

2020:01345 - Åpen

# Rapport

## Veileder for kost/nytte-vurderinger ved integrasjon av batteri i distribusjonsnett

### Forfatter(e)

Kjell Sand

Kjersti Berg, Andreas Hammer (Tensio TN), Karoline Ingebrigtsen





SINTEF Energi AS

Postadresse:  
Postboks 4761 Torgarden  
7465 Trondheim

Sentralbord: 45456000

energy.research@sintef.no

Foretaksregister:  
NO 939 350 675 MVA

# Rapport

## Veileder for kost/nytte-vurderinger ved integrasjon av batteri i distribusjonsnett

EMNEORD:

Batteri  
Distribusjonsnett

VERSJON

1.0

DATO

2020-11-23

FORFATTER(E)

Kjell Sand

Kjersti Berg, Andreas Hammer (Tensio TN), Karoline Ingebrigtsen

OPPDRAGSGIVER(E)

Skagerak Nett AS

OPPDRAGSGIVERS REF.

Stig Simonsen

PROSJEKTNR

502001599

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

58

### SAMMENDRAG

Formålet med denne veilederen er å øke kompetansen om samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske analyser knyttet til beslutninger om investeringer i batterisystem. Veilederen gir en grunnleggende innføring i metoder for slike analyser og gir konkrete råd og veiledning for dem som skal gjennomføre analysene. Fokuset til veilederen er integrasjon av batterisystem i distribusjonsnett sett fra et nettselskap, men også andre aktører (nettkunder, aggregatorer...) vil ha nytte av veilederen.

Veilederen omtaler også relevante tekniske aspekter som er viktige å vurdere i forbindelse med investeringsbeslutninger. Prosedyrer for installasjon og drift av batterisystem omtales også, bl.a. basert på erfaringer/eksempler fra demoprojekt hos partnerne i IntegER-prosjektet.

UTARBEIDET AV

Kjersti Berg

SIGNATUR

  
Kjersti Berg (Dec 4, 2020 12:42 GMT+1)

KONTROLLERT AV

Maren Istad, Iver B. Sperstad

SIGNATUR

  
Maren Istad (Dec 4, 2020 12:45 GMT+1)  
Iver Bakken Sperstad (Dec 4, 2020 12:44 GMT+1)

GODKJENT AV

Knut Samdal

SIGNATUR

  
Knut Samdal (Dec 7, 2020 13:57 GMT+1)

RAPPORTNR

2020:01345

ISBN

978-82-14-06410-0

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

# Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
0.1	2019-08-05	Opprettelse av dokument
0.2	2019-09-12	Dokument oppdatert til styremøte 17. september i Arendal
0.3	2020-02-05	Dokument oppdatert etter fagseminar om planlegging og drift av batteri i strømnettet (30. jan)
0.4	2020-04-05	Førsteutkast sendt til IntegER-partnere
0.5	2020-07-30	Underlag til møte 19. august
0.6	2020-08-27	Andreutkast til QA
0.7	2020-09-23	Andreutkast sendt til IntegER-partnere og deltagere på fagseminar
1.0	2020-11-23	Endelig versjon

# Terminologi

Norsk	Engelsk	Forklaring
Batterinivå	State of Charge (SOC)	I hvilken grad et batteri belastes relativt til den maksimale mulige energimengden som kan lagres av systemet, typisk uttrykt som en prosentandel. <sup>1</sup>
Utladningsdybde	Depth of Discharge (DOD)	Graden som et batteri blir utladet i forhold til den maksimale mulige mengden energi som kan tømmes ut av systemet, typisk uttrykt i prosent. <sup>1</sup>
Responstid	Response time	Tiden batterisystemet bruker på å reagere på en forespørsel om å endre lading/utlading.
Utnyttbar energikapasitet	Useful energy capacity	Den anbefalte mengden energi som kan utlades uten at batteriet påvirkes negativt.
Syklisk livstid	Cyclic lifetime	Antall sykluser hvoretter strømlagring blir ubrukelig (evt. for et gitt bruksområde). <sup>1</sup>
Total virkningsgrad	Round-trip efficiency	Forholdet mellom energien som lades til batteriet og energien som tømmes fra batteriet (i prosent). Det kan representere den totale DC-DC- eller AC-AC-virkningsgraden til batterisystemet, inkludert tap fra selvutladning og andre elektriske tap. Selv om batteriprodusenter ofte refererer til DC-DC-virkningsgrad, er AC-AC-virkningsgrad vanligvis viktigere for verktøyene, ettersom de bare ser batteriets lading og utlading fra sammenkoblingspunktet til kraftsystemet, som bruker AC. <sup>2</sup>
Syklus	Cycle	Prosessen med batterilading eller -utlading fra initiell ladetilstand (SOC) til samme tilstand innen en enkelt utlading og lading. <sup>1</sup>
Batteristyringsystem	Battery Management System (BMS)	Et system som implementerer kontroller på batterier for å oppnå sikker drift, det balanserer også energien til batterier og overvåker statusen til disse. <sup>1</sup>
Lade/utladningsrate	Charge/discharge rate	Den tillatte batteriets lade-/utladestrøm sammenlignet med den nominelle strømmen, også kjent som C-rate. <sup>1</sup>
Omformersystem	Power conversion system (PCS)	Et system som fungerer som et grensesnitt mellom batterier og EPS, det regulerer spenningen og strømutgangene til batteriene. <sup>1</sup>
Investeringskostnad	CAPEX	Capital expenditure (investeringskostnad)
Driftskostnad	OPEX	Operational expenditure (driftskostnad)
-	FAT	Factory acceptance test

<sup>1</sup> Oversatt fra *IEEE Guide for Design, Operation, and Maintenance of BESS* [21].

<sup>2</sup> Oversatt fra *NREL Grid-Scale Battery Storage* [32].

-	SAT	Site acceptance test
Batterisystem	Battery Energy Storage System (BESS)	Et system som brukes til å lagre elektrisk energi ved hjelp av elektrokjemiske materialer, inkluderer typisk batterier, omformere og batteristyringsystem. <sup>1</sup>
Selvutladning	Self-discharge	Selvutladning oppstår når den lagrede ladningen (eller energien) til batteriet reduseres gjennom interne kjemiske reaksjoner, eller uten å bli utladet for å utføre arbeid for nettet eller en kunde. Selvutladning, uttrykt som en prosentandel av ladetapet over en viss periode, reduserer mengden energi som er tilgjengelig for utladning og er en viktig parameter å ta i betraktning i batterier beregnet på lengre tids bruk. <sup>2</sup>
Helsetilstand	State-of-health (SOH)	Ofte karakterisert som den maksimale tilgjengelige kapasiteten eller motstanden (hovedsakelig inkludert ohmsk motstand, ladningsoverføringsmotstand eller diffusjonsmotstanden). En allment akseptert evalueringsstandard er at et litium-ionbatteri er ødelagt når den maksimale tilgjengelige kapasiteten forringes til 80% av den maksimale tilgjengelige kapasiteten til et ferskt batteri. <sup>3</sup>
Nett nytte		Noe som gir positiv nytte i nettvirksomheten, dvs. et positivt bidrag til: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Økonomi (investeringskostnader, driftskostnader, tapkostnader, avbruddskostnader osv.)</li> <li>• Forsyningsikkerhet (inkl. leveringspålitelighet og spenningskvalitet)</li> <li>• Personsikkerhet (sikkerhet for eget personell og publikum)</li> <li>• Miljø (lokalt, globalt)</li> <li>• Omdømme</li> </ul>
Ladehastighet	C-rate	Den tillatte ladestrømmen til batteriet sammenlignet med den nominelle strømmen. <sup>1</sup>
Driftssikkerhet	Security (of an electric power system)	Evnen til et elektrisk kraftsystem å operere på en slik måte at sannsynlige hendelser ikke gir opphav til tap av belastning, belastninger på systemkomponenter utover deres merkeytelse, spenning eller systemfrekvens utenfor toleranser, ustabilitet, spenningskollaps eller kaskader. <sup>4</sup>
Forsyningsikkerhet	Security of electricity supply	Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker [1].

<sup>3</sup> Oversatt fra *State-of-health estimation for satellite batteries based on the actual operating parameters – Health indicator extraction from the discharge curves and state estimation* [34].

<sup>4</sup> Oversatt fra IEC-60050 [35].

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning .....</b>	<b>7</b>
1.1	Bakgrunn .....	7
1.2	Målet med veilederen.....	8
<b>2</b>	<b>Batterisystem og batteriteknologi .....</b>	<b>9</b>
2.1	Batteriteknologier .....	10
2.2	Levetid og degradering .....	10
2.3	Bruksområder for batterisystem .....	12
2.3.1	Bruksområder som gir nettnytte .....	12
2.3.2	Bruksområder som gir nytte for andre aktører .....	14
2.4	Regulatoriske føringer.....	15
<b>3</b>	<b>Metodikk for kost/nytte-beregninger .....</b>	<b>17</b>
3.1	Innledning .....	17
3.2	Samfunnsøkonomisk kost/nytte-analyse.....	17
3.3	Framgangsmåte for å beregne samfunnsøkonomisk nettnytte av batteriinstallasjoner .....	18
3.3.1	Etablering av forutsetninger for analysen .....	20
3.3.2	Analyse av last og produksjon .....	20
3.3.3	Fastlegge alternativ .....	21
3.3.4	Tekniske analyser av alternativene .....	21
3.3.5	Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene.....	22
3.3.6	Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering .....	23
3.3.7	Samlet vurdering .....	24
3.4	Kombinering av tjenester fra batterisystemer.....	24
<b>4</b>	<b>Eksempler på kost/nytte-analyser av batteriinstallasjoner .....</b>	<b>26</b>
4.1	Samfunnsøkonomisk kost/nytte-betraktning: nettselskapet eier batteriet.....	26
4.1.1	Etablering av forutsetninger for analysen .....	26
4.1.2	Analyse av last og produksjon .....	27
4.1.3	Fastlegge alternativ .....	27
4.1.4	Teknisk analyse av alternativene.....	27
4.1.5	Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene.....	29
4.1.6	Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering .....	31
4.1.7	Samlet vurdering .....	33
4.2	Samfunnsøkonomisk kost/nytte-betraktninger: nettselskapet kjøper batteritjenesten fra markedsaktør .....	33
4.2.1	Forutsetninger .....	33

4.2.2	Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering .....	33
4.3	Bedriftsøkonomisk kost/nytte-betraktning: gårdeier eier batteri.....	35
4.4	Ladestrategi påvirker bedriftsøkonomisk kost/nytte .....	36
4.5	Samfunnsøkonomisk kost/nytte-betraktning: batteri for å utsette reinvestering .....	38
<b>5</b>	<b>Spesifisering og drift av batterisystem .....</b>	<b>43</b>
5.1	Spesifisere og bestille batterisystem .....	43
5.2	Installasjon, drift og vedlikehold av batterisystem .....	45
<b>6</b>	<b>Oppsummering.....</b>	<b>49</b>
<b>7</b>	<b>Referanser.....</b>	<b>50</b>
<b>A</b>	<b>Karakteristikk for ulike batteriteknologier .....</b>	<b>53</b>
<b>B</b>	<b>Standarder for batteriinstallasjoner.....</b>	<b>54</b>
<b>C</b>	<b>Nåverdimetoden .....</b>	<b>56</b>



## 1 Innledning

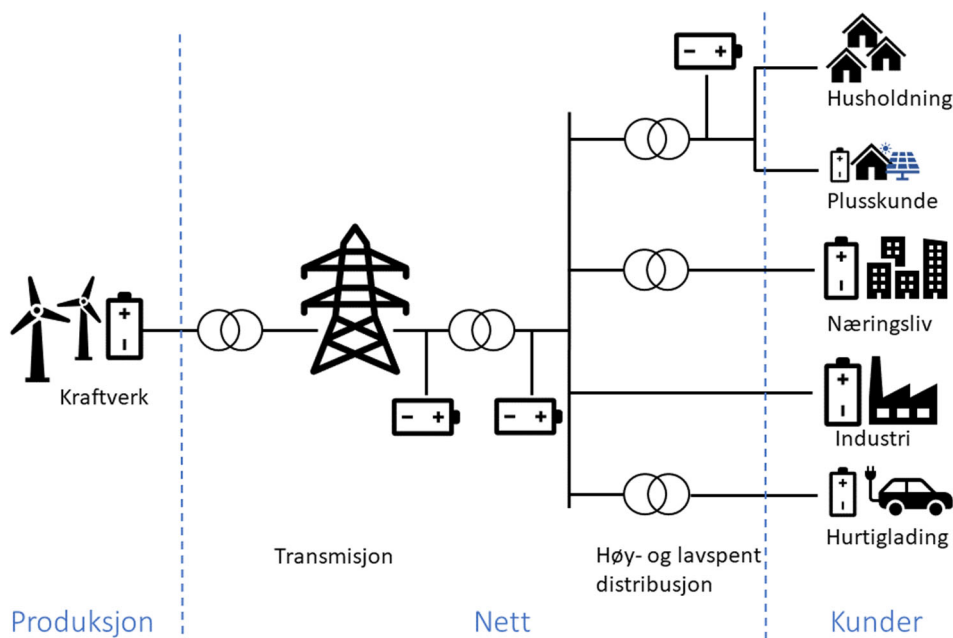
### 1.1 Bakgrunn

Denne veilederen er utarbeidet i IntegER-prosjektet (IntegER<sup>5</sup> - Integrasjon av energilagere i distribusjonsnett). IntegER har som mål å bidra til ny kunnskap som muliggjør at batteri kan utnyttes og integreres i norske distribusjonsnett.

Omleggingen av kraftsystemet fra fossilt til fornybart er en pågående trend verden over. Kostnadsutviklingen innen fornybar kraftproduksjon som vind- og solkraft gjør at bruk av fornybare energikilder er konkurransedyktige sammenlignet med fossile kilder. De er imidlertid ikke regulerbare på samme måte som fossile kilder, noe som gir utfordringer for forsyningssikkerheten<sup>6</sup>. En av løsningene på dette problemet ligger i å benytte energilagere i samspill med fleksibilitet i last og produksjon.

Mer kraftproduksjon i distribusjonsnett, et økende antall plusskunder samt økende elektrifisering i ulike sektorer som f.eks. transport, gir en økt belastning på distribusjonsnett. Dette krever igjen forsterkninger eller andre tiltak. Batterisystemer vil her kunne være et (midlertidig) alternativ til mer tradisjonelle nettforsterkninger.

Figuren nedenfor viser domener/aktører i forskjellige deler av kraftsystemet og den elektriske kraftflyten mellom dem. I figuren er det også indikert hvor batterisystemer kan være plassert. Som figuren viser er det i tilknytning til de fysiske anlegg for produksjon, transmisjon, distribusjon og bruk av elektrisk kraft hvor batterier har sin anvendelse.



**Figur 1.1: Oversikt over ulike batteriplasseringer i kraftnettet.**

<sup>5</sup> <https://www.sintef.no/prosjekter/integrasjon-av-energilager-i-distribusjonsnett/>

<sup>6</sup> Forsyningssikkerhet er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker [1].

Et batterisystem vil elektrisk sett levere eller forbruke aktiv og reaktiv effekt (symmetrisk eller usymmetrisk per fase) og dermed påvirke flyten og symmetrien av aktiv og reaktiv effekt i kraftsystemet. Dette vil igjen påvirke fysiske egenskaper som spenningsforhold, strømmer, tap, usymmetri osv. Batterisystem vil kunne gi:

- Individuell nytte til ulike aktører i kraftsystemet (nettselskap, produsenter, kunder, markedsaktører, tjenesteleverandører osv.)
- Kollektiv nytte for alle aktører og for samfunnet generelt gjennom å bidra til et bærekraftig, klimavennlig, robust og økonomisk gunstig kraftsystem med høy forsyningsikkerhet.

Individuell kost/nytte beregnes ofte etter bedriftsøkonomiske prinsipper, mens beregning av kollektiv kost/nytte gjerne legger samfunnsøkonomiske prinsipper til grunn. Energiloven og underliggende forskrifter [2] krever at energisystemet skal være samfunnsmessig rasjonelt – det vil bl.a. si at det er samfunnsøkonomisk gunstig:

#### **§ 1-2.(Formål)**

*Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.*

Når Statnett eller nettselskap skal vurdere tiltak (f.eks. å investere i batteri), skal beslutningene tas basert på samfunnsøkonomiske analyser. Dette uttrykker Statnett på sine nettsider [3]:

*Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Før nye netttiltak besluttes utarbeider vi derfor samfunnsøkonomiske analyser for å sannsynliggjøre at den samfunnsmessige nytten av tiltaket er større enn den samfunnsmessige kostnaden.*

## **1.2 Målet med veilederen**

Formålet med denne veilederen er å øke kompetansen om **samfunnsøkonomiske** og bedriftsøkonomiske analyser knyttet til beslutninger om investeringer i batterisystem. Veilederen gir en grunnleggende innføring i metoder for slike analyser og gir konkrete råd og veiledning for dem som skal gjennomføre analysene. Fokuset til veilederen er integrasjon av batterisystem i distribusjonsnettet sett fra et nettselskap, men også andre aktører (nettkunder, aggregatorer, ...) vil ha nytte av veilederen.

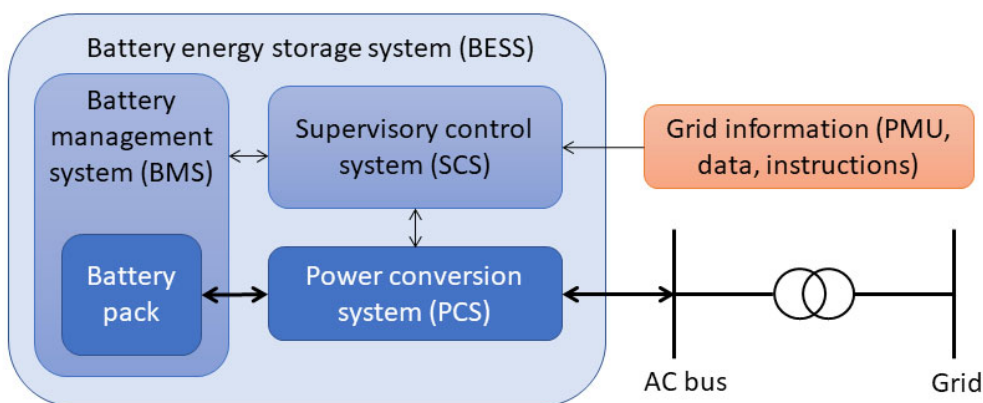
Veilederen omtaler også relevante tekniske aspekter som er viktige å vurdere i forbindelse med investeringsbeslutninger. Prosedyrer for installasjon og drift av batterisystem omtales også, bl.a. basert på erfaringer/eksempler fra demoprojekt hos partnerne i IntegER-prosjektet.

Om nettselskapet kjøper tjenesten fra en tredjepart eller om de selv investerer i batterisystem påvirker ikke prinsippene i de samfunnsøkonomiske analysene. Kostnadselementene i regnestykket (investeringskostnader, driftskostnader – CAPEX, OPEX) vil imidlertid kunne bli påvirket. Når slike analyser utføres kan det være usikkert hvem som kan tilby ønsket funksjonalitet fra et batterisystem, med hensiktsmessig ytelse på et gitt sted i nettet. Da vil det likevel være hensiktsmessig å gjøre **beregningene** som om det var nettselskapet som investerte i batteriet. Slike beregninger vil på den ene siden gi et beslutningsgrunnlag om det bør investeres i batterisystem eller ikke, samt på den andre siden gi kunnskap om hva batterisystem-tjenester maksimalt kan koste før kjøp av slike tjenester blir ulønnsomme sammenlignet med andre tiltak.

## 2 Batterisystem og batteriteknologi

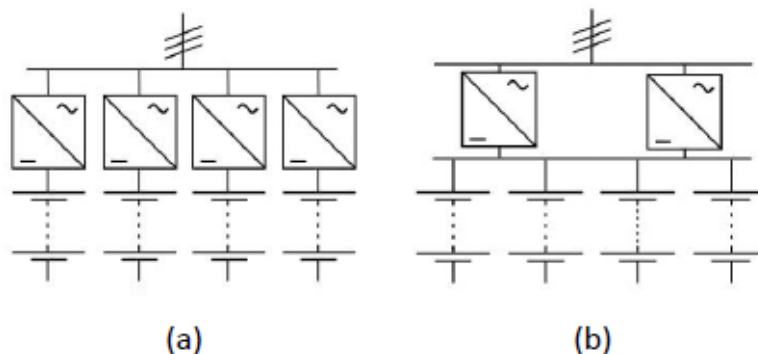
For å kunne vurdere batterisystem som en nettkomponent er det nyttig å være klar over hvilke elementer som inngår i et batterisystem – for det er ikke kun en batteripakke. Et batterisystem (eng. BESS – Battery Energy Storage System) består i prinsippet av fire elementer, som også er vist i Figur 2.1:

- Batteripakke, som består av battericeller satt sammen i moduler (Battery pack)
- Batteristyringssystem (Battery management system – BMS)
- Overordnet styresystem (Supervisory control system – SCS)
- Omformere (Power conversion system – PCS)



**Figur 2.1: Bestanddeler i et batterisystem, basert på [4].**

Batteripakken styres av batteristyringssystemet, som sørger for sikker drift ved å balansere energien i battericellene og overvåke statusen til battericellene. Omformerne gjør om fra likespenning (DC - batterispenning) til vekselspanning (AC) for å kunne koble batteripakken til kraftsystemet. Omformerer har sin egen ytelse (f.eks. nominell strøm, og dermed nominell effekt) som påvirker hvor mye effekt som kan utveksles med kraftnettet. Det er altså i hovedsak battericellene som avgjør hvor stor energikapasitet batterisystemet har, mens omformerne avgjør hvor stor effektkapasitet batterisystemet har (det bør bemerkes at battericellene også kan påvirke tilgjengelig effektkapasitet). Virkningsgraden til omformerne vil variere med effekt. Oppsettet til batteri/omformere kan variere, som vist i Figur 2.2: hver batterimodul kan kobles i serie til en dedikert omformer (a), eller flere batterimoduler kan kobles i parallell til en DC-skinne som igjen er koblet til omformerne (b).



**Figur 2.2: Tilkobling av batterimoduler og omformere til nettet [5].**

Det overordnede styringssystemet er "hjernen" i systemet. Det er denne kontrolleren som styrer når batteriet skal lade/utlade, med hvilken strøm det skal lade/utlade, og hvor hurtig. Styringssystemet trenger målinger fra nettet for å kunne utføre styringen. Hvilke målinger som trengs, er avhengig av bruksområdene til batteriet og hvor kompleks/smart styringen skal være. Sistnevnte vil være en kost/nytte-vurdering, da mer kompleks styring kan medføre økte kostnader, men også gi økt nytte for batterisystemets bruksområder. Dersom batteriet f.eks. skal brukes til å redusere effekttopper i lasten til en nettkunde, må det overordnede styringssystemet vite når det skal begynne å utlade (effektgrensen), og det trengs dermed målinger av effektuttaket fra nettet for å kunne realisere styringen. Videre behøver det kanskje også en strategi for når det skal lade opp, for å ikke skape en ny effekttopp. Dersom batteriet skal brukes til spenningsregulering trenger det derimot spenningsmålinger. Prediksjon av f.eks. fremtidig last vil kunne gi en enda bedre styring av batteriet. Prediksjon vil til gjengjeld kreve et mer komplekst styringssystem, og man må ha historiske data tilgjengelig.

Det er kostnadsbesparende å kunne fjernstyre batteriet, særlig dersom det skal brukes til flere formål. Det er dermed viktig med kommunikasjon med det overordnede styringssystemet for å kunne fjernstyre batteriet. Det er en fordel om styringen skjer mest mulig automatisk uten operatøringripen i normal drift, men det gir fleksibilitet å kunne ha muligheter for at operatører *kan* fjernstyre, spesielt i unormale driftssituasjoner.

Kostnaden til et batterisystem er altså ikke kun battericeller og omformere, men også kostnader til styring, måling og kommunikasjon. Dersom styringssystemet må utformes spesielt for gitte bruksområder (dvs. ikke "hyllevare"), vil dette øke kostnaden.

## 2.1 Batteriteknologier

Det finnes mange forskjellige batterityper, som blybatteri, litium-ionbatteri, flytbatteri, natrium-svovelbatteri og nikkel-baserte batteri. Batteritypene har ulik energitetthet, effekttetthet, responstid, livstid og virkningsgrad. En sammenligning av ulike batteriteknologier kan ses i Tabell 7.1 i vedlegg A. Utviklingen skjer fort, men litium-ionbatteri er per 2020 de mest populære batteriene, pga. høy energitetthet, høy virkningsgrad og lang levetid. De siste ti årene har kostnadene minket kraftig: en litium-ionbatteripakke kostet 1200 \$/kWh i 2010, og kun 150 \$/kWh i 2019, ifølge beregninger fra Bloomberg New Energy Finance [6], og det antas at kostnadene vil fortsette å falle.

Det finnes ulike teknologier innenfor litium-ionbatteri avhengig av hvilke grunnstoff som er brukt som katodemateriale, noe som igjen gir ulike karakteristikk for effektkapasitet, levetid og kostnad. De mest vanlige typene er NMC og LFP. I vedlegg A finnes typiske karakteristikk for ulike batterityper, og noe informasjon om ulike litium-ionbatteriteknologier. De ulike karakteristikkene som brukes for å sammenligne batteri er syklisk og kalenderisk livstid, degradering, nominell energikapasitet og effektkapasitet, og total virkningsgrad.

## 2.2 Levetid og degradering

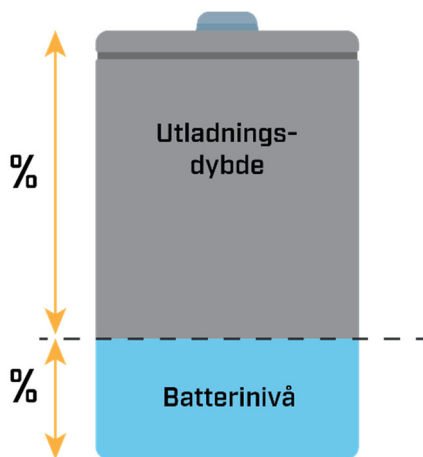
Levetiden til et batteri kan måles i år og i sykluser, og man regner ofte med at et batteri kan brukes til det har nådd en viss helsetilstand (state-of-health - SOH). 80 % SOH er angitt i [7] som en typisk verdi. Med andre ord: et 10 kWh-batteri vil med dette kravet kunne brukes til SOH er 80%, altså når det er 8 kWh igjen av utnyttbar energikapasitet.

Et litium-ionbatteri kan leve i alt fra 5-15 år, eller 1000-10 000 sykluser (se Tabell 7.1 i Vedlegg A for mer informasjon). Bakgrunnen for det store spennet i estimatene er at levetiden varierer ut fra hvilken teknologi

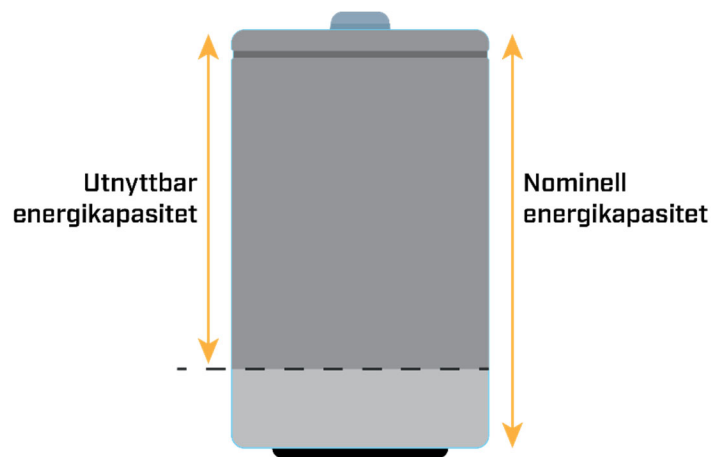
som er brukt, og at bruken av batteriet sterkt påvirker hvor hurtig det degraderes. Degraderingen til batteri deles ofte opp i kalendarisk og syklisk degradering:

- **Kalendarisk degradering** er den aldringen som skjer selv når batteriet ikke brukes. Denne degraderingen påvirkes, i tillegg til tid, også av omgivelsestemperatur og batterinivå (state-of-charge - SOC) [8].
- **Syklisk degradering** er den aldringen som skjer pga. bruk – altså utlading og opplading av batteriet. Denne degraderingen påvirkes av omgivelsestemperatur, batterinivå, utladningsdybde (depth-of-discharge - DOD) og ladehastigheten til batteriet (C-rate) [8], [9]. Dersom batteriet lades og utlades én gang hver dag, er det stor forskjell på om det utlader nesten all kapasitet (høy utladningsdybde og lavt batterinivå) veldig hurtig (høy ladehastighet), eller om det utlader en liten del av kapasiteten (lav utladningsdybde og høyt batterinivå) over lengre tid (lav ladehastighet). Førstnevnte eksempel vil degradere batteriet hurtigere. Se **Figur 2.3** for en illustrasjon av utladningsdybde og batterinivå.

Utover i levetiden vil altså batteriet ha lavere tilgjengelig energikapasitet og effektkapasitet. Dette er viktig å ta med i betraktning når man gjør analyser for lengre tidsperioder. I tillegg burde ikke litium-ionbatteri lades helt ut eller lades helt opp, ettersom dette øker degraderingen til batteriet. Det er dermed en forskjell på nominell energikapasitet i batteriet, og utnyttbar kapasitet (se Figur 2.4).

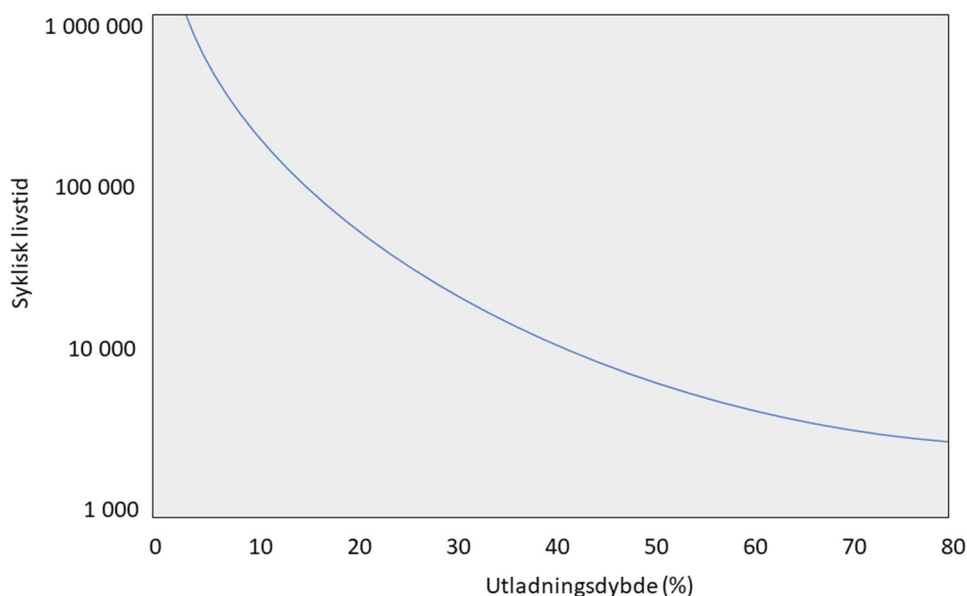


**Figur 2.3: DOD og SOC.**



**Figur 2.4: Utnyttbar energikapasitet.**

Leverandører opererer med forskjellige grenser, men ofte driftes litium-ionbatteri med batterinivå mellom 10% og 90%. Se Figur 2.5 for en illustrasjon av levetid (antall sykler) til et litium-ionbatteri som funksjon av utladningsdybde. Opp- og utlading av batteri medfører også tap, men som nevnt i første avsnitt så har litium-ionbatteri en relativt god virkningsgrad sammenlignet med andre batterityper med en totalvirkningsgrad på ca. 85-95%. Tap i omformere vil komme i tillegg.



**Figur 2.5: Eksempel på syklisk livstid (antall sykler) som funksjon av utladningsdybde (DOD) for et litium-ionbatteri [10].**

## 2.3 Bruksområder for batterisystem

Batterisystem har mange bruksområder og kan plasseres flere steder i strømmettet, som tidligere illustrert i Figur 1.1. Som nevnt vil noen bruksområder gi individuell nytte til aktører, mens andre bidrar til kollektiv nytte. I denne veilederen deler vi tjenestene et batterisystem kan levere i to: tjenester som gir nettnytte og tjenester som ikke primært gir nettnytte, men nytte for andre aktører.

Et batterisystem kan anskaffes for kun ett formål, eller det kan levere flere tjenester (ofte kalt "value stacking"). Samspillet mellom det overordnede styresystemet til batterisystemet (inkludert evt. manuell styring/fjernstyring) og batteristyringssystemet (se Figur 2.1) vil bestemme hvilke tjenester som kan leveres. Styringssystemet henger med andre ord tett sammen med hvilke tjenester batteriet kan levere. Dersom batteriet skal levere flere tjenester må det overordnede styringssystemet håndtere hvilken tjeneste som skal ha prioritet dersom de ulike tjenestene sammenfaller i tid. Dersom de to tjenestene batterisystemet leverer inkluderer å trekke aktiv effekt fra nettet, samtidig som reaktiv effekt leveres til nettet, må dimensjoneringen av omformerne ta høyde for dette. Se kap. 3.4 for mer detaljer om kombinasjon av tjenester.

### 2.3.1 Bruksområder som gir nettnytte

*Nettnytte* er her definert som noe som gir positiv nytte i nettvirksomheten, dvs. et positivt bidrag til:

- Økonomi (investeringskostnader, driftskostnader, tapkostnader, avbruddskostnader osv.)
- Forsyningssikkerhet (inkludert leveringspålitelighet og spenningskvalitet)
- Personsikkerhet (sikkerhet for eget personell og publikum)
- Miljø (lokalt, globalt)
- Omdømme

Eksempler på positivt bidrag til økonomi i nettselskap er å redusere varighet av avbrudd for å dermed redusere KILE<sup>7</sup>, utsette nettinvesteringer eller unngå nettførsterkninger. Tabell 2.1 nedenfor gir en oversikt over mulige bruksområder som kan gi nettnytte, uten at den nødvendigvis er komplett. Følgende bruksområder har blitt testet i én eller flere av demoene i IntegER-prosjektet: reservekraft/reserveforsyning, effektavlastning, dempe hurtige spenningsvariasjoner og fasebalansering. Se kap. 5 for erfaringer fra demoene i IntegER-prosjektet.

**Tabell 2.1: Bruksområder for batterisystem som gir nettnytte.**

Bruksområde og hovedmotivasjon	Relevant for (nett)
Effektavlastning (reduert behov for effekt fra nettet) ved store, kortvarige lastpåslag	Alle nettnivå
Reservekraft/reserveforsyning	Alle nettnivå
Oppfylle krav til spenningskvalitet (i henhold til FoL <sup>8</sup> ) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dempe spenningsprang/spenningsdipper (hurtige spenningsvariasjoner)</li> <li>• Redusere langsomme spenningsvariasjoner</li> <li>• Fasebalansering (reduere spenningsusymmetri)</li> <li>• Flimmerkompensering (aktiv filter-funksjonalitet)</li> <li>• Kompensering av overharmoniske</li> </ul>	Alle nettnivå
Dempe hurtige produksjons- og lastendringer ("ramp rate control")	Alle nettnivå
Redusere nett-tap	Alle nettnivå
Starte produksjonsanlegg ved spenningsløst nett (black start) etter avbrudd	Alle nettnivå
Spenningsregulering (f.eks. regulerer spenningen til et gitt settpunkt for optimal lastflyt)	Alle nettnivå
Bidra (moderat) til økt kortslutningsytelse/stivere nett <sup>9,10</sup>	Primært lavspennings-distribusjonsnett
Flaskehalshåndtering	Primært regional- og sentralnett (til en viss grad relevant i distribusjonsnett)
Forbedre stabilitet: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Frekvensregulering</li> <li>• Roterende reserve</li> <li>• Kunstig treghetsmoment</li> </ul>	Primært sentralnett (men også lokalt i øydrift)

Noen av punktene i tabellen er nyttemessig overlappende, men har ulike motivasjoner. F.eks. vil motivet om å bidra til økt kortslutningsytelse/stivere nett også være gunstig for å bedre spenningskvaliteten, men hovedformålet er kanskje å sikre vernutløsning gjennom høyere feilstømmer.

<sup>7</sup> KILE - Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi

<sup>8</sup> FoL – Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet [16].

<sup>9</sup> Batteri vil ofte koble ut før det får gitt vesentlig feilstømsbidrag, pga. verninnstillinger i omformer. Disse innstillingene må endres av leverandør for at batteriet skal kunne bidra med feilstøm.

<sup>10</sup> Stivt nett [37]: Stor kortslutningsytelse, dvs. lite motstand i nettet. Spenningen blir lite påvirket av lastendringer. Lite spenningsfall og tap. Svakt nett [37]: Liten kortslutningsytelse, dvs. stor motstand i nettet. Spenningen blir mye påvirket av lastendringer. Stort spenningsfall og tap.



Bruksområdene i tabellen sier ikke noe om hvilken del av batterisystemet som brukes, eller om det er aktiv eller reaktiv effekt fra batteriet som benyttes. Noen av anvendelsene kan realiseres ved å bruke omformerne, og dermed uten å belaste battericellene. F.eks. kan omformerne brukes til å oppfylle krav til spenningskvalitet ved å injisere/forbruke reaktiv effekt for å heve/senke spenningen, eller omfordele strømflyten mellom fasene (fasebalansering for å redusere spenningsusymmetri). Videre kan både aktiv og reaktiv effekt fra batterisystemet brukes til å oppfylle krav til spenningskvalitet, men dette vil avhenge av karakteristikken til nettet. Batterisystem kan bidra til feilstrom, altså bidra til økt kortslutningsytelse/stivere nett, men omformere begrenser typisk kortslutningsstrøm til 10-20% over merkeytelse, noe som må tas hensyn til ved dimensjonering. Med andre ord vil det ofte være behov for en betraktelig større omformerytelse (effekt) for dette bruksområdet enn de andre. Til gjengjeld er det behov for svært lite energi (altså batterikapasitet), ettersom feilstrommen kun trenger å vare i noen sekunder.

Flere av anvendelsene i tabellen vil være viktige for tilknytning av distribuert produksjon og lading av elektriske kjøretøy, særlig i svake distribusjonsnett. Dette vil typisk kunne gi utfordringer med spenningskvalitet, samt at det vil utfordre kapasiteten i eksisterende nett. Et velkjent eksempel på effektavlastning er batterisystem tilknyttet fergeanlegg.

Siden batteriinstallasjoner er flyttbare, vil de innenfor den tekniske levetiden kunne gjøre nytte flere steder i nettet. Noen bruksområder er av midlertidig karakter, f.eks. spenningskvalitetsstøtte til en byggeplass, mens andre er av mer varig karakter, f.eks. spenningskvalitetsstøtte til et fergeladningsanlegg. Mobiliteten til batteriinstallasjoner gir også mulighet for større fleksibilitet i valg av løsning. Hvis f.eks. økning i last gjør at nytt nett må bygges likevel, kan batterisystemet flyttes og gi nytte et annet sted i nettet (gitt at styringssystemet passer for den nye lokasjonen).

### 2.3.2 Bruksområder som gir nytte for andre aktører

Andre anvendelser/motivasjoner som hovedsakelig er nyttige for andre aktører enn nettselskap er vist i Tabell 2.2 (tabellen er ikke nødvendigvis komplett). Disse anvendelsene gir ikke primært nettnytte, men kan være positive for nettselskap også. Følgende bruksområder har blitt testet i én eller flere av demoene i IntegER-prosjektet: mikronett (øydriфт), redusere maks. lastuttak av aktiv effekt, redusere maks. produksjonsinnmating av aktiv effekt, øke egenforbruk av egenprodusert elektrisk kraft.

**Tabell 2.2: Bruksområder for batterisystem som gir nytte for andre aktører.**

Bruksområde	Hovedmotivasjon	Nyttig for
Mikronett (øydriфт) – stabilitet, spenningskvalitet, reservekraft, kortslutningsytelse etc.	En mikronetteier bør (i øydriфт) drifte mikronettet slik at utstyr ikke blir ødelagt, og at sikkerhet er ivaretatt. Se Tabell 2.1 for mer informasjon.	Mikronetteier
Redusere maks. lastuttak av aktiv og/eller reaktiv effekt	Relevant for kunder med effekttariff på last, eller for å unngå anleggsbidrag.	Kunde (i tillegg til nettselskap – se Tabell 2.1)
Redusere maks. produksjonsinnmating av aktiv og/eller reaktiv effekt	Relevant for kraftprodusenter med effekttariff på innmating, eller for å unngå anleggsbidrag.	Kraftprodusent (i tillegg til nettselskap – se Tabell 2.1)
Øke egenforbruk av egenprodusert elektrisk kraft	F.eks. fra solcellepaneler. Kan redusere strømgregning (kraft+nettleie). Typisk kombinert med energi-arbitrasje.	Plusskunde
Energiarbitrasje	Utnytte prisforskjeller på elektrisk energi ("kjøpe billig/selge dyrt"). Sannsynligvis ikke	Kunde/markedsaktør



	lønnsomt som enkelttjeneste i Norge pga. liten variasjon i strømpriser – må typisk kombineres med andre tjenester.	
Delta i frekvensmarked	Selge systemtjeneste (f.eks. FRR – fast frequency reserves).	Markedsaktør (i tillegg til driftssikkerheten i kraftsystemet – se Tabell 2.1)
Dempe hurtige last-/produksjonsendringer (eng.: ramp rate control)	F.eks. for å tilfredsstille eventuelle forskriftskrav/tilknytningsvilkår	Kunde/kraftprodusent (i tillegg til driftssikkerheten i kraftsystemet – se Tabell 2.1)
Redusere behov for å kjøpe tjenester ved ubalanse i kraftmarkedet	Reduserer økonomisk risiko for balanseansvarlig knyttet til ubalanse i anmeldt forbruk og produksjon.	Balanseansvarlig
Starte produksjonsanlegg ved spenningsløst nett (eng.: black start)	Gir kortere produksjonsstans og økte inntekter for eier av kraftproduksjon.	Kraftprodusent (i tillegg til driftssikkerheten i kraftsystemet – se Tabell 2.1)
Redusere innmating til under plusskundegrense	Plusskundeordningen gir fritak for fastledd for innmating. Grensen er på 100 kW per 2020.	Plusskunde
Kombinere med DC-lading	Unngår konvertering mellom AC og DC. F.eks. ved hurtigladedestasjoner for elbil.	Kunde (f.eks. eier av hurtigladedestasjon)
Redusere behov for roterende reserve	Redusere kostnader.	Kunde/markedsaktør (i tillegg til driftssikkerheten i kraftsystemet – se Tabell 2.1)

I tillegg til anvendelsene gitt i tabellen over, er det også sannsynlig at en markedsaktør i fremtiden kan selge batterisystemtjenester til nettselskap (se mer om regulatoriske føringer i kap. 2.4).

## 2.4 Regulatoriske føringer

I denne veilederen er kost/nytte-betraktningene i forbindelse med nettnyttevurdering i prinsippet basert på at det er netteier som står for batterisysteminvesteringen. Det pågår (2020) en diskusjon om netteier bør eie batterier. En av forutsetningene for et effektivt kraftmarked er et klart skille mellom monopolregulert og konkurranseorientert virksomhet. Det er dermed et viktig prinsipp at nettselskapene ikke skal påvirke kommersielle markeder, altså konkurrere med kommersielle aktører. På nettsidene skriver NVE [11]:

*Et sentralt argument mot å tillate at nettselskap eier batterier er at det kan føre til at installasjon og bruk av egne batterier favoriseres fremfor andre fleksibilitetsløsninger. Krav om at batterier bør eies av tredjepart vil sikre teknologinøytralitet og redusere mistanke om kryssubsidiering og rolleblanding.*

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) opplyser at det ikke finnes noen spesialbestemmelser for lagring i energiloven m/forskrifter i dagens regelverk (august 2020). Dersom batteriet kun brukes til nettrelaterte formål, kan det inngå i kapitalgrunnlaget for nettvirksomheten. Nettselskapet må vurdere om inntekter og kostnader kan føres på nettvirksomheten eller om det skal deles på nettvirksomhet og øvrig virksomhet. Anlegg som kan tilhøre flere virksomhetsområder (som batteri) skal fordeles mellom de ulike virksomhetsområdene for å unngå kryssubsidiering (se §2-8 i Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer [12]).

I EUs Ren energi-pakke omtales rammevilkår for batterisystemer som gir føringer for hvordan reguleringen kan bli i Norge etter hvert. Elmarkedsdirektivet oppgir bl.a. at nettselskap skal kjøpe lagringstjenester i et marked, at energilager skal vurderes som alternativ til nettførsterkning, og at nettselskap verken skal eie eller drifte energilagere. Artikkel 36-1 i elmarkedsdirektivet [13] som omhandler eierskap av energilagingsfasiliteter sier at:

*Distribution system operators shall not own, develop, manage or operate energy storage facilities.*

Det finnes imidlertid unntak [14]:

1. **Batteri som er nødvendige for nettdrift og godkjent av RME.** Batteriene er «integreerte nettverkskomponenter» som kun brukes til å sikre drift (ikke balansering eller flaskehalshåndtering), og utelukket fra salg til kraftmarkeder. RME må godkjenne denne bruken.
2. **Åpen anbudsprosess kan ikke levere ift. kvalitet, kostnad eller tid.** Det skal ha vært en åpen og transparent anbudsprosess, der ingen av budene har kunnet levere på tilstrekkelig tid og kostnad. Videre skal RME alltid godkjenne eierskapet etter egen utredning om et unntak er nødvendig for leveringskvalitet. Batteriene skal ikke brukes til arbitrasje. Eierskapet skal være kostnadseffektivt, ikke føre til flaskehals og ikke forstyrre markeder.
3. **Eksisterende batterier kan eies til de er avskrevet.** Om RME avgjør at tredjeparter kan levere batteri-baserte tjenester kostnadseffektivt, kan de tillate at nettselskapet beholder sine eksisterende batterier ut avskrivningsperioden.

En kunde som eier et batteri, og dermed både forbruker og mater inn strøm, behandles som en innmatings- og uttakskunde. Artikkel 15-5b oppgir at kunder som er både innmatings- og uttakskunder ikke skal bli utsatt for dobbeltariffering – altså at de både må betale lastkundetariff og produksjonskundetariff for tilknytning til nettet [13].

## 3 Metodikk for kost/nytte-beregninger

### 3.1 Innledning

Å vurdere å investere i et batterisystem sett fra et nettselskap skiller seg ikke fra å vurdere vanlige nett-investeringer som linjer, kabler, transformatorstasjoner etc. Investeringene har kostnader og er nyttig for ulike formål, og det må gjøres en kost/nytte-beregning for å ta beslutning om investering. Til forskjell fra mange andre investeringer, kan et batterisystem realiseres relativt raskt. Som bruksområdene listet opp i kap. 2.3 illustrerer, kan batteriet brukes som en **midlertidig løsning** og dermed bidra til å utsette større irreversible investeringer som å f.eks. legge en ny kabel. Siden det alltid vil være usikkerhet i den fremtidige etterspørselen etter nett, vil batterisystem på denne måten kunne være en realopsjon; nettselskapet kan kjøpe seg tid gjennom å investere i et batterisystem som senere kan flyttes.

Kost/nytte-beregninger kan enten være privatøkonomisk (bedriftsøkonomisk) eller samfunnsøkonomisk basert. En samfunnsøkonomisk betraktning inkluderer alle sentrale virkninger (fordeler/ulempes) av tiltaket for alle berørte aktører verdsatt i kroner. Nettselskapenes lønnsomhetskriterier bør, som tidligere nevnt, være basert på samfunnsøkonomiske prinsipper. Nettselskapene må dermed ta hensyn til kostnadsfaktorer forbundet med nettvirksomheten som ikke nødvendigvis framgår av nettselskapenes regnskap, men som påvirker kunder, annet næringsliv og miljø. KILE-ordningen er et eksempel på hvordan myndigheter spesifikt har pålagt at de eksterne ulemper/kostnader som nettkunder får ved avbrudd skal påvirke nettselskapenes inntekter. Hensikten med dette er å motivere for samfunnsøkonomisk fornuftige nett-investeringer. Batterisystem vil bl.a. kunne påvirke avbruddsforhold hos nettkundene slik at KILE-kostnader også er relevant for batterisystemplanlegging.

For å gjennomføre kost-/nytteberegninger for batterisystem er det nødvendig å kunne verdsette ulike kostnader (ulempes) og inntekter (fordeler) over levetiden og summere disse over en relevant analyseperiode. Ettersom kostnader og inntekter kommer på ulike tidspunkt i løpet av en analyseperiode er det nødvendig med en metodikk som håndterer dette. Nåverdi-prinsippet løser dette og anbefales brukt for å estimere lønnsomhet både i samfunns- og bedriftsøkonomiske analyser. Metodikken er nærmere omtalt i vedlegg C.

### 3.2 Samfunnsøkonomisk kost/nytte-analyse

For nettselskap anbefales det at følgende kostnadselementer benyttes i samfunnsøkonomiske analyser, fra Planleggingsbok for kraftnett [15]:

- Investeringskostnader (herunder også reinvesteringskostnader, flyttekostnader, restverdi ...)
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

Lønnsomhetskriteriet vil være å minimere forventede samfunnsøkonomiske nettkostnader, altså minimere summen av de relevante kostnadene listet ovenfor. Samtidig må aktuelle restriksjoner gitt av lover, forskrifter, retningslinjer osv. overholdes, som f.eks. krav til spenningskvalitet spesifisert i FoL. I tillegg til kostnader og restriksjoner som det direkte tas hensyn til i analysene kan det være andre effekter som må vurderes, som effekten på HMS, klima, miljø og omdømme. Slike effekter kan det være aktuelt å vurdere for beslutninger tas, og i noen tilfeller gjøres dette kun kvalitativt. I noen analyser kan det være viktig å ta med andre gevinster enn de som er gitt av systemgrensene til nettselskapet (dvs. de som er listet over) – f.eks. kan et batterisystem bidra til reduserte nasjonale klimagassutslipp gjennom elektrifisering av transport fordi

batterisystemet øker nettets evne for tilknytning av ladesystemer for elektrisk transport. Dette vil i noen tilfeller kunne være en ulønnsom investering for nettselskapet, men gi en gevinst for samfunnet som ikke nødvendigvis er internalisert i nettselskapets kalkyler.

En samfunnsøkonomisk analyse skal gi et grunnlag for å rangere og prioritere mellom alternative tiltak. I slike analyser synliggjøres konsekvensene av mulige alternativer før avgjørelser tas. Videre benyttes begrepene *tiltak* og *investering* synonymt, mens begrepet *alternativ* både kan være et enkelttiltak/en enkeltinvestering eller kombinasjoner av tiltak/investeringer. I lys av fokuset til denne veilederen, vil eksempler på alternativer være:

- Alternativ 1: Ingen installasjon av batteri eller nettforsterkning (null-/referansealternativet)
- Alternativ 2: Installere et batteri på 50 kWh/50 kW
- Alternativ 3: Installere et batteri på 200 kWh/400 kW
- Alternativ 4: Forsterke nettet
- Alternativ 5: Forsterke nettet og installere et batteri på 50 kWh/50 kW
- Alternativ 6: Forsterke nettet og installere et batteri på 200 kWh/400 kW

I en samfunnsøkonomisk kost/nytte-analyse systematiseres og analyseres tilgjengelig informasjon om kostnader, nytteverdi og risiko for de ulike alternativ for å evaluere hvilket alternativ som er samfunnsmessig gunstig samlet sett. Det er viktig i slike analyser at konkurrerende tiltak blir behandlet likt. Det er viktig at alle kostnadselementer som begrunner rangering av alternativene fremgår av analysen.

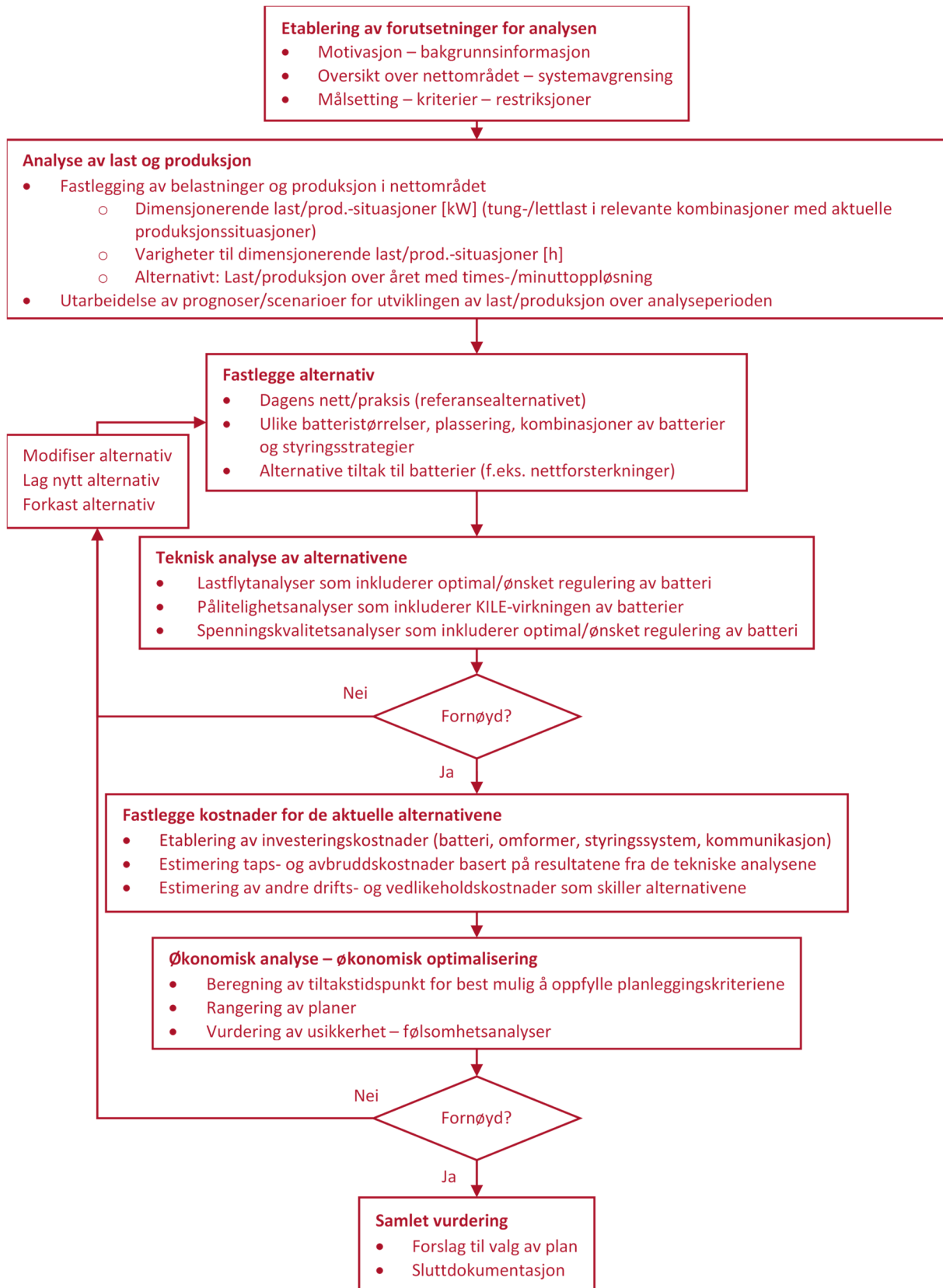
Følgende hovedprinsipp anbefales i samfunnsøkonomiske analyser:

- Alle relevante alternativ bør evalueres.
- Alle relevante virkninger for alle berørte parter bør inkluderes.
- Alle alternativ må behandles likt i analysene slik at rangeringen av alternativ blir riktig.
- De ulike alternativene bør sammenliknes med et referansealternativ, som ofte er den nåværende løsningen ("gjøre ingenting"-alternativet) eller det minimumsalternativet som teknisk sett løser nettproblemet.
- Det bør søkes etter tiltak som er robuste med hensyn til usikkerheter som foreligger, eksempelvis usikkerhet knyttet til lastøkning i området som analyseres, og usikkerheter bør synliggjøres.

Alle nytte- og kostnadsvirkninger bør verdsettes i kroner så langt det lar seg gjøre og gir meningsfull informasjon. Virkninger som ikke lar seg verdsette, beskrives og vurderes kvalitativt. Siden både nytte- og kostnadssiden er verdsatt i kroner, kan man beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for hvert tiltak.

### 3.3 Framgangsmåte for å beregne samfunnsøkonomisk nettnytte av batteriinstallasjoner

Flytskjemaet i Figur 3.1 viser en anbefalt systematikk for vurdering av nettnytte av batteriinstallasjoner. Figuren er basert på den generelle systematikken i Planleggingsbok for kraftnett [15] og tilpasset til dette formålet. I de kommende delkapitlene kommenteres kort innholdet i de ulike boksene i flytskjemaet.



**Figur 3.1: Systematikk for beregning av nettnytte av batterier i nett.**

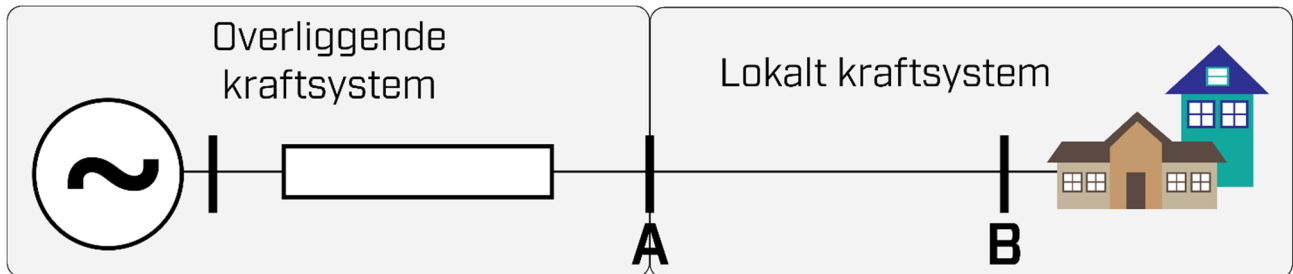
### 3.3.1 Etablering av forutsetninger for analysen

I nettplanleggingen analyseres og bestemmes hvordan behov for nett skal dekkes og/eller hvordan nettproblemer skal løses. Et problem kan generelt defineres som gapet mellom nettsituasjonen dersom ingen tiltak (investeringer) iverksettes og en ønsket nettsituasjon. F.eks. kan et lavspenningsnett ha for dårlig spenningskvalitet sammenliknet med kravene i FoL [16] som følge av elbillading, mens ønsket nettsituasjon er ingen brudd på FoL.

En vellykket problemløsning bygger på at problemstillingen er veldefinert og avgrenset. Dette innebærer at man i utgangspunktet bør bruke tid/ressurser til å:

- beskrive forutsetninger, målsetninger og kriterier for analysen
- etablere oversikt over planområdet og spesifisere systemgrensene
- identifisere og beskrive problemstillingen
- avklare forventninger med ulike interessenter
- vurdere tidshorisont for analysen
- vurdere hvilke analyser og simuleringer som i utgangspunktet bør gjennomføres og hvilken nøyaktighet/detaljeringsgrad som kreves

I analysene har det stor betydning å spesifisere systemgrensene fornuftig. Med systemgrenser menes her primært hvor stor del av kraftsystemet som inngår i de tekniske analysene (f.eks. lastflytanalysene). På den ene side er det arbeidsbesparende å gjøre nettanalyser på et så lite nett som mulig, bl.a. ut fra behovet for datagrunnlag for beregningene. På den annen side bør nettområdet være tilstrekkelig stort slik at det favner de delene av nettet hvor planlagte tiltak (investeringer) har betydelig teknisk virkning.



**Figur 3.2: Illustrasjon av systemgrenser. Systemgrensen er i knutepunkt/samleskinne A og det er det lokale kraftsystemet som inngår i nettanalysene.**

I noen nettanalyser kan det være nødvendig å ta hensyn til overliggende kraftsystems stivhet ved f.eks. beregning av spenningsfall. Da kan overliggende system hensiktsmessig ekvivaleres med kortslutningsimpedansen i grensesnittet. Dette er indikert i figuren over ved at overliggende kraftsystem er modellert som en Thevenin-ekvivalent, dvs. en ideell spenningskilde (sirkelen i figuren) bak en impedans – kortslutningsimpedansen. En slik modell av overliggende nett innebærer at spenningen i punkt A ikke er uavhengig av lasten i punkt B slik den ville vært om lastflytanalysen kun omfattet det lokale kraftsystemet.

### 3.3.2 Analyse av last og produksjon

Kraftnettets funksjon er å knytte sammen innmating av elektrisk kraft (produksjon) med uttak av elektrisk kraft (last, forbruk). Nettplanleggingen og -dimensjoneringen bygger på kunnskap og data om hvor i nettområdet det mates inn elektrisk kraft, hvor det tas ut elektrisk kraft og hvor elektrisk kraft kan lagres (batterier). I kraftnettet er det primært effekt som er dimensjonerende/kostnadsdrivende, f.eks. forbruket i maksimaltiden, situasjoner med minimum last og maksimal lokal produksjon.

For etablerte nettområder vil historiske målinger (særlig AMS-målinger) av forbruk og produksjon være til stor hjelp, mens man for nye områder gjerne må basere seg på typiske parametere for kundetyper og produksjonsanlegg som er forventet. Ideelt sett burde man ha forventede last- og produksjonsprofiler (tidsserier) med en hensiktsmessig tidsoppløsning. Timesverdier er god nok oppløsning for mange formål. Unntak fra dette er om spenningskvalitet er dimensjonerende, der den viktigste parameteren er *langsomme spenningsvariasjoner* som er basert på 1 min. RMS-verdier. I så fall trengs minuttsoopløsning for last-/produksjonsdata i dimensjonerende situasjoner. I tekniske analyser hvor dataene brukes, kan det være for ressurskrevende å gjøre nettberegninger over året med minuttsoopløsning. Det er derfor hensiktsmessig å estimere last- og produksjonsforhold for noen få dimensjonerende situasjoner, f.eks. tunglast uten lokal produksjon, lettlast med maks. lokal produksjon osv.) samt varighetene for de dimensjonerende situasjonene. Varighet er viktig for å si noe om hvor lenge et batterisystem må levere en tjeneste, som igjen vil påvirke energikapasiteten til batterisystemet.

Siden nett- og batteriinvesteringer har relativt lang teknisk levetid, som tilsier en planleggingshorisont (analyseperiode) på minst 10-15 år, må det lages prognoser for forventet fremtidig utvikling (scenarioer) av produksjon og last for analyseperioden.

### 3.3.3 Fastlegge alternativ

Det finnes ofte mange alternative løsninger på et nettproblem. Å beholde det eksisterende nettet vil normalt være en referanseløsning ved vurdering av nåsituasjonen. Ofte trigges imidlertid en nettanalyse fordi det antas at eksisterende nett ikke lenger er godt nok eller at det bør forbedres. Dersom ny produksjon eller last skal tilknyttes, vil det ofte være åpenbart at dagens nett mangler forbindelser og/eller ikke har tilstrekkelig kapasitet. Som flytskjemaet i Figur 3.1 indikerer kan ulike batterialternativ konkurrere med mer tradisjonelle nett-tiltak som f.eks. nettførsterkninger, i alle fall i en begrenset tidsperiode. Dette er avhengig av tilstanden til nettet: reinvesteringer i nett med dårlig teknisk tilstand kan utsettes, men aldri erstattes av batteri over lengre tidsperioder. Last-/produksjonsstyring hos nettkunder vil kunne være alternative tiltak til nettførsterkning. Antall alternativ som vurderes vil være dynamisk basert på den læring som finner sted gjennom planleggingsprosessen. Resultater fra ulike analyser og evalueringer vil gi ideer til nye alternativ og medføre at alternativ forkastes fordi de ikke møter de tekniske krav som stilles. I flytskjemaet er dette vist i tilbakekoblingen gjennom elementet "Modifiser alternativ m.m."

### 3.3.4 Tekniske analyser av alternativene

For å kunne bedømme ulike alternativ må de analyseres teknisk og leveringspålitelighetsmessig slik at egenskapene som er viktige for sammenligning og rangering av alternativ er kartlagt. Eksempel på tekniske analyser kan være beregning av elektriske forhold ved hjelp av lastflytanalyser og kortslutningsberegninger.

Resultatene fra de tekniske analysene har tre anvendelser:

1. De gir underlag for å sjekke om ulike batteritiltak eller andre tiltak tilfredsstillende aktuelle restriksjoner. Dersom f.eks. spenningsforholdene i et alternativ ikke tilfredsstillende kravene som stilles i FoL, må alternativet modifiseres eller forkastes.
2. De gir grunnlag for etablering av kostnadsdata, f.eks. vil informasjon om tapene i batteriet benyttes som grunnlag for å beregne tapskostnader for alternativet.
3. De gir ideer til nye alternativ. Dersom en teknisk analyse viser at batterisystemet har for lav effektkapasitet, vil et naturlig alternativ være å øke kapasiteten på omformerne.

**Lastflytanalyser** er det viktigste verktøyet for å simulere den elektriske virkningen fra batterier i et kraftnett. I en lastflytanalyse estimeres viktige elektriske parametere som spenning, strøm, elektriske tap, aktiv effektflyt, reaktiv effektflyt osv. Navnet lastflyt indikerer at beregningene estimerer hvordan lasten, dvs. aktiv og reaktiv effekt, flyter i det sammenkoblede kraftnettet. I en slik analyse modelleres de stasjonære forholdene i kraftnettet. Dette betyr at tidsdynamikk ikke inngår, men at beregningene danner et øyeblikks-



bilde av nettf forholdene i f.eks. tunglasttiden. Ved å bruke timesmålinger fra AMS av aktiv og reaktiv effekt, kan om ønskelig alle timer over et år beregnes. Siden batterisystem har interne elektriske tap, i likhet med andre komponenter i kraftsystemet, bør modellene av batterisystem som brukes i lastflyanalysene inkludere disse. Eventuelt kan batteritapene estimeres ut fra hvor mange batterisykluser som forventes pr. år.

Kraftsystem er normalt trefase-system hvor forholdene i ulike faser kan være forskjellige, men i vanlige lastflyanalyser forutsettes symmetriske forhold slik at modellen er basert på per fase-ekvivalenter. Viktige inngangsdata til en lastflyanalyse er informasjon om nettets sammenkobling og komponenter, samt data om last og produksjon (spesifikasjon av aktiv og reaktiv effekt). For å kunne modellere virkningen av et batterisystem, må aktiv og reaktiv effekt spesifiseres som inngangsdata til lastflyberegningen. Dersom formålet med batteriinstallasjonen er å redusere spenningsusymmetri, må mer avanserte beregninger legges til grunn: f.eks. trefase lastflyanalyser hvor hver fase behandles individuelt (dette krever et mer detaljert dataunderlag med bl.a. kunnskap om mellom hvilke faser produksjon/last er tilkoblet).

En lastflyberegning vil også være et sentralt verktøy i **spenningskvalitetsanalyser**. Dersom man f.eks. ønsker å estimere spenningsforholdene i tunglast, hvor det forventes at spenningsfallet i et nett er størst, må inngangsdata til lastflyberegningen være tunglastminuttets gjennomsnittsverdier for aktiv og reaktiv last/produksjon. Dette vil da være dimensjonerende i forhold til grenseverdien for *langsomme variasjoner i spennings effektivverdi* i FoL (1 min. rms-verdi). Det bør imidlertid tas høyde for evt. usymmetri i spenningen, slik at en sammenligning av resultater fra symmetriske lastflyanalyser mot grenseverdiene i FoL på  $\pm 10\%$  vil kunne være for optimistisk.

I nettsammenheng brukes **pålitelighetsanalyser** til å evaluere påliteligheten i eksisterende nett, og til å beregne leveringspålitelighetsmessige konsekvenser av ulike tiltak i systemet, f.eks. bedringen av leveringspåliteligheten ved å installere batterisystemer. Et batterisystem kan bedre leveringspåliteligheten i kraftsystemet ved å opprettholde forsyningen til viktig forbruk ved avbrudd i strømmettet. Dette vil kunne gi avbruddsfri strømforsyning til feil er rettet eller til annen reserveforsyning/-forbindelse er satt i drift, avhengig av batteriets ladetilstand i feiløyeblikket. Et batterisystem som introduseres i et nett/en installasjon vil imidlertid også kunne være en feilkilde: en teknisk svikt i batterisystemet kan føre til avbrudd dersom f.eks. ikke batterivernet fungerer som tiltenkt. Derfor må påliteligheten til batterisystemet også vurderes, da det vil være en sannsynlighet for feil i batterisystemet.

De viktigste resultatene fra pålitelighetsanalyser er informasjon om forventede avbruddsforhold til nettkundene. Sentrale parametere er:

- Antall avbrudd pr. år til sluttbrukere (nettkunder)
- Varigheten av avbrudd
- Ikke levert energi (ILE)
- Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE) – dvs. sluttbrukeres avbruddskostnader

### 3.3.5 Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene

I en teknisk-økonomisk analyse spiller de økonomiske egenskapene til ulike alternativ en sentral rolle. Et eget element i planleggingsprosessen er derfor å etablere nødvendig kostnadsgrunnlag (investerings-, taps-, miljø-, avbrudds-, flaskehals-, drifts- og vedlikeholdskostnader) for ulike alternativ. Begrepet faste kostnader brukes ofte om kostnader som ikke er avhengig av driftsmessige forhold, mens kostnader som avhenger av driften gjerne betegnes som driftsavhengige kostnader. Faste kostnader er typisk investerings- og reinvesteringskostnader (CAPEX – capital expenditure), mens driftskostnader (OPEX - operational expenditure /operating expenses) primært er tapskostnader, avbruddskostnader (KILE) og andre drifts- og vedlikeholdskostnader.

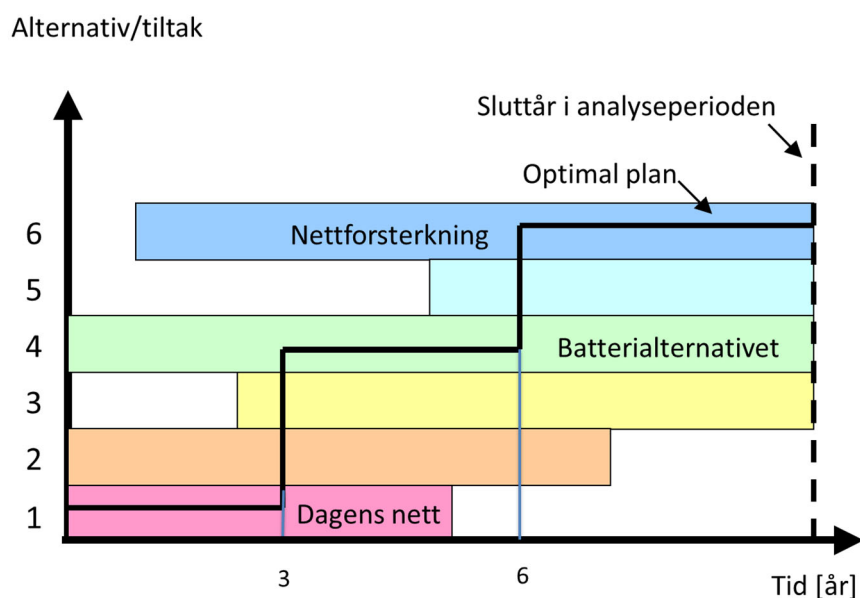


Taps- og avbruddskostnader avhenger av resultatene fra tekniske analyser av de ulike alternativene. Her er det, som tidligere nevnt, viktig at batterisystem er representert i lastflyt- og pålitelighetsberegningene med fornuftige modeller, slik at tapsvirkning og pålitelighetsvirkning blir realistisk. I ”Planleggingsbok for kraftnett” [15] finnes det metodikk for etablering av kostnadselementer og kostnadsgrunnlag til bruk i selve kostnadsfastsettelsen, men det finnes ingen kostnadskatalog for batterisystem. Ved etablering av investeringskostnader for et batterisystem, må alle kostnadselementer inngå: battericeller, omformer, styringssystem og kommunikasjon. Å etablere et detaljert kostnadsgrunnlag kan være krevende, og ettersom batterisystem er en ny teknologi i distribusjonsnettet finnes det lite kostnadsgrunnlag for vedlikeholdskostnader per i dag. Det påpekes derfor at det er viktigst å få med kostnadselementer som skiller alternativene – altså at alle alternativ behandles likt. Videre må kostnadsmodelleringen være god nok til å vurdere om et alternativ er lønnsomt eller ikke – dette er også diskutert i kap. 3.3.6.

### 3.3.6 Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering

Når kostnader for de ulike kvalifiserte alternativene er etablert, består oppgaven i å finne fram til de tiltak (investeringer) som er økonomisk gunstigst å gjennomføre. Dette innebærer hovedsakelig å finne fram til alternativ (kombinasjoner av tiltak) som bidrar til å minimere samlede kostnader for nettselskapet.

For å finne en løsning på planleggingsproblemet, må samlede kostnader analyseres (summeres) over en rekke år (analyseperioden) for alle alternativ og tidspunkt for iverksetting. Den økonomiske analysen/optimaliseringen gir dermed et grunnlag for å bestemme hvilke tiltak som bør gjennomføres og når de bør gjennomføres. Problemet består i å finne den optimale ”reiserute” blant alternativene gjennom analyseperioden, og bestemme det riktige alternativ i de ulike år, som illustrert i Figur 3.3.



**Figur 3.3: Eksempel på en utbyggingsplan.**

Av figuren fremgår det at det er seks alternativ som har inngått i de økonomiske analysene. Ett av disse er å investere i et batterisystem – alternativ nr. 4. Som figuren viser er det optimalt å beholde dagens nett i 3 år. I år 3 er det gunstigst å gå over til alternativ nr. 4, dvs. investere i batterisystem som en midlertidig løsning. I år 6 er det optimalt å investere i alternativ nr. 6, nettforsterkning. Årsaken til at det ikke er ett alternativ som er det gunstigste i hele perioden er utviklingen i last, produksjon og kostnader; f.eks. ble bestående nett i eksemplet hardere belastet utover i analyseperioden som følge av økning i elbillading i nettområdet.

De økonomiske analysene gir en økonomisk rangering av planer/tiltak basert på de forutsetningene som er brukt i analysen. Slike forutsetninger vil alltid inkludere usikkerhet og det bør derfor gjøres økonomiske følsomhetsanalyser hvor sentrale forutsetninger varieres for å sjekke i hvilken grad dette påvirker resultatene (f.eks. usikkerhet mht. hva en batteriinstallasjon koster). I samfunnsøkonomiske analyser brukes ofte en realrente på 4% for kraftnettinvesteringer, som er i tråd med NVEs anbefaling [17]. Realrenten er summen av risikofri realrente på 2 % og risikotillegg på 2 % som innebærer at det til en viss grad er tatt hensyn til risiko/usikkerhet i analysene. Dersom det er behov for en mer detaljert håndtering av usikkerhet, kan dette gjøres ved å ta i bruk sannsynlighetsbaserte metoder som risikoanalyser, Monte Carlo-simulering, multikriteriemetoder mm.

### 3.3.7 Samlet vurdering

Dette er en vurderingsfase hvor det velges blant de økonomisk sett gunstigste planene. I vurderingene tas det hensyn til:

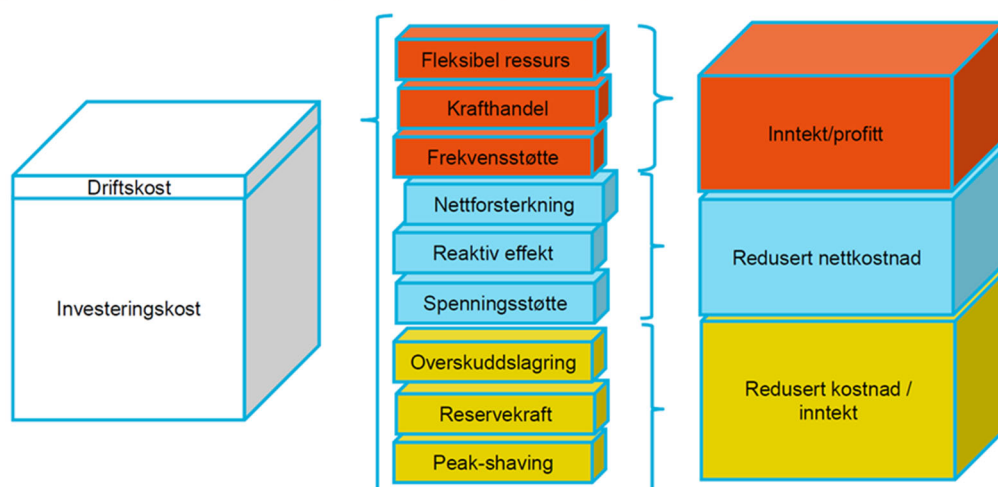
- usikkerhet i underlagsdata (resultatene fra følsomhetsanalysene)
- forhold som ikke er representert direkte i den økonomiske analysemodellen (ikke alle forhold kan kostnadssettes)
- hvor fleksible de ulike planer er med hensyn til usikkerheten i underlagsdata

Resultatet fra denne vurderingen vil være et forslag til valg av tiltak som bør iverksettes og når de bør implementeres – med tilhørende sluttdokumentasjon som viser hva konklusjonene bygger på.

## 3.4 Kombinering av tjenester fra batterisystemer

Som omtalt i kap. 2.3 kan et batterisystem levere mange tjenester. Dersom ulike tjenester ikke etterspørres samtidig, og det er forenlig med ladestrategiene og kravene til ladenivå, så kan det tenkes at et batterisystem kan levere mer enn én tjeneste (eng.: value stacking) og at dette er viktig for økonomien til et batterisystem. Figur 3.4 viser et eksempel fra en presentasjon fra Skagerak Energi:

Tjenestene batterisystemet kan levere kan være av både bedrifts- og samfunnsøkonomisk nytte. Som boksene til høyre viser, kan tjenestene gi redusert kostnad/inntekt for en nettkunde, redusert nettkostnad for et nettselskap eller inntekt/profitt for et selskap som deltar i marked (f.eks. frekvensmarkedet). Dersom noen av disse tjenestene kan kombineres og leveres fra ett batterisystem, kan batterisystemet gi nytte til ulike aktører og for ulike formål. Regulatoriske føringer vil imidlertid påvirke hvem som kan eie og drifte et batterisystem med slik kombinert tjenesteyting.



13

**Figur 3.4 Eksempel på kombinasjon av tjenester (fra Skagerak Energi).**

Overordnede automatiske styringssystem i samspill med fjernstyring fra operatør (f.eks. endring av sett-punkt) vil avgjøre hvilke tjenester som kan leveres og når/i hvilke situasjoner de kan leveres. Et slikt styringssystem vil være mer komplekst å designe sammenlignet med et batteri som kun skal levere én tjeneste. Det vil også kunne medføre at både batteri- og omformerkapasiteten må økes, noe som vil gi økte kostnader. En slik kombinerings av tjenester kan imidlertid være avgjørende for at det blir økonomisk gunstig. Som figuren illustrerer, kan summering av nytte fra ulike tjenester (Inntekt/profitt + Redusert nettkostnad + Redusert kostnad/inntekt) være nødvendig for å overstige batterisystemkostnadene (Investeringskostnad + Driftskostnad).

## 4 Eksempler på kost/nytte-analyser av batteriinstallasjoner

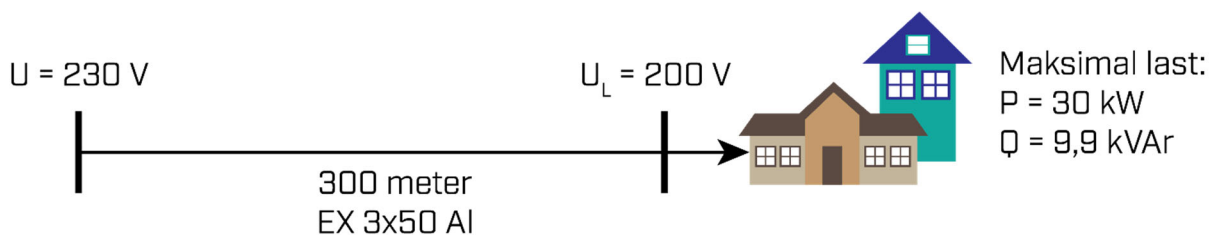
Dette kapitlet viser fem eksempler på kost/nytte-analyser av batteriinstallasjoner. De første tre kapitlene følger metodikken gitt i kap. 3 for samme eksempel, men ulike eierskapsmodeller:

- I kap. 4.1 gjøres en samfunnsøkonomisk betraktning der nettselskapet eier batterisystemet
- I kap. 4.2 gjøres en samfunnsøkonomisk betraktning der nettselskapet kjøper batteritjenesten fra en markedsaktør
- I kap. 4.3 gjøres en bedriftsøkonomisk betraktning der kunden (gårdeieren) eier batterisystemet

I kap. 4.4 beskrives det hvordan ulike ladestrategier til batterisystemet påvirker degradering, og dermed kost/nytte-analysen. Dette er basert på simuleringer gjort for Skagerak EnergiLab. Kap. 4.5 viser en samfunnsøkonomisk kost/nytte-betraktning fra demo Sparbu, gjort av Tensio TN.

### 4.1 Samfunnsøkonomisk kost/nytte-betraktning: nettselskapet eier batteriet

For å illustrere fremgangsmåten for samfunnsøkonomiske kost/nytte-analyser brukes en enkel forsyningssituasjon som vist i Figur 4.1.



**Figur 4.1: Lavspenningsforsyning til en gård.**

I analysene brukes sterkt forenklede forutsetninger som gjør det enkelt å følge beregningene. Det understrekes dermed at **prinsippene** i analysene er riktige, selv om ikke alle forutsetninger er like realistiske. Delkapitlene under følger trinnene i flytskjemaet som er gitt og forklart i kap. 3.3.

#### 4.1.1 Etablering av forutsetninger for analysen

Nettområdet er som vist i Figur 4.1 og systemgrensen er satt ved starten på lavspenningsradialen hvor spenning er antatt stiv og lik 230 V. Nettdata er som vist i figuren og med den maksimale lasten som er målt (30 kW, 9,9 kVAr) er spenningsfallet på 13% (30 V), som er mer enn tillatt grenseverdi i FoL på 10% av spenningens effektivverdi målt som gjennomsnitt over ett minutt i tilknytningspunktet. Analysen er motivert av å finne tiltak som kan løse spenningsfallsproblemet. Lavspenningslinja går gjennom skog med hyppige trefall om vinteren som følge av snø, som igjen gir en del avbrudd. Et batteri ville kunne gi reserveforsyning under avbrudd (riktignok begrenset av energikapasiteten til batteriet) og denne virkningen skal inngå i analysene. Analyseperioden er satt til 10 år til dels ut fra forventet økonomisk levetid for batteriet og dels usikkerhet rundt hvor lenge gårdsdriften vil bli opprettholdt.

Kriteriet for hva som er en optimal løsning skal bestemmes ut fra samlede samfunnsøkonomiske kostnader, dvs. summen av:

- Investeringskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader

Følgende tekniske restriksjoner skal overholdes:

- Krav til spenningskvalitet for langsomme spenningsvariasjoner
- Krav til termisk grenselast for lavspenningsradialen

Det er forutsatt at det er nettselskapet som anskaffer, drifter og eier batteriet i dette eksemplet, dvs. at batteriet er nødvendig for nettdriften og godkjent av RME. I kap. 4.2 er eksemplet det samme, men der forutsettes det at nettselskapet kan kjøpe de ønskede batteritjenestene fra en markedsaktør.

#### 4.1.2 Analyse av last og produksjon

Gården har ingen lokal produksjon og ingen planer om det i løpet av analyseperioden. Det forventes heller ikke noen endring i lasten til gården over analyseperioden, så dagens lastprofil er antatt å gjelde de neste ti årene. AMS-målinger viser at gården over året har to lastnivåer:

Et maksimumslastnivå på	P = 30 kW,	Q = 9,9 kVAr (dvs. effektfaktor på $\cos\phi=0,95$ )
Et gjennomsnittslastnivå på	P = 15 kW,	Q = 4,9 kVAr.

Maksimumslasten varer 1 time hver dag, dvs. 365 timer pr. år. Gjennomsnittslasten utgjør resten av året, dvs. 23 timer pr. dag, 8395 timer pr. år. Lasten er symmetrisk fordelt på de tre fasene, som betyr at symmetriske lastflytberegninger vil være tilstrekkelig for vurdering i forhold til grenseverdier i FoL for langsomme spenningsvariasjoner.

#### 4.1.3 Fastlegge alternativ

Det er to alternativ som er ansett som aktuelle:

1. Installasjon av batterisystem utenfor tilknytningspunktet til gården som brukes til å redusere effekttoppen til 24 kW, og dermed holder spenningen innenfor FoL-kriteriet for langsomme spenningsvariasjoner. Batterisystemet skal også gi reserveforsyning under avbrudd.
2. Forsterkning av lavspenningsradialen.

Å beholde dagens nettløsning er ikke et alternativ siden denne løsningen ikke oppfyller kravene til spenningskvalitet – noe man allerede vet fra målinger. Den tekniske tilstanden til lavspenningslinjen forventes være god i hele analyseperioden og normalt vedlikehold utføres i perioden, slik at dette ikke utløser et reinvesteringsbehov i perioden.

I første omgang spesifiseres ikke alternativene mer presist enn det som er gitt over. Dimensjonering av batterisystemet (effekt- og energikapasitet) i alternativ 1 og hvilken forsterkning som er nødvendig i alternativ 2 bestemmes i lastflytanalysene i neste trinn. Filosofien vil være å bestemme minimum batterieffekt i alternativ 1 og minimum tverrsnittøkning i alternativ 2 som løser spenningskvalitetsproblemet. Minimumsløsningene antas å være billigste måte å løse problemet på (dette er sannsynlig med mindre investeringer utover minimumsløsningen er rettferdiggjort av nytten av reduserte tapskostnader eller KILE).

#### 4.1.4 Teknisk analyse av alternativene

##### Lastflyt-/spenningskvalitetsanalyse

Som et hjelpemiddel til å spesifisere alternativene brukes lastflytanalyser; i dette tilfellet Planleggingsbok for kraftnett sitt verktøy *Lastflyt langs en lavspenningsradial* [15]. Ved hjelp av dette verktøyet er det beregnet at følgende minimumsløsninger må til for å løse spenningskvalitetsproblemet:

Alternativ 1) Installere 10 kWh/6 kW batteri

Dette reduserer maksimaleffekten til 24 kW og gir:

Spenningsfall	$\Delta U$	= 10%
Nett-tap maks. last	$\Delta P_m$	= 2,9 kW
Nett-tap gjennomsnittslast	$\Delta P_g$	= 1,0 kW
Maks. belastningsgrad radial:	$I_{bel}$	= 39% av termisk grenselast for EX 3x50 Al
Årlige energitap batterisystem	$\Delta E_{batt}$	= 6 kWh · 0,2 · 365 = 438 kWh/år (20% tap pr. 6 kWh syklus)

Kommentarer:

- Siden makslast-situasjonen varer én time sammenhengende hver dag, må batteriet ha en energikapasitet på minimum 6 kWh, og det er denne kapasiteten som brukes for å regne årlig energitap i batterisystemet. For å ha en viss margin velges 10 kWh, som tar høyde for degradering av batteriet over analyseperioden og begrensninger i utladningsdybde (DOD).
- Det er ikke tatt hensyn til en økning i gjennomsnittslasten som følge av oppladning av batteriet etter utlading – dette antas neglisjerbart med langsom oppladning.

Alternativ 2) Forsterke radialen til neste tilgjengelige tverrsnitt, EX 3x95 Al

Dette gir:

Spenningsfall	$\Delta U$	= 6,3%
Nett-tap maks. last	$\Delta P_m$	= 2,1 kW
Nett-tap gjennomsnittslast	$\Delta P_g$	= 0,5 kW
Maks. belastningsgrad radial:	$I_{bel}$	= 30% av termisk grenselast for EX 3x95 Al

Som lastflytberegningene viser, tilfredsstiller begge alternativene de tekniske restriksjonene mht. spenningsfall og termisk grenselast.

### Pålitelighetsanalyse

For alternativ 1 forventes det at batteriet kan levere 8 kWh pr. feil, dvs. redusere ILE med 16 kWh pr. år. Det er for optimistisk å anta at batteriet kan levere 10 kWh reservekraft pr. feil siden dette betinger at batteriet er fullt oppladet når feilen inntreffer. I tillegg vil batterikapasiteten reduseres over tid som følge av degradering av battericellene. I dette eksemplet ligger det ikke noen grundig analyse bak dette resonnetet; poenget er kun å illustrere prinsippet.

For alternativ 1 og 2 brukes følgende forutsetninger:

Årlig feilhyppighet for lavspenningsradialen:	$\lambda = 2$ feil/år
Reparasjonstid pr feil:	$r = 5$ timer pr. feil.

Dette gir følgende årlig avbruddstid:  $U = \lambda * r = 10$  timer pr år.

Når det antas at feil er likt fordelt over døgnet blir forventet ikke-levert energi (ILE) som følge av avbrudd:

$$ILE = \frac{1}{24} \cdot 10 \text{ timer} \cdot 30 \text{ kW} + \frac{23}{24} \cdot 10 \text{ timer} \cdot 15 \text{ kW} = 156,2 \text{ kWh} \quad (4.1)$$

### Energitap

Energitapene er beregnet ut fra varigheten til maks.-last-situasjonen og gjennomsnitt-situasjonen for både alternativ 1 og 2:

$$\text{Energitap} = \Delta P_m \cdot 365 \text{ timer} + \Delta P_g \cdot 8395 \text{ timer} + \Delta E_{batt} \quad (4.2)$$

Tabell 4.1 sammenfatter de viktigste resultatene fra den tekniske analysen, der energitap og ILE er beregnet med (4.1) og (4.2).

**Tabell 4.1: Hovedresultater fra teknisk analyse.**

Alternativ	Maks. $\Delta U$ [%]	Maks. $\Delta P$ [kW]	Gjen. $\Delta P$ [kW]	Energitap [MWh/år]	ILE [kWh/år]	Maks. belastning [% termisk grenselast]
1	10	2,9	1,0	9,9	140,2	39
2	6,3	2,1	0,5	5,0	156,2	30

#### 4.1.5 Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene

##### Investeringskostnader

Alternativ 1) 10 kWh batteri: 35.000 kr, dvs. 3500 kr/kWh i 2019-kroner

Kommentar: Nøkkeltall fra NVE faktaark nr. 14/2019: Batterier vil bli en del av kraftsystemet: *Nyere kostnadsdata viser kostnader i størrelsesorden 4 000 – 6 000 kr/kWh*. Siden investeringen ikke skal finne sted før analyseperioden starter i 2021, velges et noe lavere anslag på batterisystemkostnaden.

Alternativ 2) 300 meter Ex 3x95 Al: 85.000 kr i 2019-kroner<sup>11</sup>

##### Tapskostnader

Tapskostnadene er gitt av følgende formel jfr. Planleggingsbok for kraftnett [15]:

$$K_{tap} = \Delta P_{max}(k_p + k_{wekv} \cdot T_t) \quad (4.3)$$

Hvor:

$K_{tap}$	- kostnader av tap	[kroner/år]
$k_p$	- kostnad av maksimale effekttap (tunglast)	[kroner/kW år]
$k_{wekv}$	- ekvivalent årskostnad av energitap	[kroner/kWh]
$\Delta P_{max}$	- maksimale effekttap (tunglast)	[kW]
$T_t$	- brukstid for tap	[timer/år]

I dette tilfellet trenger man ikke å estimere brukstiden for tap, siden det er snakk om to veldefinerte last-situasjoner (maks.last og gjennomsnittlast) med sine kjente varigheter. Generelt sett vil brukstiden for maksimale effekttap påvirkes siden lasten har en annen oppførsel (årlig lastprofil) som følge av batteri-installasjonen. Tilsvarende vil skje om lastprofilen ble endret pga. installasjon av lokal produksjon på gården. Tradisjonelt sett har brukstid for maksimale effekttap vært estimert ut fra belastningsmålinger gjort for ulike nett-kundegrupper på individuelt og aggregert nivå (for mer informasjon se "Planleggingsbok for kraftnett" [15]). Med 365 timers årlig varighet av maksimallast med tap på  $\Delta P_m$  og 8395 timers varighet av gjennomsnittlast med tap  $\Delta P_g$  kan kostnadene for elektriske tap for et gitt år skrives slik:

$$K_{tap} = \Delta P_m(k_p + k_{wekv} \cdot 365) + \Delta P_g \cdot k_{wekv} \cdot 8395 + \Delta E_{batt} \cdot k_{wekv} \quad (4.4)$$

(For alternativ 2 uten batteri er  $\Delta E_{batt} = 0$ .)

<sup>11</sup> Kilde: Kostnadskatalog distribusjonsnett [15]: EX 3x95 mm<sup>2</sup> 282.450 kr/km i 2019-kroner

Benytter spesifikke kostnader for effekt- og energitap<sup>12</sup> samt ligning (4.4), og får tapskostnader som i Tabell 4.2 for analyseperioden på 10 år (2021-2030):

**Tabell 4.2: Tapskostnader for alternativene referert 2019.**

År	$k_p$ [kr/kW]	$k_{wekv}$ [øre/kWh]	Alternativ 1 $K_{tap}$ [kr/år]	Alternativ 2 $K_{tap}$ [kr/år]
2021	807	33,8	5687	3385
2022	823	31,8	5535	3318
2023	839	29,9	5393	3257
2024	858	28,9	5349	3247
2025	878	28,7	5388	3279
2026	899	28,6	5439	3318
2027	923	28,3	5478	3353
2028	949	28,0	5524	3393
2029	977	27,8	5586	3442
2030	1008	29,0	5794	3567

### Avbruddskostnader

Ifølge *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer* [18] kan kostnaden ( $K_j$ ) for et vilkårlig avbrudd på tidspunkt  $j$  beregnes som:

$$K_j = k_{p,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref} \quad (4.5)$$

hvor:

- $P_{ref}$  - avbrutt effekt i rapporteringspunktet dersom tilsvarende avbrudd hadde skjedd på referansetidspunktet (kWh/h)
- $k_{p,ref}$  - spesifikk avbruddskostnad (i kr/kW) på referansetidspunktet for en gitt varighet
- $f_{K,m}$  - korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i måned  $m$
- $f_{K,d}$  - korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) på dag  $d$
- $f_{K,h}$  - korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i time  $h$

I ILE-beregningene er det forutsatt en gjennomsnittlig avbruddstid pr. avbrudd på fem timer. I følge [18] for jordbruk er:

$$k_{p,ref} = 74,2 + 16,1 \cdot (t - 4) \quad (4.6)$$

for et avbrudd som varer mellom 4 og 8 timer. For et fem timers avbrudd blir altså  $k_{p,ref} = 74,2 + 16,1 \cdot (5 - 4) = 90,3$  kr/kW angitt i 2017-kroner.

For jordbruk er de tre korreksjonsfaktorene nær 1,0 (i området 0,8 -1,1) slik at produktet settes forenklet her til 1,0 - som betyr at avbruddskostnaden er konstant over år, uke og døgn. Dette gir følgende spesifikke kostnader pr. kWh ikke-levert energi:

$$k_{ILE} = \frac{90,3 \text{ kr/kW}}{5 \text{ timer}} = 18 \text{ kr/kWh angitt i 2017-kroner.}$$

<sup>12</sup> Kilde: Planleggingsbok for kraftnett (oppdatert 2019 – kostnadsnivå dvs. kronenivå januar 2019) referert nettnivå 9 – luftledningsnett 230V



Siden øvrige kostnader er angitt i 2019-kroner korrigeres den spesifikke avbruddskostnaden med konsumprisindeks-økningen 2017-2019 på 5% som gir:

$$k_{ILE} = \frac{18 \text{ kr/kWh}}{1,05 \text{ timer}} = 18,90 \text{ kr/kWh}$$

Med disse forutsetningene blir avbruddskostnadene for de to alternativene som vist i Tabell 4.3.

**Tabell 4.3: Avbruddskostnader for alternativene referert 2019.**

Alternativ	ILE [kWh/år]	$k_{ILE}$ [kr/kWh]	KILE [kr/år]
1	140,2	18,9	2 650
2	156,2	18,9	2 952

### Vedlikeholdskostnader

Det er antatt at vedlikeholdskostnadene er like for de to alternativene. De vil dermed ikke påvirke rangeringen mellom alternativene og kan dermed neglisjeres.

### 4.1.6 Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering

Som tidligere nevnt er analyseperioden satt til 10 år: 2021-2030. Som nevnt i kap. 3.3.6 brukes en realrente på 4% for kraftnettinvesteringer som er i tråd med NVEs anbefaling [17]. I samfunnsøkonomiske analyser regnes det i faste kroner: 2019-kroner i dette tilfellet<sup>13</sup>. De økonomiske levetidene settes til 15 år for investering i batterisystem og til 30 år for investeringen i Ex 3x95 Al. Dette innebærer at begge alternativene har en restverdi i 2030 som godskrives alternativene.

Det foreligger to kvalifiserte alternativer og kostnadsgrunnlaget er etablert i kap. 4.1.5. Dagens nettløsning er ikke et gyldig alternativ, en investering må gjøres i 2021 og valget står mellom de to alternativene. I prinsippet kunne man etablert et alternativ nr. 3 som består av både å forsterke lavspenningsradialen og investere i batteri, men det antas her at dette blir et mye dyrere alternativ sammenlignet med alternativene brukt her og derfor uansett ikke vil bli valgt.

I den økonomiske analysen/optimaliseringen er det en frihetsgrad å bestemme når en investering bør gjennomføres. I dette tilfellet medfører imidlertid spenningsfallrestriksjonen at en investering må gjøres i starten på analyseperioden, dvs. i 2021 for begge alternativene. Tabell 4.4 og Tabell 4.5 sammenstiller resultatene fra den økonomiske analysen for de to alternativene. Utregningene er basert på fastsatte kostnader (se kap. 4.1.5), og nåverdimetoden benyttes til å beregne summen av påløpte kostnader for alternativene over analyseperioden på 10 år – sum CAPEX+OPEX. Investeringskostnadene som påløper i analyseperioden er sum nåverdier av annuitetene til investeringene og beregnes slik:

Alternativ 1) Batteriinvestering på 35 000 kr:

$$\text{Kostnad} = 35\,000 \text{ kr} \cdot \varepsilon_{4\%,15 \text{ år}} \cdot \lambda_{4\%,10 \text{ år}} = 35\,000 \text{ kr} \cdot 0,090 \cdot 8,11 = 25\,547 \text{ kr} \quad (4.7)$$

Alternativ 2) Investeringen i Ex 3x95 Al. på 85 000 kr:

$$\text{Kostnad} = 85\,000 \text{ kr} \cdot \varepsilon_{4\%,30 \text{ år}} \cdot \lambda_{4\%,10 \text{ år}} = 85\,000 \text{ kr} \cdot 0,058 \cdot 8,11 = 39\,982 \text{ kr} \quad (4.8)$$

<sup>13</sup> NB: Bruk av realrente innebærer at inflasjonsjustering av kostnader ikke skal gjøres.

**Tabell 4.4: Resultat fra økonomisk analyse for alternativ 1.**

År	K <sub>tap</sub> [kr/år]	Nåverdi K <sub>tap</sub> ref 2021 [kr/år]	KILE [kr/år]	Nåverdi KILE ref 2021 [kr/år]	Investeringskostnader i analyseperioden [kr]	Sum CAPEX+OPEX [kr]
2021	5687	5687	2650	2650		
2022	5535	5322	2650	2548		
2023	5393	4986	2650	2450		
2024	5349	4756	2650	2356		
2025	5388	4605	2650	2265		
2026	5439	4470	2650	2178		
2027	5478	4330	2650	2094		
2028	5524	4198	2650	2014		
2029	5586	4081	2650	1936		
2030	5794	4071	2650	1862		
<b>SUM [kr]</b>		<b>46 505</b>		<b>22 352</b>	<b>25 547</b>	<b>94 404</b>

**Tabell 4.5: Resultat fra økonomisk analyse for alternativ 2.**

År	K <sub>tap</sub> [kr/år]	Nåverdi K <sub>tap</sub> ref 2021 [kr/år]	KILE [kr/år]	Nåverdi KILE ref 2021 [kr/år]	Investeringskostnader i analyseperioden [kr]	Sum CAPEX+OPEX [kr]
2021	3385	3385	2952	2952		
2022	3318	3191	2952	2839		
2023	3257	3011	2952	2729		
2024	3247	2886	2952	2624		
2025	3279	2803	2952	2524		
2026	3318	2727	2952	2426		
2027	3353	2650	2952	2333		
2028	3393	2578	2952	2243		
2029	3442	2515	2952	2157		
2030	3567	2506	2952	2074		
<b>SUM [kr]</b>		<b>28 252</b>		<b>24 903</b>	<b>39 982</b>	<b>93 137</b>

Den økonomiske analysen viser at samlede kostnader for de to alternativene er omtrent like, det skiller ca. 1%. Forsterkning av lavspenningsradialen er billigst selv om investeringskostnadene er vesentlig høyere. Dette skyldes primært at tapskostnadene er vesentlig lavere for alternativ 2 sammenlignet med alternativ 1.

Tapskostnadene er beregnet ut fra spesifikke kostnader for effekt- og energitap fra Planboka, og gir en forventning om framtidige kostnader. Den reelle samfunnsøkonomiske kostnaden er vanskelig å forutsi, og det er derfor gjort en følsomhetsanalyse vedrørende tapskostnader. Følsomhetsanalysen viser at dersom de spesifikke tapskostnadene reduseres med 10%, blir batterialternativet billigst: samlet kostnad på 89 753 kr for batterialternativet sammenlignet med 90 312 kr for forsterkningsalternativet.

#### 4.1.7 Samlet vurdering

Som nevnt er de to alternativene økonomisk sett likeverdige vurdert over analyseperioden med de forutsetninger som er benyttet. Batterialternativet vurderes som en mer fleksibel løsning siden det kan flyttes. Flexibilitet er viktig her fordi det, som nevnt tidligere, er usikkert hvor lenge gårdsdriften opprettholdes. Det er dessuten lave kortslutningsstrømmer i tilknytningspunktet som gir problemer med vern. Både batteri og tvernsnittøkning vil gi økte kortslutningsstrømmer, men det er ikke gjennomført kortslutningsberegninger. Dersom det viser seg at batterialternativet bidrar med mer økning av kortslutningsstrømmene enn tvernsnittøkning, er dette et tilleggsargument for batterialternativet. Degradering av batteriet er ikke modellert kostnadmessig i analysene. Valget av batterikapasitet på 10 kWh/6 kW gir imidlertid en margin i forhold til minimumsbehovet på 6 kWh/6 kW, og dermed burde ikke denne effekten ha særlig innvirkning på de tekniske og økonomiske analysene.

Oppsummert anbefales det at selskapet velger alternativ 1 (batteri) som gir tilnærmet like god økonomi som alternativ 2, men større fleksibilitet: dersom forutsetningene endres kan batterisystemet selges eller flyttes til en ny lokasjon.

#### 4.2 Samfunnsøkonomisk kost/nytte-betraktninger: nettselskapet kjøper batteritjenesten fra markedsaktør

Dette eksemplet er helt identisk med eksemplet i kap. 4.1, bortsett fra at nettselskapet ikke investerer i batteri, men kjøper de ønskede batteritjenestene i markedet.

##### 4.2.1 Forutsetninger

Nettselskapet gjennomfører de samme analysene som er gjennomført i kap. 4.1 og formålet med analysene er å:

- etablere et underlag for anbudsforespørsel, som f.eks. å bestemme hvilken ytelse et batterisystem må ha om det skal kunne løse nettproblemene (effekt- og energikapasitet).
- bestemme hvor mye nettselskapet kan betale pr. år i analyseperioden før batterialternativet ikke lenger er samfunnsøkonomisk lønnsomt – dvs. at tradisjonelle nettinvesteringer er mer lønnsomme.

Kriteriet for hva som er en optimal løsning bestemmes som i kap. 4.1 ut fra samlede samfunnsøkonomiske kostnader, dvs. summen av:

- Investeringskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader

Følgende tekniske restriksjoner må overholdes:

- Krav til spenningskvalitet for langsomme spenningsvariasjoner
- Krav til termisk grenselast for lavspenningsradialen

Den eneste forskjellen fra kap. 4.1 er behandlingen av kostnader: Investeringskostnad for batteri (CAPEX) inngår ikke lenger, men årlige kjøp av batteritjenester kommer inn som driftskostnader (OPEX) i analysen. Med disse endringene i forhold til forutsetningene gitt i kap. 4.1.1, blir trinnene i analysene omtalt i kap. 4.1.2-4.1.5 uforandret. Kap. 4.1.6 blir endret som følger:

##### 4.2.2 Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering

Hovedforutsetningene er like som i kap. 4.1.6: analyseperioden er satt til 10 år: 2021-2030, realrenten er 4%, det regnes i faste kroner osv. Den økonomiske levetiden er fortsatt 30 år for investeringen i Ex 3x95 Al.

Ledningsalternativet har som i kap. 4.1.6 en restverdi i 2030 som godskrives, mens dette ikke er tilfelle med batterialternativet. Her er planen å inngå en 10 års avtale for kjøp av batteritjenester.

Det foreligger to kvalifiserte alternativer:

1. Kjøp av batterisystemtjenester til en realkostnad  $g$
2. Forsterkning av lavspenningsradialen

Resultatene fra tekniske analyser og fastsetting av taps- og avbruddskostnader er de samme som i kap. 4.1. Tabell 4.6 og Tabell 4.7 sammenstiller resultatene fra den økonomiske analysen for de to alternativene. Nåverdimetoden benyttes til å beregne summen av påløpte kostnader for alternativene over analyseperioden på 10 år – sum CAPEX+OPEX. (For alternativ 1 er det ingen investeringskostnader, dvs. CAPEX=0.)

**Tabell 4.6: Resultat fra økonomisk analyse for alternativ 1.**

År	$K_{\text{tap}}$ [kr/år]	Nåverdi $K_{\text{tap}}$ ref 2021 [kr/år]	KILE [kr/år]	Nåverdi KILE ref 2021 [kr/år]	Årlig kjøp av batteritjenester [kr/år]	Nåverdi årlig kjøp av batteritjenester [kr/år] <sup>14</sup>	Sum OPEX [kr]
2021	5687	5687	2650	2650	$g$	$g \cdot (1,0r)^{-1}$	
2022	5535	5322	2650	2548	$g$	$g \cdot (1,0r)^{-2}$	
2023	5393	4986	2650	2450	$g$	osv...	
2024	5349	4756	2650	2356	$g$		
2025	5388	4605	2650	2265	$g$		
2026	5439	4470	2650	2178	$g$		
2027	5478	4330	2650	2094	$g$		
2028	5524	4198	2650	2014	$g$		
2029	5586	4081	2650	1936	$g$		
2030	5794	4071	2650	1862	$g$		
<b>SUM</b> [kr]		<b>46 505</b>		<b>22 352</b>		$g \cdot \lambda_{4\%, 10 \text{ år}}$ <b>= 8,11 g</b>	<b>68 857+8,11g</b>

**Tabell 4.7: Resultat fra økonomisk analyse for alternativ 2 – (helt lik tabell 4.4).**

År	$K_{\text{tap}}$ [kr/år]	Nåverdi $K_{\text{tap}}$ ref 2021 [kr/år]	KILE [kr/år]	KILE ref 2021 [kr/år]	Investeringskostnader i analyseperioden (CAPEX) [kr]	Sum CAPEX+OPEX [kr]
2021	3385	3385	2952	2952		
2022	3318	3191	2952	2839		
2023	3257	3011	2952	2729		
2024	3247	2886	2952	2624		
2025	3279	2803	2952	2524		
2026	3318	2727	2952	2426		
2027	3353	2650	2952	2333		

<sup>14</sup> Det antas at starten på analyseperioden er begynnelsen på år 2021, mens kostnaden påløper i slutten av året

2028	3393	2578	2952	2243
2029	3442	2515	2952	2157
2030	3567	2506	2952	2074
<b>SUM [kr]</b>	<b>28 252</b>	<b>24 903</b>	<b>39 982</b>	<b>93 137</b>

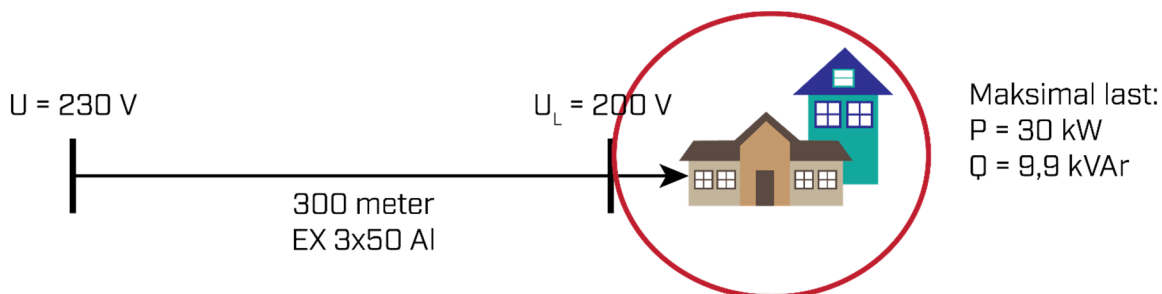
Hvor mye kan så nettselskapet betale pr. år for batteritjenesten? Dersom alternativ 2 er billigere enn alternativ 1 vil det være mest lønnsomt å forsterke lavspenningsradialen. Lønnsomhetsgrensen er gitt av:

$$68\,857 + 8,11g = 93\,137 \rightarrow g = \frac{93\,137 - 68\,857}{8,11} = 2994 \text{ kr/år}$$

Dersom tilbudet for de ønskede batteritjenestene i faste kroner referert 2021 er rimeligere enn 2994 kr/år, er alternativ 1 det rimeligste og mest fleksible (fleksibiliteten påvirkes av hvilken avtale som inngås om bindingstid). Dersom tilbudet er oppgitt i løpende kroner, kan de årlige beløpene korrigeres ut fra forventet prisstigning – dvs. konsumprisindeks-justering av kostnadene.

### 4.3 Bedriftsøkonomisk kost/nytte-betraktning: gårdeier eier batteri

Her brukes det samme eksemplet som ble benyttet til å illustrere samfunnsøkonomiske analyser i kap. 4.1, se figuren nedenfor. Forskjellen er at i dette eksemplet er det gårdeier som eier batteriet.



**Figur 4.2: Lavspenningsforsyning til en gård.**

Gårdeieren planlegger å øke effektuttaket til 30 kW som vist i figuren. Nettselskapet har gjort nettberegninger og ser at dagens nett ikke tåler dette, ettersom det gir en spenning på 200 V som bryter kravet i FoL om minimum 207 V (-10%). Gårdeieren får derfor informasjon om at økningen til 30 kW effektuttak medfører et anleggsbidrag<sup>15</sup> på 85 000 kr, jfr. kostnadene for forsterkning til Ex 3x95 Al som ble omtalt i kap. 4.1. I dette tilfellet er det klart at det kun er denne nettkunden som utløser investeringen og derfor skal dekke 100% av kostnadene. Gårdeieren får dessuten informasjon om at dersom effektuttaket begrenses til maks. 24 kW, så er det ikke behov for nettfosterkning og da er ikke anleggsbidrag aktuelt. Gårdeier ønsker derfor å undersøke om et batteri kan være et godt alternativ til å betale anleggsbidrag.

<sup>15</sup> Nettselskapene kan fastsette anleggsbidrag for å dekke kostnader ved nye nettinvesteringer eller nettfosterkninger når kunder blir tilknyttet, får økt kapasitet, eller får bedre kvalitet. Anleggsbidrag er en engangsbetaling fra kunde til nettselskap som kommer i tillegg til den ordinære nettleien.

De tekniske forutsetningene som lastprofil mm. er de samme som i foregående kapittel. Systemgrensen er i dette tilfellet satt ved inntaket til nettkunden indikert ved sirkelen i figur 4.2. For en slik privat aktør vil det ikke være aktuelt å gå gjennom flytskjemaet i Figur 3.1 beregnet for nettselskap. Gårdeieren gjør heller enkle beregninger av kostnadene for de to alternativene:

Alternativ 1) Betale anleggsbidrag og betale nettleie for et maks. uttak på 30 kW

Alternativ 2) Kjøpe batterisystem med ytelse 10 kWh/6 kW og betale nettleie for et maks. uttak på 24 kW

Nett-tariffen til nettselskapet er (inkl. avgifter):	Fastbeløp	10 000,- kr/år
	Effekt	100 kr/kW/måned
	Energi	25 øre/kWh

Fastbeløpet påvirker ikke valget mellom alternativene, som effekt- og energikostnader gjør. I tillegg påvirker strømprisen alternativene forskjellig siden nettkunden også må dekke energitapene til batterisystemet i alternativ 2. Strømprisen settes til 30 øre/kWh (inkl. avgifter) og antas konstant i 15 års-perioden.

Gårdeieren forventer at et batterisystem vil ha en levetid på 15 år og ønsker derfor å vurdere utgiftene i dette tidsperspektivet. Analyseperioden i dette eksemplet er dermed 15 år, ikke 10 år som i de foregående eksemplene. Anskaffelseskostnadene for batteriet er 35 000 kr (som i de samfunnsøkonomiske analysene). Rentenivået er 0% og det sees bort fra prisstigning i analyseperioden. Gårdeieren trenger ikke å låne penger til anleggsbidrag/batteriinvestering.

Tabell 4.8 viser de bedriftsøkonomiske kostnadene for gårdeieren. Som regnestykket viser, er det svært lønnsomt for nettkunden å installere batteri – det gir en besparelse på 154 347 kr, dvs. ca. 10 300 kr/år. Investeringskostnaden er vesentlig lavere enn anleggsbidraget og besparelsen i effektledd er mer enn det dobbelte av batterikostnaden: 92 000 kr, dvs. ca. 6130 kr/år.

**Tabell 4.8: Bedriftsøkonomiske kostnader for gårdeier.**

Alternativ	Investering [kr]	Effektledd 15 år [kr]	Energitap batteri [kr/år]	Sum [kr]
1	85 000	540 000	0	625 000
2	35 000	432 000	3 613	470 613

#### 4.4 Ladestrategi påvirker bedriftsøkonomisk kost/nytte

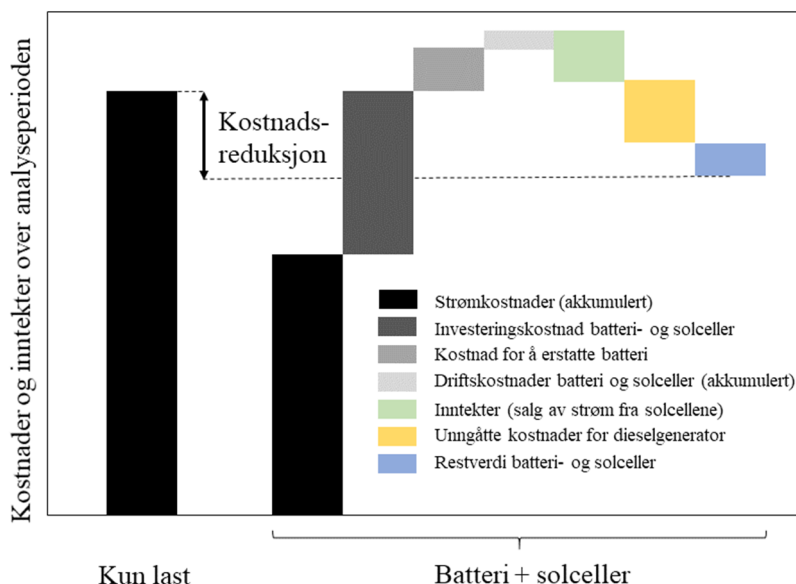
I IntegER-prosjektet har vi gjort simuleringer som illustrerer hvordan ladestrategien til batteriet påvirker beregningen av netto nåverdi. Dette fordi ulike bruk av batteriet påvirker degraderingen av batteriet. Simuleringene ble utført med data fra Skagerak EnergiLab, og flere ulike ladestrategier ble simulert. En mer detaljert beskrivelse av simuleringene er gitt i prosjektnotatet [19], og dette eksemplet gir kun et kort sammendrag av hvordan simuleringene ble utført. Ladestrategiene dekket bruksområdene *kutte effekttopper (peak shaving), maksimere egenforbruk av solenergi, energi-arbitrasje og redusere innmating av solenergi for plusskunde*. Grovt sett ble kost/nytte-analysen utført som disse tre punktene:

1. Velg bruksområde og strategi for batteriet – når skal det lade/utlade?
2. Simuler for bruksområdet/strategien for ett år: når lader/utlader batteriet og hvordan påvirker dette utveksling med nettet i tilknytningspunktet? I våre analyser ble strategiene implementert i programmet SimSES<sup>16</sup>, som inneholder degraderingsmodeller for litium-ionbatteri.
3. Regn ut netto nåverdi for en analyseperiode på ti år.

<sup>16</sup> <https://www.ei.tum.de/eec/fp-ees/simses/>

Ettersom investeringskostnaden til batteriet hos Skagerak Energilab var endel høyere enn det man kan anta for et kommersielt batterisystem, ble investeringskostnaden til batterisystemet satt som en variabel. Det ble dermed regnet ut hvor mye investeringskostnaden kunne være for at prosjektet skulle gå i null (positiv netto nåverdi). Figur 4.2 viser en illustrasjon av kostnadene og inntektene i analyseperioden. I netto nåverdi-beregningen inngikk:

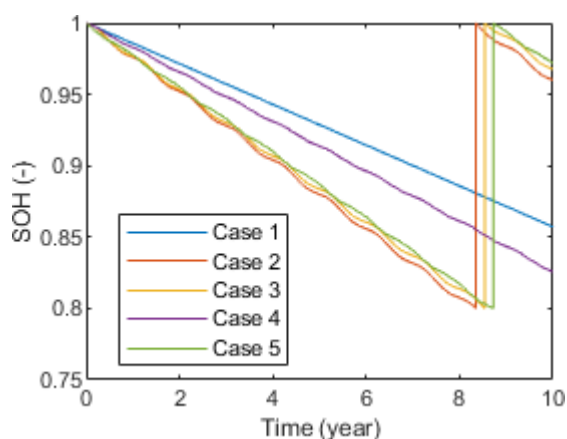
- investeringskostnader for batterisystem og solceller
- forskjellen på strømkostnader<sup>17</sup> med og uten batterisystem og solceller
- kostnader for utskiftning av batterisystem i løpet av analyseperioden (hvis batteriet nådde en SOH på 80% ble det skiftet ut - se Figur 4.3.)
- drift- og vedlikeholdskostnader for batterisystem og solceller
- unngåtte kostnader (ved installasjon av batterisystem trenger ikke Odd stadion å ha en diesel-generator som back-up under fotballkamp)
- restverdi til batterisystem (basert på SOH ved slutt av analyseperioden) og solceller



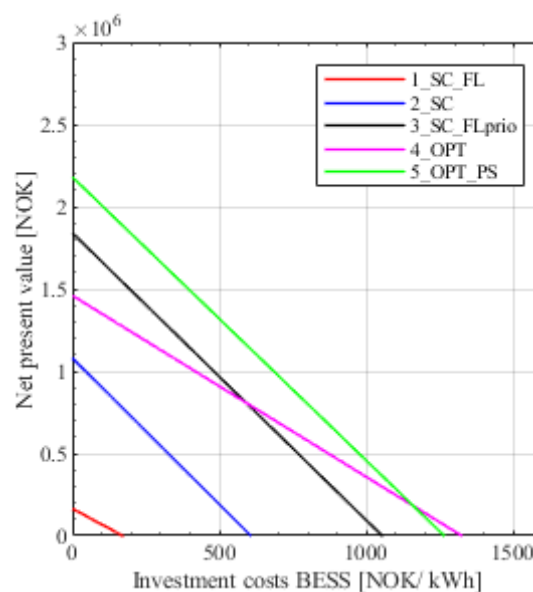
**Figur 4.2: Illustrasjon av hvilke kostnader og inntekter som inngikk i analysen.**

Netto nåverdi (net present value - NPV), som beskrevet i Vedlegg C, ble så regnet ut og plottet som funksjon av investeringskostnaden for batterisystem. Dette er illustrert i Figur 4.4. De ulike linjene representerer ulike ladestrategier for batteriet (for ulike bruksområder). Prosjektet er lønnsomt for netto nåverdi lik 0, altså når de ulike linjene skjærer x-aksen. Det er dermed tydelig at ulik ladestrategi gir ulik lønnsomhet, og at ladestrategiene som optimerte bruken var de mest lønnsomme. Ladestrategi 4 (4\_OPT) som optimerte basert på spotpris ga lønnsomhet ved en investeringskostnad på ca. 1320 NOK/kWh, mens ladestrategi 5 (5\_OPT\_PS) som optimerte basert på spotpris og effekttariff ga lønnsomhet ved en investeringskostnad på ca. 1250 NOK/kWh. Ladestrategi 1\_SC\_FL ble kun simulert for flomlys (ikke total last på arenaen), og kan dermed ikke sammenlignes direkte med de andre ladestrategiene.

<sup>17</sup> Strømkostnader innebærer her kjøp av strøm, nettleie og avgifter



**Figur 4.3:** Helsetilstand (SOH) til batteriet over analyseperioden for de fem ulike ladestrategiene.



**Figur 4.4:** Netto nåverdi som funksjon av investeringskostnad for batterisystem, for de fem ulike ladestrategiene.

#### 4.5 Samfunnsøkonomisk kost/nytte-betraktning: batteri for å utsette reinvestering

Tensio TN hadde et demoprojekt i IntegER-prosjektet på Sparbu. En husholdningskunde med utfordrende laster og solcellepanel er tilkoblet et svakt nett med lave kortslutningsverdier. Dette gir varierende spenninger og brudd på FoL. Som et alternativ til reinvestering i strømmettet ble et batterisystem installert ved kunden, og det ble testet om batterisystemet kunne bidra med to ulike tjenester: fasebalansering og reduksjon av effekttopper.

Tensio TN gjennomførte analyser av testingen, og en samfunnsøkonomisk kost/nytte-analyse. Under følger hovedtrekkene fra den samfunnsøkonomiske analysen de utførte.

Målet med analysen var å undersøke hvorvidt det er lønnsomt å investere i et batterisystem for å kunne utsette en nødvendig reinvestering av strømmettet til kunden. Basert på analysene som ble gjort forutsettes det at batterisystemet klarer å forbedre spenningskvaliteten nok til at reinvesteringen kan utsettes. Det antas altså at tilstanden på strømmettet er grei nok til at reinvesteringen kan utsettes, og at det er den dårlige spenningskvaliteten som er den utløsende faktoren for reinvesteringen.

Den samfunnsøkonomiske analysen tar utgangspunkt i planleggingsmetodikken til REN, og kostnads-kalkylen for reinvestering er beregnet i prosjektsystemet til REN. Tapskostnader er beregnet i NetBAS, og det antas videre at forskjellen i avbruddskostnader er neglisjerbar mellom de ulike alternativene. I Tabell 4.9 er det listet opp enkelte forutsetninger benyttet i prosjektsammenligningen.



**Tabell 4.9: Forutsetninger benyttet i samfunnsøkonomisk analyse.**

Forutsetning	Verdi
Analyseperiode	40 år
Kalkulasjonsrente	4,00 %
Tapenes brukstid	2 400 timer
Investeringskostnad for batterisystem	183 241 kr
Antatt år for reinvestering uten batterisystem	2020
Antatt år for reinvestering med batterisystem	2030

Investeringskostnaden for batterisystemet var 183 241 kr i 2016, noe som tilsvarer ca. 10 000 kr/kWh. Siden kostnaden for batterier har falt betydelig de siste årene, og det er forventet at kostnaden vil fortsette å falle, ville en investering i et batterisystem i 2019 resultert i en antatt lavere investeringskostnad sammenlignet med investeringen i 2016. Erfaringstall tilsier at batterisystemet i 2019 ville hatt en anslått investeringskostnad på rundt 146 400 kr<sup>18</sup>. Det tilsvarer en reduksjon på 20 % sammenlignet med kostnaden i 2016, se Tabell 4.10 under for mer informasjon. Det er senere i kapitlet gjort en beregning for å undersøke hvordan en slik reduksjon påvirker den økonomiske analysen.

**Tabell 4.10: Forventet reduksjon i batterikostnad og beregnet investeringskostnad.**

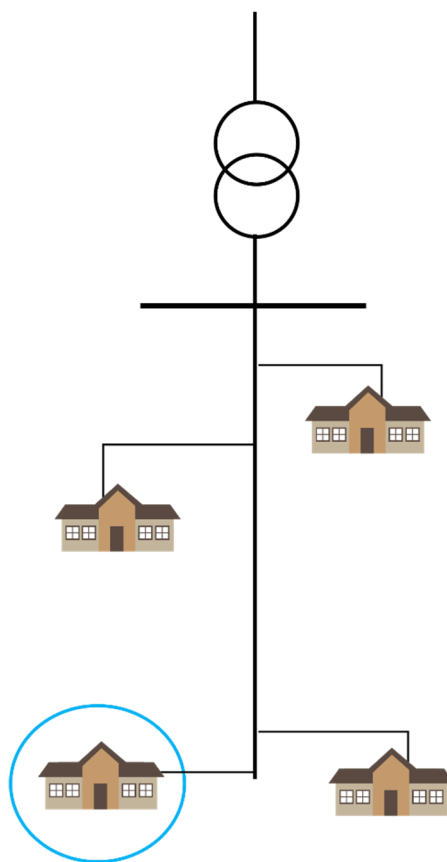
Verdier	2016	2019
Gjennomsnittlig valutakurs <sup>19</sup>	8,3987 NOK/USD	8,8037 NOK/USD
Forventet batterikostnad <sup>20</sup>	1250 USD/kWh	950 USD/kWh
Anslått investeringskostnad per kWh	10 498 NOK/kWh	8 364 NOK/kWh
Anslått investeringskostnad for et batterisystem med installert kapasitet på 18 kWh	189 000 NOK	151 000 NOK
Investeringskostnad for batterisystemet på Sparbu	183 241 NOK	146 400 NOK (forventet)

Enlinjeskjemaet for radialen tilhørende denne kunden er vist i Figur 4.5. Den aktuelle kunden er ytterst på radialen og markert i den blå sirkelen. Merk at det i virkeligheten også er andre radialer tilknyttet denne nettstasjonen, men disse vil ikke påvirke analysen og fjernes for enklere visualisering.

<sup>18</sup> Investeringskostnaden for batterisystemet på Sparbu var i 2016 på 183 241 kr, altså 3,047 % lavere enn anslått investeringskostnad. Gitt at batterisystemet på Sparbu er 3,047 % lavere enn anslått kostnad i 2019, gir dette en kostnad på 146 400 kr.

<sup>19</sup> <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=USD>

<sup>20</sup> [https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/50848/10/20170620\\_FINAL\\_ExpCurves\\_Main.pdf](https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/50848/10/20170620_FINAL_ExpCurves_Main.pdf)



**Figur 4.5: Forenklet enlinjeskjema. Den aktuelle kunden er markert i blå sirkel.**

Fire alternativer for reinvestering vurderes:

1. Reinvestering og omlegging til lavspentkabel i 2020.
2. Reinvestering og omlegging til lavspentkabel i 2030 og installering av batterisystem i 2020.
3. Reinvestering og omlegging til høyspentkabel i 2020.
4. Reinvestering og omlegging til høyspentkabel i 2030 og installering av batterisystem i 2020.

Drift- og vedlikeholdskostnader beregnes ut ifra en gitt prosentsats av investeringskostnaden og vil dermed variere mellom de ulike alternativene. For alternativene som innebærer utsettelse av reinvesteringen vil dagens nett brukes i analysene frem til reinvesteringen gjennomføres. Det er ikke hensyntatt demonteringskostnad eller eventuell restverdi av batterisystemet i 2030.

Resultatet fra den samfunnsøkonomiske analysen er vist i Tabell 4.11-Tabell 4.14. Tabellene viser en oppsummering av investeringskostnad, drift- og vedlikeholdskostnad, og tapkostnad for alle alternativene. Merk at tallene er her gitt som nåverdien av kostnader.

**Tabell 4.11: Resultat fra samfunnsøkonomisk analyse for alternativ 1: Reinvestering og omlegging til lavspentkabel i 2020.**

Kostnadstype	Samlede kostnader [kr]	Kostnadskomponent			
		Kabel	Luftlinje	Nettstasjon	Demontering
Tapskostnader	21 490				
Drift- og vedlikeholdskostnader	103 119				
Investeringskostnader	547 111	480 925	0	26 712	39 474
Sum kostnader	671 720				

**Tabell 4.12: Resultat fra samfunnsøkonomisk analyse for alternativ 2: Reinvestering og omlegging til lavspentkabel i 2030 og installering av batterisystem i 2020.**

Kostnadstype	Samlede kostnader [kr]	Kostnadskomponent			
		Kabel	Luftlinje	Nettstasjon	Demontering+ batterisystem
Tapskostnader	39 729				
Drift- og vedlikeholdskostnader	60 863				
Investeringskostnader	506 151	283 846	0	15 766	206 539
Sum kostnader	606 743				

**Tabell 4.13: Resultat fra samfunnsøkonomisk analyse for alternativ 3: Reinvestering og omlegging til høyspentkabel i 2020.**

Kostnadstype	Samlede kostnader [kr]	Kostnadskomponent			
		Kabel	Luftlinje	Nettstasjon	Demontering
Tapskostnader	19 003				
Drift- og vedlikeholdskostnader	176 086				
Investeringskostnader	833 686	612 873	9 534	171 805	39 474
Sum kostnader	1 028 775				

**Tabell 4.14: Resultat fra samfunnsøkonomisk analyse for alternativ 4: Reinvestering og omlegging til høyspentkabel i 2030 og installering av batterisystem i 2020.**

Kostnadstype	Samlede kostnader [kr]	Kostnadskomponent			
		Kabel	Luftlinje	Nettstasjon	Demontering+ batterisystem
Tapskostnader	38 233				
Drift- og vedlikeholdskostnader	146 288				
Investeringskostnader	675 290	361 723	5 627	101 401	206 539
Sum kostnader	859 811				

Fra Tabell 4.11 og Tabell 4.12 kan det ses at nåverdien av investeringskostnad reduseres med 65 000 kr for alternativet lavspentnett med batterisystem, sammenlignet med alternativet lavspentnett uten batterisystem. For alternativet med nytt høyspentnett vil nåverdien av investeringskostnad reduseres med 170 000 kr for alternativet høyspentnett med batterisystem, sammenlignet med alternativet høyspentnett uten batterisystem (se Tabell 4.13 og Tabell 4.14). I denne samfunnsøkonomiske analysen vil en reinvestering i nytt lavspentnett med batterisystem anbefales da den gir den laveste summerte kostnaden (606 743 kr). Ønsker man i stedet å bygge nytt høyspentnett, noe som vil gi en stor økning i kortslutningsytelsen, anbefales det å installere et batterisystem i år 2020, og utsette reinvesteringen til år 2030 (gir den laveste summerte kostnaden på 859 811 kr).

Resultatet fra den samfunnsøkonomiske analysen viser altså at det vil være mest lønnsomt å investere i et batterisystem i 2020 og reinvestere i nytt lavspentnett i 2030. En reduksjon i investeringskostnad for batterisystemet vil gjøre alternativet med batterisystem enda mer lønnsomt. Dette forutsetter at batterisystemet gir et tilfredsstillende resultat for problemene med usymmetri slik at reinvesteringen kan utsettes.

## 5 Spesifisering og drift av batterisystem

Hvis kost/nytte-analysen konkluderer med at et batterisystem er det mest samfunnsøkonomisk gunstige, er det flere steg man må gjennom: planlegging, bestilling og leveranse. Når batteriet er installert må det driftes og vedlikeholdes. De følgende underkapitlene beskriver nærmere hva litteraturen og erfaringer fra demoene i IntegER-prosjektet tilsier man bør tenke på ved planlegging, bestilling, installasjon, og drift og vedlikehold av batterisystem.

### 5.1 Spesifisere og bestille batterisystem

For å spesifisere og bestille et batterisystem bør man kartlegge hvilke tjenester batterisystemet skal bidra med, samt dimensjonere energi- og effektkapasitet ut fra analyser og bestemme plassering av batterisystemet. Her inngår også en spesifisering av hva leverandør skal levere av vedlikeholds- og/eller driftsavtaler. Leveransen innebærer, for større batterisystem, gjennomføring av tester for å sikre at batterisystemet oppnår de bestemte kriteriene i bestillingen: FAT (Factory Acceptance Test) og SAT (Site Acceptance Test). Relevante standarder for planlegging av batteriinstallasjoner er gjengitt i vedlegg B [20].

Før man bestiller et batterisystem er det flere spørsmål som bør besvares:

- Hvilke(t) bruksområde(r) skal batterisystemet brukes til (se kap. 2.3)?
  - Hvor lenge skal batterisystemet benyttes til formålet?
  - Er det utvikling i nettet frem i tid man bør ta hensyn til (endring i last/produksjon)?
  - Hva er lade- og bruksintervallene på batteriet over døgnet? F.eks. ved reduksjon av effekt-topper: rekker batteriet å lade opp mellom hver effekttopp?
  - Skal batterisystemet være mobilt og kunne flyttes etter endt formål, eller kastes/resirkuleres?
  - Trenger batterisystemet å styres per fase for å løse problemet?
  - Hvis batterisystemet skal brukes til flere tjenester samtidig: hva vil dette kreve av effekt- og energikapasitet i de tidsrommene hvor tjeneste sammenfaller? F.eks. hvis batterisystemet skal lade (trekke aktiv effekt) samtidig som det bidrar til spenningsregulering ved å injisere reaktiv effekt – dette vil kreve en større dimensjonering av omformerne.
- Spesifisere/dimensjonere batterisystemet:
  - Hvilken energi- og effektkapasitet må batterisystemet ha (kWh og kW) for å kunne brukes til det gitte bruksområdet? Her bør det i prosjekteringsfasen utføres analyser/vurderinger med høyere tidsoppløsning enn timesoppløsning ettersom omformer må tåle maksimal strøm, ikke timesgjennomsnitt.
  - Hvordan vil batteriet degraderes for det gitte bruksområdet? Se kap. 1.3.2. Dette vil påvirke dimensjoneringen.
  - Bør andre karakteristikker spesifiseres, som f.eks. responstid?
- Styring, overvåking og vedlikehold av batterisystemet:
  - Hvilke målinger ønsker man å hente ut for overvåking og vedlikehold?
  - Hva er input til styringssystemet, og har man tilgang til målinger i nettet der det er nødvendig?
- Plassering av batterisystemet:
  - Finnes det noen plassbegrensninger?
  - Er det spesielle hensyn å ta for tilkobling til eksisterende nett?
  - Er sikkerheten ivarettatt (særlig viktig for litium-ionbatteri)?
  - Er det behov for kjøle-/varmeanlegg for å holde batterisystemet innenfor godkjente temperaturer?
  - Avklaringer med lokale myndigheter, andre lokale aktører og beredskapsetater som f.eks. brannvesen.

- Avtale med leverandør
  - Hvilke dokumentasjonskrav bør stilles?
  - Ansvarsfordeling/grensesnitt mellom leverandør og nettselskap (i tilfelle noe ødelegges).
  - Hvilken funksjonsspesifikasjon har man til styringssystemet?
  - Hvordan er batterigarantien spesifisert?
  - Hvem skal utføre vedlikehold?
  - Hva skal forventes av leverandør med tanke på vedlikehold og responstid for hjelp ved feil i driftstiden?
  - Det kan være hensiktsmessig å benytte en systemleverandør for å unngå forskjellige leverandører for batterier, omformere og styringssystem.
- Avklaring av rammevilkår og regelverk
  - Avklare evt. konsesjonsplikt.
  - Lokal søknadsplikt.
  - Kartlegge relevante normer og forskrifter.

### **Erfaringer fra IntegER-demoene om spesifikasjon og bestilling av batterisystem:**

Erfaringene som listes opp her gjelder det spesifikke batterisystemet og for det spesifikke nettet det står i. Erfaringene er dermed ikke ment som "sannheter", men heller poeng å være obs på når man spesifiserer og bestiller et batterisystem.

- Agder Energi Nett: Dersom bruksområdet er reduksjon av effekttopper så må man finne ut hvor man har effekttoppene, hvor man får overlast og deretter hvilken last som er problemet: Altså hvor mange effekttopper, når på døgnet og årstid, og varigheten, både som trefase og enfase-verdier. Batteriet bør så plasseres nært lasten og dimensjoneres etter effekttoppene og varigheten på dem. Neste steg er å se om lasten er usymmetrisk mellom fasene, og om batteriet må ha muligheten til å kompensere hver fase. For å kartlegge effekttoppene med høyde og varighet i boligene – her med utfordrende elektriske apparater og vannbåren oppvarming av gulv og forbruksvann - var man avhengig av måling med oppløsning under ett minutt. Det lave energiforbruket per time "blendet" helt de høye effekttoppene. I svakere nett enn det på Skarpnes kan mange av nyere apparater gi dipp og spenningsprang over 24 ganger i døgnet (som vil gi brudd på FoL). Oppdagelse av dette er viktig for om batteri kan brukes også der denne type spenningshendelser forekommer, ettersom det kan sette krav til egenskapene i omformer.
- Tensio TN: Det ble i planleggingsfasen fastslått en nødvendig energi- og effektkapasitet på batteriene og omformerne. I bestillingen viste det seg at leveringstiden på batteriene var svært lang, og en større batteripakke ble bestilt for å begrense leveringstiden. Erfaring fra Sparbu-demoen (kap. 4.5) viser at batterispenningen reduseres (10-15%) etter hvert som batteriet brukes, noe som igjen reduserer effektkapasiteten til batteriet. I tillegg er utnyttbar energikapasitet på batteriene 60% av den gitte effektkapasiteten<sup>21</sup>. Dersom batteriet skal kunne levere en gitt effekt over tid, burde nominell effektkapasitet ved bestilling av batteriet være en del høyere enn denne gitte effekten. Dette kan nok variere med batteritype og generell degradering.
- Skagerak Nett:
  - I planleggingsfasen ble det gjennomført en konseptutredning der det ble utført ulike analyser av lastflyt, lastprofil, forventet lokal produksjon og egenskaper knyttet til de bruksområdene som kunne virke dimensjonerende for effekt- og/eller energikapasitet til batterisystemet.
  - I konseptutredningen ble det også vektlagt en rekke «nettstøtteformål», selv om nettet i området er relativt sterkt og det er få utfordringer med leveringskvalitet. Det ble plassert ut måleinstrumenter av typen Elspec G4400 for å skaffe målinger til analyser i forkant av konseptstudien.

---

<sup>21</sup> Batteriet i Sparbu-demoen er et blybatteri (som har en annen utnyttbar kapasitet enn Li-ionbatteri).

- De bruksområdene som ble valgt ut var effektutjevning (toppeffekt), overskuddslagring (energikapasitet) og øydrift/reservekraft (effekt- og energikapasitet). Det ble også gjennomført innledende kost/nytte-analyser for å indikere nytteverdi for de mest sentrale bruksområdene.
- Det ble tidlig innledet dialog med regulator (NVE-RME). Gjennom dialog med NVE-RME og påfølgende dispensasjon ble nødvendige tilpasninger for å kunne utnytte alle bruksområder tillatt innenfor begrensede rammer og for forskningsformål.
- Konseptutredningen viste at effektuttak under fotballkamper kunne reduseres med inntil 40% og at maksimalt effektuttak kunne reduseres med inntil 25% gitt optimal utnyttelse av batteriet ved en effekt på 400 kW og kapasitet på 1 MWh. Det viste også et potensiale for ca. 660 MWh solproduksjon der en batterikapasitet på 1 MWh vil kunne lagre en stor andel av overskuddsproduksjon, **men** at kapasiteten må dobles (2 MWh) for å kunne lagre all overskuddsproduksjon (ved null tillatt eksport til nettet for øvrig). For å kunne bruke batteriet som backup var det behov for inntil 800 kW effekt.
- Det ble brukt mye tid på å designe kontrollsystemet. Dette skulle inkludere en rekke mer eller mindre spesialtilpassede funksjoner og det gikk mye tid med til å designe dette i samhandling med leverandør. Her er et godt leverandørforhold viktig. Siden både teknologien og bruksområdene var ukjent ble spesifikasjon av kontrollsystem i stor grad basert på funksjonelle krav. Disse ble grundig beskrevet, noe som gjorde både utarbeidelse av tilbud og evaluering svært ressurs- og tidkrevende, men det har også vært behov for relativt omfattende avklaringer etter kontraktsinngåelse.

## 5.2 Installasjon, drift og vedlikehold av batterisystem

Når batteriet installeres og overleveres fra leverandør bør det utføres en lading og påfølgende utlading. Dette vil vise om batterisystemet har avtalt energi- og effektkapasitet, samt være et referansepunkt for fremtidig utregning av batterinivå og helsetilstand. Når batterisystemet er ferdig installert, må det driftes og vedlikeholdes. Det innebærer å gi input til styringssystemet (etter hvilket bruksområde det skal brukes til), overvåke systemet, samt gjøre forebyggende og korrigerende vedlikehold (dersom utstyr ikke fungerer som det skal eller blir skadet av ytre omstendigheter).

Ved drift av batterisystemet er det viktig å ha et styringssystem som er tilpasset bruksområdet. Hvem som drifter og vedlikeholder batterisystemet avhenger av avtale: batterisystemet kan f.eks. driftes og vedlikeholdes av nettselskapet eller leverandøren. Dersom nettselskapet skal drifte og vedlikeholde batterisystemet krever dette god innføring i egenskapene for systemet og god opplæring. For å sikre god og sikker bruk av batterisystemet er det lurt å logge måleverdier jevnlig for å sikre at batterisystemet driftes forsvarlig og at tilstanden til battericellene er god. Logging av måleverdier kan også brukes til å beregne helsetilstanden til batteriet etter en viss tid, for å vite når levetiden nærmer seg slutten. Det bør dermed være et system som overvåker, utveksler informasjon med og styrer batterisystemet [21].

Litium-ionbatterier har en risiko for brann eller eksplosjon ved overoppladning, overutladning, overstrømmer eller kortslutning [7]. DNV-GL har flere rapporter om sikkerhetsaspektene ved batteri, særlig storskala batteri<sup>22</sup> [22], [23]. Et litium-ionbatteri gjennomgår mye testing før det selges, der det bl.a. testes hvordan batteriet tåler lavt omgivelsestrykk, overoppheting, vibrasjoner, støt, ekstern kortslutning og opplading og utlading med høy strøm [22]. I [23] forklarer de at eksplosjonsfaren kan håndteres med riktig ventilasjon samtidig som battericellene kjøles med vann, for å bremse "thermal runaway"<sup>23</sup>. En av de mest effektive sikkerhetsfunksjonene ved storskala batterisystem er tiltak som forhindrer spredning av "thermal runaway".

<sup>22</sup> Storskala batteri er ofte definert som batteri med effektkapasitet på 1 MW eller mer

<sup>23</sup> Thermal runaway betegner varmeoverføring fra celle til celle

Andre sikkerhetstiltak inkluderer å eliminere forurensning ved produksjon, forbedre emballasje for transport av BESS, sikkerhetsregler ved systemintegrasjon og å ha gode prosedyrer for elektriske, termiske og mekaniske skader under igangkjøring og drift. Styringssystemet til batteriet bør også ta hensyn til temperatur, for å unngå at batteriet blir overopphetet eller stresset på annen måte. Det betyr at batterilading- og utlading må kontrolleres, og samstemmes med ventilasjons- og kjølingssystem.

For at sikkerheten til både de som arbeider i nettet og de som oppholder seg i nærheten av batterisystemet er ivare tatt er det imidlertid viktig at:

- Driftsavdelingen i nettselskapet er klar over hvor batterisystemet er lokalisert, ettersom dette kan mate inn strøm når nettet er frakoblet, mens det antas at man arbeider uten spenning.
- Det er markert hvor batterisystemet er koblet i kabelskap o.l.
- Større batteriinstallasjoner har gode rutiner for brannslukning, gjerne avklart med brannvesenet. Dette er særlig viktig for litium-ionbatteri.

Relevante standarder for batterisystemer og batterisystemanvendelser er gitt i vedlegg B [20].

### **Erfaringer fra IntegER-demoene om installasjon, drift og vedlikehold av batterisystem:**

Erfaringene som listes opp her gjelder det spesifikke batterisystemet og for det spesifikke nettet det står i. Erfaringene er dermed ikke ment som "sannheter", men heller poeng å være obs på når man installerer, drifter og vedlikeholder et batterisystem.

- **Installasjon:**
  - Tensio TN: Enkelt å montere batterisystemet og sette det i drift. Kappet opprinnelig kabel til huset for å skjote på kabel til batterisystemet.
  - Agder Energi Nett: Enkelt å installere batterisystemet. Kabelskapet med batteri og inverter er koblet som en egen kabelavgang i kabelskapet.
  - Skagerak Nett:
    - Batterisystemet på 1 MWh er stort og tungt, må fraktes som spesialtransport og monteres på stedet i kontainer. Hver enkelt batterimodul monteres på stedet.
    - Kontainer må være tilgjengelig for brannmannskap og ha avstand til andre bygg. Kontainer må ha brannvarsling og enkel mulighet for slukking. F.eks. brannslangekobling slik at kontaineren kan fylles med vann.
    - Det kan vurderes å ha batteri og kontrollsystem i to deler slik at de kan flyttes fra hverandre ved brann.
    - Kontainer ble plassert slik at denne er relativt synlig og dominerende. Det ble derfor gjort en del tilpasninger med tanke på plassering av kjøleaggregater etc. slik at det visuelle inntrykket skulle bli best mulig/minst mulig sjenerende.
    - Under prøvedrift var det behov for lastbank og en del ekstra utstyr som krevde plass og var fordyrende i tillegg til at det støyet.
- **Drift og vedlikehold:**
  - Agder Energi Nett:
    - Nettsentralen er informert om at et batteri er installert i tilfelle strømbrudd.
    - Pga. feil med styresystem ble blybatteriene stående lenge utladet, og de ble ødelagt.
    - Hvis montører skal jobbe på kabler fra kabelskapet, må det henges opp advarsel i skapet om at sikringene til batteriet må tas ut så de vet at det ikke mater ut spenning. Batteriet bør ha egne godt merkede sikringer som indikerer tydelig at dette er en batterikurs. Viktig å orientere driftsavdeling om batteriet.
    - På Skarpnes var spenningsendringen så liten (sterkt nett) at batterisystemet måtte styres etter strømmålinger. Dette ga en tidsforsinkelse på 5-6 sekunder pga. avstand fra målepunkt til batterisystem.



- Tensio TN:
  - Erfaring med at programvare til styringssystemet ble utdatert.
  - Underveis i testperioden ble det nødvendig å reinvestere komponenter, og endre algoritmen for fasebalansering. Både strømtrafo, spenningstrafo og ruter ble ødelagt av lynnedslag, og problemer med kommunikasjonen underveis gjorde det nødvendig å installere en antenne på utsiden av skapet.
  - Batteridemoen ga svært lovende resultater for fasebalansering, hvor usymmetrien mellom fasene ble tilnærmet fjernet. Dette forutsetter at omformerne er riktig dimensjonert, hvor det i starten av prosjektet ble installert for små omformere slik at disse gikk i metning. Omformerne måtte derfor oppgraderes fra 12 kW til 18 kW, dette til forskjell fra batteriet som maksimalt klarte å levere 12,45 kW. Analysen tyder på at man kan begrense størrelsen på batteriet dersom systemet kun skal benyttes til fasebalansering. Dette vil igjen kunne redusere investeringskostnaden.
  - Etter testingen av fasebalansering ble systemet endret til å teste peak shaving, men i denne endringen gikk nyttig systeminformasjon tapt. Dette medførte at det ble vanskelig å endre systemet tilbake til fasebalansering.
- Skagerak Nett:
  - Omformerne støyer en del, og PC-en som kan brukes til å styre batteriet er plassert inne i konteineren sammen med omformerne. Arbeidsmiljøet hadde vært bedre for den som skal styre batteriet dersom PC-en hadde vært plassert i nettstasjonen.
  - Behov for å oppdatere software i MicroScada<sup>24</sup>.
  - Over en periode på over to uker skjedde det gjentatte bryterfall (opptil flere ganger daglig). Etter videre undersøkelser fra ABB/Hitachi ble det konkludert at bryterfall/ustabilitet mest sannsynlig var et resultat av sesongbetont trinning/spenningsjustering i regionalnettet. Denne trinningen skjer hver vår og høst – og dette forklarer også perioden med ustabilitet som vi også erfarte i vår. Verninnstillingene er nå blitt oppdatert med videre toleransegrenser for å takle normale variasjoner som oppstår i sesongoverganger.
  - Styringssystem som inneholder et stort utvalg funksjoner og driftsmoduser som er spesialtilpassede, gir økt sannsynlighet for at programvaren inneholder bugs og et funksjonelt oppsett som ikke nødvendigvis er designet med fokus på brukervennlighet.
  - Energilageret må driftes og vedlikeholdes i henhold til beskrivelse fra leverandør, og dette krever både opplæring og ressurser. Dette kommer i tillegg til leverandørens rutinemessige kontroller hver sjette måned.
  - Trafoen som er plassert sammen med omformer og fordelingstavler avgir svært mye varme når batteriet forbruker/leverer effekt, og romtemperaturen i denne delen av konteineren vil fort overstige maks. temperatur for de øvrige elektriske komponentene dersom klimaanlegget svikter. Prosjektet har erfart at klimaanlegget har sviktet etter en lang periode med hard kjøling under tester for spenningsstøtte. Tiltak i form av økt overvåkning av denne verdien er blitt iverksatt.
  - Drift av batteriet fra driftssentralen fungerer svært bra etter innledende opplæring. MicroScada er satt opp på driftssentralen hos Skagerak Nett. Rutiner for daglig tilsyn er etablert.
  - Test av overgang til /fra øydrift viste at alle krav i FoL var overholdt, og at frekvensen i mikronettet var mer stabil i øydrift enn når det var tilknyttet nettet.
- Lyse Elnett: Temperaturen i skapet til batteriet hadde veldig mye å si for virkningsgraden til systemet, da ventilasjon og varmeelementer har høyt forbruk. Spesielt for et batteri som står mye i stand-by vil tapene på trafo og varmeregulering bli stor.

---

<sup>24</sup> Et MicroSCADA-system (overvåkingskontroll- og datainnsamlingsystem) brukes til å kontrollere og overvåke batteristyringssystemet, samt omformereren og systemoptimalisereren [38].

- Elvia:
  - Batterisystem sammen med spenningsbooster forbedret spenningskvaliteten både i lab og i felt. Mens boosterene korrigerer for langvarige spenningsutfordringer, dvs. hevet stasjonær spenning til nominell spenning og reduserte spenningsusymmetri, støttet batteriet nettet under kortvarige spenningsdipper ( $>100$  ms), som boosterene alene ikke kan fange opp pga. den lange responstiden på 200-300 ms.
  - For at systemet kunne reagere raskt nok, måtte batterisystemet reagere på strømmålingene i inverteren. Det settes en maks grense,  $I_{\max}$ , på hvor mye strøm kunden kan trekke fra nettet gjennom boosterene før batteriet støtter ytterligere. Siden batteriet skal kun støtte under hurtige strømtrekk, f.eks. fra oppstart av krevende utstyr, må  $I_{\max}$  ligge over det stasjonære strømtrekket fra kunden. Ellers tømmes batteriet i løpet av kort tid. På den andre siden, kan ikke  $I_{\max}$  være for stor heller. Da blir responsen for sen og for svak for å unngå spenningsfall. Med andre ord:  $I_{\max}$  må tilpasses dynamisk til strømtrekket fra kunden. Dette må skje automatisk for at løsningen skal være brukbar.
  - Batterisystemet har kun blitt testet på et 1-fase-anlegg. Utvidelse til 3-fase-anlegg byr på flere utfordringer. Da må det garanteres at kompensasjonen fungerer på alle tre faser ved å introdusere flere invertere koblet på de forskjellige fasene.
- Demontering
  - Tensio TN:
    - Testing viste at batteriet hadde degradert en del på fire år (2016-2020). I tillegg hadde ikke Tensio TN tilgang til å modifisere/videreutvikle styringssystemet. Det ble dermed besluttet at batteriet skulle demonteres og kastes.
    - Det ble nødvendig å skjote eksisterende kabel etter demontering av batterisystemet.
    - Til senere installasjoner vil det være fordelaktig om hele batterisystemet kan flyttes ved å bare løfte opp kabinettet, slik at det ikke er behov for å demontere alle batteriene separat. Det viste seg også at kabinettet ikke var plassert på en sokkel, men på trykkimpregnerte treplanker. Dette resulterte i skarpe bøyninger på kablene, samt at de lå veldig grunt på utsiden av kabinettet.
    - Erfaringen fra demontering tilsier at det ville vært mulig å flytte systemet og gjenbruke det en annen plass, og dette er noe som bør vurderes ved senere demoprojekt.

## 6 Oppsummering

Denne veilederen er utarbeidet i IntegER-prosjektet, og har som formål å øke kompetansen om både samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske analyser knyttet til beslutninger om investeringer i batterisystem. Under følger en oppsummering av de ulike temaene som er dekket av veilederen.

### Styringssystemet er hjernen

Et batterisystem består i prinsippet av fire elementer: battericeller, batteristyringssystem, overordnet styringssystem og omformere. Det overordnede styringssystemet er "hjernen" i systemet, og bestemmer når batteriet skal lade/utlade, med hvilken strøm det skal lade/utlade, og hvor hurtig. Hvor kompleks/smart styringen skal være, avhenger av kost/nytte-vurderinger: Mer kompleks styring kan medføre økte kostnader, men også gi økt nytte for batterisystemets bruksområder. Å kunne fjernstyre batteriet er kostnadsbesparende, særlig om skal ha flere bruksområder. Det er imidlertid en fordel om styringen skjer mest mulig automatisk uten operatøringripen i normal drift.

### Levetiden til batterisystemet avhenger av driften

Et litium-ionbatteri kan leve i alt fra 5-15 år, eller 1000-10 000 sykluser. Bakgrunnen for det store spennet i estimatene er at levetiden varierer ut fra hvilken teknologi som er brukt, og at bruken av batteriet sterkt påvirker hvor hurtig det degraderes. Utover i levetiden vil batteriet altså ha lavere tilgjengelig energikapasitet og effektkapasitet. Dette er viktig å ta med i betraktning når man gjør analyser for lengre tidsperioder. I tillegg burde ikke litium-ionbatteri lades helt ut eller lades helt opp, ettersom dette øker degraderingen til batteriet. Det er dermed en forskjell på nominell energikapasitet i batteriet, og utnyttbar kapasitet.

Simuleringer gjort for batterisystemet og solcelleanlegget på Skagerak EnergiLab viste hvordan ladestrategi påvirker degraderingen av batteriet, og dermed kost/nytte-vurderingene. Ladestrategien som var mest lønnsom gjorde at batterisystemet degraderte så sakte at batterisystemet ikke trengte å erstattes i løpet av analyseperioden på ti år.

### Riktig tidsoppløsning er viktig for å dimensjonere riktig og forstå batterisystemets oppførsel

Dersom batterisystemet spesifiseres på bakgrunn av data med timesoppløsning er det stor risiko for at omformere underdimensjoneres. Analyser av demoer i IntegER-prosjektet viser også at det er utfordrende å forstå oppførselen til batteriet fullt ut basert på timesverdier, og det anbefales derfor å benytte høyere tidsoppløsning som minutt eller sekund.

### Batterisystem skiller seg fra tradisjonelle nettinvesteringer

Det kanskje viktigste skillet mellom tradisjonelle nettinvesteringer og investeringer i batterisystem, er at batterisystemet kan være en midlertidig løsning. Batteriet kan installeres relativt kjapt og yte en tjeneste frem til nettet skal/bør oppgraderes. Ettersom batterisystem er en relativt ny teknologi i distribusjonsnettet, er det usikkerhet knyttet til drift- og vedlikeholdskostnader og, ikke minst, degradering og levetid. Det er viktig å gjøre grundige analyser før batterisystemet bestilles, ettersom feildimensjonering og styringssystem som ikke er tilpasset bruksområdet vil medføre at batterisystemet ikke får utført jobben som tenkt eller mangle fleksibilitet til å skifte bruksområde.

I den samfunnsøkonomiske analysen gjort av Tensio TN ble fire ulike alternativ sammenlignet. Det mest lønnsomme alternativet var å investere i batterisystem som en midlertidig løsning for å utsette reinvestering i nytt lavspennnett med ti år.

## 7 Referanser

- [1] R. A. Nordeng, J. Tjersland, L. E. Eilifsen, H. S. Fadum, T. N. Gange og K. Ness, «Driften av kraftsystemet 2018,» NVE, 2019.
- [2] Olje- og energidepartementet, «Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven),» 1 11 2019. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>. [Funnet Juni 2020].
- [3] Statnett, «Samfunnsøkonomiske analyser,» 1 Oktober 2015. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/samfunnøkonomiske-analyser/>. [Funnet 27 Mars 2020].
- [4] Z. Lu, G. Bao, H. Xu, X. Dong, Z. Yuan og C. Lu, Battery Energy Storage System Based Power Quality Management of Distribution Network, Yang D. (eds) Informatics in Control, Automation and Robotics. Lecture Notes in Electrical Engineering red., vol. 133, Berlin, Heidelberg: Springer, 2011.
- [5] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic og 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, 2017.
- [6] Bloomberg New Energy Finance, «Battery pack prices fall as market ramps up with market average at 156 kWh in 2019,» Desember 2019. [Internett]. Available: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/>. [Funnet 26 Mars 2020].
- [7] Asian Development Bank, «Handbook on battery energy storage system,» 2018.
- [8] M. M. Kabir og D. E. Demirocak, «Degradation mechanisms in Li-ion batteries: a state-of-the-art review,» *International Journal of Energy Research*, vol. 41, pp. 1963-1986, 2017.
- [9] Y. Ji, Y. Zhang og C.-Y. Wang, «Li-ion cell operation at low temperatures,» *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 160, pp. 636-649, 2013.
- [10] M. Qadrdan, N. Jenkins og J. Wu, «Chapter II-3-D - Smart Grid and Energy Storage,» i *McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition)*, Academic Press, 2018, pp. 915-928.
- [11] NVE, «Bør nettselskapene få eie batterier,» 31 Oktober 2019. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/bor-nettselskapene-fa-eie-batterier/>. [Funnet 26 Mars 2020].
- [12] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff,» 1 Januar 2020. [Internett]. Available: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL\\_2-1#%C2%A72-8](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_2-1#%C2%A72-8). [Funnet 26 August 2020].
- [13] European Parliament, Council of the European Union, «DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL,» 14 Juni 2019. [Internett]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0864R%2801%29>. [Funnet 26 Mars 2020].
- [14] S. Jørgensen, «Planlegging og drift av batterier i strømmettet,» SINTEF, 12 Februar 2020. [Internett]. Available: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/planlegging-og-drift-av-batterier-i-strommettet/>. [Funnet 30 Juli 2020].
- [15] SINTEF Energi, «Planleggingsbok for kraftnett (Planbok),» 2016. [Internett]. Available: [www.planbok.no](http://www.planbok.no).
- [16] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*, 2019.
- [17] NVE, «Forenklete samfunnsøkonomiske vurderinger av forventede investeringer og alternative løsninger,» 14 Mai 2020. [Internett]. Available:

- <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/forenkledsamfunnsokonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-losninger/>. [Funnet 30 Juli 2020].
- [18] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen,» 1 Januar 2020. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>. [Funnet 24 Juni 2020].
- [19] T. Weniger, K. Berg og M. Resch, «Techno-economic analysis of Skagerak EnergyLab,» SINTEF Energi, 2020.
- [20] IDE, Teknisk gruppe 1, «Oversikt over relevante standarder for løsningene som demonstreres i IDE-prosjektet,» IDE, 2020.
- [21] IEEE Standards Coordinating Committee 21, «Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems, both Stationary and Mobile, and Applications Integrated with Electric Power Systems,» The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 2019.
- [22] DNV-GL, «Considerations for ESS Fire,» New York, 2017.
- [23] DNV-GL, *Planning for a safer, better, bigger BESS*, 2019.
- [24] M. S. Guney og Y. Tepe, «Classification and assessment of energy storage systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1187-1197, 2017.
- [25] X. Luo, J. Wang, M. Dooner og J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» Elsevier, 2015.
- [26] M. W. Mathew Aneke, «Energy storage technologies and real life applications - A state of the art review,» *Applied Energy*, vol. 179, pp. 350-377, 2016.
- [27] G. J. May, A. Davidson og B. Monahov, «Lead batteries for utility energy storage: a review,» *Journal of Energy Storage*, pp. 145-157, 2018.
- [28] M. Müller, L. Viernstein, C. N. Truong, A. Eiting, H. C. Hesse, R. Witzmann og A. Jossen, «Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe,» *Journal of Energy Storage*, nr. 9, pp. 1-11, 2017.
- [29] G. Zubi, R. Dufo-López, M. Carvalho og G. Pasaoglu, «The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 89, pp. 292-308, 2018.
- [30] NEK, «Standarder for sikkerhet ved installasjon og drift av batterier og energilagringssystemer,» 6 Juni 2019. [Internett]. Available: <https://www.standard.no/nyheter/nyhetsarkiv/elektro/2019-nyheter/standarder-for-sikkerhet-ved-installasjon-og-drift-av-batterier-og-energilagringssystemer/>. [Funnet 26 Mars 2020].
- [31] B. A. Fladen, *Bruk av batterier i nettet og regulatoriske føringer*, 2020.
- [32] USAID-NREL, «Grid-Scale Battery Storage,» September 2019. [Internett]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf>. [Funnet 30 Mars 2020].
- [33] Office of Environment and Heritage, *I am your battery storage guide*, Office of Environment and Heritage, 2016.
- [34] J. Yang, C. Du, W. Liu, T. Wang og L. Yan, «State-of-health estimation for satellite batteries based on the actual operating parameters – Health indicator extraction from the discharge curves and state estimation,» *Journal of Energy Storage*, vol. 31, 2020.
- [35] International Electrotechnical Commission (IEC), «Electropedia: The World's Online Electrotechnical Vocabulary, 617-01-02,» 2020. [Internett]. Available: <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-01-02>. [Funnet 28 August 2020].

- [36] H. Kirkeby, «TR A7394 Virkningen av spenningsregulering på energibruk,» SINTEF Energi AS, 2015.
- [37] NVE, «Forklaring på noen begreper brukt innen spenningskvalitet,» 6 August 2013. [Internett]. Available: [https://www.nve.no/Media/3121/definisjoner-spenningskvalitet\\_v2.pdf](https://www.nve.no/Media/3121/definisjoner-spenningskvalitet_v2.pdf). [Funnet 9 November 2020].
- [38] Hitachi ABB Power Grids, «MicroSCADA and RTUs in battery storage systems for Swiss utility,» Hitachi ABB Power Grids, 2020. [Internett]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/no/no/references/scada-and-control-systems>. [Funnet 12 November 2020].

## A Karakteristikk for ulike batteriteknologier

Tabell 7.1: Sammenligning av forskjellige batteriteknologier [24], [25], [26], [27].

Batteri-teknologi	Energi-tetthet	Effekt-tetthet	Effekt-rating	Respons-tid	Passende lagringstid	Livstid [år]	Syklisk livstid [sykler]	Kapitalkostnader			Total virkningsgrad [%]	Teknologi-modenhet
	[Wh/kg] (Wh/L)	[W/kg] (W/L)						[\$/kW]	[\$/kWh]	[\$/kWh/cycle]		
NaS	150-240 (150-250)	150-230	50 kW-8 MW	s	s-t	10-15	4500	1000-3000	300-500	8-20	75	Kommersiell
NaNiCl	100-120 (150-180)	150-200 (220-300)	0-300 kW	s	s-t	10-14	4000	150-300	100-200	5-10	75	Kommersiell
VRB	10-30	166	30kW-3MW	s	t-mnd	5-20	13000	600-1500	150-1000	5-80	70	Demonstreres/ snart kommersiell
FeCr	10-50	16-33	5-250 kW	s	t-mnd	-	-	-	250	-	70-80	Kommersiell
ZnBr	30-50 (30-60)	45-100	50 kW-2 MW	s	t-mnd	5-10	2000	700-2500	150-1000	5-80	70	Demonstreres
Zn-air	150-3000 (500-10000)	100	0-10 kW	s	t-mnd	-	-	100-250	10-60	-	50-55	Demonstreres
Li-ion	75-200 (200-500)	500-2000	0-100 kW	ms	min-dager	5-15	1000-10000	1200-4000	600-2500	15-100	90	Kommersiell
Lead-acid	35-50	75-300	0-80 MW	ms	min-dager	5-15	1000-2000	300-600	400-600	-	85	Moden
NiCd	75	150-300	600 kW-30 MW	ms	min-dager	10-20	3500	500-1500	1200-1500	-	85	Kommersiell

Tabell 7.2: Fordeler, ulemper og applikasjonsområder til ulike litium-ionbatteriteknologier [28], [29].

Type	Fordeler	Ulemper	Kommentar
LCO	Høy energitetthet	Relativt kort levetid, begrenset effektkapasitet, høy kostnad for kobolt	Ofte brukt i mobiler, PC, kameraer
LMO	Høy effektkapasitet, billig	Begrenset levetid, ikke godt egnet for BESS <sup>25</sup>	Ofte blandet med NMC (f.eks. til bruk i Nissan LEAF).
NMC	Høy energitetthet, høy effektkapasitet. Relativt lav pris pga. mindre kobolt		Kombinasjonen av nikkel og mangan gjør at man får det beste fra begge verdener. Ofte brukt i elektriske verktøy, elsykler.
LFP	Lang levetid, høy effektkapasitet	Lav energitetthet og høy selvutladning	
NCA	Høy energitetthet, høy effektkapasitet	Høy kostnad og lang levetid	Brukes i elektriske kjøretøy
LTO	Lang levetid, kan lades hurtig uten at det påvirker batteriet i stor grad	Høy kostnad, lav energitetthet	Brukes typisk i UPS <sup>26</sup>

<sup>25</sup> BESS: Battery Energy Storage System

<sup>26</sup> UPS: Uninterruptible Power Supply



## B Standarder for batteriinstallasjoner

*IEEE Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems, both Stationary and Mobile, and Applications Integrated with Electric Power Systems* [21] utgitt i 2019 gir alternative tilnærminger og fremgangsmåter for design, drift, vedlikehold, integrasjon og interoperabilitet, inkludert sammenkobling av stasjonære eller mobile batterilagringssystemer med det elektriske kraftsystemet i kundeanlegg, distribusjons- og transmisjonsnett, eller kraftproduksjonsanlegg.

Informasjonen som følger er basert på kap. 2.1 i rapporten *Oversikt over relevante standarder for løsningene som demonstreres i IDE-prosjektet* [20], som omhandler standarder for batterier for nettfornål.

NEK har en oppsummering om standarder for energilagring på sine hjemmesider [30], der følgende standarder blir løftet frem:

- NEK EN IEC 62485-2:2018
- NEK IEC TS 62933-5-1:2017
- NEK 400:2018, som også har henvisninger til enkelte internasjonale standarder
- EN 50549-1 og -2

Planlegging:

- IEC TS 62933-serien er relevant for dimensjonering og planleggingsfase, før anskaffelse.
  - 3-1 omhandler planlegging og ytelseskrav
  - 2-1 omhandler testing av ytelse og levetid
- DNV-GL har to relevante publikasjoner:
  - Battery Performance Scorecard
  - Safety, operation and performance of grid-connected energy storage systems (kap. 5 særlig relevant).

Installasjon av batterier:

- NEK 400-8-806 omhandler installasjon og anleggsutforming for batteriinstallasjoner i Norge.

Nettstasjonsovervåking:

- REN-blad 6025 v2.2 har anbefalinger til montering, intern kommunikasjon (Modbus, IEC 61850 eller IEC 60870-5-104), eksternt kommunikasjon, m.m.

Tabellene under lister ulike standarder for ivaretagelse av helse, miljø og sikkerhet (HMS), spesifikke applikasjoner og omformere. De som er uthevet med fet skrift anses som spesielt viktige. Det gjøres oppmerksom på at primærceller er batterier som ikke kan lades og utlades, altså for engangsbruk. Sekundærceller er batterier som lades og utlades.

**Tabell 7.3: Relevante standarder for HMS. De som er uthevet med fet skrift anses som spesielt viktige.**

Standard	Innhold	Relevant når?
IEC TS 62933 serien	<b>4-1: miljøhensyn</b> <b>5-1: sikkerhet</b>	
NEK EN IEC 62485-2:2018	<b>Sikkerhetskrav for sekundærceller og batteriinstallasjoner.</b> <b>Del 2: Stasjonære batterier. Erstatter NEK EN 50272-2.</b>	For bly, NiCd og NiMH
NEK EN IEC 62485-5	<b>Del 5: Tilsvarende som over, men spesifikt for litium. Utgis på norsk i juli.</b>	
IEC 63056	Sekundærceller som inneholder alkaliske stoffer eller andre ikke syre-baserte elektrolytter. <b>Sikkerhetskrav for litiumbaserte celler og batterier for bruk i energilagringssystemer.</b>	Energilagringssystemer



	<i>Publiseres mars 2020</i>	
IEC 62619:2017	Sekundærceller som inneholder alkaliske stoffer eller andre ikke syre-baserte elektrolytter. Sikkerhetskrav for litiumbaserte celler og batterier for bruk i industriapplikasjoner	Energilagingsprosjekter
IEC 63115-2	Sekundærceller og batterier som inneholder alkaliske stoffer eller andre ikke syre-baserte elektrolytter: Forseglete Nikkelmetall hybridceller til industribruk. Del 2: Sikkerhet (gis ut i 2020)	
IEC 62932-2-2	Flow Battery Systemer for stasjonære applikasjoner. Del 2-2: Sikkerhetskrav	
IEC 62897	Sikkerhet for stasjonære litiumbatterier. <i>Arbeid igangsatt, fortsatt under arbeid?</i>	

**Tabell 7.4: Relevante standarder for spesifikke applikasjoner. De som er uthevet med fet skrift anses som spesielt viktige.**

Standard	Innhold	Relevant når?
IEC 61427-1:2013	Sekundærceller og batterier til lagring av fornybar energi. Generelle krav og testmetoder. Del 1 beskriver krav til <b>off-grid solcelleanlegg</b> .	
<b>IEC 62620</b>	Sekundærceller som inneholder alkaliske stoffer eller andre ikke-syrebaserte elektrolytter som er <b>til bruk i industriapplikasjoner</b> .	Energilagingsprosjekter
IEC 61960-3:2017	Sekundærceller som inneholder alkaliske stoffer eller andre ikke-syrebaserte elektrolytter. Del 3: Prisme og sylindriske litiumsekundærceller og batterier som er laget av dem.	
IEC 63115-1:2019	Sekundærceller og batterier som inneholder alkaliske stoffer eller andre ikke-syrebaserte elektrolytter: Forseglete Nikkelmetall hybridceller til industribruk. Del 1: Prestasjonskrav	
IEC 60086-serien	Standardserie for primærceller.	

**Tabell 7.5: Relevante standarder for omformere (både batteri og distribuert produksjon). De som er uthevet med fet skrift anses som spesielt viktige.**

Standard	Innhold	Relevant når?
EN 50549	Krav for distribuert produksjon som tilknyttes distribusjonsnettet. -1 er for lavspenningsnett -2 er for høyspenningsnett	Batterier anses som en kombinasjon av distribuert produksjon og last, og må tilfredsstille kravene til både distribuert produksjon og generelle krav til laster.
REN-blad 342	Norsk versjon av EN 50549-1 På høring fra 21.2.2020	Samme som over.
EN 50438	<i>Utdatert versjon av standarden over. Gyldig frem til NEK trekker den tilbake.</i>	
VDE 4105	Tysk versjon av EN 50549, som nylig er oppdatert. Vært mye i bruk pga. mangler i EN 50438. Mindre aktuell nå som EN 50549 er lansert, og norsk tilpasning i REN-blad 342 er under lansering.	
IEEE 1547	Standard for kobling av distribuerte ressurser til kraftsystemet. Har mange tilleggsdeler: -1: Testing ved tilknytning -2: Application guide -3: Måling og informasjonsutveksling <b>-4: Spesifikt om øydrift</b> -6: Spesifikt for tilknytning til MV-nett -7: Nettplasslegging	Batterileverandører kan henvise til denne.
IEC 62109	Sikkerhetskrav for omformere	Produsenter påkrevd overholdelse i EU-direktiv.

## C Nåverdimetoden

Ettersom kostnader og inntekter kommer på ulike tidspunkt i løpet av en analyseperiode er det nødvendig med en metodikk som håndterer dette. Netto nåverdi-prinsippet løser dette og anbefales brukt for å estimere lønnsomhet både i samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske analyser.

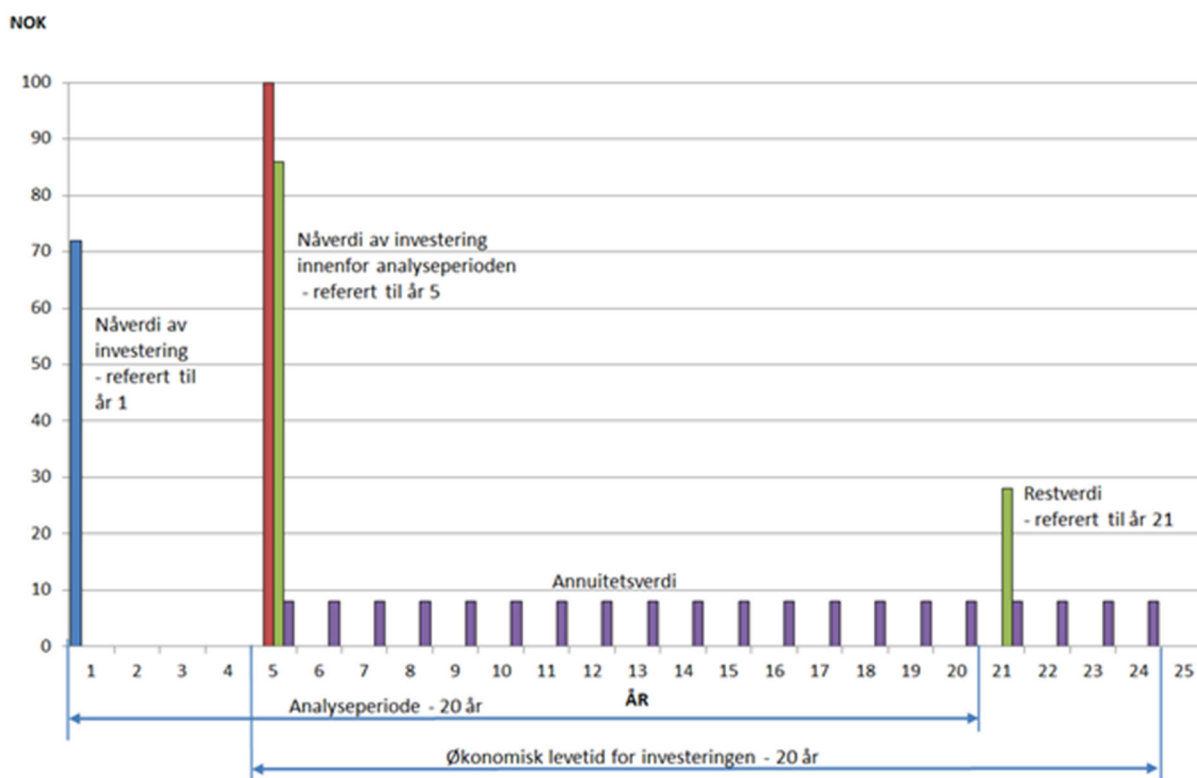
Nåverdi for en investering er verdi av annuitetene av investeringen innenfor analyseperioden referert til starten av analyseperioden. Dette kan uttrykkes ved følgende formel:

$$NV(I_N) = I_N \cdot \varepsilon_{r,L} \cdot \lambda_{r,P-N+1} \cdot \alpha_{r,N-1}$$

Hvor:

- $NV(I_N)$  – Nåverdi for investeringen  $I_N$  over analyseperioden  $P$  referert til år 1
- $I_N$  – Nominell investeringskostnad  $I_N$  referert til år  $N$
- $N$  – Året investeringen gjøres
- $P$  – Analyseperiode (antall år)
- $r$  – Rente (%)
- $L$  – Økonomisk levetid for investeringen  $I_N$  (antall år)
- $\varepsilon_{r,L}$  – Annuitetsfaktor gitt av rentenivå  $r$  og økonomisk levetid  $L$
- $\lambda_{r,P-N+1}$  – Kapitaliseringsfaktor gitt av rentenivå  $r$  og kapitaliseringsperiode  $P-N+1$
- $\alpha_{r,N-1}$  – Diskonteringsfaktor gitt av rentenivå  $r$  og diskonteringsperiode  $N-1$

Prinsippet er illustrert i Figur 7.1.



**Figur 7.1: Nåverdi prinsippet anvendt på en investering i år 5 i analyseperioden og som har en økonomisk levetid utover analyseperioden.**

De ulike stolpene i figuren fremkommer som følger:

- Rød søyle: Nominell investeringskostnad – i eksemplet satt lik 100
- Fiolette søyler: Annuitetsverdien av investeringen med en levetid på 20 år og en rente på 4,5%.  

$$\text{Annuitetsverdi} = I_N \cdot \varepsilon_{4,5,20} = 100 \cdot 0,077 = 7,7$$
- Grønn søyle, restverdi: Kapitalisert verdi av de fire annuitetene som er utenfor analyseperioden  

$$\text{Restverdi} = \text{Annuitetsverdi} \cdot \lambda_{4,5,4} = 7,7 \cdot 3,59 = 27,6$$
- Grønn søyle, nåverdi: Kapitalisert verdi av de seksten annuitetene innenfor analyseperioden referert år 5  

$$\text{Nåverdi}_{ref\ 5} = \text{Annuitetsverdi} \cdot \lambda_{4,5,16} = 7,7 \cdot 11,23 = 86,5$$
- Blå søyle, nåverdi: Kapitalisert verdi av investeringen referert år 1  

$$\text{Nåverdi}_{ref\ 1} = \text{Nåverdi}_{ref\ 5} \cdot \alpha_{4,5,4} = 86,5 \cdot 0,84 = 72,7$$

Ettersom en investering også normalt skaper fordeler/inntekter/nytte, blir **netto nåverdi** av tiltaket gitt ved:

$$NNV(I_N) = \sum_{t=N}^P \frac{U_t}{(1+r)^t} - I_N \cdot \varepsilon_{r,L} \cdot \lambda_{r,P-N+1} \cdot \alpha_{r,N-1}$$

Hvor  $U_t$  er netto inntekt i år  $t$  som følge av investeringen (inntekt – driftskostnader).

Dersom  $NNV(I_N) > 0$  er tiltaket lønnsomt.

Som nevnt anbefales nåverdimetoden brukt både i samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske analyser. Forskjellen vil typisk være hvilke kostnader og inntekter som tas med i analysen og hvilke renteforutsetninger som benyttes.

Formler for annuitetsfaktor og kapitaliseringsfaktor:

Annuitetsfaktor 
$$\varepsilon_{r,T} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-T}}$$

hvor

- $r$  - kalkulasjonsrente i desimaler (f.eks. kalkulasjonsrente på 4% gir  $r=0,04$ )  
 $T$  - analyseperiode (antall år)

Kapitaliseringsfaktor 
$$\lambda_{r,T} = \frac{1 - (1+r)^{-T}}{r} = 1 / \varepsilon_{r,T}$$



Teknologi for et bedre samfunn

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)