

Batterier i distribusjonsnettet

Sommerprosjekt 2020

Batterier i distribusjonsnettet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Forfattere: Ingvild Birkeland, Ingvild Fløtre, Linn-Anita Bergland, Oda Skeie

Vår referanse: 202011402

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhold

Figurliste	5
Tabelliste	5
Forord	6
Sammendrag	7
1 Innledning	8
2 Bakgrunn for oppgaven	9
3 Kraftsystemet	10
3.1 Nettstruktur	10
3.2 AMS-målere.....	11
3.3 Kraftmarkedet	11
3.3.1 Organisering av konkurransevirkomheten	11
4 Fleksibilitet	13
4.1 Fleksibilitet i distribusjonsnett	13
4.2 Kjøp og salg av fleksibilitet.....	14
5 Batterier	15
5.1 Batteriteknologi og batterikostnader.....	15
5.2 Formål og funksjoner til batterier i distribusjonsnett.....	16
5.2.1 Leveringskvalitet	17
5.2.2 Effektutjevning	18
5.2.3 Forsyningssikkerhet	19
5.2.4 Markedsformål	19
6 Regulering	20
6.1 Forskrift om leveringskvalitet (fol).....	20
6.2 Økonomisk regulering av nettselskapene.....	21
6.3 Eierskap av batterier.....	22
6.3.1 Selskapsmessig og funksjonelt skille	22
6.3.2 EUs fjerde energimarkedspakke	22
7 Lønnsomhetsberegninger	23
7.1 Lønnsomhetsberegninger	23
7.1.1 Netto nåverdimetoden.....	24
7.1.2 Antagelser.....	25
7.1.3 Resultater og diskusjon.....	28
7.2 Sensitivitetsanalyse	29
7.2.1 Metode og antagelser	30
7.2.2 Resultater og diskusjon.....	30
7.3 Feilkilder og diskusjon av lønnsomhetsberegninger.....	34
7.3.1 Ikke-tallfestede kostnader og nytte.....	34
7.3.2 Diskusjon av antagelser	34
7.3.3 Andre mulige løsninger for batterier i distribusjonsnett	36
8 utfordringer og muligheter knyttet til eierskap og insentiver	37

8.1	Nettselskap som eier	37
8.1.1	Batteri som nettkomponent	37
8.1.2	Regelverk og regulering	38
8.1.3	Eie eller leie?	38
8.2	Tredjeparts eier.....	39
8.2.1	Finansiell risiko	39
8.2.2	Kontrakter	40
8.2.3	Reserve- og fleksibilitetsmarked.....	40
8.3	Nettleie	41
8.4	Batterier bak måleren.....	41
9	Konklusjon	43
	Referanser.....	44
	Vedlegg	46

Figurliste

Figur 1: Historiske priser for Li-ionbatteripakker. Basert på tall fra BloombergNEF (BloombergNEF, 2019).	9
Figur 2: Oversikt over nettstrukturen i det norske kraftnettet (internt notat, NVE).....	10
Figur 3: Markedssegmentene i engrosmarkedet (NVE-RME, 2020).....	12
Figur 4: Fleksibilitetsmarked og ulike aktører som vil inngå.	14
Figur 6: Forventet prisutvikling av storskala batterisystemer, hentet fra rapport fra THEMA (THEMA Consulting Group, 2019).....	16
Figur 7: Funksjon og formål ved bruk av batterier i distribusjonsnettet.	17
Figur 8: Prinsipp for spenningsheving ved bruk av batteri i radial der spenningsnivå bryter med fol.....	17
Figur 9: Forenklet radial som viser nettstasjon, kabel, kabelskap og kunde. Viser også plassering av batteri.	24
Figur 10: Tidslinjen som tas utgangspunkt i ved lønnsomhetsberegningene.....	25
Figur 11: Lønnsomhetsområde for ulike priser og kabellengder.	31
Figur 12: Minimallengde på kabel for at prisestimatene skal gi en lønnsom investering.	33

Tabelliste

Tabell 1: Parametere i netto nåverdiberegningen til alternativ (1).....	28
Tabell 2: Parametere i netto nåverdiberegning til alternativ (2).	28
Tabell 3: Netto nåverdi av alternativ (1) og (2) med diskonteringsrente på hhv. 4 og 6 prosent.....	29
Tabell 4: Maksimal batteripris ved å endre batteriets levetid.	32

Forord

Batterier er en teknologi i utvikling, og det er dermed interessant å undersøke hvilken rolle disse kan ha i kraftnettet. Dette er utgangspunktet for årets sommerprosjekt, som omhandler bruk av batterier i distribusjonsnettet. Teknologiutviklingen av batterier, om batterier kan være lønnsomme, og hvordan regulatoriske føringer kan legge til rette for bruk av batterier, er noe av det vi har undersøkt i løpet av sommeren. Vi fikk muligheten til å utforme problemstillingen selv, og valgte derfor å fokusere på batterier plassert foran strømmålerne i distribusjonsnettet.

Vi er fire studenter, der to går energi og miljø og to går samfunnsøkonomi. Kunnskapen fra studieretningene har gjort det mulig å undersøke både det tekniske og det økonomiske ved bruk av batterier. Vi har kombinert de to fagfeltene når vi løste oppgaven.

I sommer har vi hatt møter med Elvia, Pixii, IntegER, Lyse Nett og DNB. Dette har vært til stor hjelp for kartleggingen av bruk av batterier i distribusjonsnettet. Vi har også hatt stor nytte av ressursene innad i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Vi vil spesielt takke våre veiledere som har hjulpet oss gjennom hele prosjektet.

Sommerprosjektet har vært et samarbeid mellom seksjon for regulering av nettjenester underlagt Reguleringsmyndigheten for Energi (RME-N), seksjon for kraftsystemer (EK) og seksjon for energibruk og teknologier (EE) underlagt Energiavdelingen.

Sammendrag

Batterier har flere formål og funksjoner som kan bli nyttig i driften av distribusjonsnettet fremover. Nye effektkrevende laster og endret bruksmønster stiller større krav til kraftnettet. Innføringen av smarte strømmålere har gitt bedre innsikt i tilstanden til nettet, og har tydeliggjort behovet for reinvesteringer. Det nye forbruksmønsteret har også ført til større kvalitetsvariasjoner og hyppigere brudd på forskrift om leveringskvalitet (fol).

Som følge av rask teknologiutvikling og prisreduksjon på batterier er det stor interesse rundt bruken av disse som et alternativ til tradisjonelle reinvesteringer av nett. Batteriet kan bidra til å øke leveringskvaliteten slik at nettselskapene holder seg innenfor fol, og på denne måten utsette reinvesteringer. Batteriet kan også hjelpe til å få en jevnere effektflyt, slik at man får bedre utnyttelse av det allerede eksisterende nettet.

I denne rapporten er det gjort lønnsomhetsberegninger av en batteriinvestering. Det ble undersøkt om denne kan være gunstig som et alternativ til å fremskynde en planlagt reinvestering av nettet. Resultatet viser at batteriet vil være en mer lønnsom investering med en batteripris på både 4 000 kroner per kWh og 6 000 kroner per kWh, dersom radialen ut til kunde er 300 meter. Sensitivitetsanalysen som ble utført forsterker resultatet i lønnsomhetsberegningene. Batteriinvesteringen er mer lønnsom dess lenger radialen er og dess lenger levetid batteriet har. Dersom prisene på batteri synker som estimert, kan lengden på radialene også bli kortere. Resultatene viser at det finnes et økonomisk potensial ved å ta i bruk batterier.

Ettersom analysen viser at batterier kan være en lønnsom investering stilles det spørsmål om eierskap og regulatoriske føringer. Reguleringen bør legge til rette for batteriinvesteringer dersom dette er det kostnadseffektive alternativet. På en annen side har batterier også et markedsformål, som kan være problematisk for nettselskapene da de er naturlige monopoler og ikke kan drive med konkurranseutsatt virksomhet. Nettselskap som kun bruker batterier som nettførmål vil ikke være samfunnsøkonomisk effektivt. Dette er fordi de ikke utnytter batteriets fulle potensial, og det vurderes derfor som lite hensiktsmessig at nettselskaper skal eie batterier. I tillegg vil en eventuell implementering av EUs fjerde energimarkedspakke og innføringen av selskapsmessig og funksjonelt skille føre til en komplisert regulering dersom nettselskapene eier batterier i nettet.

For at det skal være mulig å ha en tredjeparts eier er det flere ting som må utbedres. Ettersom nettbatterier fortsatt er under utvikling, er det foreløpig ikke mulig å komme med endelige løsninger på hvordan reguleringen skal fungere i praksis. Bransjen må utvikle standardiserte kontrakter slik at det er fordelaktig og sikkert for både nettselskapene og tredjeparts eiere å benytte seg av batterier i distribusjonsnettet.

Det er viktig at det samles inn flere erfaringer hos nettselskapene om hvordan batterier kan bistå til drift av nettet på en effektiv måte. Flere erfaringer vil bidra til at det åpner for et marked for batterier. Med tanke på tredjeparts eiere av nettbatterier er det også viktig at det startes samtaler i samfunnet for å øke interessen, og at det legges insentiver til rette. Dette vil også bidra til å etablere et marked.

1 Innledning

På bakgrunn av endret forbruksmønster og økt elektrifisering av samfunnet står nettselskapene ovenfor store reinvesteringer i distribusjonsnett. For å minimere investeringskostnadene blir alternative løsninger vurdert. Det er særlig bruken av batterier som anses som en mulighet, grunnet teknologisk fremskritt og en reduksjon i pris. I denne rapporten ses det nærmere på når en batteriinvestering kan være lønnsom, og hvilke regulatoriske spørsmål om eierskap denne investeringen medfølger.

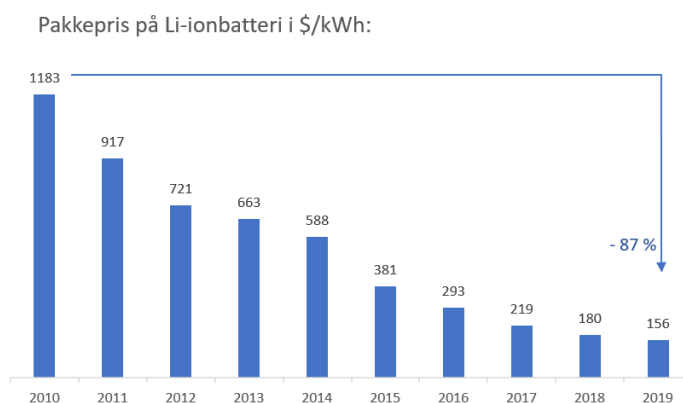
Kapittel 3 tar for seg kraftsystemets oppbygging, smarte målere (AMS-målere) og kraftmarkedet. Deretter handler kapittel 4 om behovet for økt fleksibilitet i kraftsystemet. Det omtales også hvilke tiltak som kan møte dette behovet. Kapittel 5 tar for seg batteriteknologi og batterikostander. En detaljert fremstilling av de ulike formålene og funksjonene batterier har i distribusjonsnett blir også presentert. Den teoretiske delen av rapporten avsluttes med kapittel 6 der reguleringen av nettselskap presenteres. I kapittel 7 utføres det lønnsomhetsberegninger for å se om batterier kan være en lønnsom investering. Det legges frem hvilken metode som er brukt og antagelsene som er tatt, før resultatene av beregningene analyseres. Avslutningsvis diskuteres utfordringer knyttet til eierskap av batteri i distribusjonsnett i kapittel 8, før det konkluderes i kapittel 9.

2 Bakgrunn for oppgaven

Som et resultat av økt elektrifisering av samfunnet er det større etterspørsel etter elektrisk kraft. Mer etterspørsel vil også bety økt belastning i nettet. Til nå har man ikke hatt tilstrekkelig innsyn i tilstanden og belastningen i distribusjonsnettet, og det har vært vanskelig å vite hvor problemer oppstår.

Gjennom innfasingen av AMS-målere har nettselskap fått større innblikk i tilstanden i distribusjonsnettet. Kraftnettet utfordres blant annet av økt andel elbiler og en stadig større interesse for egenprodusert energi hos sluttbruker. Denne utviklingen fører til krav om reinvesteringer i nettet.

Tradisjonelt vil en oppgradering av kraftnettet bety reinvestering i allerede eksisterende luftlinje eller kabel. Den tradisjonelle måten å bygge nett på vil i fremtiden bli utfordret av nye teknologiske løsninger, som for eksempel batterier. Med stigende interesse for batteriteknologi, som i tillegg har et bredt spekter av funksjoner, er det forventet at lønnsomheten vil øke. I tillegg har prisen på litium-ionbatteri (Li-ionbatteri) falt drastisk, som vist i Figur 1, og det er forventet at batteriprisene vil falle ytterligere i fremtiden.



Figur 1: Historiske priser for Li-ionbatteripakker. Basert på tall fra BloombergNEF (BloombergNEF, 2019).

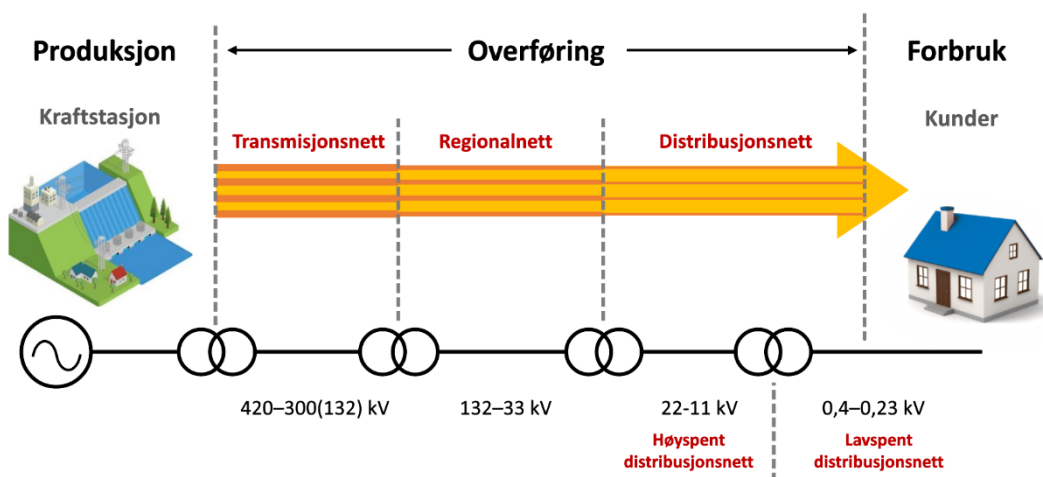
Det er dermed interessant å undersøke om nettbatterier kan være et lønnsomt alternativ til reinvestering av eksisterende nett. Om det skulle vise seg at dette er et lønnsomt alternativ, vil neste spørsmål være hvordan nettbatterier skal reguleres og hvem som skal eie dem. Batterier kan delta i ulike kraftmarkeder, og har dermed også markedsformål i tillegg til nettformål. Selv om nettselskaper har nytte av batterier i distribusjonsnettet, kan markedsformålet by på problemer. Dette skyldes at nettselskapene ikke skal ta del i konkurransevirkosomhet. Hvis det blir et marked for batterier i distribusjonsnettet, må det lages et regelverk som gir de rette insentivene til å velge det alternativet som gir en så effektiv drift av kraftnettet som mulig.

3 Kraftsystemet

Kraftsystemet er en samlebetegnelse for alle de byggeklossene som til sammen sørger for at kraft produseres og overføres (EnergiNorge, 2020). I tillegg til tre ulike nettnivåer og flere nettkomponenter, dekker kraftsystemet i Norge også de virkemidler som sørger for forsyningssikkerhet, leveringskvalitet og korrekt prising. Det stilles regulatoriske og tekniske krav til nettselskapene. Markedsløsninger for kjøp og salg av kraft er også opprettet for å sikre effektiv bruk av ressursene.

3.1 Nettstruktur

Det norske kraftsystemet består av tre nettnivåer; transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet, som vist i Figur 2. Transmisjonsnettet og regionalnettet har spenningsnivå på henholdsvis 300-420 kV og 33-132 kV. Distribusjonsnettet er delt opp i to deler; høyspent distribusjonsnettet på 11-22 kV og lavspent distribusjonsnett på 0,23-0,4 kV. Det er systemansvarlig (TSO) som er ansvarlig for transmisjonsnettet, mens regional- og distribusjonsnettet er driftet av nettselskapene (DSO). Systemansvarlig i Norge er Statnett.



Figur 2: Oversikt over nettstrukturen i det norske kraftnettet (internt notat, NVE).

Kraftnettet er bygget opp for den tradisjonelle måten å distribuere kraft på. Kraften fra produksjon overføres til høyspent transmisjonsnett, før det gradvis transformeres ned i spenning til lavspent distribusjonsnett. Det lavspente distribusjonsnettet har stort sett en radiell nettstruktur uten alternative forsyningsmuligheter. Ved lavere spenning minker både tverrsnitt på kabler og kapasiteten på komponenter (Sintef, 2003). Nettet i Norge er dermed dimensjonert for at kraften kun flyter én vei, fra høy til lav spenning.

Kraftflyten er imidlertid i endring. Det blir stadig mer vanlig å ha produksjon også i regionalnettet, i form av vindkraft, og i distribusjonsnettet, i form av småkraftverk og solkraft. Ettersom dette kan føre til endringer i kraftflyten, kan dette by på utfordringer i nettet. Dessuten har det norske kraftnettet en høy gjennomsnittsalder, og det vil derfor være behov for reinvesteringer i tiden som kommer.

3.2 AMS-målere

Ved installering av smarte målere i alle norske husstander, har nettselskapene og forbrukere fått bedre innblikk i forbruket og tilstanden i distribusjonsnett. Dette kommer av at AMS-målere registrerer produksjon og sluttbrukernes forbruk hver time. Samtidig registrerer også noen målere spenningsverdier over en gitt periode.

For nettselskapene er den regelmessige informasjonsflyten et nyttig verktøy som gjør at de har bedre kontroll på tilstanden i distribusjonsnett. De har også muligheten til å kartlegge områder med dårlig spenningskvalitet. AMS-målere kan dermed bidra til færre feil og strømavbrudd i overføringsnett, hurtigere lokalisering og oppretting av feil, færre jordfeil og mindre spenningsavvik.

AMS-målere kan også være et verktøy for sluttbruker ettersom det gir større kontroll på eget forbruk og eventuell produksjon. Gjennom økt bevissthet kan sluttbruker bidra til fleksibilitet i kraftnett. Forbruker kan for eksempel lade elbilen sin når det er lav last og lave kraftpriser i stedet for under høylastperioder med høyere kraftpriser.

3.3 Kraftmarkedet

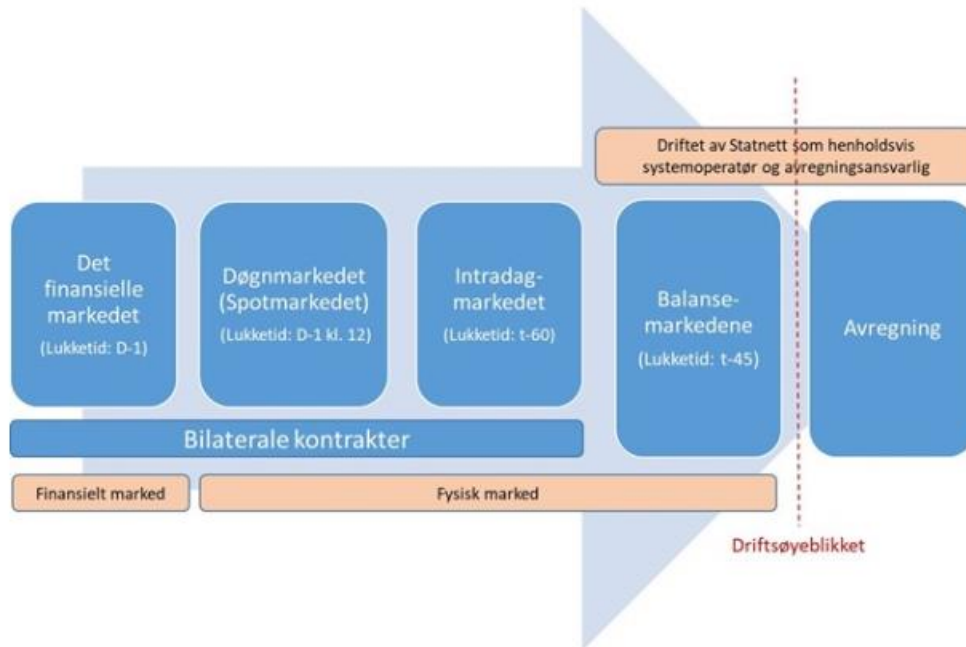
Kraftproduksjon og kraftomsetning er en del av et konkurransedrevet marked som sørger for effektiv ressursutnyttelse og optimal kraftprising. Kraftmarkedet består av mange aktører uten noen form for markedsrett. Det betyr at aktørene er kvantumstilpassere og har ingen innvirkning på prisene. Prisene bestemmes i markedet av tilbudet og etterspørselen etter elektrisk kraft. Det er umulig å skille kraften fra ulike produksjonskilder, så elektrisk kraft anses som et homogent produkt. Det er få etableringsbarrierer, og alle aktørene har tilnærmet full informasjon om priser, konkurrenter og andre faktorer de blir påvirket av. Med disse egenskapene ligner kraftmarkedet et marked med fullkommen konkurranse.

Som følge av dette er det forventet at markedet ordner seg selv slik at løsningen blir samfunnsøkonomisk effektiv. Likevekten mellom tilbud og etterspørsel sikrer at kraftbehovet dekkes til lavest mulig kostnad for samfunnet, og at energiressursene blir brukt effektivt. Dette avhenger av at det er en gitt tilstrekkelig overføringskapasitet. I det virkelige liv oppstår det kapasitetsproblemer mellom overføringsområder slik at det oppstår prisforskjeller. Denne prisdifferansen defineres som flaskehalsinntekter, og er en inntekt for Statnett. Til tross for at det er en inntekt for Statnett er det en kostnad for samfunnet som følge av at det er begrensninger i kapasiteten. Dette medfører et etterspørselsoverskudd som gir et samfunnsøkonomisk tap. Vedvarende store prisforskjeller indikerer at en økning i overføringskapasiteten vil være en gevinst for samfunnet (NVE-RME, 2019).

3.3.1 Organisering av konkurransevirkningen

Kraftmarkedet kan deles inn i to markeder; engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. I engrosmarkedet kjøpes og selges store mengder kraft. Kraftprodusentene selger kraften de har produsert, mens kraftleverandørene kjøper på vegne av forbrukere. Meglere og store industrikunder er andre aktører som også deltar i dette markedet. Det er her prisene for kraft fastsettes (Olje- og energidepartementet, 2019). Engrosmarkedet deles videre inn

i flere markedssegmenter som etterfølger hverandre frem mot selve driftsøyeblikket. Dette er illustrert i Figur 3 nedenfor.



Figur 3: Markedssegmentene i engrosmarkedet (NVE-RME, 2020).

Det vil være markedssegmentet inn mot den siste driftstimen som er av størst interesse når det kommer til batterier som tematikk. Dette segmentet defineres som balansemarkedet, og er driftet av Statnett. Her skal de sikre at balansen mellom forbruk og produksjon faktisk er opprettholdt i driftsøyeblikket ved hjelp av reserver med ulik responstid (NVE-RME, 2020). I dag vil en slik reserve for eksempel være å sette i gang produksjonen i et vannkraftverk for at manglende produksjon skal møte etterspurt forbruk. Man kan også se for seg at det kan bli aktuelt med batterier som en reserve i dette markedssegmentet. Batterier kan på kort tid sørge for at balansen er opprettholdt ved å lade opp batteriene dersom det er for stor kraftproduksjon, og lade ut dersom det er for høyt forbruk.

Den andre konkurranseutsatte virksomheten i kraftmarkedet er sluttbrukermarkedet. Enhver sluttbruker har rett til å velge den kraftleverandøren de selv ønsker. Avtalen om kjøp av kraft mellom kraftleverandør og sluttkunde forgår i dette markedet. Konkurransen sørger for at sluttbruker kan velge den kontrakten som passer den enkeltes behov (Olje- og energidepartementet, 2019). Det er også aktuelt å se for seg at batterier kan utnyttes i sluttbrukermarkedet, i form av at forbrukere kan utnytte prisforskjellene på kraft. Formålene og funksjonene til batterier vil bli presentert senere i rapporten.

4 Fleksibilitet

Elektrifiseringen stiller store krav til kraftnettet i Norge, som er gammelt og dimensjonert for andre forbruksmønstre. Både tilførselen av fornybare energikilder og høyere forbruk fra effektkrevende apparater fører til at det i årene fremover må gjøres investeringer for å møte behovet for overføringskapasitet.

4.1 Fleksibilitet i distribusjonsnettet

Som et alternativ til reinvesteringer i nettet er det mulig å se på fleksibilitet i distribusjonsnettet. Både forbrukerfleksibilitet og energilagring kan bidra til en mer effektiv utnyttelse av det eksisterende nettet.

Med forbrukerfleksibilitet menes forbrukerens evne eller vilje til å endre sitt forbruksmønster gjennom utkoblinger eller lastflytting (NVE-RME, 2020). Dette kan være av interesse for forbrukerne gjennom kostnadsbesparelser ved å utnytte forskjeller i kraftprisen, eller at man blir kompensert for å endre forbruket. Når det er høy etterspørsel, gjerne om morgenen og på ettermiddagen, stiger kraftprisen. Ved lav etterspørsel, eksempelvis om natten, vil prisene være noe lavere. En eventuell endring i nettleiestrukturen, som gir økte utgifter ved høye effekttopper og som eventuelt tidsdifferensieres, vil også gi et insentiv til forbrukerfleksibilitet. Det vil da være økonomisk gunstig for sluttbrukere å jevne ut forbruket, og på den måten unngå høye effekttopper. Batterier kan bidra på dette området.

En annen form for fleksibilitet er å benytte former for energilagring. Dette omfatter energilagring både hos forbruker (bak måleren) og ute i nettet (foran måleren). Elektrifisering av transportsektoren er i dag en av grunnene til at vi har nye effektlaster, men de kan også bidra med fleksibilitet ettersom de lagrer energi på batteri. Forbrukeren kan lade batteriet i lavlastperioder og benytte energien lagret i bilbatteriet til eget forbruk under høylastperioder. Dette vil kunne avlaste nettet i perioder med høy last og bidra til fleksibilitet.

I fremtiden vil det sannsynligvis installeres flere batterier i distribusjonsnettet knyttet til solcelleanlegg. Funksjonen til disse batteriene er primært å jevne ut den varierende produksjonen fra anlegget ved å lagre overskuddsstrøm under høy produksjon til bruk i perioder med lav produksjon. De kan også benyttes til lastflytting og kostnadsreduksjon ved utnyttelse av prisvariasjoner.

Andre komponenter hos forbruker kan også bidra til fleksibilitet i distribusjonsnettet. El-kjel, varmtvannsbereder og kjøleanlegg er alle eksempler på dette. Disse lastene kan kobles fra kraftnettet i perioder, gitt at deres funksjon opprettholdes etter kravene, og på denne måten tilpasse seg kraftnettet.

Løsningene med energilagring beskrevet over befinner seg stort sett bak måleren. Med den raskt endrende batteriteknologien vurderes også batterisystemer plassert ute i distribusjonsnettet. Batterier kan være en løsning for å bedre tilstanden i nettet og være et alternativ til reinvesteringer. Også i slike batterier ligger det et stort potensial for

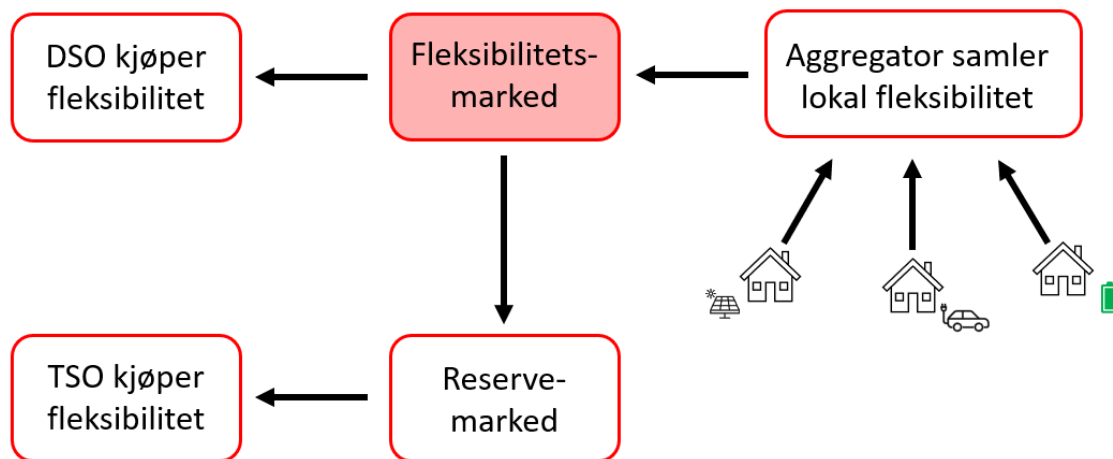
fleksibilitet, dersom det finnes gode løsninger som gjør fleksibiliteten tilgjengelig for nettselskapene.

4.2 Kjøp og salg av fleksibilitet

Som nevnt over, kreves det større fleksibilitet i kraftnettet fremover på grunn av økende mengde desentralisert kraftproduksjon, elbiler og privat produksjon av solenergi. Denne økningen vil bidra til muligheter for kjøp av kapasitet fra flere aktører. Det er i dag mulig å kjøpe og selge desentralisert kraft, men hvis ressursene skal utnyttes bedre kan det være behov for lokale fleksibilitetsmarkeder. Markedene kan i tillegg bidra til at nødvendige reinvesteringer unngås eller utsettes.

Fra nettselskapets side er det ønskelig at fleksibilitet kjøpes til lavest mulig pris. En mulighet er at nettselskapene betaler nettkundene for å ha tilgjengelig kapasitet, som nettselskapet benytter seg av. Dette krever kompliserte kontrakter som sørger for at den avtalte kapasiteten er tilgjengelig for nettselskapet ved behov.

Et alternativ til bilaterale kontrakter vil være å opprette lokale markedsplasser for fleksibilitet. Dette fører til at nettselskapene vil ha en sikkerhet i at fleksibiliteten blir levert til det tidspunktet det er nødvendig, og kan kjøpe fleksibiliteten til lavest mulig kostnad (THEMA Consulting Group, 2017). Det vil være krevende for kundene å forholde seg til en markedsstruktur, noe som kan forenkles med en aggregator. En aggregator vil samle inn det totale volumet av tilgjengelig fleksibilitet fra nettkundene i et område, og selge dette på et lokalt fleksibilitetsmarked. Fleksibilitetsmarkedene kan både selge fleksibilitet til DSO (nettselskap) og TSO (systemansvarlig), som vist i Figur 4. Slike markeder eksisterer ikke på nåværende tidspunkt i Norge, men er under utvikling.



Figur 4: Fleksibilitetsmarked og ulike aktører som vil inngå.

5 Batterier

Det finnes allerede flere former for batterier som er knyttet til distribusjonsnettet. Blant annet i forbindelse med elbiler og solcelleanlegg. Fremover vil også kasserte elbilbatterier, altså batterier som tidligere har vært i en elbil, være en ressurs for lagring av energi. Disse kan gjenbrukes i energilagringssystemer. Det er altså allerede lagringskapasitet tilgjengelig, men spørsmålet er hvordan det skal utnyttes i praksis.

Flere nettselskap er i gang med forsknings- og utviklingsprosjekter (FoU) som omhandler bruk av batterier. Dette gjelder batterier bak måleren, i form av toveis elbilladere og batterier knyttet til solcelleanlegg. I tillegg finnes det prosjekter foran måleren som ser på den tekniske og økonomiske nytten av å bruke batterisystemer i distribusjonsnettet. Ettersom teknologien går fremover og batteriprisene synker, vil batterier kunne bli et gunstig alternativ å bruke i nettet.

5.1 Batteriteknologi og batterikostnader

Det skjer mye innen utviklingen av batteriteknologier, og i front ligger litium-ionbatteri (Li-ionbatteri) som de mest populære. Dette fordi de har høy energitetthet, høy virkningsgrad og lang levetid. De siste ti årene har også prisen på denne batteriteknologien falt drastisk, fra en pakkepris¹ på 1183 dollar per kWh (7152 kroner per kWh)² i 2010 til 156 dollar per kWh (1373 kroner per kWh)³ i 2019. Som vist i Figur 1 vil det si en nedgang på hele 87 prosent, ifølge tall fra BloombergNEF (BloombergNEF, 2019). De forutser at prisen vil fortsette å synke og vil være under 100 dollar per kWh allerede i 2023.

Årsaken til den raskt synkende prisen er at ordrestørrelsen og salget av elektriske kjøretøy har økt kraftig. Denne batteriteknologien er også dominerende når det kommer til batterilagringssystemer. I 2017 var 90 prosent av all nyinstallert, stasjonær lagringskapasitet Li-ionbatterier (Hole & Horne, 2019). Resterende andel var blybatterier og natrium-svovelbatterier, der sistnevnte har et potensial for lave kostnader og kan bli relevant å benytte i storskala lagringssystemer.

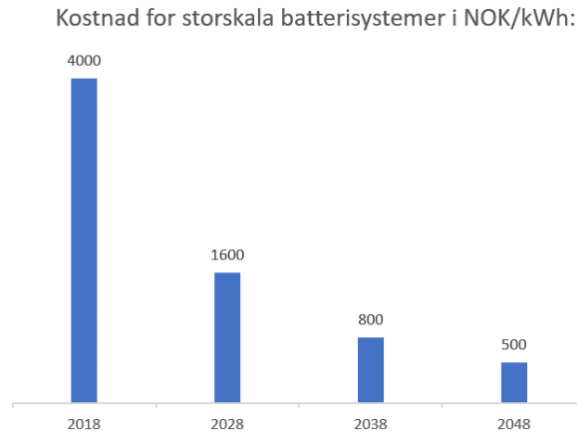
Li-ionbatteriprisene er ikke direkte representative for stasjonære batterilagringssystemer ettersom det også må inkludere styringssystemer og annen kraftelektronikk, deriblant omformere. Likevel vil også prisene på batterisystemer falle fremover. Figur 5, basert på rapport fra THEMA (THEMA Consulting Group, 2019), viser estimerte fremtidige priser for storskala batterisystemer⁴, der batterisystemkostnaden synker med 87,5 prosent.

¹ Pakkepris vil si prisen for en batteripakke, som består av flere battericeller satt sammen.

² 1 USD = 6,0453 NOK. Basert på gjennomsnitt av valutakurs i 2010 (Norges Bank, 2020).

³ 1 USD = 8,8037 NOK. Basert på gjennomsnitt av valutakurs i 2019 (Norges Bank, 2020)

⁴ Et batterisystem består av batteripakker, omformere, styringssystem, vifter til kjøling og kabinett.



Figur 5: Forventet prisutvikling av storskala batterisystemer, hentet fra rapport fra THEMA (THEMA Consulting Group, 2019).

Det er også forespeilet at levetiden til batterier vil øke ettersom teknologien er i stadig utvikling. Per dags dato anslås levetiden på Li-ionbatterier i nettet på rundt 10 år (Hole & Horne, 2019). I en artikkel om Teslas batteriutvikling forespeiles det en levetid på to til tre ganger lengre enn dagens batterier (Lambert, 2019).

5.2 Formål og funksjoner til batterier i distribusjonsnett

Batterier kan bidra med flere tjenester i distribusjonsnett, der det skilles mellom tjenester som kan brukes til nettførmål og markedsførmål. Nettførmålene dekker bruksområdene for batterier som kan bidra til å bedre driften av nettet. De overordnede førmålene er leveringskvalitet, forsyningsikkerhet og effektutjevning (DNV GL, 2018). Leveringskvalitet går på kvaliteten på energien som blir levert, der blant annet spenningsnivå, fasesymmetri og frekvens inngår. Forsyningsikkerheten skal sikre at kraftsystemet kontinuerlig leverer strøm til sluttbrukerne, og omfatter energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet (Olje- og energidepartementet, 2019). Effektutjevning betyr at det er mulig å flytte på laster og kutte effekttopper for å få et jevnere forbruk, samt å unngå overbelastning på linjer og nettkomponenter.

Batterier har også et markedsførmål. Et eksempel på dette er å utnytte kraftprisforskjellen til økonomisk vinning. Det er mulig å delta i kraftmarkedet gjennom å lade opp batteriet når strømprisen er lav og lade ut batteriet når strømprisen er høy.

I Figur 7 er batterifunksjoner som er fordelaktig for systemansvarlig, nettselskap og sluttbruker listet opp. Disse funksjonene blant annet basert på kommunikasjon med aktører som er involvert i FoU-prosjekter om batterier i distribusjonsnett. Funksjonene er også fargekodet etter hvilket overordnet førmål de har. Samme funksjon kan ha ulike førmål for forskjellige aktører. For eksempel vil lastflytting ha som førmål å jevne ut effekttopper for nettselskap, mens for sluttbruker er dette et markedsførmål ettersom man kan utnytte prisforskjellen til egen fortjeneste.

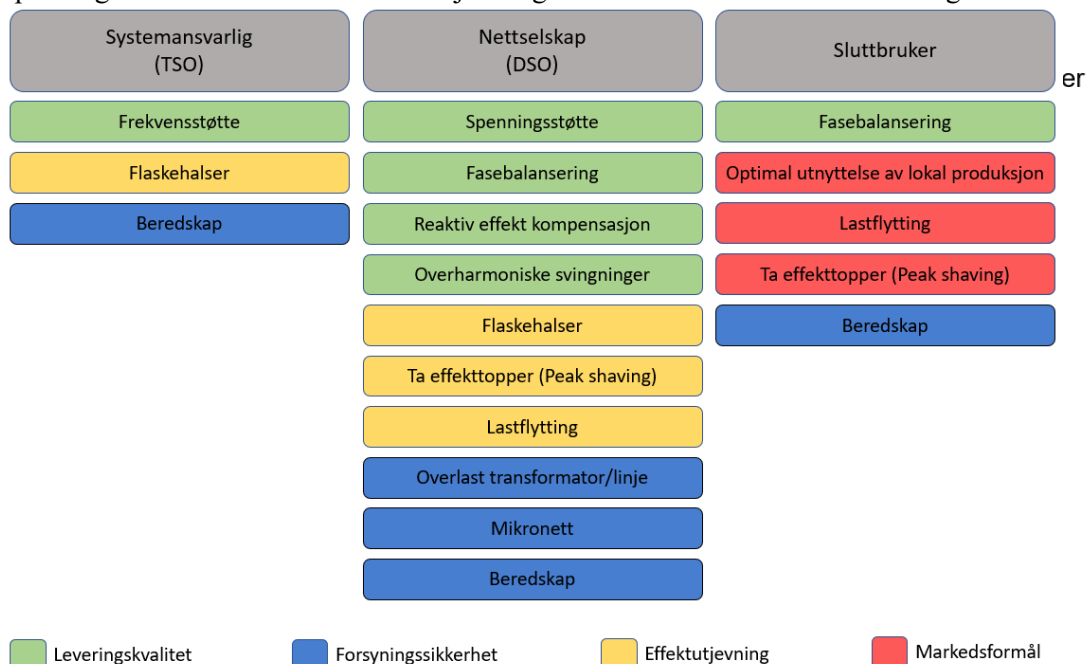
Basert på erfaringer fra FoU-prosjekter ser det ut til at en kombinasjon av funksjoner vil gi den mest lønnsomme løsningen. Dette er gjerne på tvers av markeds- og nettførmål.

5.2.1 Leveringskvalitet

Spenningsstøtte med reaktiv og aktiv effekt.

Kunder plassert i svake nett kan oppleve spenningsvariasjoner som kan føre til blant annet flimrer og skade på elektriske komponenter. Disse spenningsvariasjonene kan både være kortvarige og langvarige. Kortvarige avvik i spenningen kan være et resultat av raske endringer i last i forbindelse med inn- og utkoblinger. På bakgrunn av samtaler med aktører kan batterier egne seg til spenningsstøtte, spesielt for raske spenningsvariasjoner ettersom batteriene har rask reaksjonstid.

Spenningsregulering ved bruk av batterisystem kan gjøres enten ved innmating av aktiv eller reaktiv effekt på nettet. Batteriet kan bidra til spenningsregulering ved å trekke aktiv effekt når spenningen er høy og mate inn aktiv effekt når spenningen er lav. Prinsippet er vist i Figur 8. Dersom en antar at det er en kunde med lav spenning, kan en spenningskurve være som den røde linjen i figuren. Et batteri kan da settes inn og mate



inn aktiv effekt, som vil heve spenningen som vist av den grønne linjen.

Det er også mulig å regulere spenningen med reaktiv effekt. Kraftnettet består av ulike induktive laster som trekker reaktiv effekt og medvirker til at strømmen i nettet øker. Dette har direkte innvirkning på tap i linja og gir spenningsfall. For å korrigere dette kan reaktiv effekt bli matet inn på nettet gjennom batterisystemets omformere i høylasttimer. Med spenningsregulering i form av reaktiv effekt vil batteriet ha kapasitet til å kunne bistå med andre tjenester i perioder der spenningsregulering ikke er nødvendig.

Spenningsstøtte med reaktiv eller aktiv effekt stiller forskjellige krav til batterisystemet. For å mate inn aktiv effekt kreves det stor lagringskapasitet ettersom den lagrede energien benyttes aktivt ved å trekke strøm fra batteriet. Om man derimot benytter spenningsstøtte

Figur 7: Prinsipp for spenningsheving ved bruk av batteri i radial der spenningsnivå bryter med fol.

med reaktiv effekt er det ikke behov for aktiv bruk av batteriet⁵. I omformerne i batterisystemet kan strømmen som mottas eller leveres faseforskyves som ønsket i forhold til sinuskurven til spenningen i nettet. Dette oppnås ved å sirkulere strømmene inne i omformeren, og på denne måten er det mulig å bidra med en viss mengde reaktiv effekt uten å ta i bruk batteriet.

Frekvensregulering

Kraftnettet må til enhver tid holdes i balanse, med krav om at frekvensen ligger på 50 Hz med små tillatte svingninger. Dette betyr at man må kunne justere frekvensen ved behov. Dersom det er en frekvensøkning i nettet, kan batteriet trekke aktiv effekt for å gjenvinne balansen. Motsatt kan batteriet mate aktiv effekt ut på nettet dersom frekvensen er for lav. Batterier er godt egnet til slik regulering med tanke på den raske responstiden.

Fasekompensering

Spenningsusymmetri er et voksende problem i kraftnettet ettersom den økende mengden solcelleanlegg og elbilladere ofte er koblet opp mot én fase. Dette skaper varmegang i trefaseapparater, gir dårlig kapasitetsutnyttelser og høyere tap. Fasekompensering vil dermed gjøre at mer av kapasiteten i nettet kan benyttes. I praksis utføres dette ved at strøm tilføres fra batterisystemet til den, eller de, fasene som er mest belastet. Dette kan gjøres på to måter der den første vil være å hente strøm fra batteriet. Den andre måten er å redistribuere strøm fra en lite belastet fase til en mer belastet fase. På den måten er det sistnevnte alternativet ikke avhengig av lagringskapasiteten til batteriet⁶.

Overharmoniske svingninger

Overharmoniske svingninger kan være et problem i deler av nettet der det er mye kraftelektronikk. Dette kan for eksempel være i forbindelse med produksjon av solkraft og vindkraft, som benytter seg av omformere for å lage en tilnærmet sinuskurve. Batterier og deres omformere kan bidra med å fjerne de overharmoniske svingningene, som vil øke spenningskvaliteten.

Kortslutningsytelse

Kortslutningsytelsen er et mål på hvor sterkt nettet er. Et sterkt nett har høy kortslutningsytelse og lav impedans som gir små variasjoner i spenningskvaliteten i nettet. Ved feil i nettet vil det oppstå en feilstrom som er høyere enn merkestrømmen. For å unngå ødelagte komponenter er det nødvendig at sikringer brytes, noe som krever tilstrekkelig kortslutningsytelse. Batterier kan brukes til å øke kortslutningsytelsen i svakere nett ved å mate ut strøm til nettet ved feil for å utløse sikringene og begrense omfanget av feilen i nettet.

5.2.2 Effektutjevning

Flaskehals

⁵ Spenningsstøtte med reaktiv effekt i praksis er diskutert med batterileverandøren Pixii.

⁶ Fasekompensering i praksis er diskutert med batterileverandøren Pixii.

Ved å benytte et batteri i perioder med høy effektflyt, kan dette bidra til å håndtere midlertidige flaksehalsar og avlaste nettet. Dette er spesielt aktuelt i områder der overføringskapasiteten er begrenset. Et eksempel på dette er batterier på fergekaier som lades opp med den tilgjengelige kapasiteten, mens overføringskapasiteten fra batteri til ferge kan være høyere. På den måten unngår man flaskehalsar og fergen lades opp hurtig.

Optimere lastflyt

Generelt i nettet finnes det høylasttimer og lavlasttimer ut fra sluttbrukernes forbruksmønster. Det er normalt sett høyt forbruk på morgenen og på ettermiddagen. Belastningen i nettet kan jevnes ut ved at et batteri bidrar med aktiv effekt i høylasttimene. Dette gjør at effekttoppene ikke blir like høye, noe som vil bedre tilstanden i nettet og forlenge levetiden på de elektriske komponentene.

5.2.3 Forsyningsikkerhet

Batterier kan være et godt hjelpemiddel for å sikre forsyningsikkerheten i distribusjonsnettet. Det kan blant annet bidra til nok energi til enhver tid. Den hurtige reaksjonstiden gjør at det er mulig å dekke det momentane energibehovet ved hurtige spenningsendringer.

I tillegg kan batterier være i beredskap for å opprettholde (N-1)-kravet⁷ ved avbrudd i nettet og sikre forsyning. Batterier kan for eksempel være et alternativ til dieselaggregat i situasjoner med lang utfallsperiode. Det kan også være et alternativ til tradisjonelt vern, og kan brukes til å unngå overlast og opprettholde et akseptabelt spenningsnivå. En ulempe med batterier som skal brukes til beredskap er at det må være tilgjengelig til enhver tid. Det har derfor begrensede muligheter til å brukes til andre formål (DNV GL, 2018).

5.2.4 Markedsformål

Muligheten batteriet har til å lagre energi som benyttes ved et senere tidspunkt kan utnyttes til markedsformål. Dette kan for eksempel være at sluttbruker kan flytte på og jevne ut egen last. Det vil si at batteriet lades opp i timer med lav pris og lav etterspørsel i nettet. Deretter benyttes den lagrede energien når prisen og etterspørselen er høy. Slik vil sluttbrukeren kunne redusere strømkostnadene sine.

Det er også mulig for sluttbrukeren å selge overflødig energi tilbake til nettet. For at dette skal være lønnsomt er det behov for at forskjellen på høy- og lav kraftpris må være av en viss størrelse. Et annet alternativ er at sluttkundene deltar i lokale fleksibilitetsmarkeder. Gjennom fleksibilitetsmarkeder vil sluttbruker kunne bidra med frekvensstøtte, og dette kan anses som et markedsformål.

Det blir i tillegg stadig vanligere med solanlegg i distribusjonsnettet, og et alternativ for sluttbruker er å installere batteri sammen med solanlegget. Ettersom et solanlegg vil

⁷ N-1 er et prinsipp som baserer seg på at det skal være alternativ forsyningsmulighet. Hvis det er et utfall på en komponent, skal det ikke resultere i avbrudd i strømforsyningen.

produsere energi i timer med lavt forbruk, vil det ofte være overskudd av produksjon sammenlignet med sluttbrukerens forbruk. Et batteri lagrer da den overflødig energien som kan brukes ved et senere tidspunkt, for eksempel i høylasttimer. Sluttbruker vil da få lavere effekttopper, noe som kan bli gunstig med tariffen der man blir belønnet ved å utnytte nettet bedre.

6 Regulering

Innføringen av energiloven fra 1990 legger til grunn at reguleringen av kraftsystemet skal være delt mellom konkurransevirkosomhet og monopolvirkosomhet. Energiloven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte (Brænd, 2013). Dette har ført til mer konkurranse i bransjen, men nettvirkosomheten er fortsatt strengt regulert. Det er ikke åpnet for konkurranse innenfor nettvirkosomhet, da distribusjon av elektrisk kraft er et naturlig monopol. Nettselskapenes formål skal være å drifte nettet kostnadseffektivt og sikkert. RME regulerer derfor nettselskapenes inntekt for å bidra til en effektiv drift, utvikling og utnyttelse av strømmettet (NVE-RME, 2019).

6.1 Forskrift om leveringskvalitet (fol)

Forskriften om leveringskvalitet er fastsatt av RME for å sikre en tilfredsstillende leveranse og spenningskvalitet i det norske kraftsystemet (NVE-RME, 2020). Tilfredsstillende spenningskvalitet er viktig for at elektrisk utstyr og apparater skal fungere godt og ikke utgjøre en sikkerhetsrisiko.

Forskriften presiserer blant annet at nettselskapet er pliktig til å gjenopprette elektrisitetsforsyningen til nettkundene så raskt som mulig etter et avbrudd. Den definerer også ansvarsforholdet mellom nettselskap og nettkunder i forbindelse med avbrudd. Hovedregelen er at den, eller de, som er årsak til redusert leveringskvalitet skal utbedre forholdet. Eksempelvis er for lav kapasitet i linjer nettselskapets ansvar å utbedre.

I forskriften er det gitt grenseverdier for enkelte parametere som omhandler leveringskvaliteten i kraftsystemet. Dette er blant annet spennings frekvens, langsomme variasjoner i spennings effektivverdi, kortvarige overspenninger, underspenninger og spennings sprang, flimmerintensitet, spenningsusymmetri og overharmoniske spenninger (Lovdata, 2020). Det er systemansvarlig som har ansvar for å regulere systemfrekvensen, mens nettselskapene har ansvar for at resten av kravene overholdes.

Nettselskapene skal sørge for at variasjoner i spennings effektivverdi er innenfor ± 10 prosent av nominell spenning (Lovdata, 2020). I et nett med nominell spenning på 230 V (som er vanlig i det lavspente distribusjonsnettet i Norge), vil kravet være at spenningen ligger mellom 207 V og 253 V. Spenningsvariasjonene kan være både langvarige og kortvarige. Hvordan nettselskapene løser utfordringen med eventuelle spenningsvariasjoner som bryter med forskriften, er individuelt. De seneste årene har

utviklingen i batteriteknologi utfordret den mer tradisjonelle måten å løse problemet på, eksempelvis ved å sette inn et batteri som skal bidra til spenningsregulering.

6.2 Økonomisk regulering av nettselskapene

For å få nettleien på et nivå som gjør at man drifter nettet effektivt og sikkert, er det nødvendig med regulering av nettselskapenes inntekter. Den økonomiske reguleringen av nettselskapenes inntekt skal føre til effektiv drift, utvikling og utnyttelse av kraftnettet. Den årlige tillatte inntekten består av en inntektsramme, som regnes ut av RME. Tillat inntekt består også av andre kostnader som eiendomsskatt, FoU-kostnader og kostnader til overliggende nett (NVE-RME, 2019). I tillegg vil nettselskapenes KILE-kostnader (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi) redusere den totale tillatte inntekten, som gir et insentiv til å unngå avbrudd og gjenopprette forsyningen raskt (NVE-RME, 2019). Nettselskapene fastsetter årlig de ulike tariffleddene innenfor gjeldende regelverk og inntektsrammen.

Inntektsrammemodellen avhenger av hvor kostnadseffektivt nettselskapene drifter og utvikler sitt strømnnett (NVE-RME, 2020). Dersom et nettselskap driftes gjennomsnittlig effektivt, vil inntektsrammen tilsvare selskapets kostnader og en rimelig avkastning. Er de mer effektive enn gjennomsnittet vil inntektsrammen gi en høyere avkastning enn gjennomsnittet, og er de mindre effektive vil få inntektsrammen være lik kostnadsgrunnlaget. Modellen består av kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen. Kostnadsgrunnlaget baserer seg på selskapets faktiske kostnader to år tilbake i tid, og tilsvarer 40 prosent av inntektsrammen. Resterende 60 prosent er kostnadsnormen. Den beregnes ut fra et virtuelt selskap som har samme oppgave som det aktuelle nettselskapet og antas gjennomsnittlig effektivt (NVE-RME, 2020).

Inntektsrammen fungerer slik at alle vil få kostnadsdekning, men alle vil ikke få en rimelig avkastning. Bransjen i sin helhet vil ha kostnadsdekning og en rimelig avkastning. Inntektsrammen skaper et insentiv hos nettselskaper til å være så effektive som mulig, slik at de kan få høyere kostnadsramme på bekostning av andre nettselskaper. Dette gjør at det skapes en slags konkurranse mellom nettselskapene selv om de er naturlige monopoler.

Den økonomiske reguleringen legger også til rette for at nettselskapene kan få kostnadsdekning for enkelte FoU-prosjekter (NVE-RME, 2020). Dette gir et insentiv til å utvikle nye teknologiske løsninger, som kan bidra til en mer effektiv utnyttelse av kraftnettet. Flere nettselskaper har pågående FoU-prosjekter om bruken av batterier i distribusjonsnettet. Hvis resultatene fra disse prosjektene viser at batterier kan føre til økt effektivitet i driften av nettet, kan dette være gunstig for nettselskapene både teknisk og økonomisk. Reguleringen bør derfor legge til rette for at bruk av batterier skal være tillatt.

Som nevnt i tidligere kapittel, kan batterier brukes til markedsformål i tillegg til netttformål. Ved kjøp og salg av kraft kan eier av batteriet tjene på prisforskjellene i kraftmarkedet. Likevel må eier av batteriet, enten husholdnings- eller industrikunden betale nettleie for bruk av strømnettet. Dersom kunden har et effektledd i nettleien eller nettleien er tidsdifferensiert vil kunden også kunne tilpasse seg nettleien ved å forbruke strøm når det er lavere nettleie. Nettleien bør gi kunden et prissignal om når det er smart å bruke nettet for å utnytte strømnettet som allerede er bygd på en mer effektiv måte. Dette

vil også kunne gjøre behovet for investeringer mindre, noe som gjenspeiles i lavere nettleie for kunden.

6.3 Eierskap av batterier

Batterier installert i distribusjonsnettet kan ha fordeler for både nettselskapene og sluttbrukere. Likevel er det usikkert hvem som forskriftsmessig og lovlig skal ha mulighet til å eie dem fremover. Siden batterier kan bli sett på som en last når det lades opp og som en produsent når energien lades ut, vil batteriet kunne delta i både kraftmarkedet og i andre markeder.

Dagens regelverk sier at systemansvarlig og nettselskap med mer enn 100 000 kunder skal skille nettvirksomhet og produksjonsvirksomhet. Fremover vil dette regelverket strammes inn slik at skillet blir enda tydeligere, gjennom selskapsmessig og funksjonelt skille.

6.3.1 Selskapsmessig og funksjonelt skille

Fra 1. januar 2021 skal monopolvirksomhet skilles fullstendig fra konkurranseutsatt virksomhet, kalt selskapsmessig og funksjonelt skille (NVE, 2019). Dette er for å redusere risiko for krysssubsidiering. Krysssubsidiering oppstår gjerne når et foretak tilbyr to ulike produkter, og der overskuddet av det ene produktet subsidierer salget av det andre. De gjennomsnittlige produksjonskostnadene for produktene vil dermed ikke være korrekte. Selskapsmessig og funksjonelt skille skal, i tillegg til å redusere risiko for krysssubsidiering, også forhindre at nettselskaper gir særlige fordeler til enkeltaktører. I tillegg vil det sikre at nettselskapene opptrer nøytralt og ikke-diskriminerende.

Delen av loven som omhandler selskapsmessig skille definerer at nettselskapene skal skilles ut i egne selskaper som ikke driver med annen virksomhet. Dette betyr at de ikke kan ha kontroll over virksomhet som driver med produksjon eller omsetning av elektrisk energi og fjernvarme. Det funksjonelle skillet er at nettselskapene skal driftes uavhengig av annen virksomhet. Dette betyr at morselskap eller kontrollerende eier av nettselskap ikke kan gi instruksjoner til den daglige driften av nettselskapet eller om utbygging og oppgradering av nettet (NVE-RME, 2020).

Forskriften om selskapsmessig og funksjonelt skille kan dermed føre til at batterier ikke kan eies av nettselskap, ettersom de kan delta i både kraftmarkedet og i andre markeder.

6.3.2 EUs fjerde energimarkedspakke

Direktivene i EUs fjerde energimarkedspakke (også kalt Vinterpakken) legger til rette for at forbruker skal kunne ta en mer aktiv rolle med tanke på fleksibilitet ved at de for eksempel kan redusere energibruken når strømprisen er høy og lagre energi når prisen er lav (EU, 2019). Energipakken lager et regulatorisk rammeverk for å utføre dette på en mest mulig effektiv måte.

Om eierskap er det definert at DSO (nettselskap) ikke skal eie, utvikle, administrere eller drifte energilagringssystemer (batterier) (EU, 2019). Unntaket er hvis det er fullt integrerte nettverkskomponenter og regulatoriske myndigheter har gitt godkjenning.

Listen under definerer situasjoner der nettselskap kanskje kan eie batterier.

1. Batteri som er nødvendige for nettdrift og godkjent av RME er tillatt.
2. Unntak er tillatt dersom en åpen anbudsprosess for å anskaffe batteri ikke kan levere ift. kvalitet, kostnad og tid.
3. Eksisterende batterier kan eies til de er avskrevet⁸.

Dermed sier EUs fjerde energimarkedspakke at det i noen få tilfeller vil være lovlig for nettselskap å eie batterier. Derimot vil det være mest gunstig, både teknisk og samfunnsøkonomisk, hvis batteriene tilbyr flere funksjoner til flere formål.

7 Lønnsomhetsberegninger

Da AMS-målere ble installert hos sluttbrukere i Norge, fikk nettselskapene større innsikt i tilstanden i distribusjonsnett. Flere steder er det oppdaget at spenningen ikke overholder de kravene som regelverket tilsier, og dermed kreves det at nettet utbedres. Ettersom batteriteknologien utvikles og batteriprisene synker, kan installasjon av et batteri bli et alternativ til reinvestering i ny kabel eller linje.

Før insentiver og regulatoriske føringer blir diskutert må det vurderes batterier faktisk kan være et lønnsomt alternativ. I dette kapitlet skal lønnsomhetsberegninger utføres, og det skal undersøkes om det kan være lønnsomt å ta i bruk batterier i distribusjonsnett.

7.1 Lønnsomhetsberegninger

Etter samtaler med flere nettselskap, ble det klart at det for deres del kan være økonomisk gunstig å installere et batteri i stedet for å oppgradere radialen med problemer knyttet til leveringskvalitet og leveringssikkerhet.

Vi ønsker å undersøke lønnsomheten av å installere et batteri og dermed utsette reinvesteringskostnadene knyttet til oppgradering av nettet. Ser man bort ifra spørsmålet om eierskap, vil nettselskapet kunne spare utgifter lik en fremskyndingskostnad ved å utsette reinvesteringen.

Situasjonen som anvendes i analysen er en kabel i en lang radial i et grisgrendt strøk, der sluttbruker opplever for lav spenning, altså en spenning som er avviker med mer enn 10 prosent av nominell spenning. Ettersom spenningsverdiene bryter med fol vil nettselskapet være nødt til å utbedre nettet. Dette kan gjøres ved å reinvestere i ny kabel, eller det kan installeres et batteri og beholde kabelen som allerede er der.

Radialen som brukes til å utføre lønnsomhetsberegningene består av en nettstasjon med en fast spenning og en kabel ut til et kabelskap. Dette er vist i Figur 8. For å forenkle

⁸ Gitt at det er tatt investeringsbeslutning senest 4. juli 2019, og tilknyttet senest to år etter.

analysen er det kun ett kabelskap, og bare én last. Batteriet som skal kobles på befinner seg også ved dette kabelskapet.



Figur 8: Forenklet radial som viser nettstasjon, kabel, kabelskap og kunde. Viser også plassering av batteri.

Netto nåverdiberegninger vil bli utført for reinvestering i kabel og installering av batteri, gitt et prisintervall for batterisystemet. Prisene er valgt for å dekke spekteret på dagens batteripriser. Deretter skal alternativet om å reinvestere i kabel og alternativet om å investere i batteri sammenlignes. Det er da mulig å se hvilket alternativ som er mest lønnsomt.

For å undersøke flere alternativer, som blant annet variabel lengde på kabel, størrelse på batteri og batterilevetid, skal det også utføres en sensitivitetsanalyse. Denne tar for seg flere mulige scenarier som kan være aktuelt for fremtiden, spesielt med tanke på batteripris og batterilevetid.

7.1.1 Netto nåverdimetoden

Metoden som er brukt for å utføre lønnsomhetsberegningene er netto nåverdimetoden. Det er en enkel og hensiktsmessig metode som brukes for å vurdere hvorvidt en investering er lønnsom eller ikke. Dette gjøres ved å diskontere fremtidig kontantstrøm til dagens verdi, ved bruk av en diskonteringsrente over antall år i analyseperioden. Diskonteringsrenten skal representere avkastningskravet justert for risiko, og er en avgjørende faktor når man skal sammenligne og summere nytte- og kostnadsvirkninger som oppstår på ulike tidspunkt. Valg av diskonteringsrente vil påvirke netto nåverdi i stor grad.

Netto nåverdimetoden avhenger av at investeringskostnaden og fremtidig kontantstrøm er kjent. Formelen for netto nåverdi, NNV , kan skrives på denne måten

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{K}{(1+r)^t}$$

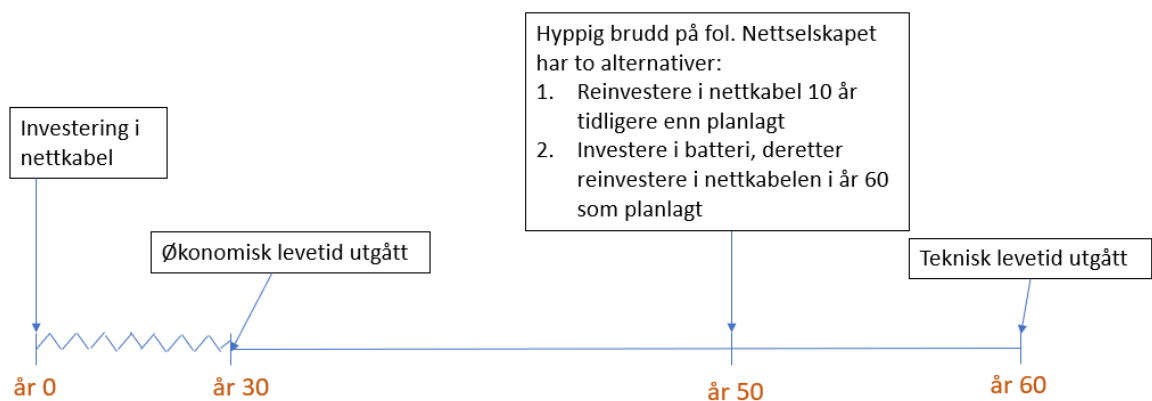
hvor I_0 er investeringskostnaden, K er kontantstrømmen de påfølgende årene, r er diskonteringsrenten og t er antall år i analyseperioden.

Dersom $NNV \geq 0$ sier man at investeringen er lønnsom, og den bør realiseres. Hvis $NNV < 0$ er det en ulønnsom investering, og investeringen bør derfor ikke gjennomføres. Står man ovenfor flere investeringer bør man velge den investeringen med høyest netto nåverdi.

I dette tilfellet vil det kun oppstå negative verdier for netto nåverdi. Det kommer av at det antas lik inntektsramme for begge alternativene, og derfor utelates dette i beregningene. Det er derfor mest hensiktsmessig å se på den investeringen med lavest negativ netto nåverdi som det mest lønnsomme investeringsalternativet.

7.1.2 Antagelser

Det tas utgangspunkt i en tidslinje som strekker seg fra år 0 til år 60, se Figur 9. Tidslinjen er fiktiv og baserer seg ikke på faste årstall. Det antas at det blir investert i en nettkabel i år 0, med en økonomisk levetid på 30 år. Det betyr at nettselskapene skal nedskrive nettinvesteringer over 30 år. En nettkabel har som regel minst dobbelt så lang teknisk levetid. Det antas derfor at den tekniske levetiden er på 60 år, og etter dette må nettselskapet reinvestere i en ny kabel.



Figur 9: Tidslinjen som tas utgangspunkt i ved lønnsomhetsberegningene.

I år 50 oppstår det problemer for nettselskapet som gjør at de har hyppige brudd på fol. Dette kan være en sluttkunde som har en mer krevende last enn tidligere, for eksempel ved installasjon av elbillader. Dette fører til at nettselskapet må forbedre nettet her og nå. Nettselskapet har derfor to alternativer;

- (1) Fremskynde reinvesteringen med 10 år, eller
- (2) Investere i et batteri som kan løse spenningsproblemene som har oppstått, for deretter å reinvestere i ny kabel i år 60 som planlagt.

Med denne tidslinjen som utgangspunkt oppstår det en del antagelser. Selv om tidslinjen strekker seg over 60 år, er det kun de 10 siste årene som er relevant for selve analysen (fra år 50 til år 60).

Tekniske antagelser

Det antas at den eksisterende kabelen er 300 meter lang og av typen TFXP 4x95 Al i et 230 V IT-nett. Det oppstår brudd på fol ved at spenningen i nettet er for lav i gjennomsnitt én time hver dag under høylast, det vil si en spenning mindre enn 10 prosent av nominell spenning. I høylasttimen vil det være et tap gitt av spenningsfallet på kabelen. For resterende timer er leveringskvaliteten innenfor forskriftene, hvor det også antas et konstant spenningsfall. Det antas at spenningen er konstant 230 V ved netstasjonen og at spenningsnivået hos sluttbruker er 215 V utenom høylasttimene.

Alternativ 1: Reinvestere i kabel 10 år tidligere enn planlagt

Ved alternativet for reinvestering antas det at dette vil være av kabeltypen TFXP 4x240 Al, for å sikre stor nok kapasitet. Det antas at den planlagte reinvesteringen i år 60 vil være en utskiftning av hele kabelen, som også vil være tilfellet i dette alternativet. Reinvesteringen antas å heve spenningsnivået under høylasttimene til 215 V.

For å beregne tapene i linjen er spenningstapene i linjen og de ohmske tapene brukt. Ohmske tap for kabelen er hentet fra databladet til Nexans (Nexans, 2020) og er lik 0,125 ohm/km. Beregning av tapene i linja er gjort ved å bruke uttrykket i vedlegg A.1.

Alternativ 2: Investere i batteri og utsette reinvestering i kabel

For alternativet med batteriinvestering er det, basert på lignende pilotprosjekter, antatt en størrelse på batterisystemet på 9 kW og 10 kWh. Det er ikke blitt utført lastflytanalyser, men det antas at 9 kW er nok til å heve spenningsnivået hos sluttbrukeren nok til at det er innenfor kravene i fol. Dette tilsvarer en spenning på 207 V. Ettersom det trengs spenningsstøtte én time hver dag er energikapasiteten til batteriet satt til 10 kWh. Det gjør at batteriet kan levere nok energi i litt over én time. Med tanke på levetid for batteriet settes det til å tilsvare analyseperioden på 10 år. Det ses bort fra degradering av batteriet da vi antar at batteriet har en tilstrekkelig kapasitet gjennom hele analyseperiode.

Ved beregning av tap for batterisystemet tas det hensyn til både tap i den eksisterende kabelen, regnet ut ved spenningstapene og resistansen i den eksisterende kabelen, og tap i opp- og utlading av batteriet. Disse beregningene gjøres ved å bruke uttrykk for tap i batteri i vedlegg A.2. Ettersom batteriet blir installert som et alternativ til reinvestering i kabel, vil kabeltypen fortsatt være TFXP 4x95 Al. Denne har ohmske tap på 0,193 ohm per kilometer, også hentet fra Nexans datablad (Nexans, 2020). Virkningsgradene for batterisystemet er definert basert på samtaler med aktører. For batteripakken er virkningsgraden satt til 95 prosent for både opp- og utladning. For omformerne er det satt en virkningsgrad på 96,5 prosent hver vei. Tapene blir så beregnet ved å finne den nødvendige energi som trekkes fra nettet under opplading og finne differansen fra effekten levert til kunden under høylasttimene. Det antas også at batteriet bruker like lang tid på opp- og utlading, det vil si én time hver dag til både opp- og utlading.

Økonomiske antagelser

Alternativ 1: Reinvestere i kabel 10 år tidligere enn planlagt

Kostnader på eksisterende kabel (TFXP 4x95 Al) og ny oppgradert kabel (TFXP 4x240 Al) er hentet fra Planleggingsbok for kraftnett (REN) (Sintef, 2019). Det samme er kostnader knyttet til graving av grøft (inkluderer arbeidskraft, maskiner og så videre) på gravgrendt strøk.

Totale investeringskostnader ved å oppgradere ny kabel baserer seg på prisen på TFXP 4x240 Al-kabel, kostnaden av å montere kabelen og lengden på kabelen. Dette er en utgift som oppstår én gang i selve investeringsåret. Det vil også påløpe kostnader hvert år i løpet av analyseperioden. Dette er drift- og vedlikeholdskostnader og tapskostnader. Drift- og vedlikeholdskostnader settes til 1 prosent av totale investeringskostnader per år, som er forenlig med kapitalintensive prosjekter innen fornybar energi. Tapskostnadene beregnes basert på antall timer med høylast og gjennomsnittslast, samt en gjennomsnittlig

strømpris på 30 øre per kWh. Forventede avbruddskostnader per år settes lik null da det antas at det vil oppstå like mange avbrudd uavhengig av løsning. Det kan derfor sees bort ifra KILE-kostnader.

Restverdien på eksisterende kabel settes til null etter år 30. Den vil derfor ikke være relevant for lønnsomhetsberegningene i år 50. Ved gjennomføring av alternativ (1), hvor det fremskyndes en reinvestering, må det antas at det oppstår en fremskyndingskostnad i form av tapt avkastning. Utrekning for denne kostnaden er oppgitt i vedlegg A.3. I tillegg vil det oppstå en restverdi på den nye kabelen som monteres i år 50. Ved analyseperiodens utgang har nettkabelen fortsatt 20 år igjen av sin økonomiske levetid. Kabelens restverdi settes derfor til 2/3 av totale investeringskostnader, som beskrevet i formelen i vedlegg A.4.

Alternativ 2: Investere i batteri og utsette reinvestering i kabel

Anslag på pris av batterisystemer de neste årene antas å ligge i intervallet 4 000 kroner per kWh og 6 000 kroner per kWh, basert på faktaark om batterier fra NVE (Hole & Horne, 2019). Dette er i utgangspunktet priser på litt større systemer. Etter samtale med en etablert batteritilbyder ser det ut til at det øverste prissjiktet er realistisk. Monteringskostnadene er satt til 40 000 kroner som et overslag på materialer, arbeidskraft og annet som er nødvendig. De totale investeringskostnadene avgjøres derfor av prisen på batterisystemet, størrelsen på batteriet og monteringskostnadene. De påløpende kostnadene er de samme som under alternativ (1); drift- og vedlikeholdskostnader og tapskostnader. Drift- og vedlikeholdskostnader settes også her til 1 prosent av totale investeringskostnader per år. Tapskostnadene per år, i dette tilfellet, består av tapskostnader knyttet til opp- og utlading av batteri, samt tapskostnader knyttet til eksisterende kabel. Degraderingskostnader per år er også en påløpende kostnad, men sees bort i fra i dette tilfellet.

Basert på batteriets tekniske og økonomiske levetid, antas det at batteriet har en restverdi lik null ved analyseperiodens slutt (år 60). Det sees derfor bort ifra denne verdien i lønnsomhetsberegningene.

Ved gjennomføring av alternativ (2) må det forventes at det oppstår en avkastning i form av å utsette reinvesteringen til planlagt tidspunkt. Denne avkastningen antas å være lik fremskyndingskostnaden som oppstår ved å gjennomføre alternativ (1), da dette kan bli sett på som en alternativkostnad. Denne verdien vil påvirke netto nåverdien til batteriinvesteringen positivt.

Diskontering og inflasjon

I lønnsomhetsberegningene brukes det diskonteringsrente på både 4 prosent og 6 prosent. Det kommer av at Finansdepartementet har vedtatt at man skal bruke en diskonteringsrente på 4 prosent ved lønnsomhetsberegninger av nettinvesteringer med analyseperiode på 0 til 40 år (Finansdepartementet, 2014). Samtidig bruker RME en diskonteringsrente tilnærmet 6 prosent når de vedtar inntektsrammen til nettselskapene (NVE-RME, 2020).

I denne analysen er alle tall fra 2019. Det betyr at alle beregninger er gjort i 2019-kroner, og vi ser derfor bort i fra inflasjon. Alle fremtidige kostnader er diskontert over den gitte perioden.

7.1.3 Resultater og diskusjon

De to nevnte alternativene er likeverdig vurdert over analyseperioden på 10 år med de økonomiske- og tekniske antagelsene som er beskrevet over. Parametere brukt i lønnsomhetsberegningene vises i tabellene nedenfor. Tabell 1 viser hva som er med for å beregne netto nåverdi av alternativ (1), hvor fremskyndingskostnader og restverdi spiller en viktig rolle. Tabell 2 viser parametere som inngår i beregning av netto nåverdien av alternativ (2), hvor avkastningen ved å utsette reinvesteringen påvirker beregningen positivt.

Tabell 1: Parametere i netto nåverdiregningen til alternativ (1).

Parametere som inngår i NNV: Alternativ (1) - Kabel		
Total investeringskostnad [kr]	kr	183 183,00
Drift- og vedlikeholdskostnader [kr/år]	kr	1 831,83
Tapskostnad [kr/år]	kr	2 292,80
Restverdi ny kabel [kr]	kr	122 122,00
Fremskyndingskostnader r = 4 % [kr]	kr	59 431,13
Fremskyndingskostnader r = 6 % [kr]	kr	80 894,57

Tabell 2: Parametere i netto nåverdiregning til alternativ (2).

Parametere som inngår i NNV: Alternativ (2) - Batteri			
	Pris batterisystem per kWh		
		4 000 kr/kWh	6 000 kr/kWh
Total investeringskostnad [kr]	kr	80 000,00	kr 100 000,00
Drift- og vedlikeholdskostnader [kr/år]	kr	800,00	kr 1 000,00
Tapskostnader utlading batteri [kr/år]	kr	89,49	kr 89,49
Tapskostnader opplading batteri [kr/år]	kr	97,62	kr 97,62
Tapskostnader gammel kabel [kr/år]	kr	2 059,90	kr 2 059,90
Totale tapskostnader [kr/år]	kr	2 247,01	kr 2 247,01
Avkastning ved å utsette reinvestering [kr], r = 4 %	kr	59 431,13	kr 59 431,13
Avkastning ved å utsette reinvestering [kr], r = 6 %	kr	80 894,57	kr 80 894,57

Ved bruk av netto nåverdimetoden, der påløpende kostander er diskontert for både 4 og 6 prosent, har begge alternativene negativ netto nåverdi, som vist i Tabell 3. Med det menes at investeringene ikke kan anses som lønnsomme. Resultatet er som forventet, da det ikke er inkludert tallfestet inntekt (foruten inntektsrammen som er lik i begge tilfellene) i løpet av analyseperioden. Likevel må et av alternativene gjennomføres, da nettselskapet bryter med fol. Nettselskapet plikter å investere i nettanlegg for å overholde fol og kan ikke kreve anleggsbidrag for investeringen. I tillegg har ikke nettselskapet mulighet til å gjennomføre markedsrelaterte handlinger med batteriet, som kjøp og salg av kraft, grunnet sin rolle i et monopol.

Tabell 3: Netto nåverdi av alternativ (1) og (2) med diskonteringsrente på hhv. 4 og 6 prosent.

	Pris batterisystem per kWh			
	4 000 kr/kWh		6 000 kr/kWh	
	r = 4 %	r = 6 %	r = 4 %	r = 6 %
NNV Alternativ (1) - Kabel	-kr 153 946,57	-kr 172 313,21	-kr 153 946,57	-kr 172 313,21
NNV Alternativ (2) - Batteri	-kr 45 282,85	-kr 21 531,69	-kr 66 905,03	-kr 43 003,70

Fra Tabell 3 er det tydelig at valg av diskonteringsrente er avgjørende for netto nåverdien, noe som er en kjent faktor ved investeringsbeslutninger. I alternativ (2) påvirkes netto nåverdiberegningen for batteriet positivt gjennom avkastning man får ved å utsette kabelinvesteringen med 10 år. Batteriprisen er også en avgjørende faktor, da den varierer mellom 4 000 kroner per kWh og 6 000 kroner per kWh. I tillegg er lengden på kabel 300 meter, som er forholdsvis lang til å være en nettkabel i distribusjonsnett, avgjørende.

I alle tilfeller i Tabell 3 er batteriinvesteringen mer lønnsom enn kabelinvesteringen, gitt lik nytte. Generelt vil batteriinvesteringen være mindre negativ dess lavere kostnadene på batteri. Lavere kostnader på batteri i fremtiden kan anses som realistisk da prisene har falt de siste årene.

Ut fra de netto nåverdiberegningene som er blitt gjort, med en diskonteringsrente på 4 prosent, vil nettselskapet ha høyere lønnsomhet av å velge alternativ (2), uavhengig av prisen på batteriinvesteringen. Dersom diskonteringsrenten er 6 prosent vil, ifølge netto nåverdiberegningene, nettselskapet også foretrekke å investere i batteri i år 50.

Som tidligere nevnt er scenarioet undersøkt i beregningene svært spesifikt. Netto nåverdiene vil være sensitive til endringer, enten i pris på batteri, lengde på kabel og ulik diskonteringsrente. På bakgrunn av dette har vi, med samme scenario som utgangspunkt, også utført en sensitivitetsanalyse.

7.2 Sensitivitetsanalyse

Ettersom de utførte lønnsomhetsberegningene dreier seg om et enkelt tilfelle, er det ønskelig å utvide rammene for når et batteri kan være gunstig. Dette gjøres gjennom en sensitivitetsanalyse av resultatene fra lønnsomhetsberegningene.

Poenget med sensitivitetsanalysen er å se hva batteriprisen per kWh må være for at det er lønnsomt å utsette nettinvesteringer og heller benytte seg av batteri for å møte kravene i fol. Forskjellige parametere endres derfor hver for seg. Lengde på kabel, pris på batterisystem og levetid på batteri justeres for å se hvilke utslag det gir på lønnsomheten. Disse resultatene vil gi en bedre indikasjon på hvilke tilfeller batterier kan være nyttige, og om dagens og fremtidens batteripriser gjør installasjon av batterier til det mest gunstige alternativet.

7.2.1 Metode og antagelser

For å finne når batteri er lønnsomt er det ønskelig å finne en netto nåverdi for batteriinvesteringen som tilsvarer alternativkostnaden ved å reinvestere i kabel 10 år tidligere enn planlagt. Denne er gitt av fremskyndingskostnaden.

Maksimal batteripris ved å endre lengde på kabel

Til nå har radialen som er undersøkt vært lang. For å se hvor mye lengden på kabelen vil ha innvirkning på lønnsomhet har man variert denne innenfor et intervall. Videre er det undersøkt hva batteriprisen per kWh må være for å møte restriksjonen om at netto nåverdi må være lik alternativkostnaden. Intervallet er satt til lengder mellom 50 og 400 meter. Maksimal lengde på 400 meter er valgt fordi det sjeldent lages radiale lenger enn dette. Batteristørrelsen er konstant, med omformerkapasitet på 9 kW og batterikapasitet på 10kWh (9kW/10kWh).

Maksimal batteripris ved å endre batteriets levetid

Ettersom batteriteknologien er i rask endring er det forventet at levetiden på batterisystemene vil øke. Derfor undersøkes lønnsomheten gitt analyseperiode og levetid på batteri lenger enn 10 år, nemlig 15 og 20 år. Alternativt reinvestert kabel holdes konstant på 300 meter. Vi ser også her på et batterisystem av størrelse 9 kW/10kWh. Dette ble sjekket for å se hvilke påvirkninger levetiden har på lønnsomheten for batterier i kraftsystemet.

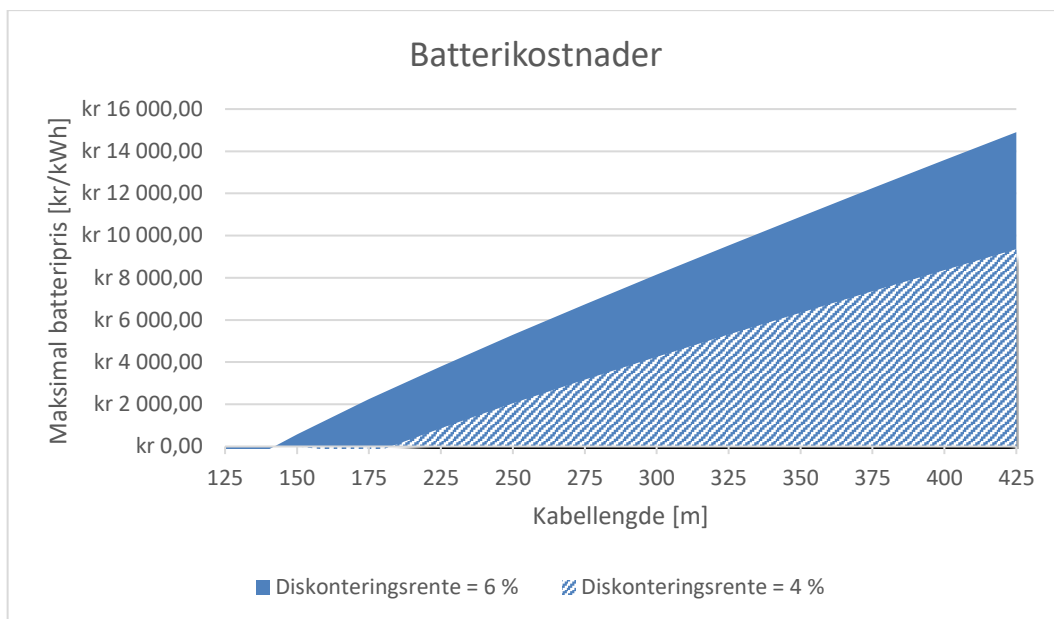
Minimal kabellengde for estimerte fremtidspriser

I rapporten skrevet av THEMA antas det at batterisystemprisene vil synke frem mot 2048 (THEMA Consulting Group, 2019). Basert på disse tallene undersøkes det hvor lange kabelstrekker en kan ha for å oppnå netto nåverdi lik alternativkostnaden. Prisene for batterisystem er 4000, 1600, 800, 500 kroner per kWh, og batterisystemet holder konstant størrelse lik 9 kW/10kWh.

7.2.2 Resultater og diskusjon

Maksimal batteripris ved å endre lengde på reinvestert kabel

Figur 10 viser hva maksimal pris per kWh på batteri kan være for at batteriinvesteringen skal være lønnsom for ulike kabellengder. Prisen viser et mulighetsområde, noe som betyr at alle verdier under den oppgitte prisen vil gi batteriinvesteringen en positiv netto nåverdi. Dette resultatet gjelder for et batterisystem med gitt størrelse på 9kW/10kWh. Figuren baserer seg på tall i tabellen i vedlegg B.1.



Figur 10: Lønnsomhetsområde for ulike priser og kabellengder.

Det blå skraverte området i Figur 10 viser et lønnsomhetsområde for ulike kombinasjoner av batterikostnader og kabellengder. Alle kombinasjoner innenfor dette området vil gi en positiv netto nåverdi for batteriet, ved bruk av en diskonteringsrente på 4 prosent. Gitt en diskonteringsrente på 6 prosent, vil alle kombinasjoner innenfor det blå området og det skraverte området gjøre batteriet til en lønnsom investering.

Med dagens prisintervall på 4 000 til 6 000 kroner per kWh vil batteriet være lønnsomt dersom det kan erstatte en kabelreinvestering på minst 200 meter til omkring 265 meter, med diskonteringsrente på 6 prosent. Dersom en bruker en diskonteringsrente på 4 prosent, må batteriet erstatte en lengde på minst 275 meter til omkring 325 meter. Det kommer derfor tydelig frem at kabelen som skal oppgraderes må være relativt lang for at det skal lønne seg med et batteri.

Dersom kabelen er kortere enn cirka 180 meter, for en diskonteringsrente på 4 prosent, og kortere enn omtrent 140 meter, gitt diskonteringsrente på 6 prosent, vil det ikke være lønnsomt med en batteriinvestering ettersom dette krever negative batteripriser.

Valg av diskonteringsrente har mye å si på lønnsomheten av batteriinvesteringen. En diskonteringsrente på 6 prosent gir rom for at batterisystemet kan ha en høyere pris, og fortsatt være en lønnsom investering. Likevel er det en tydelig og lineær trend om at jo lengre kabel som skal reinvesteres i, desto dyrere batteripris per kWh kan tillates for at investeringen fortsatt skal være lønnsom.

Maksimal batteripris ved å endre batteriets levetid

Det er også sett på hva maksimal pris på batteriene kan være ved å endre på batteriets levetid, og dermed endre analyseperioden. Tabell 4 viser resultatene for batterier med levetid på 10, 15 og 20 år, regnet ut med diskonteringsrente på både 4 prosent og 6 prosent.

Tabell 4: Maksimal batteripris ved å endre batteriets levetid.

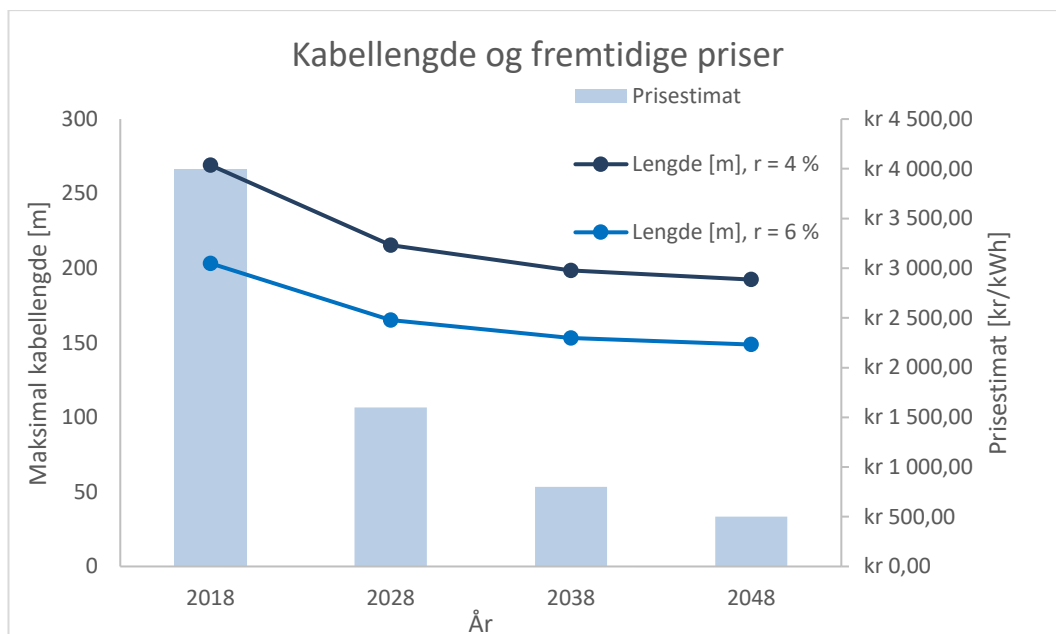
Levetid [år]	Lengde [m]	Pris batterisystem [kr/kWh], r = 4 %	Pris batterisystem [kr/kWh], r = 6 %	Størrelse batterisystem [kWh/kW]
10	300	kr 5 308,68	kr 9 529,33	10kWh/9kW
15	300	kr 8 414,94	kr 11 166,18	10kWh/9kW
20	300	kr 10 844,90	kr 13 930,70	10kWh/9kW

Dersom batteriet får en levetid på 15 år, og skal være et alternativ til en reinvestert kabel på 300 meter, vil alle batteripriser under 8 415 kroner per kWh gi en positiv netto nåverdi. Øker batteriets levetid med ytterligere 5 år, slik at det har en levetid på 20 år, vil investeringen være lønnsom så lenge batteriprisen ligger under 10 845 kroner per kWh med en diskonteringsrente på 4 prosent. En tilsvarende trend ser vi også for beregningene gjort med diskonteringsrente på 6 prosent. Ut ifra Tabell 4 kan vi se at økt batterilevetid tillater en høyere maksimal pris. Det vil si at økt levetid på batterier vil gjøre batteriinvesteringer lønnsomme fremover.

Det kan også trekkes en sammenheng fra dette resultatet om at økt levetid vil gi rom for at batterier kan være lønnsomt ved reinvestering av kortere radialer. Kortere kabellengde reduserer den maksimale batteriprisen gjennom lavere fremskyndingskostnader, som oppstår ved å reinvestere kabelen tidligere enn planlagt. En høyere maksimal pris på batterier vil derfor gi større mulighetsrom for kabellengder. Dagens batteripriser ligger allerede under de maksimale prisene som er presentert i Tabell 4. Dette gir mulighet for at man kan korte ned lengden på radialen til man treffer krysningspunktet mellom lønnsom batteripris og dagens faktiske priser.

Minstekrav for kabellengde for estimerte fremtidspriser

I Figur 11 presenteres hvor lang en kabel minimum må være, gitt de ulike prisestimatene og gitt størrelse på batteriet, for at batteriinvesteringen skal være lønnsom. Kabellengder kortere enn de oppgitte verdiene vil gi negativ netto nåverdi for batteri, mens verdier over vil sørge for at investeringen av batteri er lønnsom. Figur 11 er basert på tabellen i vedlegg B.2.



Figur 11: Minimal lengde på kabel for at prisestimatene skal gi en lønnsom investering.

Figur 11 viser estimerte fremtidspriser fra 2018 til 2048, samt minste valg av kabellengde for at batteriinvesteringen skal være lønnsom. På den horisontale akse er årene presentert, mens på den vertikale akse kan man lese av lengde på kabel oppgitt i meter (til venstre), og prisestimat oppgitt i kroner per kWh (til høyre).

I 2018 lå batteriprisene på cirka 4 000 kroner per kWh (THEMA Consulting Group, 2019). Til denne prisen var man avhengig av en kabellengde på nesten 270 meter for at batteriinvesteringen skulle vært lønnsom, gitt en diskonteringsrente på 4 prosent. Tilsvarende måtte man krevd en lengde på omtrent 200 meter for en diskonteringsrente på 6 prosent.

I 2028 forventes det at batteriprisene faller til omtrent 1 600 kroner per kWh. Dette tilsvarer en prisreduksjon på 60 prosent fra 2018. Som følge av denne reduksjonen i pris vil investeringen av batteri være lønnsom dersom lengden på radialen er 215 meter eller lengre, for diskonteringsrente på 4 prosent. For en diskonteringsrente på 6 prosent, må kabellengden minst være 165 meter.

De neste ti årene forventes det at batteriprisen vil falle med ytterligere 50 prosent. Batteriprisene er estimert til å ligge rundt 800 kroner per kWh i 2038. Til denne batteriprisen kan man tillate enda kortere radialer enn tidligere. Den samme trenden ser man også får de siste ti årene, der prisen reduseres med nye 40 prosent.

Til tross for store reduksjoner i pris er endringen i kabellengde relativt liten, dette kommer tydelig frem i Figur 11 der trendlinjene for kabellengde flater ut over tid. En forklaring på dette er at monteringskostnaden holdes lik over tid, da det ikke er tatt hensyn til inflasjon i disse lønnsomhetsberegningene. Lavere batteripriser vil gi lavere investeringskostnader, men de totale investeringskostnadene vil i hovedsak være knyttet til monteringskostnaden på 40 000 kroner. De faste kostnadene vil derfor gi store utslag på batteriinvesteringens netto nåverdi. Dersom en skulle klare å redusere disse kostnadene vil batteriet fort blitt mer lønnsomt.

Det kommer tydelig frem fra dette resultatet at lavere batteripriser vil gi muligheter til å reinvestere kortere radialer. Det er samtidig viktig å understreke at kabelen som skal reinvesteres fortsatt må være relativ lang for at det skal lønne seg å investere i et batteri, selv om prisreduksjonen er stor.

7.3 Feilkilder og diskusjon av lønnsomhetsberegninger

7.3.1 Ikke-tallfestede kostnader og nytte

Lønnsomhetsberegningene som er gjort ovenfor er forenklet i den grad at flere samfunnsøkonomiske kostnader ikke er inkludert. Slike kostnader er gjerne negative eksternaliteter som miljøskade, støy og andre ulemper ved å grave og koble på en nettkabel, eller å installere et batteri. Slike ikke-tallfestede kostnader er utelatt i beregningene, og må legges til grunn ved analysering av resultatet.

Det mest samfunnsøkonomisk effektive er å ha et batteri med flere funksjoner. Flere funksjoner kan kreve et større batteri, noe som vil ha en større investeringskostnad. Resultatet vil være mindre gunstig enn et batteri som kun hever spenningsnivået, men det er vanskelig å trekke en slutning ettersom noe av nytten ikke kan tallfestes.

For at analysen skal være fullverdig bør nytten til de to alternativene synliggjøres. Utrekning av nytte er vanskelig å tallfeste, men kan eksempelvis regnes ut fra betalingsvilligheten på strøm og nettleie. Nytten kan også tallfestes ved å regne ut samfunnets totale nytte av muligheten for tilkobling på kraftnettet. Samfunnet ville hatt lavere nytte, og mindre utvikling, dersom strøm var et eksklusivt gode.

For at beregningene skal være enkle å sammenligne er det antatt at begge alternativene gir lik nytte, altså akseptabel spenningskvalitet. For batteriets del betyr det at batteriet kun kan bidra med én funksjon, til tross for at det har flere funksjoner. Likevel er det antatt at batteriets nytte øker dersom det kan brukes til flere funksjoner. Et batteri i distribusjonsnettet vil, i tillegg til aktiv spenningsstøtte, kunne bidra med andre funksjoner som bedrer spenningskvaliteten, for eksempel fasekompensering. Denne økte nytten er igjen vanskelig å tallfeste.

Det som derimot kan tallfestes er nytten av å bruke batteri til markedsformål, som ved kjøp og salg av kraft og utnyttelsen av arbitrasjemulighetene, enten i det ordinære energimarkedet eller i markedet for reserver. På grunn av problemer knyttet til eierskap av batteriet, og det er antatt at batteriet er en nettkomponent som eies av nettselskapet, er dette ekskludert fra beregningene. Diskusjon rundt eierskap og batteri vil bli tatt opp i kapittel 8.

7.3.2 Diskusjon av antagelser

Et annet aspekt ved batteriene som ikke er tatt hensyn til i beregningene er degradering. Et batteri vil ikke kunne levere samme effekt mot slutten av sin levetid på grunn av degradering, og forskjellige bruksmønstre påvirker i hvilken grad batteriet degraderes.

Ettersom et slikt bruksmønster er vanskelig å generalisere uten å gjøre det situasjonsspesifikt, er ikke dette tatt hensyn til kostnadmessig i analysen. Teknisk er dette håndtert til en viss grad ved å dimensjonere batterisystemet slik at batterikapasitet er 10 kWh og omformerkapasitet er 9 kW. Det betyr at hvis batteriet degraderes noe, vil batterisystemet fortsatt kunne levere energi i hele høylastperioden. På en annen side kan det antas at batterileverandøren tar høyde for en viss degradering i løpet av batterilevetiden og det vil ikke være nødvendig å dimensjonere batteriet for degradering.

Forholdet mellom energi- og effektkapasitet er satt til tilnærmet én til én, ut ifra at formålet til batteriet skal være spenningsstøtte med aktiv effekt. Behovet for energi- og effektkapasitet vil variere ut ifra hvilke tjenester batteriet skal yte. For noen formål er mengden lagret energi viktigere enn hvor fort det kan leveres til nettet. Derfor vil det også være veldig spesifikt for ulike tilfeller hva raten mellom effekt og energi bør være, og det er derfor viktig å definere hva batteriet skal brukes til før det dimensjoneres.

Situasjonen lønnsomhetsberegningene er basert på er veldig spesifikk. Det er mange forskjellige situasjoner i nettet der spenningsproblemer oppstår, men etter samtaler med nettselskap er det gjerne i grisevendte strøk med lange radiale batterier kan være aktuelt. Radialen kan enten bestå av en kabel eller en luftlinje. I lønnsomhetsberegningene er det valgt å se på kabel, både eksisterende og en eventuell reinvestering. På en annen side er luftlinje generelt sett billigere enn kabel. Hadde lønnsomhetsberegningene vært basert på luftlinje, hadde det kanskje gitt utslag på lønnsomhetsberegningene.

I tillegg er den valgte kabelen, TFXP 4x240 Al, også den dyreste. I noen situasjoner i nettet ville denne typen kabel vært aktuell å reinvestere i, mens i andre hadde det ikke vært nødvendig med et så stort tverrsnitt. For kabel er det uansett en grøftkostnad som er lik for alle tverrsnitt og dermed er ikke prisdifferansen på selve kabelen så avgjørende for lønnsomheten.

I lønnsomhetsberegningene er det antatte spenningsnivåer som er benyttet. Disse samsvarer ikke nødvendigvis med spesifikke forbruk ettersom det i denne lønnsomhetsberegningen ikke er utført lastflytanalyser i forkant. Det er derfor mulige uoverensstemmelser mellom spenningsfallet i radialen og størrelsen på installert batteri for spenningskorrigering. Ved mer nøyaktige lønnsomhetsberegninger bør det gjennomføres lastflytanalyse ut fra forbruksdata ettersom dette vil påvirke investeringsvalg. Størrelsen på batteriet og økt kapasitet på ny kabel vil her komme inn å ha noe å si for netto nåverdiberegningene.

Prisene på batterisystemet er i beregningene definert som kr per kWh. Dette er gjort for å kunne sammenligne resultater med estimerte tall på dagens og fremtidens priser på batterisystem. Prisen på batterisystemene sier derfor ingenting om forholdet mellom energi- og effektkapasiteten, som kan variere etter hvilke formål batteriet skal ha. Det kan derfor være vanskelig å vurdere den egentlige lønnsomheten til batterier på generell basis, ettersom størrelsesordenen er ukjent.

I lønnsomhetsberegningene blir det antatt at batteriet som brukes står på samme sted under hele levetiden. I scenarioet over ser man på om batteriet kan brukes som en løsning for å slippe fremskynding av en planlagt reinvestering på 10 til 20 år. Det er ikke sett på om batterier kan fungere som en midlertidig løsning, der det kun blir satt inn for å fikse et problem som gjelder for en kort periode, for eksempel ett til fem år.

Oppgradering av nett kan være omfattende og langvarig. Det er rimelig å anta at det går raskere å sette opp et batteri sammenlignet med å oppgradere en kabel. Dette vil fremme batteri i en eventuell investeringsvurdering, da batteriet blir sett på som en hurtigere løsning enn ny kabel. Denne forskjellen i tidsbruk er ikke tatt hensyn til i lønnsomhetsberegningene.

I lønnsomhetsberegningene tas det ikke stilling til om det er et sterkt eller svakt nett, men det antas at løsningen på for lav spenning er å øke tilførsel av aktiv effekt. Med andre ord sees det bort ifra kortslutningsytelse. Etter samtale med nettselskap har det kommet frem at dette kan føre til utfordringer, ettersom lav kortslutningsytelse kan føre til at komponenter blir ødelagte ved feil i nettet. Det kan da diskuteres om batterier sikkerhetsmessig er et fornuftig valg hvis det ikke kan bidra med funksjoner som for eksempel økt kortslutningsytelse slik at driften blir forsvarlig.

Som beskrevet er lønnsomhetsberegningene basert på mange antagelser. Det kunne for eksempel vært gjort lastflytanalyser for å bestemme størrelsen på batteri og ohmske tap i kabelen. Det kunne også vært aktuelt å benytte seg av en annen kabeltype eller luftlinje. Metoden for lønnsomhetsberegningene er mulig å bruke videre med andre data og dermed mulig å bruke for forskjellige situasjoner for å undersøke lønnsomheten til batterier i distribusjonsnettet.

7.3.3 Andre mulige løsninger for batterier i distribusjonsnettet

Dersom batteri kan brukes i korte perioder, vil det være hensiktsmessig for nettselskapene å flytte batteriet rundt i løpet av levetiden. Dette vil være spesielt gunstig dersom batteriene får økt levetid. Investering av batteriet er en kostnad som oppstår én gang, og vil derfor kun påvirke lønnsomhetsberegningene knyttet til det første bruksområde. Når batteriet har gjort sin nytte, kan det flyttes til et annet sted. Denne gangen skal ikke kostnadene knyttet til innkjøp av batteriet inkluderes i lønnsomhetsberegningen. Det vil kun oppstå kostnader knyttet til demontering, flytting og montering, og det er rimelig å anta at disse kostnadene vil være betraktelig lavere enn første gang batteriet brukes. En annen mulighet er å bruke batterier flere steder i løpet av året, for eksempel et sted med for lav spenning om vinteren og et sted med for høy spenning om sommeren.

En annen mulighet, som ikke har blitt sett på i lønnsomhetsberegningene, er å bruke batterikapasiteten som er tilgjengelig gjennom kasserte elbilbatterier. Dette er en type lagringskapasitet som allerede i dag er tilgjengelig, men som benyttes i svært liten grad. Det er mulig å gjenbruke disse i energilagringssystemer, som da resulterer i en lavere investeringskostnad enn for nye batterisystemer. På en annen side vil disse ha en kortere forventet levetid, i tillegg til at denne variabelen i større grad er usikker på grunn av tidligere bruksmønster og forskjellig degradering. Det mest gunstige alternativet kunne da vært å bruke disse batteriene til mer midlertidig installasjon på for eksempel et år.

8 utfordringer og muligheter knyttet til eierskap og insentiver

Lønnsomhetsberegningene som ble utført viser at batterier kan være den en lønnsom investering, spesielt i lange radialer. Insentiver fra RME gjennom inntektsrammen gjør at nettet skal driftes effektivt, og reguleringen bør derfor legge til rette for bruk av batterier der det er mest hensiktsmessig. Ettersom batterier kan bidra til både nett- og markedsformål stilles det spørsmål knyttet til hvem som skal eie dem. På grunn av regelverket i EUs fjerde energimarkedspakke og forskriftsbestemmelsen om selskapsmessig og funksjonelt skille må spørsmålet om eierskap diskuteres.

Det er flere aktører som kan eie et batteri plassert i distribusjonsnettet. En mulighet er at nettselskap eier og drifter batteriene, som er en mulig løsning hvis man kun ser på batterier som en nettkomponent. En annen mulighet er at batteriet eies av en tredjepart, som er spesielt aktuelt hvis det installerte batteriet både brukes til markedsformål og nettførmål. Det viktigste når det gjelder en slik tredjepart er at det må være en stor nok avkastning på det å eie et batteri, ellers vil interessen være liten. Inntekten på et nettbatteri vil være en kombinasjon av å utnytte forskjeller i kraftpris, ta del i reservemarkeder og selge netttjenester til nettselskap.

8.1 Nettselskap som eier

Nettselskapene har ansvar for drift av nettet og må sørge for at leveringskvaliteten opprettholdes. Gjennom inntektsrammen blir nettselskapene oppfordret til å drifte nettet effektivt, og lønnsomme batteriinvesteringer kan bidra til dette.

Ettersom et batteri har flere nettførmål, blant annet spenningsregulering, kan det bistå distribusjonsnettet der det er behov. Det er med andre ord mulig å anse batteriet som en nettkomponent plassert foran måleren. Dermed er det naturlig å tenke på nettselskapet som eier av batteriet, men et slikt eierskapet fører til utfordringer. Batterier kan, som tidligere nevnt, også bidra til markedsformål. Dette strider med nettselskapenes rolle, og kryssubsidiering kan være vanskelig å unngå.

8.1.1 Batteri som nettkomponent

Det ligger utfordringer i hvordan å definere et batteri som kun en nettkomponent og hvordan det skal følges opp at ingen markedsformål benyttes. En mulighet er at batterier under en viss størrelse kan anses som kun en nettkomponent⁹. Det vil da være lite å hente med tanke på markedsformål. Selv batterier med liten lagringskapasitet kan bidra med tjenester til nettet, fordi batterisystemene også består av omformere. Som nevnt i kapittel 5.2 kan fasekompensering og reaktiv effekt-kompensering oppnås også med liten energikapasitet på batteriet ettersom det er redistribuering av strømmer i omformeren som bidrar til korrigeringen. På denne måten kan et batterisystem yte tjenester for nettet som

⁹ Diskutert med en batteriprodusent.

kun en nettkomponent og kan eventuelt eies av nettselskapene. Det er likevel ikke alle formålene til batteri som kan tas i bruk på denne måten, og fokus blant aktørene som har pilotprosjekter i dag er på funksjoner som krever aktiv bruk av batteriet, slik som å unngå flaskehals og effekttopper.

En annen måte å se på batterier som utelukkende nettkomponenter er hvis det er mulig å gjøre de markedsnøytrale. Det vil si at det ikke er prisforskjellene i markedet som styrer hvordan batteriet agerer, men at dette baserer seg på forutbestemte forhold. Dette kan utføres ved å ha en algoritme som bestemmer når batteriet lades opp, for eksempel basert på den tekniske tilstanden til batteriet. Det kan da defineres at batteriet til enhver tid skal være ladet til et bestemt nivå, eller lade når det når en bestemt nedre grense.

Dersom batteriet skal anses som en nettkomponent vil det ikke være rom for kjøp og salg av kraft. Ulempen er da at lønnsomheten til batteriet blir lavere da ikke alle dens funksjoner blir anvendt. Det er samfunnsøkonomisk fordelaktig med full utnyttelse av batteriet. Batteri som kun en nettkomponent er derfor ikke helt forenlig med energiloven, som sier at nettet skal driftes på en samfunnsmessig rasjonell måte. Dersom batteriet lades basert på forhold som er uavhengig av kraftprisen, vil ikke dette gi effektiv drift av nettet ettersom det ikke gjøres på den mest kostnadseffektive måten. Dette strider med insentivene i inntektsrammen om at nettselskapene skal bidra til effektiv drift av kraftnettet.

8.1.2 Regelverk og regulering

Signalene fra EU tilsier at nettselskap ikke skal ha mulighet til å eie batterier. Det kommer frem i EUs fjerde energimarkedspakke at det finnes noen unntak, som nevnt i kapittel 6.3.2. Et av disse unntakene gjelder i de tilfellene batterier er nødvendig for nettdrift og godkjent av RME. Hva som defineres som «nødvendig nettdrift» bør diskuteres, og det bør lages et rammeverk for hvilke kriterier som må være på plass for at RME skal godkjenne eierskapet. I dag er for eksempel kondensatorbatterier lov for nettselskapene å eie da disse anses som rene nettkomponenter og er viktig for effektiv drift av nettet. Det fjerde unntaket, som omhandler beredskap, vil for eksempel kunne dekke batterier som brukes som erstatning til aggregat ved avbrudd.

Det bør nevnes at Norge foreløpig ikke har iverksatt regelverket i EUs fjerde energimarkedspakke. Regelverket skal opp til vurdering, slik som de tidligere energimarkedspakkene fra EU. De foregående energimarkedspakkene har blitt godkjent. Med regelverket fra EU og et tydelig selskapsmessig- og funksjonelt skille vil prosessen rundt nettselskapene som eiere av batterier kompliseres.

8.1.3 Eie eller leie?

Mange av problemene i distribusjonsnettet er knyttet til høy last. Dette gjør at problemene ofte kan forekomme til spesifikke tider og i noen deler av året. Belastningen er størst for nettet i de kaldeste månedene, ettersom behovet for energi da er størst. Dersom nettselskapene bare trenger netttjenester fra et batteri i korte perioder av året, kan det være mer hensiktsmessig å kjøpe disse tjenestene fra en annen aktør i stedet for å eie batteriet selv. Det tenkte tjenestekjøpet kan gi mulighet for at tredjepart selger andre

batteritjenester parallelt, og dette vil kunne gi lavere kostnader for nettselskapet. Valget mellom å investere selv og å kjøpe batteritjenester påvirkes i noen grad av dagens beregning av inntektsrammen. Det vil lønne seg å velge den løsningen som gir høyest bokført nettkapital (DNV GL, 2018). Markedet for tjenestekjøp bør ikke reguleres da markedet bør sette pris på tjenester selv, men inntektsrammen kan reguleres slik at større kapital har en større betydning i utregningen av inntektsrammen.

8.2 Tredjeparts eier

Et alternativ til at nettselskapene eier batteriene er at en tredjeparts aktør eier. Etter samtaler med nettselskaper kommer det frem at de ikke er fremmed for å kjøpe tjenester av en tredjepart. Det er da viktig for nettselskapene at det er lagret kapasitet tilgjengelig til enhver tid. Samtidig er det usikkerhet rundt betalingsvilligheten for en slike tjenester. Per nå finnes det ikke et marked for kjøp av batteritjenester, og dette kan være vanskelig å etablere ettersom det foreløpig er mye usikkerhet. Det er derfor viktig å undersøke hva som skal legges til rette for at en tredjepart skal være interessert i å eie et batteri.

Det er logisk å anta at en tredjeparts eier vil være en profittmaksimerende aktør som ønsker mest mulig avkastning. Det må derfor legges til rette for at en tredjeparts eier kan tjene på investeringen. Dette er mest sannsynlig dersom batteriet kan brukes til både nett- og markedsformål. For at dette skal være mulig må det være insentiver som gjør at de velger et batteri som har flere funksjoner enn kun kjøp og salg av strøm. For nettselskapene er det gunstig om batteriene kan bidra til økt leveringskvalitet og leveringssikkerhet, og kan derfor være villige til å kjøpe slike tjenester av batterieiere. Ettersom det foreløpig er et uetablert marked, er det vanskelig å si noe om betalingsvilligheten for slike tjenester. En løsning kan være å utarbeide noen retningslinjer og standarder for betaling av forskjellige tjenester.

8.2.1 Finansiell risiko

Som følge av at det foreløpig ikke finnes noe marked er det mye risiko knyttet til selve investeringen. Først og fremst må man finne ut hvordan investeringen skal finansieres. I en samtale med en finansiell institusjon ble det opplyst om vanskelighetene rundt lånefinansiering knyttet til markeder som ikke eksisterer. Dersom det skulle bli et etablert marked ble det videre nevnt at lånefinansiering for kraftproduksjon er vanskelig, da det er knyttet stor risiko til produsentenes inntekt. Produsentenes inntekt belager seg på salg av kraft, og med lave kraftpriser er det ikke nødvendigvis så mye å hente. Det kommer også frem at det er lettere å gi lånefinansiering til nettselskapene, da det er en lavere risiko knyttet til nettselskapenes inntekt, gjennom inntektsrammen. Dette kompliserer finansieringen av batteriinvesteringer, da batterier havner midt mellom disse kategoriene. På den ene siden vil batteriet være en nettinvestering, mens på den andre siden kan det bli sett på som en kraftprodusent.

For en finansiell institusjon, vil regulatoriske føringer være avgjørende på dette området. For å minimere risikoen bankene står ovenfor kan et alternativ være en inntektsgaranti for tredjeparts eiere som deltar med nettformål. Dette vil gi batterieieren et insentiv til å investere i et batteri grunnet den garanterte inntekten. Samtidig vil bankene være mer

villig til å gi lån da risikoen for manglende likviditet er redusert. Å lånefinansiere en slik investering vil være hensiktsmessig for en tredjeparts eier, for at de ikke skal stå alene med risikoen.

8.2.2 Kontrakter

For at en tredjepart skal eie et nettbatteri, må det være en kontrakt som tar for seg roller og ansvarsfordeling. Det må komme tydelig frem hvordan batterikapasitet skal utnyttes. For nettselskapene er det viktig at det er tilgjengelig batterikapasitet når det er nødvendig, noe som må sikres gjennom kontrakten. I tillegg vil det være mest samfunnsøkonomisk effektivt at batteriet brukes til andre formål når nettselskapet ikke har behov for batteritjenesten.

En slik kontrakt må også omhandle ansvarsfordeling, noe som er spesielt viktig hvis det skjer avbrudd eller hvis det er en feil på batteriet. Nettselskapene har i dag ansvar for forsvarlig drift av nettet og må som en konsekvens av avbrudd betale for ikke-levert energi (KILE-kostnad). Hvis det da er feil på batteriet som gjør at det blir avbrudd, må kontrakten definere hvem som har det økonomiske ansvaret. En utfordring knyttet til en tredjeparts eier med økonomisk ansvar er risikoen for å gå konkurs dersom det oppstår avbrudd og KILE-kostnadene blir for høye. Dette vil utgjøre en så stor risiko for tredjeparts eier at det vil være mest hensiktsmessig at nettselskapene fortsatt har overordnet ansvar for KILE-kostanden.

Det må i tillegg defineres hva som skjer hvis eier av batteriet går konkurs og ikke kan levere de tjenestene de har solgt til nettselskapet. Dette kan potensielt ha store konsekvenser for nettselskapene, spesielt dersom de er avhengig av batteriet for å drifte nettet på en forsvarlig måte, og kan ikke selv overta driften.

Det bør også diskuteres hvem som skal lage retningslinjene for denne type kontrakt. Det er ikke sikkert det er nødvendig at RME blandes inn. Det kan heller utarbeides av en bransjeforening eller lignende som har oversikt over hva nettselskapene ønsker og krever å få levert. Med nok kunnskap om hva som kreves fra begge parter vil det være mulig å få gjennomført en slik kontrakt. RMEs oppgave blir dermed å godkjenne at kontraktene følger det regelverket som er satt.

8.2.3 Reserve- og fleksibilitetsmarked

For en tredjeparts eier vil det å eie et batteri bestå av flere inntektskilder. Batteriet kan bidra med formål som nettselskap er villige til å kjøpe, blant annet fasekompensering. I tillegg kan tredjeparts eier bruke batterier til kjøp og salg av kraft, og delta i reservemarkedene. Reservemarkedene krever derimot kapasitet av en viss størrelse. En mulig løsning vil da være at tredjeparts eier deltar i et lokalt fleksibilitetsmarked, der de kan selge den kapasiteten de har tilgjengelig.

8.3 Nettleie

Batteriers innvirkning på nettleien kan være fordelaktig for både sluttbrukere og nettselskapene. Dersom batterier gir reduserte kostnader for nettselskapet, kan dette gjøre at avkastningen for nettselskapet vil øke. Dersom batterier i nettet gir en lavere kostnad vil det dermed være smart av nettselskapet å investere i et batteri, gitt at en utelukkende ser på kostnadene. Reduserte kostnader vil på sikt kunne gi en lavere nettleie for sluttbrukerne. For at en sluttbruker skal få lavere nettleie ved å tilpasse forbruket, er det viktig at denne reduksjonen i nettleie reflekterer den kostnaden nettselskapet sparer ved at sluttkunden tilpasser seg. Det vil si at dersom en sluttbruker tilpasser forbruket og får en reduksjon i nettleien, uten at det gir en redusert kostnad for nettselskapet, fører dette kun til uheldige omfordelinger av nettleien ved at noen andre må betale mer. Det er derfor viktig at en fremtidig nettleie gir riktige prissignaler som gir en mer effektiv drift av nettet, og en bedre utnyttelse av samfunnets ressurser. Her kan batterier spille en viktig rolle som beskrevet tidligere. En mer dynamisk nettleie kan legge til rette for at flere tar i bruk batterier, og at nytten ved å eie et batteri vil kunne øke. Det er med andre ord viktig med gode og riktige prissignaler.

8.4 Batterier bak måleren

Bruk av batterier som nettkomponent plassert ute i distribusjonsnettet er et nytt fenomen. Det er fortsatt få erfaringer gjort opp om funksjonaliteten og lønnsomheten for nettselskapene. Ettersom dette er en teknologi som ikke eksisterer kommersielt, er det vanskelig å si noe om hvilken posisjon batterier har sammenlignet med tradisjonell nettutbygging.

Derimot er det stadig en økende mengde lagringssystemer som kommer inn i distribusjonssystemet bak måleren. Som tidligere nevnt drives dette frem av elbiler og batterier knyttet til solcelleanlegg. Disse lagringssystemene kan også yte tjenester for nettet. Blant annet med fasekompensering, lastflytting og effektutjevning. Samtidig kan det være lønnsomt for sluttbrukerne å eie batterier ved at de får en bedre utnyttelse av sitt solanlegg, eller kostnadsreduksjoner som følge av lastflytting og effektutjevning.

Som med nettbatterier er det også muligheter for at batterier hos kunden kan bidra i et fleksibilitetsmarked, og dermed ha økonomisk nytte. Hvor nyttig det er med salg av fleksibilitet i et fleksibilitetsmarked er vanskelig å si noe om ettersom det er mangel på erfaring. I dette tilfellet, som med batterier plassert foran måleren, er det uvisshet rundt nettselskapenes betalingsvillighet.

Dersom nettleiestrukturen i fremtiden endres til å inkludere at sluttbrukere i større grad betaler for effekt, vil dette bidra som et insentiv til å kjøpe batterier. Det vil da være økonomisk gunstig for sluttbrukerne å jevne ut forbruket for å spare kostnader knyttet til høye effekttopper. For større forbrukskunder, slik som store industrier med høyt konsum, er tariffen med effektledd allerede iverksatt. Dette gjør at det allerede kan være et insentiv for store sluttbrukere å investere i batterier. Ved at forbrukerne unngår høye effekttopper, vil også nettet bli mindre belastet. Dette er gunstig for nettselskapene da de potensielt unngår store nettinvesteringer ved at sluttbrukere endrer på sin last.

Det er i dag mulig å få subsidier til installasjon av solcelleanlegg gjennom Enova. Enova ønsker å bidra til omstillingen til et lavutslippssamfunn, som blant annet innebærer at forsyningssikkerheten ivaretas. Batterier blir nevnt som en mulighet til å utnytte det eksisterende kraftnettet bedre og mer effektivt, og dette kan være en argumentasjon for å ha subsidieordninger for batterier i likhet med solcelleanlegg. Slike insentiver vil kunne være med å bidra til at det dannes et marked for batterier i distribusjonsnettet som kan bidra med tjenester til nettselskapene. FoU-prosjekter hos nettselskapene vil også kunne bidra til at markedet etableres. Dette gjennom økte erfaringer rundt mulighetene batterier bak måleren kan gi distribusjonsnettet.

9 Konklusjon

Lønnsomhetsberegningene utført i denne rapporten viser at batterier kan være et alternativ til tradisjonell reinvestering. Ut fra nåverdi-resultatene presentert kan vi ikke med sikkerhet si hvorvidt en fremskynding av en planlagt reinvestering eller en investering av et batteri er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det kommer av at det utelates en del kostnader som er vanskelig å tallfeste, samt tar for gitt at begge alternativene gir lik nytte.

I lønnsomhetsberegningene er det tatt mange antagelser som gjør resultatene spesifikke for ett tilfelle. På bakgrunn av dette er det utført tre ulike sensitivitetsanalyser for å finne grensepunktet for når en batteriinvestering vil være lønnsom sammenlignet med fremskynding av en planlagt reinvestering. Resultatene viser at det kreves en reinvestering i en lang radial for at det skal lønne seg med en batteriinvestering. Dermed kan vi konkludere med at jo lenger kabel som skal reinvesteres i, desto mer lønnsomt vil det være å sette inn et batteri for så å utføre reinvesteringen som planlagt.

Som følge av at det forventes ytterligere reduksjoner i batteripriser, er det interessant å se at kabellengden reduseres lite for å oppnå en lønnsom batteriinvestering. Vi konkluderer derfor med at de faste kostnadene knyttet til denne investeringen vil være avgjørende for hvorvidt det vil lønne seg.

Det er også forventet at batteriene vil få økt levetid fremover. Ut ifra resultatene i sensitivitetsanalysen kan det konkluderes med at lenger batterilevetid vil øke lønnsomheten på en eventuell batteriinvestering. Med denne trenden kan vi også trekke konklusjoner om at det vil bli lønnsomt å investere i batterier også for kortere radialer.

Siden resultatene viser at batteriinvesteringer kan være lønnsomt, er det relevant å snakke om eierskap og regulering. Basert på arbeidet utført i denne rapporten konkluderer vi med at det ikke er hensiktsmessig at nettselskapene skal eie batterier. Dette er fordi det strider mot deres rolle som en monopolist, og de skal ikke bidra i konkurransemarkedet. Det er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt om batteriet begrenses til kun nettfornål, da det ikke nødvendigvis utnytter sitt fulle potensial. Det er derfor mer samfunnsøkonomisk lønnsomt å ha en tredjeparts eier som kan optimalisere utnyttelsen av batteriet.

Det er nettselskapene som står ansvarlige for leveringspåliteligheten og leveringskvaliteten i distribusjonsnett. Det er derfor viktig for dem å ha kontroll og visshet om at de alltid har tilgjengelig kapasitet dersom batterier skal være et alternativ til reinvestering. Vi mener dette kan oppnås på en effektiv måte gjennom kontrakter mellom tredjeparts eiere og nettselskapene, dersom de blir utviklet riktig. Med mer erfaring vil man enklere se hva som skal inngå i kontrakten, og vi mener at bransjen selv bør stå for en slik standardisert kontrakt.

Vår vurdering er at batterier har en fremtid i distribusjonsnett, og at det trengs ytterligere erfaringer og samtaler knyttet til ansvar og eierskap. Erfaringer bør bygges opp gjennom flere pilotprosjektet, både for at nettselskapene skal bli kjent med teknologien, men også for å teste ut samarbeid med en tredjeparts eier. Vi tror et marked vil etablere seg lettere jo mer erfaring man får, og at batterier da vil få en naturlig plass i distribusjonsnett.

Referanser

- BloombergNEF. (2019, Desember 3). *Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019*. Retrieved from Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/>
- Brænd, T. J. (2013, Juni 14). *Store norske leksikon*. Retrieved from Energiloven: <https://snl.no/energiloven>
- DNV GL. (2018). *Batterier i distribusjonsnett*. Oslo: NVE.
- EnergiNorge. (2020, Juli 27). *EnergiNorge*. Retrieved from Kraftsystemet: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/>
- EU. (2019, Juni 5). *EUR-Lex*. Retrieved from Document 32019L0944, article 36: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>
- Finansdepartementet. (2014, April 30). *Regjeringen*. Retrieved from Økonomistyring: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf
- Hole, J., & Horne, H. (2019). *NVE*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf
- Kallevik, T. (2020, Juni). "Strøm og sånt" - en introduksjon til fagfeltet elkraft.
- Lambert, F. (2019, September 7). *Electrek*. Retrieved from Tesla battery researcher unveils new cell that could last 1 million miles in "robot taxis": <https://electrek.co/2019/09/07/tesla-battery-cell-last-1-million-miles-robot-taxis/>
- Lovdata. (2020, Juli 1). *Lovdata*. Retrieved from Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- Nexans. (2020, Juli 15). *Nexans*. Retrieved from Nexans datablad, TFXP-O 1kV4G240mm²A: https://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/pdf-product_540148514/TFXP_O_1kV4G240mm_A.pdf
- Nexans. (2020, Juli 15). *Nexans*. Retrieved from Nexans datablad, TFXP-O 1kV4G 95mm²A: https://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/pdf-product_540148513/TFXP_O_1kV4G_95mm_A.pdf
- Norges Bank. (2020, August 3). Retrieved from Valutakurser: <http://norges-bank.no/tema/Statistikk/valutakurser/?tab=currency&id=USD>
- NVE. (2019). *Forslag til endringer i energilovforskriften*. Oslo: NVE.
- NVE-RME. (2019, Oktober 31). *NVE*. Retrieved from Budområder og flaskehals: <https://www.nve.no/engrosmarkedet/budomrader-og-flaskehals/>
- NVE-RME. (2019, Oktober 31). *NVE*. Retrieved from Om den økonomiske reguleringen: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/?ref=mainmenu>
- NVE-RME. (2019, Oktober 31). *NVE*. Retrieved from KILE - kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>
- NVE-RME. (2020, Mai 13). *NVE*. Retrieved from Markedssegmentene: <http://nve.no/reguleringsmyndigheten/engrosmarkedet/markedssegmentene/>

- NVE-RME. (2020, Juni 24). *NVE*. Retrieved from Forskrift om leveringskvalitet:
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/leveringskvalitet/forskri-ft-om-leveringskvalitet/>
- NVE-RME. (2020, April 30). *NVE*. Retrieved from Finansieringsordning for FoU:
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/finansieringsordning-for-fou/>
- NVE-RME. (2020, Mars 16). *NVE-RME*. Retrieved from Selskapsmessig og funksjonelt skille:
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/sluttbrukermarkedet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/>
- NVE-RME. (2020, Juni 18). *NVE-RME*. Retrieved from Referanserenten:
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/>
- NVE-RME. (2020, Mars 10). *NVE-RME*. Retrieved from Ny teknologi og forbrukerfleksibilitet:
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/sluttbrukermarkedet/ny-teknologi-og-forbrukerfleksibilitet/>
- NVE-RME. (2020, Juli 15). Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter. Oslo. Retrieved from Om den økonomiske reguleringen.
- Olje- og energidepartementet. (2019, Oktober 9). *Energifakta Norge*. Retrieved from Kraftmarkedet: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Olje- og energidepartementet. (2019, April 8). *Energifakta Norge*. Retrieved from Forsyningsikkerhet: <http://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningsikkerhet/>
- Sintef. (2003). *Nettutforming og nettdata*. REN.
- Sintef. (2019). *Planleggingsbok for kraftnett, kostnads katalog distribusjonsnett*. Sintef.
- THEMA Consulting Group. (2017). *Aggregatorrollen, fleksibilitetsmarkeder og forretningsmodeller i energisystemet*. Enova.
- THEMA Consulting Group. (2019). *Barrierer og virkemidler for teknologier som bidrar til forsyningsikkerhet*. Oslo: THEMA Consulting Group.

Vedlegg

Ligninger brukt i lønnsomhetsberegninger

A.1 Tapskostnader kabel

Tap i kabel:

$$P_{tap,kabel} = \frac{(V_{nettstasjon} - V_{kunde})^2}{R_{kabel}}$$

Tapskostnader/år i kabel:

$$K_{tap,kabel} = (P_{tap,høylast} * t_{høylast} + P_{tap,gj.snittslast} * t_{gj.snittslast}) * p_s$$

Parameterforklaring:

$P_{tap,kabel}$ – tap i kabel

$V_{nettstasjon}$ – spenning i nettstasjon

V_{kunde} – spenning hos kunde

R_{kabel} – motstand i kabel per lengdeenhet ganger lengde

$K_{tap,kabel}$ – tapskostnader i kabel

$t_{høylast}$ – antall timer høylast per år

$t_{gj.snittslast}$ – antall timer gjennomsnittslast per år

p_s – strømpris

$n_{omformer}$ – antall omformere

$\eta_{batteri}$ – virkningsgrad én vei

A.2 Tapskostnader batteri

Tap under opplading av batteriet:

$$P_{tap,opplading} = P_{omformer} * \left(\frac{1}{(\eta_{batteri} * \eta_{omformer})^2} - \frac{1}{(\eta_{batteri} * \eta_{omformer})} \right)$$

Tapskostnader/år under opplading av batteri:

$$K_{tap,opplading} = P_{tap,opplading} * t_{høylast} * p_s$$

Tap under utlading av batteriet:

$$P_{tap,utlading} = P_{omformer} * \left(\frac{1}{(\eta_{batteri} * \eta_{omformer})} - 1 \right)$$

Tapskostnader/år under utlading av batteri:

$$K_{tap,utlading} = P_{tap,utlading} * t_{høylast} * p_s$$

Parameterforklaring:

- $P_{tap,opplading}$ – tap i batteri under opplading
 $P_{tap,utlading}$ – tap i batteri under utlading
 $P_{omformer}$ – effekt til omformer
 $n_{omformer}$ – antall omformere
 $\eta_{batteri}$ – virkningsgrad én vei
 $K_{tap,opplading}$ – tapskostnader i under opplading av batteri
 $K_{tap,utlading}$ – tapskostnader i under utlading av batteri
 $t_{høylast}$ – antall timer høylast per år
 $t_{gj.snittslast}$ – antall timer gjennomsnittslast per år
 p_s – strømpris

A.3 Fremskyndingskostnad, FK

$$FK = RI * \left(1 - \frac{1}{(1+r)^t}\right)$$

- RI – reinvesteringskostnad
 r – diskonteringsrente
 t – restlevetiden til komponenten

A.4 Restverdi

$$Restverdi = \frac{\text{\textit{Økonomisk levetid}} - \text{\textit{Analyseperiode}}}{\text{\textit{Økonomisk levetid}}} * \text{\textit{Total investeringskostnad}}$$

B Resultater sensitivitetsanalyse

B.1 Maksimal pris på batterisystem for ulike kabellengder

Pris batterisystem 10kWh/9kW		
Lengde [m]	Diskonteringsrente = 6 %	Diskonteringsrente = 4 %
125	-kr 1 238,40	
150	kr 582,28	
175	kr 2 241,57	-kr 376,22
200	kr 2 708,44	kr 0,00
225	kr 3 799,99	kr 871,15
250	kr 5 291,16	kr 2 044,93
275	kr 6 735,26	kr 3 167,19
300	kr 8 145,13	kr 4 251,98
325	kr 9 529,33	kr 5 308,68
350	kr 10 893,77	kr 6 343,77
375	kr 12 242,69	kr 7 361,87
400	kr 13 579,20	kr 8 366,38
425	kr 14 905,62	kr 9 359,86

B.2 Minstekrav for kabellengde for estimerte fremtidspriser

Årstill	Prisestimat [kr]	Lengde [m], r = 4 %	Lengde [m], r = 6 %	Størrelse batterisystem [kWh/kW]
2018	kr 4 000,00	269,128	203,297	10kWh/9kW
2028	kr 1 600,00	215,373	165,114	10kWh/9kW
2038	kr 800,00	198,528	153,170	10kWh/9kW
2048	kr 500,00	192,378	148,811	10kWh/9kW