SOC) innenfor grensene, er ganske jevn. Til slutt viser P_{bess} (grønn) summen av de andre to signalene og hvor mye kraft batteriet henter ut fra nettet til sammen. Den avviker bare marginalt fra P_{fcr} .



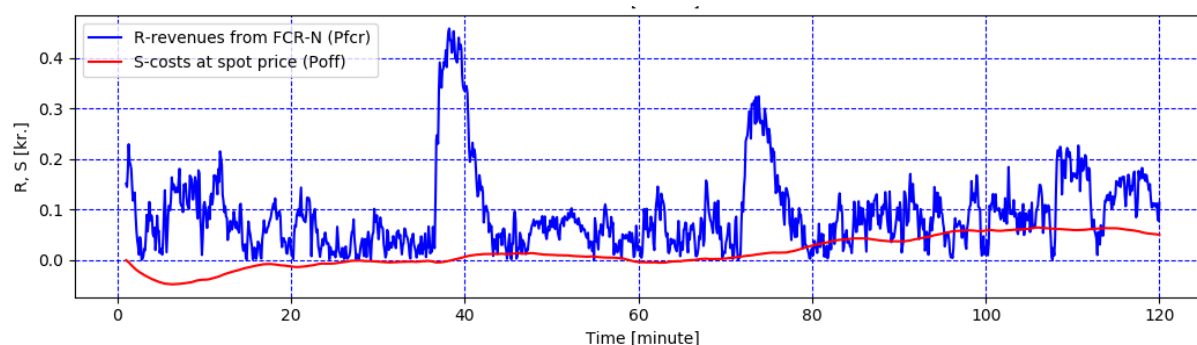
Figur 12: Systemfrekvens, FCR-N batterirespons.

Modellen tar ikke driftsavbrudd med i beregningen, som kan være nødvendig noen ganger for å lade eller utlade batteriet. Eventuelle straffekostnader er heller ikke inkludert. Figur 13 viser SOC for de første to timene i året. Batteristyringssystemet ser ut til å være ganske effektivt når det gjelder å opprettholde operasjonelt batterinivå og når ikke kapasitetsbegrensninger særlig ofte. Dette gjør estimer som er brukt mer realistiske. Ved en lagringskapasitet på 400 kWh og en maksimumseffekt på 1 MW, vil en kun måtte avbryte driften én gang hver tredje dag maks. Ved å øke batteristørrelsen til 500 kWh kan en nesten eliminere behovet for driftsavbrudd. Den optimale batteristørrelsen vil antakelig ligge et sted mellom disse, og det vil fremdeles påløpe noen straffekostnader der kostnaden av en ekstra 1 kWh tilsvarer reduksjonen i de forventede straffekostnadene.



Figur 13: Batterinivå (SOC).

Figur 14 viser driftskostnadene og -inntektene fra FCR-N. Den blå kurven, inntektene fra FCR-N, følger frekvenssignalet siden inntektene er direkte proporsjonale med avviket fra 50 Hz. Den røde kurven, driftskostnadene, følger signalet som holder batterinivået innenfor grensene, P_{off} -kurven i Figur 12. Verdien fastsettes i henhold til prisene i elspotmarkedet.



Figur 14: FCR-N-inntekter og ladekostnader til pris i elspotmarkedet.

Slik batteriet brukes i FCR-N, vil kapasiteten flate ut med 16,37 % over 10 år. Det er den absolutt største degraderingen i de casene som er vurdert, og vist i Tabell 11. Modellen som er beskrevet i kapittel 4.3 tar ikke kalenderaldning med i betraktning. Den faktiske degraderingen vil derfor sannsynligvis være betydelig større etter 10 år.

Tabell 11: Batteridegradering etter 10 års drift, case 3.

Antall sykluser på 10 år	162831
Gjennomsnittlig syklusdybde	11,09 %
Gjennomsnitt batterinivå	44,2 %
Kapasitetsdegradering	16,37 %
Effektkapasitetsdegradering	1,27 %

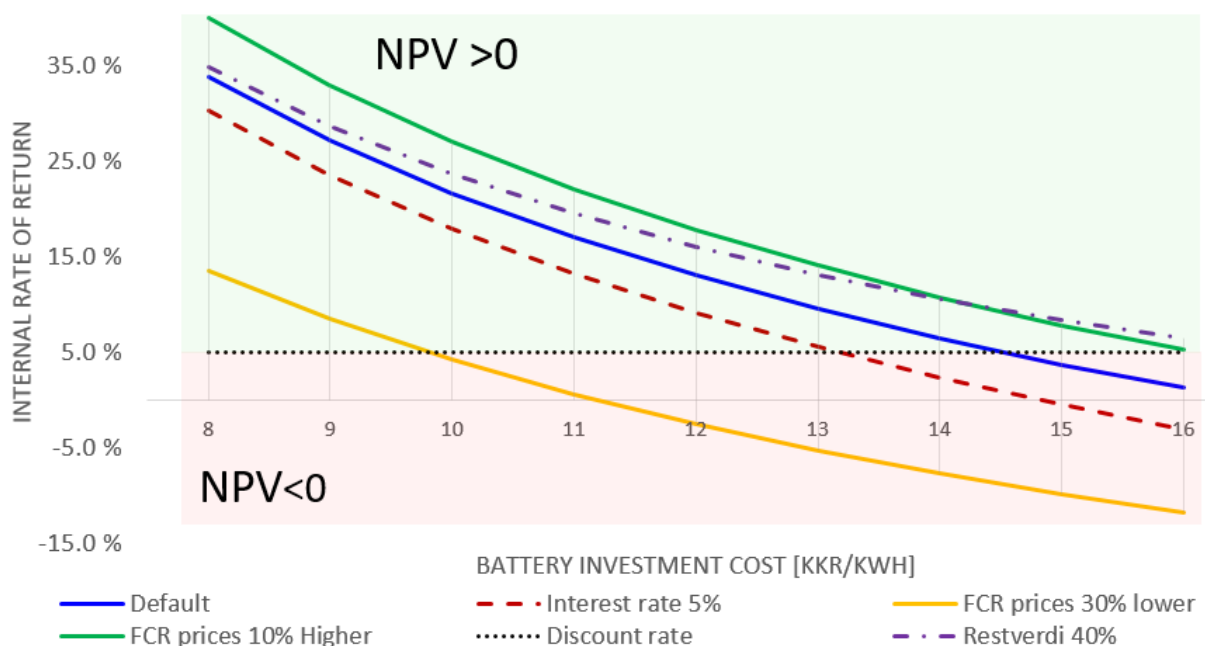
4.6.3 Økonomisk vurdering

Det forutsettes en batterikapitetskostnad på 16 000 kr/kWh (Tabell 12). Rentesatsen er på 2,24 %. Det er svært lavt og på nivå med den renten norske nettselskaper betaler på sine lån [44]. Et mindre selskap vil sannsynligvis betale høyere rente, mellom 2,5 % og 6 %. Det antas et slags partnerskap mellom nettselskapet og batterioperatøren, noe som vil gi lavere rente og gjøre investeringen mer interessant.

Tabell 12: Parametere for økonomisk analyse FCR-N, case 3.

Kategori	Verdi	Kommentar
Investeringskostnader	6 400 000 kr	16 000 kr/kWh
Vedlikeholdskostnader	64 000 kr	160 NOK/kW/år
Driftskostnader	49 183 kr	Døgnmarkedsdrift Trøndelag 2017 priser
Inntekter	643 849 kr	FCR-N-priser Statnett 2017
Lån	4 480 000 kr	70 % av investering
Rentesats	2,24 %	Vurdering av NVEs referanserente, NVE 2017
Diskonteringsrente	5 %	Vurdering av NVEs referanserente, NVE 2017
Prosjektets levetid	10 år	
Netto nåverdi (NPV)	-509 561 kr	Sterkt avhengig av den faktiske diskonteringsrenten
Intern avkastningsrate (IRR)	1,34 %	

I Tabell 12 kan det sees at med en diskonteringsrente på 5 %, har prosjektet fremdeles en negativ netto nåverdi med en IRR på 1,34 %. Dette er selvsagt en estimert verdi ettersom mange parametere kan avvike fra forutsetningene i praksis. Det gjelder batterikostnad, kalenderaldring av batteriet, rentesats, FCR-N-priser i løpet av de 10 årene prosjektet varer, frekvensavvik, straffekostnader forbundet med driftsavbrudd, osv. Men FCR-N begynner å bli lønnsomt med tanke på batterilagring. I stedet for å bare se på denne verdien, skal endringer i investeringskostnader og balansepriser som kan påvirke IRR undersøkes.



Figur 15: IRR vs. batteriinvesteringskostnad FCR-N, case 3.

Figur 15 viser hvordan den interne avkastningsraten for et prosjekt varierer iht. investeringskostnadene. Den blå linjen viser IRR med standardverdier fra Tabell 12. Det en legger merke til med det samme, er at netto nåverdien er positiv innenfor batterikostnader på 14 500 kr/kWh. Den grønne linjen representerer IRR-kurven med en økning i balanseprisene på 10 %. Dette scenarioet samsvarer med et økt behov for balansering på grunn av en økning i periodevis produksjon. Det er likevel et usannsynlig scenario i det norske markedet. Det vil være mer sannsynlig at balanseprisene vil falle dersom det blir vanligere med batterianlegg. Den gule kurven viser et scenario med et FCR-N-prisfall på 30 %. Selv med 30 % lavere FCR-N-priser vil batteriene ha et nullresultat på rundt 10 000 kr/kWh, noe som virker realistisk i nær fremtid.

Et annet scenario er vist med en stiplet lilla linje: restverdien på batteriet er dobbelt så høy etter at prosjektet avsluttes som standardscenarioet, altså 40 %. Ved høyere batterikostnader gjør dette scenarioet det enda mer gjennomførbart med batterier enn en 10 % stigning i balanseprisene. Ved lavere batterikostnader vil effekten på avkastningen være mindre.

Til slutt illustreres virkningen høyere renter vil ha på prosjektgjennomførbarheten. Den stiplede røde linjen viser IRR-kurven ved en rente på 5 %. Med en slik rentesats vil batteriene bli lønnsomme ved 13 100 kr/kWh.

4.7 Case 4: Batteri for FCR-N og nettsøtte

Det siste tilfellet handler om delt bruk av batteriet. Som i Case 3 antas det at det finnes en tredjepart som byr i FCR-N-markedet. Men i dette tilfellet kan nettselskapet bruke batteriet noen timer i året til å holde seg innenfor de angitte spenningsgrensene og termiske grensene for ledninger og transformatorer. Ett enkelt tilfelle skal ikke vurderes, men i stedet indikative batteriverdier for nettselskapet.

Som nevnt i kapittel 4.6 har Statnett redusert betingelsene for deltakelse i FCR-N-markedet og fra april 2019 vil minste budkvantum være på 1 MW. Kvantumet på 1 MW antas å bestå av virtuelle kraftverk med mindre batterier som 18 kW/30 kWh-batterier for case 1 og 2 som befinner seg på forskjellige steder i nettet.

Gitt at nettselskapet har problemer med over- eller underspenning i nettet og kan bruke batteriet til å enten levere kraft under effekttopper eller absorbere solcelleeffekt. Nettselskapet må redusere den tilsynelatende effekten, ikke den aktive effekten. Hvor mye batterikapasitet må nettselskapet så få fra eieren av batteriet for å kunne endre den tilsynelatende effekten med 1 kVA? Hvis det antas at effekt faktoren i nettet er 0,95, vil nettselskapet trenge ca. 1,11 kW aktiv effekt fra batteriet til en endring i tilsynelatende effekt på 1 kVA. Batterieieren som deltar i FCR-N-markedet må reservere denne effekten for nettselskapet og ikke bruke den til å by i markedet. Hva blir så alternativkostnaden ved å ikke handle med denne 1,11 kW-en i FCR-N-markedet?

Tabell 13: Parametere for vurdering av batteriverdi for nettselskap.

Årlig inntekt fra FCR-N for et batteri på 1 MW	643 849 kr
Verdi av FCR-N per kW	643,8 kr
Verdi av FCR-N per kW per time (8760 timer i året)	7,35 øre
Effekt faktor	0,95
Endring av batterieffekt for en 1-kVA-endring i tilsynelatende effekt	1,11 kW
Verdi av 1,11 kW batterieffekt for en 1-kVA-endring	8,16 øre

I kapittel 4.6 ble det beregnet at et 1 MW batteri genererer inntekter på 643 849 kr fra FCR-N i løpet av ett år (Tabell 13). Det utgjør 7,35 øre per time for hver 1 kW batterieffekt. Det behøves dermed en batterieffekt på 1,11 kW for 1 kVA, som utgjør 8,16 øre per kVA per time.

Et eksempel kan være et nettselskap som har en flaskehals i en kraftledning på 315 kVA. Nettselskapet kan velge å skifte ut kraftledningen med en ny ledning. Det vil ha en kostnad på 300 kkr/km i landlige områder til opptil 670 kkr/km i byområder [55]. Et annet alternativ er å reservere kraft hos eieren av batteriet og levere (eller absorbere) kraften til kraftledningen i perioder med høy effekt. Nettselskapet kan dermed utsette å skifte ut ledningen. Tabell 14 gir noen eksempler på kostnader forbundet med å reservere kraft for forskjellig antall timer per år. For eksempel vil 30 kVA for 200 timer per år koste 490 kr per år. For en 1000m lang kraftledning i bystrøk med en investeringskostnad på 670 000 kr over 15 år, vil det være et godt alternativ.

Tabell 14: Alternativkostnad for kraft fra et FCR-N-batteri for nettsøtte.

Timer med nettsøtte	Reservert batterieffekt [kW]	Effektiv tilsynelatende effekt [kVA]	Kostnad per år [kr]
100	22	20	163
100	33	30	245
200	22	20	326
200	33	30	490
400	22	20	653
400	33	30	979

Eksempelet ovenfor er svært forenklet. Alternativkostnaden for batteriet bør inkludere straffekostnader ved å tidvis ikke levere kraft til FCR-N-markedet, når det er kontraktsfestet. Hvis batteriet er tilgjengelig for nettselskapet i 200 timer, må eieren av batteriet også sørge for at batteriet har riktig batterinivå før og etter de planlagte tidspunktene, noe som forutsetter ekstra kostnader. Det er svært viktig at nettselskapet betaler en tilleggssum til batterieieren, som ellers kunne ha valgt å selge kraften på FCR-N-markedet. Verdien tyder på at alternativkostnadene per time er ganske lave og at det i noen tilfeller kan lønne seg, selv om det bare er for å utsette et nettforsterkningsprosjekt med noen få måneder eller år.

4.8 Forretningsregler for involverte aktører

De første to casene beskrev hvordan batterier kan brukes til å redusere effekttopper og hvordan en kan redusere effekttopper samtidig som en reduserer maksimal innmating. Begge tilfellene inkluderte batteribruk for energi-arbitrasje i døgnet. Det som er tydelig for øyeblikket er at bruk av batterilagring til disse formålene ikke er lønnsomt per i dag, og kanskje blir det heller aldri lønnsomt. Leveranse av FCR-N er nesten lønnsomt. Ved å kombinere det med en av tjenestene over som i Case 4, kan investeringen bli mer lønnsom. Som ENTSO-E har forutsett vil fleksible ressurser i fremtiden bli tatt i bruk der det er størst behov for dem [25]. Det betyr at de kan brukes til å fjerne flaskehalser i kraftledninger i det lokale distribusjons-nettet på ett tidspunkt på dagen, mens de senere på dagen kan bidra til regulering ved en bestemt node i overføringsnettet, og resten av tiden brukes til FCR-N-leveranse. Det vil kreve avanserte kontrollenheter og kommunikasjon med nettoperatører.

Ettersom reglene for deltakelse for de forskjellige aktørene blir mindre strenge, vil det oppstå forretnings-modeller. Det kan enten være enkle modeller for én enkelt tjeneste eller komplekse modeller som omfatter TSOer, DSOer og andre parter. Det som er tydelig er at på samme måte som fornybare energikilder, er batterier svært kapitalintensive, noe som igjen gjør dem svært avhengig av rentesatser. En vellykket forretningsmodell må derfor håndtere risikoer forbundet med dette på en god måte for å sikre at bankene tar så lav rente som mulig.

5 Oppsummering

Batterier kan altså brukes til både nett- og markedstjenester, men det er fortsatt usikkerhet rundt hvem som burde eie og drifte batterier for å sikre at det funksjonelle skillet mellom nett- og markedsselskap er ivarettatt. Kombinering av tjenester øker sjansen for økonomisk lønnsomhet, men er også kompliserende ettersom dette krever samarbeid mellom flere aktører og gode kontrakter for å sikre en vinn-vinn-situasjon.

Kost/nytte-vurderingene for casene i dette notatet viser at det med dagens batteripriser ikke er økonomisk gunstig å bruke batteri verken til å kutte effekttopper eller til økt egenforbruk av solproduksjon. Frekvens-regulering gir et bedre økonomisk resultat, men det stilles krav om størrelse på batteri og krever dermed en aggregator dersom mindre batterier ønsker å delta i frekvensmarkedet. Siste case viser hvordan et samarbeid mellom et nettselskap og en eier av et batteri kan foregå, noe som i enkelte tilfeller kan være økonomisk lønnsomt. Dette vil avhenge sterkt av hver enkelt case, og krever som nevnt gode kontrakter med straff dersom hver enkelt part ikke overholder sine lovnader. Teknisk sett er det ofte styresystemet til batteriet som er avgjørende faktor for hva batteriet kan brukes til. Batterisystemer kan utføre mange tjenester, men det kreves en god styring som ofte innebærer prognosering av last og produksjon.

Case 1 viser at bruk av batteri for å kutte effekttopper blir lønnsomt dersom batteriprisen er rundt 2000 kr/kWh. Ved å variere parametere kan det sees at dersom nettleien økes til 300% av dagens nettleie blir prosjektet lønnsomt hvis batteriprisen er 6000 kr/kWh. Case 2 viser at bruk av batteri for å kutte effekttopper og øke egenforbruk av sol blir lønnsomt dersom batteriprisen er rundt 3000 kr/kWh. Til sammenligning er det antatt at dagens batteripriser ligger rundt 16000 kr/kWh. Case 3 viser at bruk av batteri til frekvens-regulering er betydelig mer økonomisk lønnsomt enn de to første casene. Med antagelsene gjort her vil dette være lønnsomt ved en batteripris på rundt 14500 kr/kWh. Som med de fleste økonomiske analyser, er alle casene studert i dette notatet sensitive til endringer i parametere. Dette er forsøkt illustrert i figurene som viser hva batterikostnaden må være for at et prosjekt skal bli økonomisk lønnsomt, for variasjon i enkelte parametere som lånerente, frekvensmarkedspriser, nettleie og restverdi for batteriet. Case 4 viser også at det kan være økonomisk lønnsomt for et nettselskap å inngå en kontrakt med en tredjepart for å bruke batteriet til nettstøtte i enkelte timer i løpet av året.

De fleste spår at batteriprisene for litium-ionbatterier kommer til å fortsette å falle, men ingen vet med sikkerhet hvor lavt. Måten tariffen utformes vil ha mye å si for hvor lønnsomt det er å kutte effekttopper for kunder. Reglene for plusskunders innmating av strøm vil også ha påvirkning på om det er lønnsomt å øke egenforbruket av sol. Kost/nytte-vurderingene i dette notatet viser uansett at å bruke batteri til frekvens-regulering er det mest lønnsomme caset, slik prisene er i dag.

6 Referanser

- [1] DNV-GL, "Batterier i distribusjonsnettet," NVE 2018.
- [2] D. M. Greenwood, K. Y. Lim, C. Patsios, P. F. Lyons, Y. S. Lim, and P. C. Taylor, "Frequency response services designed for energy storage," *Applied Energy*, vol. 203, pp. 115-127, 2017.
- [3] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, and A. Jossen, "Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids," *Energies*, vol. 10, pp. 1-42, 2017.
- [4] A. Zeh, M. Müller, M. Naumann, H. C. Hesse, A. Jossen, and R. Witzmann, "Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany," *Batteries*, vol. 29, no. 2, pp. 1-21, 2016.
- [5] C. Curry. (2017). *Lithium-ion Battery Costs and Market*. Available: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>
- [6] R. Hledik, R. Lueken, C. McIntyre, and H. Bishop, "Stacked Benefits: Comprehensively Valuing Battery Storage in California," The Brattle Group 2017.
- [7] US Department of Energy. (2017). *DOE Global Energy Storage Database*. Available: <https://www.energystorageexchange.org/>
- [8] B. Godske. (2018, Februar). *Verdens største litiumion-batteri har tjent millioner på få dager*. Available: <https://www.tu.no/artikler/teslas-megabatteri-har-tjent-millioner-pa-fa-dager/426738>
- [9] ABB. (2017, Januar). *ABB leverer første bynære batterilagringsløsning i Danmark*. Available: <http://www.abb.no/cawp/seitp202/ec33e27035bcb03dc12580db00532296.aspx>
- [10] EON. (2018, september). *Direkt från Simris*. Available: <https://www.eon.se/om-e-on/innovation/lokala-energisystem/direkt-fran-simris.html>
- [11] Vestas. (2018, august). *Hybrid Solutions with Vestas*. Available: <https://atv.dk/sites/atv.dk/files/media/document/21032018%20Hybrids%20with%20Vestas.pdf>
- [12] A. Colthorpe. (2018, Januar). *Japanese sodium-sulfur and lithium batteries used in German grid demonstrator project*. Available: <https://www.energy-storage.news/news/japanese-sodium-sulfur-and-lithium-batteries-used-in-german-grid-demonstrator>
- [13] A. Colthorpe. (2019, February). *UAE integrates 648MWh of sodium sulfur batteries in one swoop*. Available: <https://www.energy-storage.news/news/uae-integrates-648mwh-of-sodium-sulfur-batteries-in-one-swoop>
- [14] A. Colthorpe. (2018, February). *Australian gold mine will rent 'storage-as-a-service' to power operations*. Available: <https://www.energy-storage.news/news/australian-gold-mine-will-rent-storage-as-a-service-to-power-operations>
- [15] KiWi Power. (2019, February). *Battery Energy Storage*. Available: <https://www.kiwi-powered.com/solutions/battery-energy-storage/>
- [16] D. Pratt. (2017, February). *UK aggregator Kiwi's Tesla battery will provide 24/7 frequency response*. Available: <https://www.energy-storage.news/news/uk-aggregator-kiwis-tesla-battery-will-provide-24-7-frequency-response>
- [17] Aggreko. (2018, February). *Batteries for rent - Younicos starts energy storage service*. Available: <https://www.aggreko.com/en/news/2018/global-news/march/batteries-for-rent-younicos-starts-energy-storage-service>
- [18] K. Widegren, "Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager – principiella utgångspunkter och möjligheter," Energimarknadsinspektionen 2016.
- [19] European Commission. (2016, april). *Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition*. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

- [20] Energi Norge. (2016, april). *EUs vinterpakke med markedsløsninger for fornybar energi*. Available: <https://www.energinorge.no/fagomrader/energibruk-og-klima/nyheter/2016/eus-vinterpakke-med-markedsløsninger-for-fornybar-energi/>
- [21] iEuropa. (2015, mars). *EUS KLIMAMÅL FOR 2030*. Available: <http://www.ieuropa.no/2015/02/eus-klimamal-2030/>
- [22] *Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal market in electricity (recast)*, 2017.
- [23] Olje- og Energidepartementet. (2016, april). *Vinterpakken - høring av regelverksforslag fra Europakommisjonen*. Available: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/vinterpakken---horing-av-regelverksforslag-fra-europakommisjonen/id2524840/>
- [24] Olje- og Energidepartementet. (2016, april). *EU-forslag med stor betydning for Norge*. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/eu-forslag-med-stor-betydning-for-norge/id2522282/>
- [25] ENTSO-E, "Distributed Flexibility and the value of TSO/DSO cooperation," ed, 2017.
- [26] Australian Energy Market Commission, "Integration Of Energy Storage - Regulatory Implications," Australian Energy Market Commission 3 December 2015, Available: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/2da0d859-782d-46fb-a6c2-20d6469861dc/AEMC-Integration-of-Energy-Storage-Final-report.pdf>.
- [27] *DECRETO LEGISLATIVO 1° giugno 2011, n. 93*, G. Ufficiale, 2011.
- [28] *Belgian electricity act, art. 9(1)*, 1999.
- [29] G. C. Gissey and P. E. Dodds, "Regulatory barriers to energy storage deployment: the UK perspective," 2016, Available: <https://www.birmingham.ac.uk/Documents/college-eps/energy/Publications/RESTLESS-brief-Regulatory-barriers-to-energy-storage-deployment-July-2016.pdf>.
- [30] Energimyndigheten. (2016). *Kommande bidrag för energilagring i hemmet*. Available: <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2016/kommande-bidrag-for-energilagring-i-hemmet/>
- [31] Svensk Solenergi. (2016). *Mikroproducenter får investeringsstöd för energilagring*. Available: <http://www.svensksolenergi.se/nyheter/nyheter-2016/mikroproducenter-far-investeringsstoed-foer-energilagring>
- [32] Energivarlden. (2018, mars). *Ökat intresse för ellagring hemma*. Available: <http://www.energivarlden.se/artikel/okat-intresse-for-energilagring/>
- [33] Energi og klima. (2014). *Tysk satsing på sol+batteri gir resultat*. Available: <http://energiogklima.no/blogg/lars-henrik-paarup-michelsen/tysk-satsing-pa-solbatteri-gir-resultat/>
- [34] (2013). *Solar self-consumption on the rise in Germany*. Available: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/solar-self-consumption-on-the-rise-in-germany_100012123/#axzz3qKbTwVrU
- [35] (2016). *Germany's solar+storage subsidy extended to 2018*. Available: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/germanys-solarstorage-subsidy-extended-to-2018_100023314/#axzz4QBS7ZpOa
- [36] (2016). *Developers See Large Opportunity in Germany's Commercial Storage Market, Both With and Without Solar*. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/germany-commercial-storage-market-takes-off>
- [37] PV Magazine. (2017). *Germany allocates more funds for PV storage incentives*. Available: <https://www.pv-magazine.com/2017/06/28/germany-allocates-more-funds-for-pv-storage-incentives/>
- [38] Energy Storage News. (2018, January). *Germany reaches 100K home battery storage installations*. Available: <https://www.energy-storage.news/news/germany-reaches-100k-home-battery-storage-installations>
- [39] Bloomberg New Energy Finance. (2019, January). *Australia to Be Largest Residential Storage Market in 2019*. Available: <https://about.bnef.com/blog/australia-largest-residential-storage-market-2019/>

- [40] J. S. John. (2018, February). *California passes bill to extend \$800M in incentives for behind-the-meter batteries*. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/california-passes-bill-to-extend-incentives-for-behind-the-meter-batteries#gs.fmk0T6ZN>
- [41] A. Colthorpe. (2019, February). *New Hampshire, Georgia, Michigan open up to pathfinding storage projects*. Available: <https://www.energy-storage.news/news/new-hampshire-georgia-michigan-open-up-to-pathfinding-storage-projects>
- [42] "Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet," ed. NVE, 2018.
- [43] P. H. Seglsten. (2018, Februar). *De største solkraftprodusentene har måttet kaste strøm*. Available: <https://www.tu.no/artikler/de-storste-solkraftprodusentene-har-mattet-kaste-strom/443759>
- [44] NVE, "Vurdering av NVEs referanserente," NVE 2017.
- [45] D. I. Stroe and et al., "Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of lithium-ion batteries used in augmented wind power plants," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 6, pp. 4006-4017, 2014.
- [46] IRENA (International Renewable Energy Agency), "Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2017.
- [47] A. O. Eggen, "FASIT Kravspesifikasjon," SINTEF Energi 2015.
- [48] BKK. (2019, Februar). *Prisoversikt for effektmålte anlegg fra 1. januar 2019*. Available: <https://www.bkk.no/nett/nettleiepriser-tariffer-og-avgifter>
- [49] S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data," *Energy* vol. 114, pp. 1251-1265, 2016.
- [50] ENTSO-E, "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area," 2017.
- [51] Statnett, "Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i marked for FCR " 2019.
- [52] T. Borsche, A. Ulbig, M. Koller, and G. Andersson, "Power and Energy Capacity Requirements of Storage Providing Frequency Control Reserves," presented at the IEEE PES General Meeting, Vancouver, 2013.
- [53] RTE France. (2017, February). *Fréquence du réseau*. Available: https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_frequence.jsp
- [54] Statnett. (2019, Februar). *Tall og data fra reservemarkeder*. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tall-og-data-fra-reservemarkeder/>
- [55] SINTEF Energi AS, "Planleggingsbok for kraftnett: Kostnadskatalog distribusjonsnett 2016," SINTEF Energi AS 2016.
- [56] T. Borsche, A. Ulbig, M. Koller, and G. Andersson, "Power and Energy Capacity Requirements of Storages Providing Frequency Control Reserves," in *IEEE PES General Meeting*, Vancouver, 2013.

VEDLEGG

A Optimaliseringsalgoritme for case 1 og 2

I kap. 4.4 og 4.5, case 1 og 2, ble lineær programmering brukt til å optimalisere bruken av batteriet i et tidsrom på 24 timer når prisene i døgemarkedet er kjent. Målfunksjonen for det lineære programmeringsproblemet er å minimere de sammenlagte daglige kostnadene, dvs. summen av alle energikjøp og energisalg. Følgende er angitt:

l_t	Last på tidspunkt t
s_t	Solcelleproduksjon på tidspunkt t
b_t^{in}	Batteritilførsel (inngående) på tidspunkt t
b_t^{out}	Batteriytelse (utgående) på tidspunkt t
p	Vektor for timespriser i elspotmarkedet
r	Vektor for innmatingstariffer over 100 kW
x_t	Dummyvariabel for netto last over -100 kW
y_t	Dummyvariabel for innmating over 100 kW
f	Maksimal innmating 100 kW
η_{in}	Batteriopladingseffektivitet
η_{out}	Batteriutladningseffektivitet
E	Batterikapasitet

De daglige elektrisitetskostnadene minimeres, dvs. summen av all innmatet elektrisitet opp til 100 kW og alle kjøp, dvs. netto last over -100 kW til elspotmarkedspris i ligning (1). Den andre termen i målfunksjonen er kostnaden ved innmating over 100 kW vist av termen $r^T y$. Dummyvariablene x og y introduseres ettersom prisen for hele nettolasten til elspotmarkedspris ikke kan fastsettes. Netto last over -100 kW, x , fastsettes iht. prisen i elspotmarkedet og delen under, y , prissettes til -1,3 øre/kWh. Det betyr at dersom netto er over -100 kW, vil x_t være lik netto last. Hvis under -100 kW settes den til -100 kW (2). Dette introduseres som betingelse (3) og (4). Innmating over 100 kW, y , vil være lik netto last pluss 100 kW, dvs. kun den delen over 100 kW-innmating. Den vil være lik 0 hvis innmatingen er under 100 kW (5). I optimaliseringsproblemet er dette redegjort for i betingelse (6) og (7).

$$\min c = p^T x + r^T y \quad (1)$$

$$x_t = \max\{l_t + s_t + b_t^{in} + b_t^{out}, -f\}, \quad t \in T \quad (2)$$

$$x_t \geq l_t + s_t + b_t^{in} + b_t^{out}, \quad t \in T \quad (3)$$

$$x_t \geq -f, \quad t \in T \quad (4)$$

$$y_t = \min\{l_t + s_t + b_t^{in} + b_t^{out} + f, 0\}, \quad t \in T \quad (5)$$

$$y_t \leq l_t + s_t + b_t^{in} + b_t^{out} + f, \quad t \in T \quad (6)$$

$$y_t \leq 0, \quad t \in T \quad (7)$$

To betingelser som holder batterilagring mellom kapasitetsgrensene til alle døgnets tider er benyttet: (8) og (9).

$$0 \leq \sum_{i=1}^t \left(b_t^{in} \eta_{in} + b_t^{out} \frac{1}{\eta_{out}} \right), \quad t \in T \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^t \left(b_t^{in} \eta_{in} + b_t^{out} \frac{1}{\eta_{out}} \right) \leq E, \quad t \in T \quad (9)$$

B Batteristyreenhet for reserveforsyning

Styreenheten er hentet fra ref. [56] og har blitt implementert av ETH Power System-gruppen i et batteri på 1 MW. Batteriet leverer positiv eller negativ kraft (P_{FCR}) i henhold til kravene for FCR-N og FCR-D. Styreenheten sørger for at batteriet er klart til å levere nødvendig kraft til enhver tid, ved å lade eller levere nok kraft til å hindre at batteriet blir tomt eller helt fullt. Det gjør den ved å lade gjennomsnittlig kraft P_{FCR} som leveres over et bevegelig 15-minutters tidsrom, og legger til ekstra for å kompensere for tap (P_{loss}). Kontrollsystemet iverksettes diskret i tidsintervaller på 10 sekunder.

$$P_{off} = \frac{1}{a} \sum_{i=k-a}^k [-P_{FCR}(i) + P_{loss}(i)] \quad (10)$$

Der:

P_{off}	Batteriladekraft
P_{FCR}	Kraft til FCR
P_{loss}	Tap pga. kraftforsyning til FCR
k	siste tidsintervall i bevegelig tidsrom
a	antall tidsintervaller i tidsrom

C Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten representerer alternativkostnaden for kapital, dvs. den avkastning en kunne ha oppnådd hvis kapitalen hadde blitt brukt til en alternativ investering. Den består av to deler, egenkapitalkostnaden, dvs. egenkapitalavkastning som utgjør avkastning til investorer, og renten som betales på gjeld. Vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC) som den vanligvis kalles, kan uttrykkes som:

$$WACC = r_{debt} \frac{Debt}{Equity + Debt} + r_{equity}(1 - Tax) \frac{Equity}{Equity + Debt} \quad (11)$$

Der:

$r_{debt} \frac{Debt}{Equity + Debt}$	Cost of debt
$r_{equity}(1 - Tax) \frac{Equity}{Equity + Debt}$	Cost of equity
r_{debt}	Interest rate
r_{equity}	Return on equity
Tax	Tax rate on profits

Egenkapitalavkastningen avhenger av hvor risikofylte forretningsaktivitetene er, tilgang til kapital, osv. I henhold til den trolig mest aksepterte teorien, kapitalverdimodellen (CAPM), er egenkapitalavkastningen r_{equity} forbundet med risikofri markedsrente, $r_{risk\ free}$ som statsobligasjoner, gjennomsnittlig markedsavkastning $r_{market\ return}$ og β , en faktor som gjenspeiler hvordan avkastningen på et bestemt verdipapir er forbundet med endringer i gjennomsnittlig markedsavkastning:

$$r = r_{risk\ free} + \beta(r_{market\ return} - r_{risk\ free}) \quad (12)$$

Mer risikofylte aktiva vil nok ha høyere β og dermed høyere avkastning.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no