

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Masteroppgave 2014
30 stp

Mulighetsstudie: Bruk av elektrokjemisk energilagring til topplastreduksjon i Hvaler kommune

Feasibility Study: Use of Electrochemical Energy
Storage for Peak Load Reduction in Hvaler
Municipality

Jon Kalager

Forord

Denne oppgaven har blitt gjennomført i siste semester (februar-mai 2014) av mitt studie ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Den markerer slutten på min mastergrad i Industriell Økonomi med studieretning energifysikk og energiøkonomi. Oppgaven tilsvarer et arbeid på 30 studiepoeng. Den ble valgt og tok form etter møter med Bernt A. Bremdal fra NCE Smart Energy Markets og Petter H. Heyerdahl høsten 2013.

Oppgaven tar utgangspunkt i Hvaler kommunes potensielle effektproblem i fremtiden. Målet med oppgaven er å se på en alternativ løsning fremfor å bygge en ny kraftledning til kommunen. Ulike batteriteknologier for 3 MW effektstøtte er valgt ut for nærmere analyser. I oppgaven blir det gjort kostnads- og lønnsomhetsanalyser for seks ulike batterisystemer for scenarioene 100,200 og 365 sykluser per år. Oppgaven har blitt valgt ut fra egen interesse om energiteknologier, og på bakgrunn av at det er en problemstilling som kan oppstå flere steder i fremtiden.

Jeg ønsker å takke min hovedveileder Petter H. Heyerdahl for god hjelp under oppgaveskrivingen. Gjennom diskusjoner har han kommet opp med mange gode ideer og motiverende ord. Jeg ønsker også å takke Bernt A. Bremdal som introduserte meg for problemstillingen. I tillegg rettes en stor takk til min søster for gjennomlesing av oppgaven.

Til slutt ønsker jeg å rette en takk til mine medstudenter for fine år på Ås, samt gode diskusjoner under arbeidet med masteroppgaven.

Ås, 15. mai 2014.

Jon Kalager

Sammendrag

Hvaler er en av kommunene i Østfold som har hatt størst vekst i elektrisk effektforbruk det siste tiåret. I 2010 var topplasten omtrent 20 MW. Kommunen blir forsynt med elektrisitet gjennom en 52 kV enkelkursledning fra fastlandet. Forbindelsen har en overføringskapasitet på omtrent 25 MW aktiv effekt. I tillegg forsynes Hvaler med en 18 kV forbindelse eid av Fredrikstad EnergiNett. Forbindelsen har en overføringskapasitet på omtrent 2 MW. Effektforbruket er ventet å vokse i fremtiden grunnet flere elektriske biler, økt befolkningsvekst og nye tekniske løsninger. Hafslund Nett har gitt en prognose på at fremtidig last vil øke til mellom 25- 30 MW. Kommunen er en demonstrasjonsarea for innføringen av AMS i Norge.

For å sikre strømforsyningen til kommunen har Hafslund Nett søkt NVE om konsesjon til å bygge og drifte en ny overføringsforbindelse. Hafslund Nett har foreslått tre alternative traseer. Overføringsforbindelsen skal driftes på spenningsnivået 52 kV i noen tiår inntil transformatorstasjonene i Hvaler og på Kråkerøy er oppgradert. Etter oppgraderingen skal overføringsforbindelsen driftes på spenningsnivået 132 kV. Hafslund Nett har estimert investeringskostnadene til de tre ulike omsøkte alternativene å være fra 54,5 millioner kroner til 58,4 millioner kroner. De årlige driftskostnadene er estimert til å være 200 000 kroner.

Befolkningen i kommunen er meget misfornøyd med de foreslåtte alternativene. Grunneierne er redd for at dyrelivet i skogene skal bli påvirket. Befolkningen frykter også at kystlandskapet og inngangsporten til kommunen blir ødelagt. Dette kan føre til svekket turisme, hvilket er en viktig næring for kommunen. I tillegg berører de foreslåtte omsøkte traseene en rekke bygninger i Hvaler og på Kråkerøy. Befolkningen ønsker helst sjøkabel fra Øra til Hvaler noe Hafslund Nett ikke ønsker. Den estimerte kostnaden knyttet til denne forbindelsen er 249 millioner kroner.

Hovedmålet med oppgaven er å gjøre kostnads- og lønnsomhetsanalyser for en alternativ løsning. Løsningen som har blitt valgt ut for analyse er bruk av batterisystemer for 3 MW effektstøtte/topplastreduksjon. Analysen har blitt gjort over en periode på 15 år. Kostnads- og lønnsomhetsanalyse er gjort for batterisystemer av teknologiene avansert blyakkumulator, VRLA blyakkumulator, litium-ionbatterier, natrium-svovellbatterier, natrium-metallkloridbatterier og vanadium-redoks-batterier.

Av de analyserte batterisystemene er batterisystemet av avansert blyakkumulator det med de laveste kostnadene ved 100, 200 og 365 sykluser per år. Disse batteriene er også de som kan utlade mest energi i den analyserte perioden.

Det har blitt estimert at nåverdien av de totale kostnadene ved 100 sykluser per år er 58,7 millioner kroner.

Ved dette syklusantallet er den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt 1,3 millioner kroner per år i perioden. Benyttes batteriene 100 sykluser per år kan de potensielt utlade 19,2 GWh i perioden ved oppgitt DOD. Dette gir en estimert likestilt energikostnad på 4,70 kr/kWh. Ved 200 sykluser per år er verdiene estimert å være 62,2 millioner kroner, 1,4 millioner kroner per MW installert effekt per år, 36,5 GWh og 2,60 kr/kWh. Økes syklusantallene til 365 er verdiene estimert til å være 72,3 millioner kroner, 1,6 millioner kroner per MW installert effekt per år, 66,6 GWh og 1,70 kr/kWh.

Resultatene viser at en batteriløsning er en ulønnsom løsning sammenlignet med Hafslund Netts omsøkte alternativ. Dette skyldes at den nye forbindelsen kan levere mye mer effekt hvis ønskelig, samt batterienes begrensede levetid. Kostnaden til batterier er ventet å falle i fremtiden, men sensitivitetsanalysen viser at faktorene må reduseres en god del før det blir en attraktiv løsning. Batteriløsningene vil dog kunne gi årlige positive kontantstrømmer for eieren i perioden på grunn av reduserte kilekostnader, lavere kostnader knyttet til overføringstap og muligheter for arbitrasje.

Da topplasten i Hvaler ikke er kritisk, og det i tillegg er stor misnøye til Hafslund Netts omsøkte overføringsforbindelse i befolkningen, er den videre anbefalingen at beslutningen angående ny overføringsforbindelse bør utsettes. Virkningen av innføringen av AMS og effektbaserte tariffier bør kartlegges bedre over en lengre periode. Hvis innføringen gir en ønsket reduserende virkning på effektforbruket, kan dette gi reduserte topplaster og mindre behov for ny overføringsforbindelse.

Abstract

Hvaler is one of the municipalities in Østfold County that has had the largest growth in electric power consumption the last decade. In 2010, the peak load was approximately 20 MW. The municipality is supplied with electricity through a 52 kV single course line from the mainland. The line's transmission capacity is approximately 25 MW. In addition is Hvaler supplied with electricity through an 18 kV line owned by Fredrikstad EnergiNett. This line has a transmission capacity of about 2 MW. Power consumption is expected to grow in the future due to electric vehicles, increased population growth and new technical solutions. Hafslund Nett has given a forecast that says the future load will increase to 25-30 MW. The municipality is a demonstration area for the introduction of AMI in Norway.

To secure the electricity supply to the municipality Hafslund Nett has applied to Norwegian Water Resources and Energy Directorate for a license to build and operate a new transmission line. Hafslund Nett has proposed three solutions. The new transmission line will be operated at a voltage level of 52 kV for a couple of decades until the transformer stations in Hvaler and Kråkerøy are upgraded. After the upgrade, the transmission line will be operated at a voltage level of 132 kV. Hafslund Nett has estimated the investment costs of the three transmission connection alternatives to be approximately 54.5 - 58.4 million NOK. Annual operating costs are estimated to be 200 000 NOK.

The population in the municipality is not satisfied with the proposed solutions. The landowners are worried that the wildlife in the forests will be affected. The population also fears that the coastal landscape and the gateway to the municipality will be affected. This can lead to reduced tourism, which is an important industry for the municipality. The proposed line also affects a number of buildings in Hvaler and Kråkerøy. The population would prefer a submarine cable from Øra to Hvaler. Hafslund Nett do not want this solutions. The estimated cost associated with the submarine cable is 249 million NOK.

The main goal of this thesis is to make cost calculations for an alternative solution. The solution that has been analyzed is the use of battery systems for a 3 MW peak load shaving. The project has been analyzed over a period of 15 years. Cost analysis have been calculated for battery systems of advanced lead-acid batteries, valve regulated lead-acid batteries , lithium ion batteries, sodium sulfur batteries, sodium metal chloride batteries and vanadium redox batteries.

The analysis shows that at a scenario of 100, 200 and 365 cycles per year there are lowest costs associated with the battery systems consisting of advanced lead- acid batteries. These batteries are also the ones that can discharge most energy in the analyzed period.

It has been estimated that the present value of the total cost at 100 cycles per year is 58.7 million NOK. At this cycle number the cost per MW installed capacity is 1.3 million NOK per year. If the batteries are discharged 100 cycles per year at rated DOD, they can potentially discharge 19.2 GWh in the 15 year period. The estimated LCOE is 4.7 NOK/kWh at this cycle number. At 200 cycles per year the values are estimated to be 62.2 million NOK, 1.4 million NOK per MW installed capacity per year, 36.5 GWh and 2.6 NOK/kWh. If the cycle numbers are increased to 365 per year, the values are estimated to be 72.3 million NOK, 1.6 million NOK per MW of installed capacity per year, 66.6 GWh and 1.7 NOK/ kWh.

The results show that a battery solution is an expensive solution compared to Hafslund Nett's suggested transmission line. This is due to the fact that the new transmission line can deliver much more power if it is desired, and that batteries have a limited lifetime. The costs of batteries is expected to fall in the future, but the sensitivity analysis shows that the factors have to be reduced a lot before it becomes an attractive solution. The battery solutions can still provide some positive cash flows for the owner in the period because the solutions reduces interruption costs, provides lower transmission losses and gives opportunities for arbitrage.

Since the peak load in Hvaler is not critical, and the fact that there is a great discontent against the proposed transmission line in the population, the further recommendation is that the decision regarding the new transmission line should be postponed. The impact of the introduction of AMI and power based tariffs should be examined better over a longer period. If the introduction gives a desired reduction in the power consumption it may provide reduced peak loads and reduced need for a new transmission line.

Ordliste

AGM- Absorptive Glass Micro-fibre

AMS - Avanserte måle- og styringssystemer

BMMS- Battery monitoring and management systems

DESS- Distributed energy storage systems

DOD- Depth of discharge (utladingsdybde)

GSM- Globalt system for mobilkommunikasjon

Kilekostnad - Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

kV - Kilovolt

kW - Kilowatt

kWh- Kilowatt-time

LCOE - Likestilt energikostnad

MW - Megawatt

MWh- Megawatt-time

NaS- Natrium-svovelbatteri

NVE- Norges vassdrags- og energidirektorat

PCS- Power conversion systems (kraftomformere)

PLC- Power line communication

UPS- Uninterruptible power supply (Avbruddsfri strømforsyning)

VRLA- Valve-regulated lead-acid (forseglet blyakkumulator)

ZEBRA- Zero Emission Battery Research

Kjemiske symboler

Al- Aluminium

B- Bor

Br- Brom

Cl- Klor

Co- Kobolt

e^- - Elektron

F- Fluor

Fe- Jern

H- Hydrogen

Li- Litium

Mn- Mangan

Na- Natrium

Ni- Nikkel

O- Oksygen

P- Fosfor

Pb- Bly

S- Svovel

Sb- Antimon

V- Vanadium

Zn- Sink

Innholdsfortegnelse

Forord.....	i
Sammendrag	ii
Abstract	iv
Ordliste.....	vi
Kjemiske symboler	vii
Figurer.....	x
Tabeller	xi
1. Innledning	1
1.1. Motivasjon og oppgavens mål	1
1.2. Oppgavens oppbygging	2
2. Bakgrunn og situasjonsbeskrivelse	3
2.1. Generelt om Hvaler kommune.....	3
2.2. Dagens kraftnett.....	4
2.3. Smarte nett, AMS og effektbaserte tariffer	6
2.4. Forbruksmønster i Hvaler kommune	9
2.4.1. Eksisterende forbruksmønster	9
2.4.2. Fremtidig forbruksmønster	12
2.5. Ny forsyningslinje	13
2.5.1. Hafslund Netts omsøkte overføringsforbindelse	13
2.5.2. Motstand mot den foreslåtte overføringsforbindelsen og alternativt forslag	15
3. Teori.....	17
3.1. Bruk av energilagring	17
3.2. Generelt om batterier	19
3.2.1. Oppbygging og virkemåte	19
3.2.2. Lading av sekundære batterier.....	23
3.3. Strømningsbatterier.....	24
3.3.1. Vanadium-redoks	24
3.3.2. Sink-bromid.....	26
3.4. Konvensjonelle sekundære batteriteknologier	27
3.4.1. Litium-ion.....	27
3.4.2. Blyakkumulatorer	29
3.5. Høytempererte sekundære batteriteknologier	32
3.5.1. Natrium-svovel (NaS)	32
3.5.2. Natrium-metallklorid (ZEBRA)	34
3.6. Fremtidige batteriteknologier	37
3.6.1. Sink-luft.....	37
3.6.2. Flytende metall	37

3.7. Andre lagringsteknologier	38
3.7.1. Pumpekraftverk	38
3.7.2. Komprimert luft (CAES) kombinert med gassturbin	40
3.7.3. Svinghjul	41
3.7.4. Superkondensatorer	41
3.7.5. Superledere (SMES).....	42
3.7.6. Brenselceller.....	43
3.8. Økonomisk teori	44
3.8.1. Nåverdimetoden	44
3.8.2. Likestilt energikostnad (LCOE)	44
4. Analyse	46
4.1. Valg av batterier til sammenligning.....	46
4.2. Antagelser.....	47
4.3. Kostnader.....	48
4.4. Metode for lønnsomhetsberegninger	48
4.5. Sensitivitetsanalyse.....	50
5. Resultater	52
5.1. Avansert blyakkumulator.....	52
5.2. VRLA blyakkumulator	54
5.3. Natrium-svovel (NaS).....	57
5.4. Natrium-metallklorid (ZEBRA).....	60
5.5. Litium-ion.....	62
5.6. Vanadium-redoks.....	65
5.7. Sammenligning av de ulike batteriteknologiene	67
6. Diskusjon	70
6.1. Best egnet batterisystem	70
6.2. Størrelse og plassering av batteribankene	72
6.3. Sammenligning mot foreslått overføringsforbindelse.....	72
6.4. Behov for ny overføringsforbindelse?	74
6.5. Analysens usikkerhet	75
7. Konklusjon.....	78
Referanser	79
Vedlegg A	82
Vedlegg B	83

Figurer

Figur 1. Oversiktskart over Hvaler kommune[1].	3
Figur 2. Prinsippskisse av det norske kraftnettet [3].	4
Figur 3. Overføringstap i de ulike kraftnettene i 2010[7].	5
Figur 4. Illustrasjon av tradisjonelt nett og smart grid[12].	7
Figur 5. Forbruksmønster til en gjennomsnittlig husholdning i Hvaler kommune i perioden 2011-2012[20].	10
Figur 6. Døgnmiddeltemperatur og døgnsnittsforbruk (kWh/time) for husholdninger i Hvaler kommune i perioden 1.november 2011 til 18.august 2012[20].	10
Figur 7. Forbruksmønster til en gjennomsnittlig fritidsbolig i Hvaler kommune i perioden 2011-2012[20].	11
Figur 8. Døgnmiddeltemperatur og døgnsnittsforbruk (kWh/time) for fritidsboliger i Hvaler kommune i perioden 1. november 2011 til 18.august 2012[20].	11
Figur 9. Utviklingen i effekt- og energiforbruk i Hvaler kommune i perioden 2000-2010[20].	12
Figur 10. Potensielt scenario på endring i døgnprofilene for hyttene fredag kveld, da hytteeierne lader elbilene når de ankommer hyttene[25].	13
Figur 11. Illustrasjon på virkemåten til en elektrolysecelle (venstre) og en galvaniskcelle (høyre) [35].	19
Figur 12. Prinsippskisse av et vanadium-redoks batteri[31].	26
Figur 13. Oppbygging av sylindereformet litium-ioncelle[31].	28
Figur 14. Oppbygging av prismeformet litium-ioncelle[31].	28
Figur 15. Illustrasjon av en oversvømt blyakkumulator[44].	31
Figur 16. Skisse av en NaS-battericelle[44].	34
Figur 17. Skisse av en ZEBRA-celle[41].	36
Figur 18. Prinsippskisse av et pumpekraftverk[54].	39
Figur 19. Illustrasjon av underjordisk energilagring av komprimert luft i kombinasjon med gassturbin[47].	40
Figur 20. Skisse av oppbyggingen til superkondensatorer[56].	42
Figur 21. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til det avanserte blyakkumulatorsystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	53
Figur 22. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til det avanserte blyakkumulatorsystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	54
Figur 23. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til VRLA- batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	56
Figur 24. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til VRLA- batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	57
Figur 25. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til NaS- batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	59
Figur 26. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til NaS- batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	59
Figur 27. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til ZEBRA-batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	61
Figur 28. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til ZEBRA- batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	62
Figur 29. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til litium-ionbatterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	64
Figur 30. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til litium-ionbatterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	64
Figur 31. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til vanadium-redoks batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	66
Figur 32. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til vanadium-redoks batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden.	67
Figur 33. Sammenligning av totalt utladet energi i analyseperioden for de ulike batterisystemene.	67
Figur 34. Sammenligning av LCOE for de ulike batterisystemene.	68
Figur 35. Sammenligning av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år i analyseperioden for de ulike batterisystemene.	69

Tabeller

Tabell 1. Effektbasert tariffmodell[21].	9
Tabell 2. Temperaturkorrigert elektrisitetsforbruk i Hvaler kommune i 2012[2]	9
Tabell 3. Sammenligning mellom komponentene til eksisterende overføringsforbindelse og Hafslund Netts omsøkte forbindelse [8].....	14
Tabell 4. Ulike lagringsteknologier med deres standard lagringstid, utladingstid og normale levetid[31]	17
Tabell 5. Faktorer og antakelser benyttet i kostnads- og lønnsomhetsanalysene.	50
Tabell 6. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW avanserte blyakkumulatorsystemer ved de ulike syklusantallene.	53
Tabell 7. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW VRLA batterisystemet ved de ulike syklusantallene.	55
Tabell 8. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW NaS- batterisystemet ved de ulike syklusantallene.	58
Tabell 9. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW ZEBRA-batterisystemet ved de ulike syklusantallene.	61
Tabell 10. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW Litium-ionbatterisystemet ved de ulike syklusantallene.	63
Tabell 11. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW vanadium-redoks-batterisystemet ved de ulike syklusantallene.	66
Tabell 12. Sammenligning av kostnadsfordelingen til de ulike analyserte batterisystemene.	69

1. Innledning

1.1. Motivasjon og oppgavens mål

I fremtiden er det elektriske effektforbruket ventet å vokse. Dette skyldes hovedsakelig befolkningsvekst, mer ekstremvær, vekst i antall elektriske biler og nye tekniske løsninger som induksjonsovner og gjennomstrømningsvannvarmere. Deler av dagens kraftnett er ikke dimensjonert til å tåle denne fremtidige veksten i effektforbruk. De kritiske topplastene inntreffer som oftest få dager per år, men kraftnettet må tåle disse topplastene. Innføringen av AMS og smarte nett vil kunne gi en dempende virkning på veksten, men utbygging av nye overføringsforbindelser eller alternative løsninger vil være nødvendig flere steder.

Hvaler kommune har opplevd en sterk vekst i effektforbruket de seneste årene. I tillegg er Hvaler en av kommunene i Østfold med mest avbrudd i strømforsyningen. Hafslund Nett har søkt om konsesjon hos NVE til å bygge en ny overføringsforbindelse til kommunen. Dette har ført til stor misnøye i befolkningen. De mener den nye forbindelsen vil ødelegge det idylliske kystlandskapet. Befolkningen ønsker seg helst sjøkabel, mens en løsning basert på jordkabelanlegg er foreslått av Hvaler kommunestyre. Hafslund Nett ønsker derimot ingen av disse løsningene.

Siden topplastene gjerne inntreffer kun noen timer per år, kan en alternativ løsning være å benytte seg av energilagringssystemer til effektstøtte. Lagringssystemene kan lagre energi om natten når effektforbruket er lavt og levere effekt når det er behov. Det finnes mange forskjellige energilagringsteknologier spesialisert til forskjellige formål. Noen av dem krever visse topografiske forhold, mens andre er enten for dyre eller for lite utviklet til å være konkurransedyktige. Lagringsteknologier er ventet å spille en større rolle fremover, knyttet til de kommende smarte nettene der distribuert energiproduksjon fra nye fornybare energikilder er sentral.

Mål for oppgaven.

- **Beskrive energisituasjonen i Hvaler kommune.**
- **Beskrive ulike energilagringsteknologier med vekt på batterier.**
- **Gjøre lønnsomhetsberegninger og kostnadsanalyser for ulike batterisystemer for et tenkt behov for 3MW effektstøtte/topplastreduisering 100, 200 eller 365 dager per år.**
- **Vurdere, basert på resultatene, hvilket av de analyserte batterisystemene som er best egnet for topplastreduisering i Hvaler kommune.**
- **Vurdere løsningen opp mot ny linje.**

1.2. Oppgavens oppbygging

Oppgaven starter i kapittel 2 med å beskrive Hvaler kommune kort. Videre beskrives dagens kraftnett i Hvaler kommune og i Norge generelt. Kapittelet tar også for seg innføringen av AMS og smarte nett. Det avsluttes med en beskrivelse av forbruksmønsteret i Hvaler, Hafslund Nett sitt forslag til ny overføringsforbindelse, reaksjonene fra lokalbefolkningen knyttet til forslagene og alternativt foreslått jordkabelanlegg.

Kapittel 3 tar for seg en beskrivelse av ulike energilagringsteknologier. Det gis en kort innføring i de mest sentrale formålene energilagring benyttes til. Videre gis det en beskrivelse av batteriers virkemåte og oppbygging. I kapittelet presenteres seks kommersielle batteriteknologier. Videre beskrives det kort to fremtidige batteriteknologier og andre konkurrerende lagringsteknologier som kan være aktuelle i fremtiden og for andre lokasjoner. Den økonomiske teorien som benyttes senere i oppgaven blir også belyst i dette kapittelet.

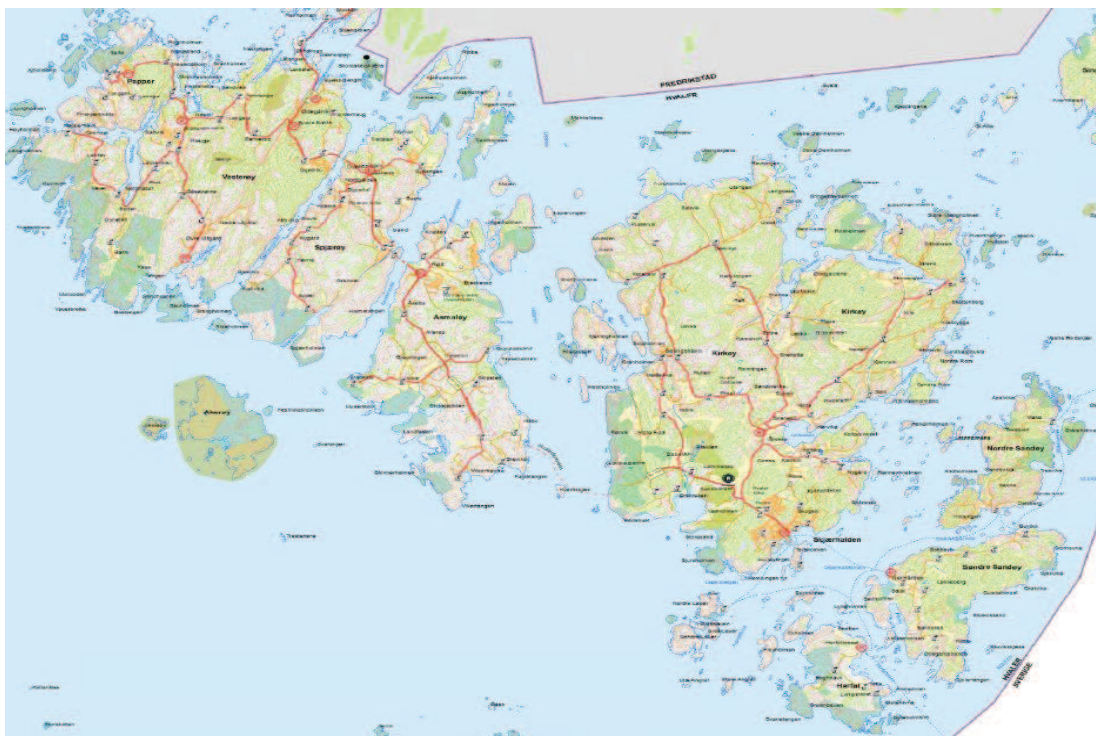
I kapittel 4 blir metodene, antagelsene og faktorene i analysen beskrevet før resultatene presenteres i kapittel 5. Resultatene, usikkerheten knyttet til beregningene og videre kartlegging diskuteres i kapittel 6. Konklusjonen følger etter denne.

2. Bakgrunn og situasjonsbeskrivelse

2.1. Generelt om Hvaler kommune

Hvaler kommune ligger i Østfold fylke. Landarealet til kommunen er til sammen 86 km². Til sammen består kommunen av totalt 830 holmer, skjær og øyer, som hver enkelt har et flateinnhold større enn 20 m². Hvaler grenser til Sverige i øst, Oslofjorden i vest og Fredrikstad i nord. De største øyene med veiforbindelse til fastlandet sett fra vest er Vesterøy, Spjørøy, Asmaløy og Kirkeøy. Kommunens administrative sentrum ligger på Kirkeøy. Mesteparten av Hvalers befolkning bor på disse fire øyene [1]. Oversiktskart over kommunen vises i figur 1. Kommunen hadde 1. januar 2013 4284 fastboende. Statistisk sentralbyrå har beregnet at befolkningsveksten har vært 1,7 % per år de siste ti årene, mens den vil være gjennomsnittlig 0,6 % årlig i perioden 2014-2030[2]. Hvaler er i tillegg en av Norges største hyttekommuner med omtrent 4 700 hytter. Kommunen har kystklima med relativt varme somre og milde vintre. Området er et populært utfartssted med både bil og båt om sommeren. Dette gjør at befolkningen stiger til over 30 000 personer i disse månedene[1][2].

Andelen av innbyggerne som bodde i tettbebygde strøk var 39 % i 2011. Andelen eneboliger av kommunens boliger var 83 % samme år. Det gjennomsnittlige antallet personer per husholdning var 2,2 personer[3]. Rundt 80 % av kommunens innbyggere var i 2013 sysselsatt i den tjenesteytende næringen, mens henholdsvis 16 % og 4 % var sysselsatt i industrien og primærnæringen[2].



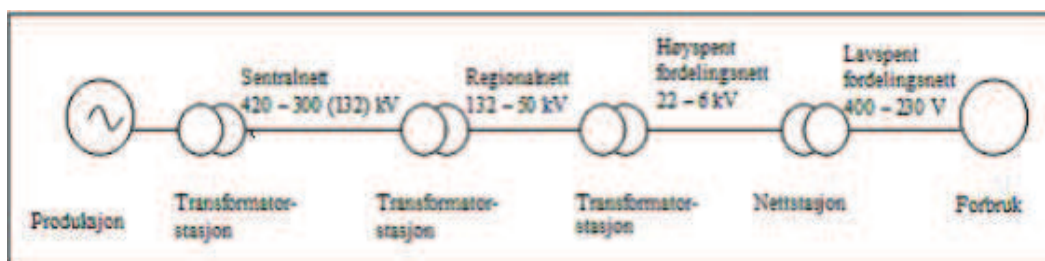
Figur 1. Oversiktskart over Hvaler kommune[1].

2.2. Dagens kraftnett

Kraftnettet i Norge består av sentral-, regional- og distribusjonsnettet. Illustrasjon av dette vises i figur 2. Sentralnettet benyttes til å overføre kraft mellom de ulike landsdelene. Spenningsnivået i sentralnettet er hovedsakelig på 300- 420 kV, men det inngår også overføringsforbindelser på 132 kV noen steder i landet. De fleste kraftverkene og kraftkrevende industri er tilknyttet dette nettet[3][4].

Regionalnettet dekker en region, derav navnet. Sentralnettet mater effekt inn på regionalnettet og kraften transporteres til transformatorstasjonen i forbruksområdet. Dermed binder regionalnettet sentralnettet og distribusjonsnettet sammen. Spenningen fra sentralnettet transformeres vanligvis ned til 132 eller 66 kV, men det finnes regionalnett med lavere spenningsnivå. For å drive og bygge disse linjene, må det søkes om konsesjon i henhold til energiloven av 1990. Mindre kraftverk kan være tilknyttet regionalnettet[3][4].

Distribusjonsnettet fordeler og overfører elektrisitet ut til sluttbruker. Dette nettet deles inn i høyspent og lavspent fordelingsnett. Det høyspente fordelingsnettet er nettet som er mellom transformatorstasjonen, som er koblet til regionalnettet, og den lokale fordelingstransformatoren. Vanligvis er dette nettet på spenningsnivået 22 kV eller 11 kV. Videre transformeres spenningen ned og det lavspente fordelingsnettet har en nominell spenning på enten 400 V (Terra Neutral) eller 230 V (Isolated Terra). Spenningen er 400 V hvis transformatorens nullpunkt er jordet. Da benyttes det 5 ledere. Er nullpunktet er isolert, benyttes det 4 ledere og spenningen er 230 V[5]. Det lavspente fordelingsnettet fordeler elektrisitet til husholdninger og virksomheter[3][4]. Små kraftverk kan være tilknyttet det lokale nettet.



Figur 2. Prinsippkisse av det norske kraftnettet [3].

Nettets komponenter er dimensjonert etter den største strømmen de kan bli utsatt for[5]. De har en termisk grense og forskjellige vern og brytere benyttes til frakobling av komponentene for å hindre at de ødelegges[4]. Disse grensene gjør at det blir begrensninger i overføringen. Overføringsbegrensningene varierer etter hvor mye effekt som flyter i andre forbindelser og hvilken vei flyten går. I tillegg avhenger og påvirkes begrensningene av impedanseforholdene i kraftnettet og hvilke overføringsforbindelser og produksjonsanlegg som er innkoblet. Nettet må i tillegg oppfylle krav om riktig spenning og stabilitet[6].

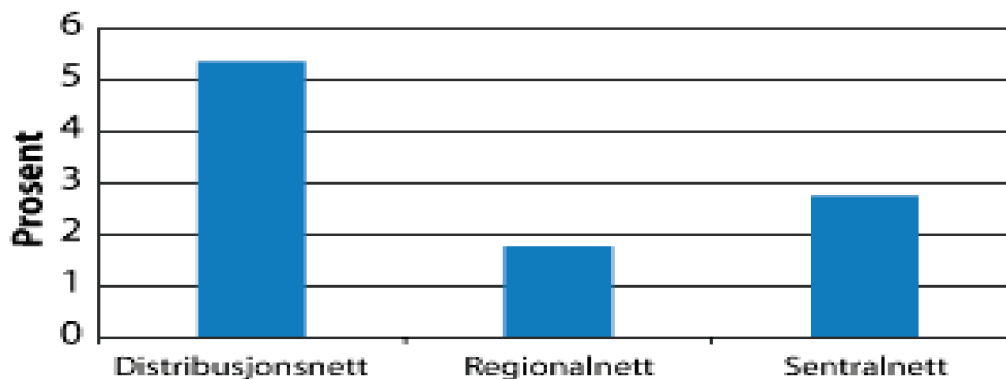
Sammenhengen mellom spenning, strøm og aktiv effekt for en trefase overføringslinje kan uttrykkes ved hjelp av formel 1.

$$P = \sqrt{3}U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (1)$$

I kraftnettet oppstår det overføringstap. De gjennomsnittlige tapene til de ulike nettene i 2010 er vist i figur 3. Overføringstapene består av både ohmske og reaktive tap. Aktiv effekt er nytteeffekten i overføringer, det som måles i watt. Reaktiv effekt måles i enheten "var". Denne effekten kan ikke omsettes til arbeid, men må være tilstedet i en vekselstrømkrets der en reaktans er tilstede. Den reaktive effekten svinger mellom lasten og spenningskilden. Tapene varierer ut i fra overføringslengden, strømmen og hvilke elektriske lederne som blir benyttet. Tapene er proporsjonal med kvadratet av strømmen [5]. Formel 2 uttrykker sammenhengen.

$$P_{\text{tap}} = I^2 \cdot R \quad (2)$$

Tapene i nettet kan reduseres ved å øke spenningsnivået. Da kan det overføres samme effekt ved lavere strøm.



Figur 3. Overføringstap i de ulike kraftnettene i 2010[7].

Hvaler kommune er forsynt med elektrisitet fra regionalnettet gjennom en 52 kV radial enkelkursledning fra fastlandet. Ledningen er på omtrent 17 km og går fra Kråkerøy, som er en del av Fredrikstad kommune, til Hvaler transformatorstasjon. Ut fra Kråkerøy transformatorstasjon er det 600 meter med plastisolerte jordkabler frem til forbindelsen fortsetter i luft. Hvaler transformatorstasjon ligger ved boligområdet Rød på Asmaløya. Kapasiteten på transformatoren ble økt til 30 MW i år 2010. Luftledningen har tre strømførende linjer og ble bygget i perioden 1975-78. Ledningen går fra Kråkerøy til Kjøkøysundet, før det går sjøkabler over sundet til Bukkholmen. Her fortsetter luftforbindelsen mot Hvaler. Sjøkablene ble lagt i 1980 og er 270 meter lange. Mastene til luftforbindelsen er av tre og er gjennomsnittlig 15 meter høye. Kapasiteten til ledningen er 300 A, hvilket gir en overføringskapasitet på omtrent 27 MVA. Forbindelsen kan overføre omkring 25 MW aktiv effekt[8].

Overføringstapene er omtrent 1,2 MW vinterstid. Det er Hafslund Nett som eier og drifter regionalforbindelsen.

I tillegg til 52 kV forbindelsen forsynes Hvaler igjennom en 18 kV overføringsforbindelse fra Fredrikstad EnergiNett. Denne forbindelsen har en overføringskapasitet på omtrent 2 MW. Fra og med Bukkholmen blir regionalnettet ført i felles mast med distribusjonsnettet. Det er Fredrikstad EnergiNett som er netteier av distribusjonsnettet i Hvaler kommune[8].

Fordelingsnettet i Hvaler kommune driftes på spenningsnivået 18 kV. Nettet består av luftlinjer og jordkabler. Det høyspente fordelingsnettet består av 93 km luftlinjer og 42 km jordkabler. Det lavspente fordelingsnettet består av 401 km luftlinjer og 132 km jordkabler. Nettet driftes radielt, men er masket. Det vil si at det har flere "inn og utganger", i motsetning til en radial. Fredrikstad EnergiNett drifter nettet etter N-1 kriteriet, som vil si at hvis en hovedkomponent i nettet faller ut, så skal det etter omkobling være mulig å forsyne lasten. Nettet forsyner 206 nettstasjoner med til sammen 6 924 sluttbrukere (2011)[3].

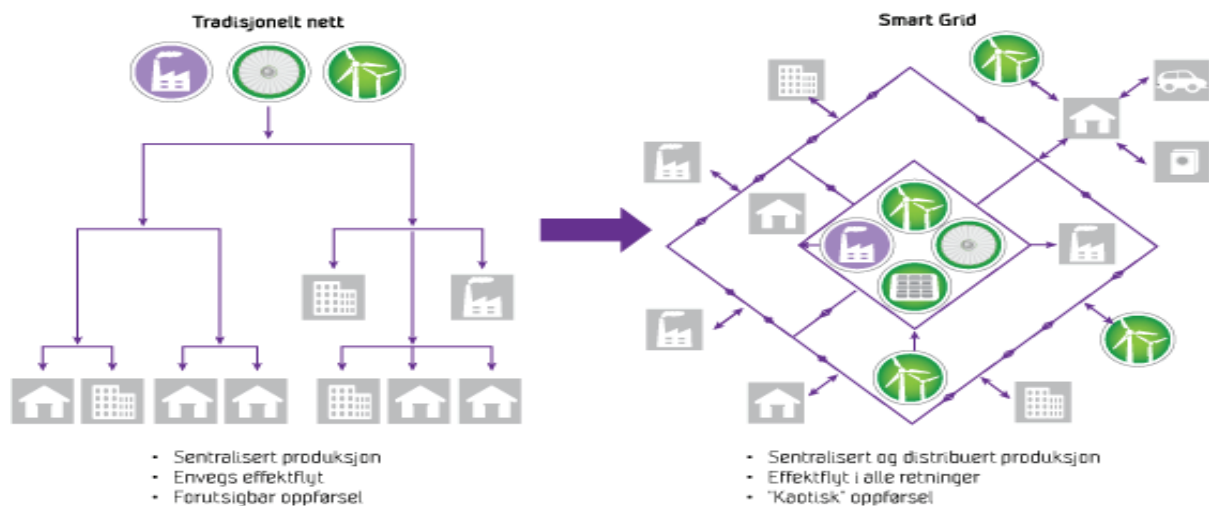
2.3. Smarte nett, AMS og effektbaserte tariffer

Samfunnet har et mål om å senke CO₂-utslippene. Samtidig er det ventet at elektrisitetsforbruket i fremtiden øker. Dette vil kreve en modernisering av kraftinfrastrukturen. Dagens kraftnett bygger på at kraften produseres fra store kraftverk og transporteres direkte til sluttbrukerne. Andelen av kraftproduksjon knyttet fornybare teknologier som vind og sol har økt og øker stadig på grunn av politiske rammevilkår og teknologisk utvikling. I fremtiden vil det gå fra sentralisert til mer desentralisert lokal produksjon. Sluttbrukerne vil også være mer aktive på grunn av nye markedsløsninger. Dette vil kreve en effektivisering av kraftinfrastrukturen.

Smarte nett, også kalt intelligente nett, er en samlebetegnelse for de fremtidige kraftnettene. De fremtidige nettene skal kunne bygges, driftes, planlegges og vedlikeholdes for å oppnå EUs 20-20-20 mål[9]. Disse målene går ut på at klimagassutslippene i 2020 skal ha blitt redusert med 20 % sammenlignet med 1990. Andelen av fornybar energi av samlet energibruk skal økes til 20 % og energibruken samme år skal ha blitt redusert med 20 % sammenlignet med et scenario uten klimapolitikk. Hoveddrivere bak smarte nett er miljø, økonomi og forsyningsikkerhet[10].

Det finnes ulike definisjoner på smarte nett, men en felles tanke bak disse fremtidige nettene er en fusjon av det elektriske kraftsystemet og IKT. Illustrasjon av eksempel på tenkt smart grid vises i figur 4. En av hensiktene med smarte nett er å skape et fleksibelt nett med mulighet til toveiskommunikasjon og strømflyt slik at nettet driftes optimalt[11].

De smarte nettene skal legge til rette for mer integrering av kraft fra uregulerbare fornybare energikilder. Med smarte nett vil det også bli enklere å oppdage avbrudd, isolere feilsteder og gjenopprette forsyningen. I tillegg vil det være mulig å koble fra ved for store belastninger og oppjustere eller nedjustere produksjon for å skape momentan balanse[7][9].



Figur 4. Illustrasjon av tradisjonelt nett og smart grid[12].

AMS (Avanserte måle- og styringssystemer) utgjør en del av smarte nett. AMS skal være installert hos alle sluttbrukere i Norge innen 1. januar 2019. En av de viktigste funksjonene og oppgavene til AMS er å lagre data med spesifiserte tidsintervaller. Hver husstands strømforbruk registreres og informasjonen sendes automatisk til nettselskapet. Registreringsfrekvensen skal være maksimalt 60 minutter og det skal kunne stilles ned til registrering hvert 15. minutt. Gjennom dette vil ikke kundene behøve å lese av forbruket manuelt[11][13].

Det er ennå ikke bestemt hvilket standard kommunikasjonssystem som skal benyttes mellom målerne og nettselskapene. Men det er blitt foreslått å benytte kommunikasjon som internett, radio, PLC og GSM[14]. Innføringen av AMS vil gi mer korrekte forbruksdata til nettselskapene og kraftprodusentene. Virkningen for aktørene er lavere drifts- og vedlikeholdskostnader grunnet mer effektiv styring av kraftproduksjonen og nettet. Med AMS vil kundene kunne følge med på eget forbruk og prisen på strøm. Kraftprisen er ofte høy i perioder med høy belastning i nettet. Informasjonen kan føre til at kundene responderer på prissignalene og reduserer forbruket eller flytter deler av forbruket til et tidspunkt med lavere priser. Innføringen av AMS skal gi muligheten til å overføre styringssignaler, samt redusere effektuttaket i målepunktene[11][15]. Dette kan for eksempel være utkobling av varmtvannsberederen i perioder med høy last. Innføringen kan føre til lavere strømregninger for kundene, samt reduserte investeringer i nettet for netteier[11]. SINTEF Energi har bakgrunn av NVE sitt anslag på nettinvesteringer i årene 2012-2021 estimert at innføringen av smarte nett kan utgjøre sparte investeringskostnader i nettet på 9-12 milliarder kroner, dersom teknologien bidrar til 10 % reduksjon i investeringsbehovet[16].

Hvaler kommune er en demonstrasjonsarena for innføringen av AMS i Norge. Kommunen har inngått et forskningssamarbeid med Smart Energi Hvaler og NCE Smart Energy Markets. I 2011 og 2012 ble det utplassert omtrent 6800 målere til Fredrikstad EnergiNett sine kunder i kommunen. Målerne som er installert på Hvaler er siste generasjons Kamstrup. Med disse målerne er det mulighet til å måle eksport og import av strøm[17][18]. Læringsmålene til Smart Energi Hvaler er:

"Å demonstrere hvordan kapasiteten i AMS kan utnyttes til mer optimal nettplanlegging og nettdrift".

"Identifisere hvordan man best tilrettelegger for forbrukerfleksibilitet og demonstrere hvordan slik fleksibilitet kan benyttes".

"Å dokumentere forbrukernes respons med AMS"[19][20].

I tillegg er det mål om å skape nye forretningsmuligheter for aktørene, øke forsyningssikkerheten, optimalisere energiutnyttelsen og skape arena for kompetanseutvikling[18].

I oktober 2011 ble prosjektet «Demonstrasjon og Verifikasjon av Intelligente Distribusjonsnett» (DeVID) opprettet. Prosjektet begynte i 2012 og skal vare ut 2014. Prosjektet har som overordnet mål "å bidra til verdiskaping ved hjelp av kostnadseffektive løsninger og økt produktivitet for nettkunder, nettselskap og leverandørindustri"[20][21].

Prosjektet skal oppnå målet gjennom ulike arbeidspakker med ulike delmål. Arbeidspakkene har som mål å utvikle referansearkitektur for smart grids. Det skal testes hvordan innføringen av AMS og instrumentering i nettstasjoner kan øke nettdriften. Andre delmål er å utvikle og teste ulike metoder i forbindelse med innføringen av AMS, utvikle metoder i forbindelse med informasjonssikkerhet, forbrukerfleksibilitet og beslutningsstøtte knyttet opp mot fornyelse av eksisterende infrastruktur[20][21]. Prosjektet skal gjennomføre forsøk med effektbaserte tariffer for sluttbrukerkundene i Smart Energi Hvaler og Demo Steinkjer.

Effektforbruket gjenspeiles ikke med dagens tariffer. Målet med effektbaserte tariffer er at de vil gi en mer rettferdig fordeling av tariffkostnadene. Med potensielt flere passive hus og plusskunder i fremtiden, mindre brukstid av nettet og høyere etterspørsel etter effekt, vil effekt være en viktig kostnadsdriver for nettutbyggingen i fremtiden. Med de smarte målere vil det være mulig for nettselskapet å måle kundenes bidrag til maksimallasten. De effektbaserte tariffene skal bidra til å gi effektiv utbygging og utnytting av nettet. Tariffene skal være håndterbare for nettselskapene og kraftleverandørene. De skal også gi riktige prissignaler til kundene, føre til jevnere forbruk og gi riktig pris når det er "kø" på nettet[22][23].

Tretti av Fredrikstad EnergiNetts kunder på Hvaler gjennomfører for tiden en prøveordning med effektbaserte tariffer. Tariffmodellen i prøveordningen består av fire ledd. Tabell 1 viser leddene. Leddene består av et fast ledd som er likt for alle, et ledd med fast pris på en gitt mengde effekt kunden betaler for årlig og et energiledd som kun skal gjenspeile avgiften til energifondet og forbruksavgiften. Det siste leddet er et overforbruksledd kunden må betale når effektbruken overgår den abonnerte effekten[22][23].

Tabell 1. Effektbasert tariffmodell[22]. Tariffmodellen er en prøveordning for 30 av Fredrikstad EnergiNetts kunder på Hvaler. Tariffmodellen består av 4 ledd. Et fast ledd for alle, et ledd med fast pris på en gitt mengde effekt årlig, og et ledd som gjenspeiler avgiften til energifondet og forbruksavgiften. Det siste leddet er et overforbruksledd kunden må betale for hvis effektforbruket overgår abonnert effekt.

Tariffelement	Pris
Fast ledd	2142kr/år
Abonnert effekt	500kr/(kW·år)
Energiledd	0,1576kr/kWh
Overforbruk	10kr/kW/time

2.4. Forbruksmønster i Hvaler kommune

2.4.1. Eksisterende forbruksmønster

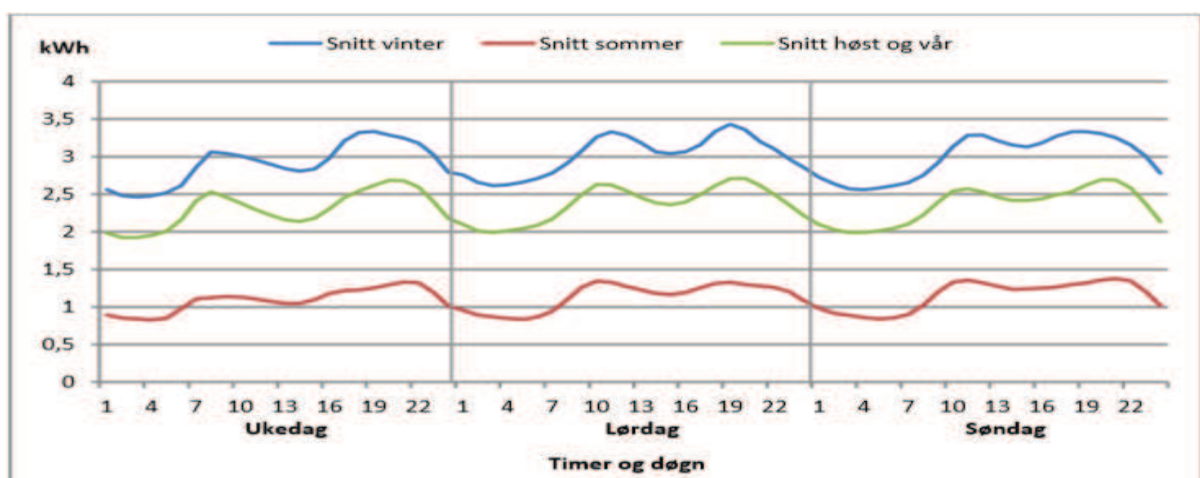
I 2012 var det totale temperaturkorrigerede forbruket av elektrisitet i Hvaler kommune 73,3 GWh. Den største brukergruppen var husholdningene som sto for omtrent 50 % av forbruket. I perioden 2000-2012 har elektrisitetsforbruket i kommunen økt med 42 % [2]. Økningen og andelen for ulike brukergrupper er oppsummert i tabell 2. Mye av grunnen til denne store økningen skyldes etablering av vann og kloakk i fritidsboligene, tilflytting av fastboende og bedre fremkommelighet[8].

Tabell 2. Temperaturkorrigeret elektrisitetsforbruk i Hvaler kommune i 2012. Viser andelen knyttet til de ulike brukergruppene i 2012 og økningen i perioden 2000-2012 vises[2].

Brukergruppe	Elforbruk i 2012 (GWh)	Andel(%)	Økning 2000-2012 (GWh)	Spesifikk endring 2000-2012 (%)
Husholdninger	36,6	50	15,2	42
Tjenesteyting	14,4	20	5,7	37
Landbruk	0,3	0	-0,1	17
Fritidsboliger	21,7	30	9,2	75
Industri	0,3	0	0,2	82

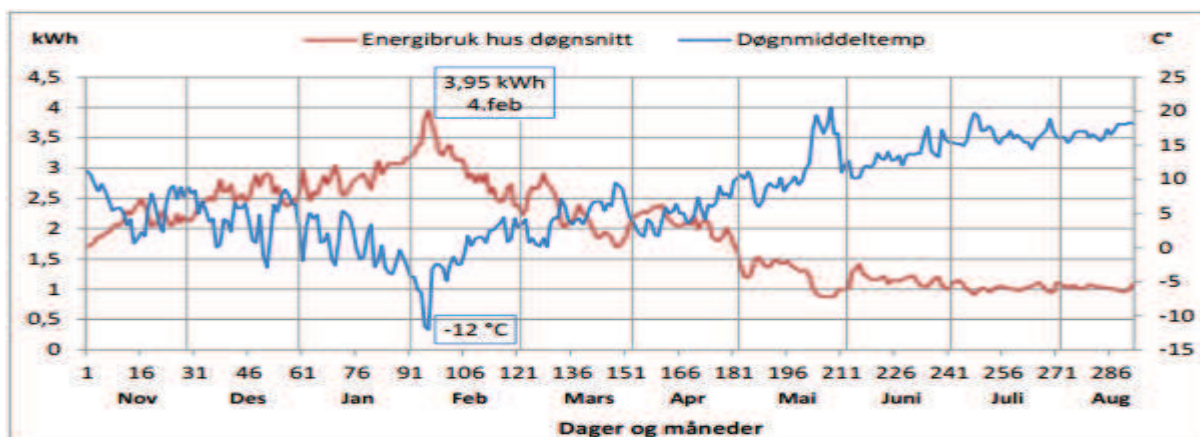
Nilsson (2012) har gjort forskningsarbeid på forbruksmønsteret i Hvaler kommune i perioden november 2011 til august 2012. Av rapporten hennes kommer det frem at største forbruk i husholdningene var om morgenen og kvelden, uansett årstid.

Kartleggingen viser at det gjennomsnittlige forbruksmønsteret i ukedagene skilte seg fra hverandre ved at topplasten om kvelden inntraff ved forskjellige tidspunkt. Topplasten inntraff omkring klokka 18 om vinteren, klokka 21 om høsten og våren, mens den inntraff rundt klokka 22 om sommeren. Dette er illustrert i figur 5. Som det vises av figuren var topplasten om morgenen i ukedagene om sommeren mer jevnt fordelt enn ved de andre årstidene. For de gjennomsnittlige lørdagene var døgnsprofilene omtrent av samme fasong uansett årstid. Kartleggingen viser at den eneste forskjellen er at topplasten om kvelden var mindre konsentrert om sommeren. Søndagene i de ulike årstidene hadde ganske lik fasong. Profilene skiller seg fra hverandre ved at topplasten om kvelden på vinteren begynte tidligere. Av figuren ser man at søndagene skilte seg fra de andre dagene ved at det var mer jevnt forbruk gjennom dagen [20].



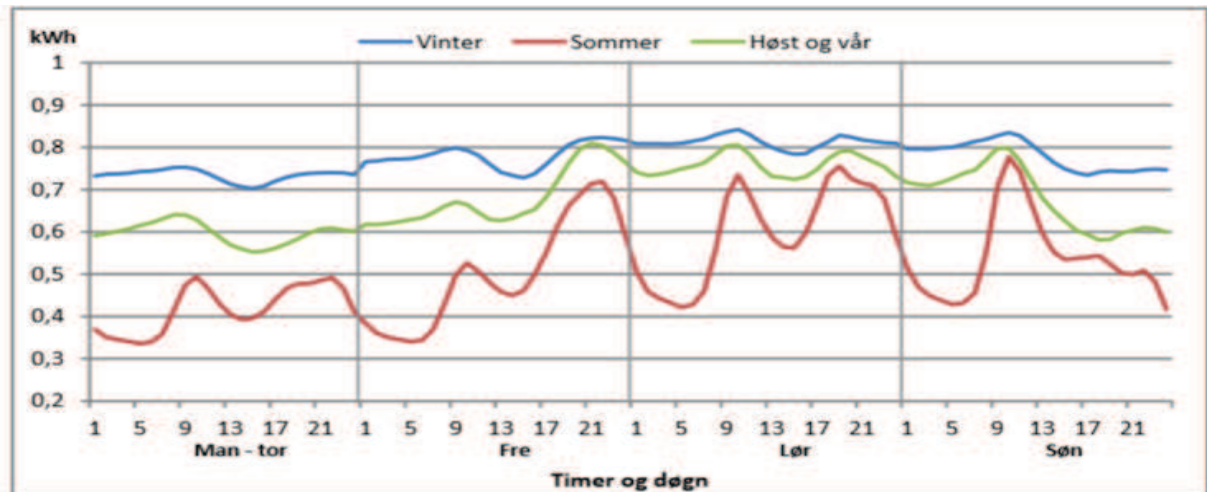
Figur 5. Forbruksmønster til en gjennomsnittlig husholdning i Hvaler kommune i perioden 2011-2012[20]. Det temperaturkorrigerte strømforbruket vises i kWh/time for en gjennomsnittlig husholdning. Figuren er delt opp i ukedager, lørdag og søndag. Kurvene illustrerer forbruket om vinteren, våren og høsten, og sommeren.

Nilssons undersøkelse viser at forbruket i Hvaler kommune er sterkt korrelert med utetemperaturen. Hovedsakelig skyldes det at andelen av strømforbruket knyttet til oppvarming er stor. Illustrasjon på dette vises i figur 6. Disse verdiene er ikke temperaturkorrigerte[20].



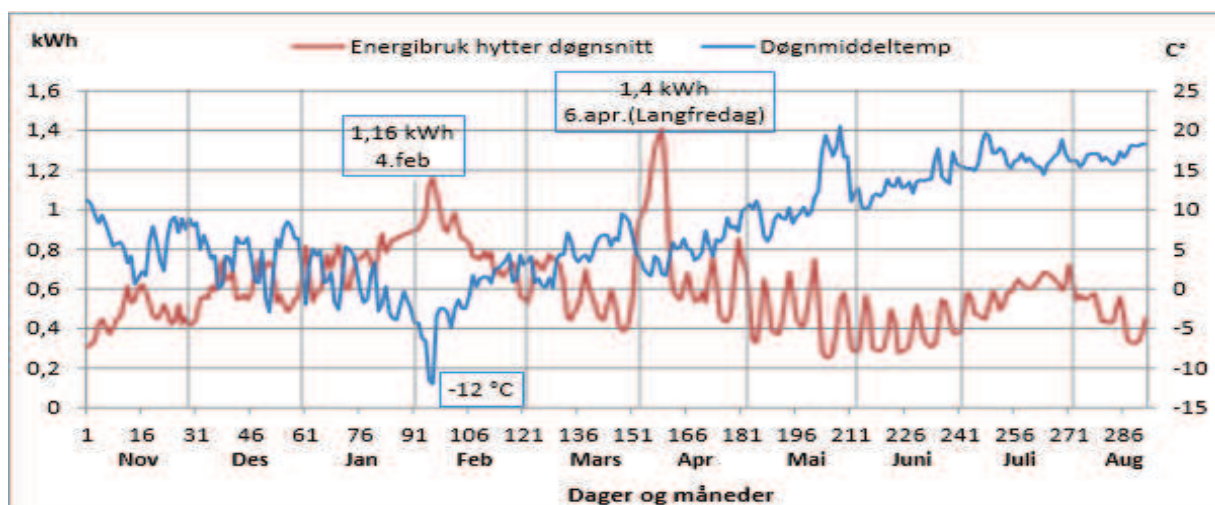
Figur 6. Døgnmiddeltemperatur og døgnsnittsforbruk (kWh/dag) for husholdninger i Hvaler kommune i perioden 1.november 2011 til 18.august 2012[20]. Døgnmiddeltemperatur leses av på høyre y-akse og illustreres med blå kurve, mens døgnsnittsforbruket leses av på venstre y-akse og illustreres med rød kurve.

Det gjennomsnittlige forbruket til fritidsboligene varierte mye over året. Om vinteren var det et relativt jevnt forbruk gjennom hele uken, mens det var mer variabelt de tre andre årstidene. Spesielt gjaldt dette om sommeren. Det gjennomsnittlige forbruket til en gjennomsnittlig fritidsbolig i perioden 2011-2012 illustreres i figur 7. Av figuren er det mulig å se at forbruket økte betraktelig fredag kveld. I tillegg viser undersøkelsen at det var tydelige topper om morgenen og kveldene for helgedagene. Om sommeren var det tydelige topper om morgenen og kvelden for mandag til torsdag også [20].



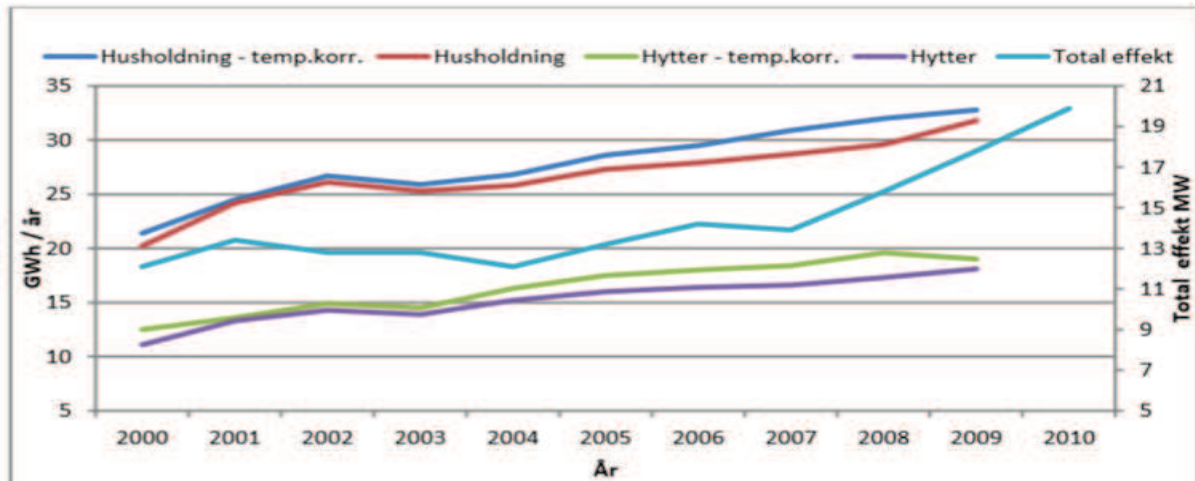
Figur 7. Forbruksmønster til en gjennomsnittlig fritidsbolig i Hvaler kommune i perioden 2011-2012[20]. Det temperaturkorrigerte strømforbruket vises i kWh/time for en gjennomsnittlig fritidsbolig. Figuren er delt opp i mandag til torsdag, fredag, lørdag og søndag.. Kurvene illustrerer forbruket om vinteren, våren og høsten, og sommeren.

Kartleggingen viser at forbruket til fritidsboligene henger sammen med utetemperaturen, men ikke fullt så mye som det gjorde for husholdningene. Dette kan ses av figur 8. Disse tallene er ikke temperaturkorrigerte. Forklaringen ligger trolig i at hyttene benyttes mest om sommeren. Det største forbruket var derimot i påsken, der forbruket var høyest langfredag[20].



Figur 8. Døgnmiddeltemperatur og døgnsnittsforbruk (kWh/dag) for fritidsboliger i Hvaler kommune i perioden 1. november 2011 til 18.august 2012[20]. Døgnmiddeltemperatur leses av på høyre y-akse og illustreres med blå kurve, mens døgnsnittsforbruket leses av på venstre y-akse og illustreres med rød kurve.

Effektforbruket har vokst kraftig de siste årene i Hvaler kommune. Kommunen har hatt størst vekst i effektforbruk i Østfold de siste 10 årene. Utviklingen i perioden 2000-2010 illustreres i figur 9. Den høyeste målte lasten var i 2010. Dette året var kaldere enn gjennomsnittet for foregående trettiårsperiode. Topplasten ble målt 20 MW. Lasten økte med 6 MW på noen få år. Lasten er omtrent 10 MW i gjennomsnitt om sommeren og omtrent 18 MW om vinteren [2][8].



Figur 9. Utviklingen i effekt- og energiforbruk i Hvaler kommune i perioden 2000-2010[20]. Effekttutviklingen illustreres med turkis kurve, og leses av på høyre y-akse. Det temperatorkorrigerede energiforbruket illustreres med blå kurve for husholdning og grønn kurve for hytter. Energiforbruket leses av på venstre y-akse.

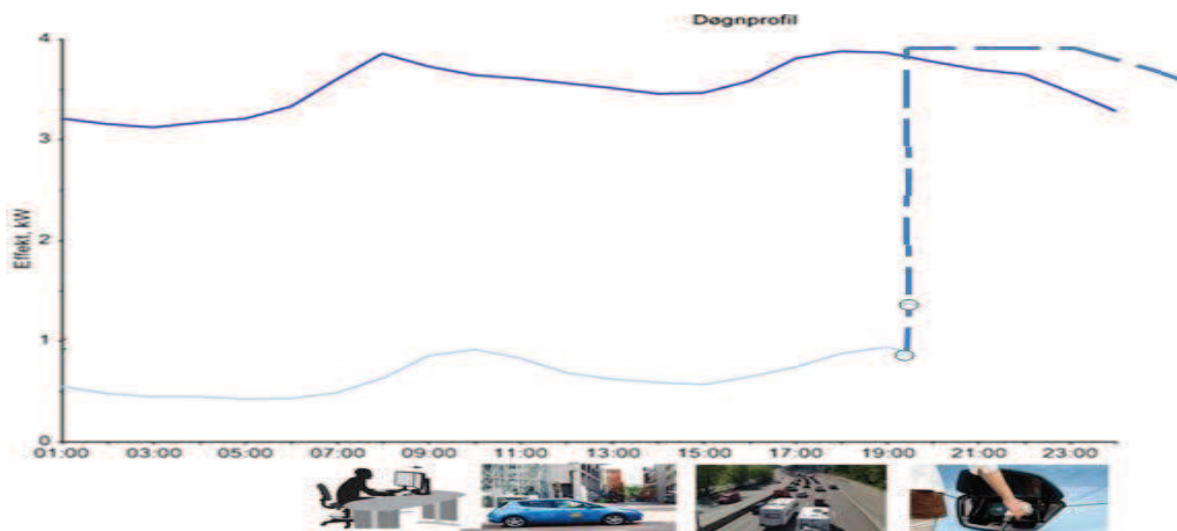
2.4.2. Fremtidig forbruksmønster

Det er vanskelig å gi en prognose på fremtidig effekt- og energiforbruk på Hvaler. Med innføring av smarte nett, AMS og nye nettariffer kan det tenkes at det totale energiforbruket vil synke eller stabilisere seg i fremtiden. Fredrikstad Energi har i sin energiutredning gitt en prognose på en svak vekst de neste 30 årene[2].

I fremtiden er det ventet høyere gjennomsnittstemperaturer på grunn av klimaendringene. Dette kan også føre til at energiforbruket går ned. I tillegg vil nye byggestandarder kunne gi redusert behov for oppvarming. Men med de forventede klimaendringene vil det kunne bli mer ekstremvær og lavere temperaturer om vinteren. Derfor er det en delt mening om at effektforbruket i Hvaler kommune er ventet å vokse. Hafslund Nett mener at fremtidig vekst vil være moderat de neste 10 årene, men gir samtidig en prognose på at fremtidig last i kommunen vil være mellom 25 og 30 MW[8].

Den voksende bruken av ladbare biler, gjennomstrømningsvannvarmere og induksjonsovner vil også øke effektforbruket. Ladbare biler består av elbiler og plug-in hybridbiler. Det er hovedsakelig elbiler som finnes på norske veier. Antallet ladbare biler i Norge rundet 10 000 tidlig i 2013. I februar 2014 var antallet vokst til 23 556, mens i mars samme år var tallet 26 886[24]. Med denne veksten i antallet ladbare biler er det ventet stor vekst i effektbruken.

Laderne varierer mellom vanlige ladere, mellomraske ladere og hurtigladere. Sistnevnte blir sett på som en forutsetning for videre utbredelse av slike biler[2]. I Hvaler kommune og Østfold var det registrert henholdsvis 8 og 686 ladbare biler i mars 2014[24]. Østfold er det fylket som har hatt størst prosentvisvekst i antall siden forrige kvartal, med en økning på 102 biler. Mange av hytteeierne i kommunen kommer dessuten fra Oslo og Akershus[20]. Elbilers kjørelengde varierer ut i fra kjøremønster, kjørestil, topografi og årstid. De fleste elbilene har en kjørelengde mellom 10-15 mil. Noen modeller som Tesla Model S 85kWh, og Tesla Model S 60 kWh kan kjøre betraktelig lengre. Avstanden mellom Oslo og Hvaler er omtrent 12 mil, og et tenkelig scenario er at de med ladbare biler vil lade bilen sin for helga når de ankommer hytta[20]. Dette vil føre til ytterligere større effekttopper dagen de ankommer. Det er hovedsakelig fredag kveld[25]. Illustrasjon på dette tenkelige scenarioet er vist i figur 10.



Figur 10. Potensielt scenario på endring i døgnprofilene for hyttene fredag kveld, da hytteeierne lader elbilene når de ankommer hyttene[25]. Kurvene viser gjennomsnittlig døgnprofil for husholdningene (blå) og hyttene (lysblå).

2.5. Ny forsyningslinje

2.5.1. Hafslund Netts omsøkte overføringsforbindelse

Hafslund Nett har søkt om konsesjon hos NVE om bygging og drifting av en ny 132 kV enkelkursforbindelse fra Kråkerøy til Hvaler. Det er foreslått tre ulike traseer, og i tillegg har to forbindelser basert på sjøkabler blitt vurdert. Alternativ en og to er mest ønsket av Hafslund Nett. Kart over traséene er vedlagt i vedlegg A. Bakgrunnen for konsesjonssøknaden er å sikre fremtidig strømforsyning til Hvaler. Hafslund Nett skriver i sin søknad at dagens forbindelse utgjør en større og større risiko for lengre avbrudd i strømforsyningen til kommunen. Videre argumenterer de for utbygging ved at fellesføringen med distribusjonsnettets utgjør en ulempe, da vedlikehold krever en utkobling som gir strømavbrudd til alle kundene i Hvaler-området. I tillegg mener Hafslund Nett at dagens løsning med to innskutte kabler er en ulempe[8].

Hafslund Nett skriver i konsesjonssøknaden at de mest kritiske feilsituasjonene som kan tenkes å oppstå med dagens forbindelse, med 2010 vinterlast som referanse, er at en fase av kablet ut fra Kråkerøy blir skadet under graving. Feilstedet må graves opp og kablene skjøtes. Feilen er forventet å være reparert i løpet av 5-7 dager. Konsekvensen er at omtrent 3600 kunder på Hvaler blir uten strøm i perioden. Fredrikstad Energi kan levere 2 MW, og det vil da være omtrent 18MW som mangler. Kilekostnaden til Hafslund Nett vil være omtrent 10 millioner kroner per dag. De vurderer sannsynligheten for at en slik hendelse vil inntreffe er innenfor et 10-50 års perspektiv[8].

Den andre mest kritiske feil som kan oppstå er at et skip nødankrer i Kjøkøysundet. Strømmen forventes å være borte i en uke. Sannsynligheten antas å være samme som for den første feilsituasjonen. Den tredje mest kritiske feilsituasjonen som beskrives er at tremastene knekker grunnet dårlig vær. Det vil da være mangel på 20 MW, da det er total utfall av strømforsyningen. Det vil ta omtrent tre dager å reparere og starte drifting av forbindelsen igjen. Hafslund Nett vurderer at sannsynligheten for dette er lik som ved de andre feilsituasjonene[8].

Den foreslåtte forbindelsen skal driftes som 52 kV i noen tiår. Den skal først driftes som 132 kV etter at transformatorstasjonene på Kråkerøy og Hvaler er oppgradert til 132 kV. Det er forventet moderat forbruksvekst på Kråkerøy de neste 10 årene. Hafslund Nett skriver at det kan bli behov for oppgradering i løpet av 10 til 30 år[8]. Sammenligning mellom dagens og det omsøkte anleggets komponenter er summert opp i tabell 3.

Tabell 3. Sammenligning mellom komponentene til eksisterende overføringsforbindelse og Hafslund Netts omsøkte forbindelse [8].

Komponenter	Eksisterende anlegg	Omsøkt anlegg
Type	Enkelkurs	Enkelkurs
Mast	Tre	Primært: Konet rør i stål eller kompositt. Sekundært: Gittermast i stål
Travers	Stål	Stål/aluminium, Trykk/strekk isolator
Systemspenning	52 kV	52 kV
Isolasjonsnivå	52 kV	132 kV
Strømførende liner (type)	3 (FeAl 50/70)	3 (FeAl240)
Toppliner	Ingen	OPGW
Isolatorer	Glass/piggisolator	Glass/kompositt
Gjennomsnittlig mastehøyde	15 meter	18-23 meter
Avstand ytter-ytterfase	3-5 meter	5,5 med traverser, 2,8 meter med trykk/strekk isolator
Ryddebelte	-	Inntil 40 meter
Byggeforbud	18 meter	22 meter
Jordkabel	3(4)×1×240mm	3(4)×1×1600mm
Sjøkabel	3(4)×1×240mm	3(4)×1×400mm

Forbindelsen for de foreslåtte alternativene begynner med innskutte jordkabler ut fra Kråkerøy transformatorstasjon. Dagens sjøkabler vil bli erstattet av nye sjøkabler som alle føres i land på Bukkholmen. Omleggingen i regionalnettet vil føre til tiltak i distribusjonsnettet til Fredrikstad EnergiNett. Over visse strekninger må det kables. Det kan ikke etableres to parallelle ledningstraseer på grunn av nærføring til hytter. Dette er ventet å koste 2,4 millioner kroner. De forventede kostnadene til de ulike alternativene er henholdsvis 58,3 millioner kroner for alternativ en, 58,4 millioner kroner for alternativ to, og 54,50 millioner kroner for alternativ tre. Disse kostnadene er kalkulert i 2011-2012. De dårlige driftskostnadene er kalkulert til å være 200 000 kroner[8].

Det ene utredede sjøkabelalternativet er å føre enkelkurs kraftledning mellom Kråkerøy og Tangen, og videre som sjøkabler mellom Tangen og Sildodden. Videre fortsetter forbindelsen som enkelkurs kraftledning mellom Sildodden og Hvaler transformatorstasjon. Det andre utredede sjøkabelanlegget er å legge jordkabler ut fra Øra transformatorstasjon før det skjøtes med et sjøkabelanlegg og føres ut i Glomma. Strekningen Øra-Hvaler er 14,5 km. Den estimerte kostnaden knyttet til Øra-Hvaler forbindelsen er 249 millioner kroner, der 229 av millionene er knyttet til sjøkabelanlegget[8].

Det er også utredet å bygge og drifte en ny forbindelse med to kurser isolert for 52 kV. Forbindelsen kunne blitt dimensjonert slik at en kurs kunne klart hele lasten i Hvaler. Merkostnaden knyttet til dobbelkurs 52 kV i forhold til 132 kV enkelkurs er omtrent 20 millioner kroner[8].

2.5.2. Motstand mot den foreslåtte overføringsforbindelsen og alternativt forslag

Den omsøkte overføringsforbindelsen har skapt stor misnøye hos befolkningen i Hvaler og på Kråkerøy. Flere politikere har stilt spørsmål om de trenger en 132 kV forbindelse. Det har kommet innsigelser mot løsningen fra Fredrikstad og Hvaler kommune, Østfold fylkeskommune og Fylkesmannen i Østfold. Det har også blitt opprettet en aksjonsgruppe kalt "Bevar Hvaler og Kråkerøy". Over 10 000 har protestert ved å signere en underskriftkampanje. Underskriftene har blitt overlevert til NVE. Grunneierne ønsker seg sjøkabel. De er bekymret for dyrelivet siden mastene vil gå igjennom skogen med de høyeste trærne. I denne skogen er det blant annet hønschauk, spurvehauk og ugler. I tillegg mener grunneierne at turismen til Hvaler kan svekkes ved at inngangsporten til og kystlandskapet i Hvaler blir ødelagt. Reiselivet er en viktig næring for kommunen[26]. Luftledningen vil også berøre 162 boliger og to skoler og barnehager på Kråkerøy. I Hvaler kommune vil ledningen berøre 102 bygninger[27].

Hvaler kommunestyre har foreslått å legge den nye forbindelsen som jordkabel. De ønsker å benytte en OPI-kanal, som er en betonggrøft der kabler kan legges. De har foreslått å bygge sykkelsti og gangvei over OPI-kanalen. Hvaler kommune har engasjert konsulentfirmaet Omega Elkraft til å estimere kostnadene knyttet til dette forslaget. Konsulentfirmaet estimerer det til å koste 132 millioner kroner[28]. Hafslund Nett ønsker ikke denne løsningen, og argumenterer med at denne løsningen kan gi langvarige strømavbrudd. Gjennomføres den, må i tillegg kommunen stå for merkostnaden. Omega Elkraft mener på sin side at faren for langvarige strømavbrudd ikke er større. De har utarbeidet en rapport der de har benyttet Statnetts feilstatistikk på regionalnettet til å konkludere med at omgivelsene er den viktigste årsaken til feil og driftsforstyrrelser. Omgivelsene til Hafslund Netts foreslåtte overføringsforbindelse vil være meget like dagens. De mener driftssikkerheten vil være bedre med jordkabel[29].

NVE har bedt Hafslund Nett om utredning på OPI-løsningen og sjøkabelanlegg fra Tangen til Sildeodden. I tillegg har NVE bedt om utredning om hvordan kostnadsberegningene til Hafslund Nett er gjort. NVE har også bedt om en utredning om behovet for spenningsnivå 132 kV. Det skal dokumenteres med tanke på forbruksprognoser, forventet tapsreduksjon, lønnsomhet og ulemper for allmenne interesser. Valgt ledningstverrsnitt på de foreslåtte forbindelsene må også begrunnes[30].

3. Teori

Det er som nevnt stor misnøye i befolkningen mot den omsøkte overføringsforbindelsen. Deres ønske om jord- og sjøkabelanlegg er dyrt og støttes ikke av Hafslund Nett. På bakgrunn av dette har Bernt Bremdal fra NCE Smart Energy Markets kommet med et alternativt forslag. En mulig løsning på Hvalers potensielle effektproblem er enten å benytte distribuert fornybar energiproduksjon eller energilagringssystemer til toppplastreduksjon/effektstøtte. Problemet med energiproduksjonssystemene er at de ikke vil kunne levere tilstrekkelig når for eksempel sola ikke skinner eller vinden ikke blåser. Lagringssystemene kan derimot benyttes ved behov og lades av energiproduksjonssystemer eller ved å være nettilknyttet. Det rimeligste i dag er å lade fra nettet. Tanken er at lagringssystemene er distribuert rundt på øyene i mindre enheter og lades når forbruket er lavt. Videre utlades de når forbruket er stort eller det er behov for effekt. Dermed vil det gis effektstøtte og eksisterende overføringsforbindelse behøver ikke å levere like mye som ved en situasjon uten lagringssystemer. Løsningen vil gjøre at Hvaler kan ha et effektforbruk som overgår overføringskapasiteten til eksisterende linje. Det har hittil ikke blitt utført økonomiske analyser av den alternative løsningen, dette vil bli gjort nærmere i de kommende kapitlene.

3.1. Bruk av energilagring

Energilagring kan benyttes til mange ulike formål. De ulike bruksområdene skiller seg fra hverandre ut i fra hvor kort responstid, hvor stor effekt og hvor lange utladingssykluser som behøves. I tillegg skiller de fra hverandre på hvor i kraftsystemet de benyttes og om de benyttes til korttids- eller langtidslagring[31]. Derfor passer forskjellige teknologier bedre til visse bruksområder. Men det er ikke slik at en teknologi bare passer til et formål. Det er heller ikke slik at en energilagringssystem med en viss størrelse bare kan brukes til en applikasjon. Lagringsteknologier med ulik responstid og utladingstid er presentert i tabell 4. Hver teknologi blir beskrevet senere i teksten.

Tabell 4. Ulike lagringsteknologier med deres standard lagringstid, standard utladingstid og normale levetid[32].

Teknologi	Utladingstid	Passende lagringstid	Levetid
Blyakkumulator	Sekunder-timer	Minutter-dager	5-15 år
Litium-ion	Minutter-timer	Minutter-dager	5-15 år
Natrium-svovel	Sekunder-timer	Sekunder-timer	10-15 år
Sink-bromid	Sekunder-10 timer	Timer-måneder	5-10 år
Vanadium-redoks	Sekunder-10 timer	Timer-måneder	5-10 år
Natrium-metallklorid	Sekund-timer	Sekunder-timer	10-14 år
Pumpekraft	1-24 timer +	Timer-måneder	40-60 år
Komprimert luft	1-24 timer +	Timer-måneder	20-40 år
Svinghjul	Millisekunder-15 minutter	Sekunder-minutter	15 år
Superleder	Millisekunder-8 sekunder	Minutter-timer	20+
Superkondensator	Millisekunder-60 minutter	Sekunder-timer	20+
Brenselcelle	Sekunder-24timer +	Timer-måneder	5-15 år

Arbitrasje utnytter prisforskjeller mellom perioder. Energi kan lagres når prisen er lav, for så og sendes ut på nettet når prisen er høy. Energien kan bli solgt igjen i markedet eller bli benyttet til å støtte et område. Lagringsenheter som benyttes til arbitrasje er ofte store lagringsenheter. Men det er også tilfeller der nabolag eller enkelte husholdninger benytter små batteripakker for arbitrasje. Begge tilfeller går ut på det samme, forskjellen er at den ene sparer på spotprisene, mens den andre sparer på strømprisen gitt fra strømleverandøren. For at arbitrasje skal være verdifullt bør det være stor prisforskjell. Lagringsenheter bør i tillegg ha høy virkningsgrad og lav selvutlading slik at det ikke behøves å kjøpe mye mer elektrisitet enn det som leveres[31].

Lagringsenheter kan fungere som spinnende og ikke-spinnende reserver. Dette går ut på at energilagringssystemene kan levere kraft hvis en andel av den normale krafttilførselen faller ut. Spinnende reserver er lagringsenheter som er på standby og skal kunne levere kraft innen 10 minutter. Disse lagringsenheter er synkronisert med nettfrekvensen. Ikke-spinnende reserver er ikke på standby, men skal kunne kobles på og levere kraft på kort tid. Avbruddsfri strømforsyning som har krav om meget kort responstid benyttes blant annet i sykehus. Det kan også benyttes andre steder der svikt i strømforsyningen kan gi store skader på de elektriske komponentene[31][32].

Lastutjevning ("load leveling") og toppplastredusering ("peak shaving") er applikasjoner som bygger på å lade når det er lite forbruk og utlade når det er stort forbruk. Til disse formålene leverer batteriene en del av effektbehovet, mens det eksisterende nettet leverer det resterende. Lastutjevning krever mest effekt og utladingstid. Hensikten med dette er å gjøre døgnvariasjonene i forbruket så flat som mulig. Topplastredusering, også kalt effektstøtte i oppgaven, "kutter" toppene ved å levere kraft når forbruket er på sitt høyeste. Overføringsforbindelsen opplever det som om at mindre kraft etterspørres. I tillegg gjør applikasjonene det mulig å betjene større last i forbruksområdet[31].

Energilagring kan benyttes i sammenheng med fornybar energiproduksjon. Lagringsenheter er helt vitalt i isolerte systemer der det ikke er noen nettforbindelser. Produksjonen av fornybar energi foregår i mange tilfeller når etterspørselen er lav. Med energilagring kan man lagre for så å benytte seg av energien når etterspørselen er stor. Dermed øker verdien av kraften. I tillegg foregår kraftproduksjon, spesielt med vindkraft, i områder langt fra forbruksområdene. Overføringsforbindelsene kan være dårlige. Ved å lagre energien kan den leveres når nettet er mindre belastet. I tillegg kan det i kraftnett med en betydelig andel vindproduksjon oppstå ubalanse mellom last og produksjon grunnet forandringer i vindstyrken. Ubalansen kan føre til transiente svingninger i frekvensen og spenningen til nettet. Energilagring kan benyttes til å utjevne svingningene med raske og korte utladinger[31][32].

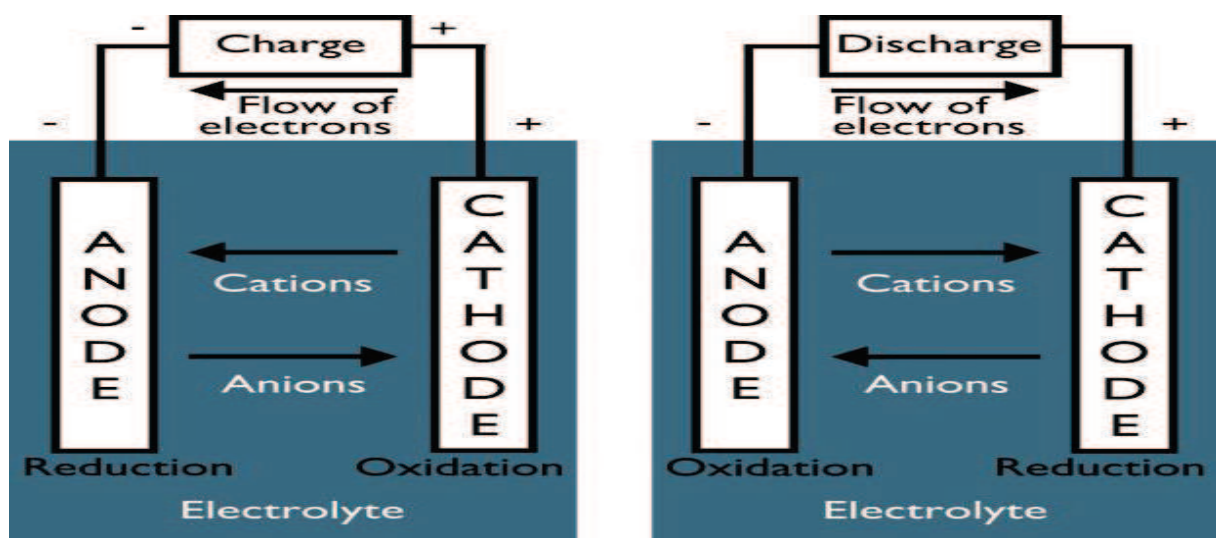
3.2. Generelt om batterier

For en topplastreduisering i kommunen er batterier den mest sannsynlige lagringsteknologien. Batterier krever ikke spesielle topografiske forhold, har kort responstid og er ventet å falle i pris i fremtiden. Det finnes mange ulike batteriteknologier med sine ulike fordeler og utfordringer. Virkemåten og oppbyggingen bygger likevel på de samme grunnprinsippene.

3.2.1. Oppbygging og virkemåte

Det første batteriet ble laget for over 200 år siden. Alessandro Volta er personen som har blitt kreditert oppfinnelsen. Det ble gjort store fremskritt i utviklingen av galvaniske celler i perioden 1836-1866. Den første effektive demonstrasjonen av et sekundært batteri ble gjort av Gaston Planté i 1859. Dette regnes som den første blyakkumulatoren. De galvaniske cellene var med på å forme basisen for ringeklokken og telegrafan. Rundt 1900 tok Waldemar Jungner patent på nikkell-kadmiumbatteriet. Det er vanlig å klassifisere batterier som enten primære eller sekundære. Førstnevnte kan bare utlades en gang, mens sistnevnte kan lades og er også kjent som akkumulatører[33].

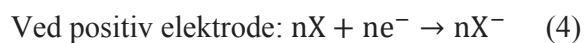
Galvaniske celler er elektrokjemiske celler som produserer elektrisitet. I cellene skjer det en spontan reaksjon ($\Delta G < 0$) der forskjellen mellom den kjemiske energien til produktene og reaktantene gjør at kjemisk energi blir konvertert til elektrisk energi[34]. Batterier er galvaniske celler sammenkoblet i en felles enhet under utlading. En elektrolysecelle er en reversert galvanisk celle der elektrisk energi brukes til å drive en ikke spontan reaksjonen ($\Delta G > 0$). I cellen blir elektrisk energi konvertert til kjemisk energi. Sekundære batterier fungerer både som galvaniske og elektrolyseceller[33]. Skisse av de ulike cellene er illustrert i figur 11.



Figur 11. Illustrasjon på virkemåten til en elektrolysecelle (venstre) og en galvanisk celle (høyre)[35].

Hver celle består av en positiv og negativ elektrode, en separator og en elektrolytt. Den positive elektroden kalles katode og den negative anode. Elektrodene består av de aktive materialene, som reagerer kjemisk med elektrolytten, og en metallkomponent som blir kalt strømkollektoren. Elektrodene må være så nærme hverandre som mulig for å gjøre den interne motstanden så liten som mulig. For større sekundære batterier er det vanlig for en celle å ha flere elektrodeplater med ulik polaritet i parallell i samme elektrolytt. Separatoren skiller elektrodene fra hverandre slik at kortslutning ikke oppstår. Elektrolytten er en elektronisk isolator som benyttes til å lede ioner mellom elektrodene. Elektrisitet blir generert når de to cellene kobles til en last. Da vil elektroner bevege seg til elektroden med lavest potensial. Man sier de to elektrodene går igjennom halvcellereaksjoner[33].

Ved utlading foregår det en oksidasjonsreaksjon ved den negative elektroden. Det vil si at det frigis elektroner. Ved den positive elektroden foregår det en reduksjonsreaksjon. Der tas det opp elektroner. Videre foregår det en ionetransport i elektrolytten der de negative ionene beveger seg til den negative elektroden og de positive ionene til den positive elektroden. Dermed dannes en sluttet krets. Ved lading reverseres reaksjonene. Kjemien til en galvanisk celle uttrykkes ved formlene 3 og 4.



Konsentrasjonen av elektroner hos elektrodene kalles elektrodepotensial. Forskjellen i elektrodepotensial i en galvanisk celle, når det ikke flyter noen strøm i kretsen, er kjent som den elektromotoriske spenningen. Spenningen kalles også for den reversible spenningen (V_r) og åpen kretsspenning. Spenningen er den drivende kraften til de elektrokjemiske reaksjonene[33]. Den kan beskrives med formel 5. ΔG er forandringen i Gibbs frie energi mellom produktene og reaktantene, n er antall elektroner, F er Faradaykonstanten og E er cellespenningen.

$$E = \frac{-\Delta G}{n \cdot F} \quad (5)$$

Elektrodens absolutte potensial kan ikke måles, så hver enkelt elektrode måles dermed opp mot en elektrode av hydrogen under standard forhold (101,3kPa, 25°C). Hydrogenelektroden har potensial 0 V under disse forholdene. Under standard forhold kalles den reversible spenningen for standard cellespenning (V°).

Når batteriet blir koblet opp mot en last dannes en krets og en strøm flyter. Ved denne situasjonen er cellespenningen lavere enn V^0 . Dette skyldes ohmske og polariseringstap[33]. De ohmske tapene beskrives av formel 6.

$$P_{\text{tap}} = I_{\text{batteri}}^2 \cdot R_{\text{batteri}} \quad (6)$$

Den interne resistansen i batteriene øker med temperaturen. Dermed er virkningsgraden til batteriene avhengig av temperaturen. Videre er temperaturen avhengig av både omgivelsestemperaturen og ladings- og utladingsstrømmen. Formel 7 uttrykker virkningsgraden til batteriet.

$$\eta_{\text{batteri}} = \frac{P_{\text{batteri}}}{P_{\text{tilført}}} = \frac{P_{\text{tilført}} - P_{\text{tap}}}{P_{\text{tilført}}} \quad (7)$$

Når potensialet til en elektrode er forskjellig fra likevektspotensialet kalles forskjellen for elektrode overpotensial. Spenningen ved utlading og lading kan uttrykkes ved formlene 8 og 9. V_d og V_{ch} er spenningene ved henholdsvis utlading og lading, η_+ og η_- er overpotensialet som skyldes polariseringen ved henholdsvis den positive og negative elektroden. Ved lave overpotensialer kan de neglisjeres fra formlene. Da blir R i formelen summen av de interne tapene og overpotensialene ved de to elektrodene[33].

$$V_d = V_r - \eta_+ - \eta_- - (I \cdot R) \quad (8)$$

$$V_{ch} = V_r + \eta_+ + \eta_- + (I \cdot R) \quad (9)$$

Lagringskapasiteten til batterier uttrykkes i Amperetimer (Ah). Det er antall timer batterier kan levere en konstant strøm og en definert spenning før det er utladet. I teorien vil det si at et ideelt batteri som har kapasitet 1000Ah, kan levere 1 A i 1000 timer eller 2 A i 500 timer og så videre. Kapasiteten er avhengig av temperaturen, alderen til batteriet og måten batteriet utlades på. Batteriers levetid er stort sett oppgitt i hvor mange sykluser de klarer å lade og utlade. Mellom hver syklus foregår det degradering. Batteriers levetid er ofte gitt i hvor mange sykluser de klarer før kapasiteten er 80 % av den opprinnelige. Levetiden påvirkes spesielt av høye temperaturer, mens kapasiteten forandres mye ved lave temperaturer[33]. En VRLA blyakkumulator har for eksempel en forventet levetid på 10 år ved 25°C, og for hver økning med 8°C halveres levetiden[36]. Ved -18°C regnes kapasiteten halvert for blyakkumulatoren. Batteriets oppgitte kapasitet er stort sett oppgitt ved enten 20 eller 25°C [37]. I tillegg er batteriers kapasitet avhengig av hvor stor strøm som utlades. Utlades det med stor strøm over en kort periode, vil batteriet ha mindre kapasitet enn om det utlades ved mindre strøm over lengre tid[33].

Spenningen vil også synke grunnet polariseringstapene. Dermed vil den totale energien som leveres synke. Stort sett står det beskrevet i batterienes datablad hvordan batteriet kan bli utladet. Det står beskrevet ved hjelp av C-rater. For eksempel for et 100 Ah batteri er C/5 lik 20 A for 5 timer. Det kan også oppgis som C₅/5, som viser at kapasiteten til batteriet er oppgitt ved 5 timers utlading. Leverandører oppgir ofte kapasiteten ved 5 timers utlading[33].

Sammenhengen mellom utladingstiden, strømmen og kapasiteten følger formel 10. Denne formelen kalles Peukerts formel. T er utladingstiden, I utladingsstrømmen, C kapasiteten i Amperetimer. n er Peukerts tall som ofte er mellom 1,1 og 1,3. R er timeraten som er oppgitt [34].

$$T = R \cdot \frac{C^n}{I^n} \quad (10)$$

For å øke lagringskapasiteten til cellene kobles de i parallell. Spenningen fortsetter å være den samme i parallellkoblingen. For å øke spenningen må cellene kobles i serie. I seriekobling forblir kapasiteten den samme. Et bilbatteri på 12 V for eksempel består av 6 seriekoblede plateceller[33].

Strømmen som batteriene leverer er likestrøm. For å levere elektrisitet til nettet eller last, må det omformes til vekselstrøm med frekvens på 50 Hz. Dette gjøres ved å benytte seg av en vekselretter, også kalt for inverter. Vekselrettere kommer i forskjellige størrelser med tanke på akseptert inngangs- og utgangsspenning. De må være av riktig størrelse for å tåle den høyeste lasten som systemet krever. Virkningsgraden avhenger av lasten, men er gjerne 90-98 %. For trefase-distribusjon benyttes trefase-vekselrettere. Det kan eventuelt også benyttes tre enfase-vekselrettere som balanseres for å gi trefase utgangseffekt. Invertere aksepterer varierende inngangsspenninger og transformerer denne til en fast utgangsspenning. Det første som gjøres er å øke spenningen ved hjelp av en "boost" konverter. Dette blir gjort siden det ikke kan benyttes transformatorer som det blir i vekselstrømkretser. I det neste steget omformes det til høyfrekvent vekselspenning med sinus lik nettets. Dette gjøres ved hjelp av en såkalt "H-bridge". Denne består av et sett med transistorer. Deretter følger en transformator som transformerer til korrekt spenning, før det deretter følger et filter som lager en jevn sinusformet vekselspenning. Det finnes ulike typer vekselrettere. De deles gjerne inn i klasser der klasse 1 betyr at vekselretteren gir ren sinuskurve. Klasse 2 betyr at vekselretteren gir modifisert sinuskurve, mens vekselrettere av klasse 3 gir firkantet sinuskurve[38][39].

3.2.2. Lading av sekundære batterier

Sekundære batterier lades ved at likestrøm flyter igjennom batteriene for å reversere utladingsprosessen. Ladere består av en kombinasjon av en likeretter og transformator. Likeretteren omformer vekselstrømmen fra nettet til likestrøm. Laderne må være dimensjonert for lasten og batteristrømmen.

Måten et batteri lades på er minst like viktig som hvordan utladingen foregår, for å optimalisere levetiden. Ladespenningen må være i henhold til batterikrav. Med for liten lader kan det oppstå kortslutning, mens med for stor lader kan batteriene få for stor strøm. I store stasjonære batterisystemer blir batteriene overvåket av systemer (BMMS) som kontrollerer celleparametere som spenning, temperatur og strømmen ved lading og utlading. Overvåkingssystemene består av blant annet en regulator som har til oppgave å ha kontroll over ladespenningen slik at det ikke oppstår overlading. Ladeakseptansen, C_A , er definert som den delen av strømmen som flyter igjennom batteriet som blir benyttet til lading[33]. Denne verdien kan uttrykkes ved hjelp av formel 11. I er den totale strømmen, I_g er strømmen som ikke blir brukt til lading, men som blir brukt til andre sidereaksjoner.

$$C_A = \frac{100(I-I_g)}{I} \quad (11)$$

Hvis strømmen fortsetter å flyte igjennom batteriet etter at batteriet er fulladet, vil dette lede til en overlading. Denne tilstanden inntreffer når en av elektrodene aktive materialer er fullstendig konvertert til ladet tilstand. Tilstanden fører til at elektrolytten løses opp og nedbrytes elektrokjemisk. Dette kan føre til at det dannes oksygen og hydrogen. Dette er ikke ønskelig, da det fører med seg behov for mer vedlikehold.

Gassboblene bryter ned de aktive materialene. Dette gir kortere levetid for batteriet og utgjør i tillegg en sikkerhetsrisiko. Det er derfor vanlig å konstruere batterier med enten overskudd av negative eller positive materialer. Det materialet det ikke er overskudd av vil utlades dypere. For blyakkumulatorer er det vanlig med overskudd av positivt materiale. Det skyldes at ved overskudd på negativt materiale vil det føre til nedbrytning av den positive elektroden. Det molare volumet til utladingsproduktet blyulfat er 70 % større enn den positive elektrodens aktive materiale. Det vil kunne føre til mekanisk stress, som igjen fører til tap i kapasitet[33].

Det kan også oppstå problemer i batteripakker med flere seriekoblede celler etter flere ladings- og utladingssykluser. Problemene oppstår på grunn av ubalanse og forskjeller i cellene. Disse forskjellene er ulike interne motstander og kapasiteter i de individuelle cellene.

Det er små variasjoner i cellene når de er nye, men det er først når cellene blir eldre det kan oppstå problemer ved at kapasiteten synker og den interne motstanden øker. Noen celler blir svakere, og disse utlades mer enn de andre. Ved lading trenger de svake cellene mer tid til å bli fullt oppladet. Hvis de ikke får tid til å bli fullt oppladet før utlading vil de bli enda svakere og til slutt ødelagt. For å unngå dette kan man periodevis lade cellene med den høyeste spenningen dobbelt så lang tid[33]. Det finnes ulike lademetoder for lading av batterier. Tradisjonelt har det vært vanligst å benytte tre ulike metoder.

Konstant strømlading består av det navnet impliserer, bruk av konstant strøm til lading. Det er vanlig at denne metoden gjøres i to steg. Ladeprosessen starter høy konstant strøm fra begynnelsen av, før ladeprosessen etter en stund fortsetter med en lavere konstant strøm. Dette blir gjort for at ladingen skal være raskere. I tillegg gjøres det for å forhindre skader på de batteriene og cellene som allerede er fullt oppladet i en lang seriekobling. Metoden er gjerne treg, og gjøres hovedsakelig om natten. Ladere som benytter seg av denne metoden er ofte rimelige[33].

Ved å lade med konstant spenning, er verdien på strømmen som leveres til batteriet bestemt av spenningsforskjellen mellom batteriet og laderen. Strømmen starter med høy verdi før den synker tilnærmet eksponentielt. Det tar lang tid å lade batteriet med denne metoden. En ulempe metoden er at hvis batteriet er utladet kan startstrømmen være meget stor. Dette kan gi grobunn til stor intern oppvarming av batteriet. Denne type ladere kan brukes i tilfeller ved rask lading, der man skal ha mye på liten tid.

En annen lademetode, kalt konstant strøm og konstant spenningslading, går ut på å holde strømmen konstant til batterispenningen når en forhåndsbestemt verdi. Ved denne verdien holder spenningen seg konstant, mens strømmen synker eksponentielt som ved konstant spenningslading.[33].

3.3. Strømningsbatterier

3.3.1. Vanadium-redoks

Vanadium-redoksbatterier er strømningsbatterier. Disse batteriene, som også blir kalt for flow cells, benytter to separerte tanker med flytende elektrolytt og en regenerativ brenselcelle. De kjemiske komponentene som reagerer befinner seg i elektrolytten. Når det skal lades og utlades pumpes elektrolytt inn i cellene for å reagere med elektrodene. Elektrolytten består av en blanding mellom vanadium og svovelsyre. Temperaturen til elektrolytten bør være mellom 0 og 40°C for optimal drift[31].

Batteriets virkemåte bygger på reduksjons- og oksidasjonsreaksjoner mellom ulike isotoper av vanadium. De to elektrodene er av karbon og er separert med en membran. Figur 12 viser en skisse av denne batteriteknologien. Størrelsen til energimengden som kan lagres avhenger av volumet til tankene. Batteriets effekt er avhengig av antall celler og overflatearealet til elektrodene[31][40].

Arbeidet rundt denne batteriteknologien ble startet i 1970-årene av NASA. I 1998 ble arbeidet solgt til det australske firmaet Pinnacle VRB Ltd, før firmaet ble overtatt av det kanadiske firmaet VRB Power Systems i 2001. I dag produserer Prudent Energy og V-fuel teknologien. Teknologien er den mest utviklede av strømningsbatteriene, men det er fortsatt mye forskning og utvikling knyttet til teknologien for å gjøre den bedre. Det er imidlertid enheter tilgjengelig kommersielt[31].

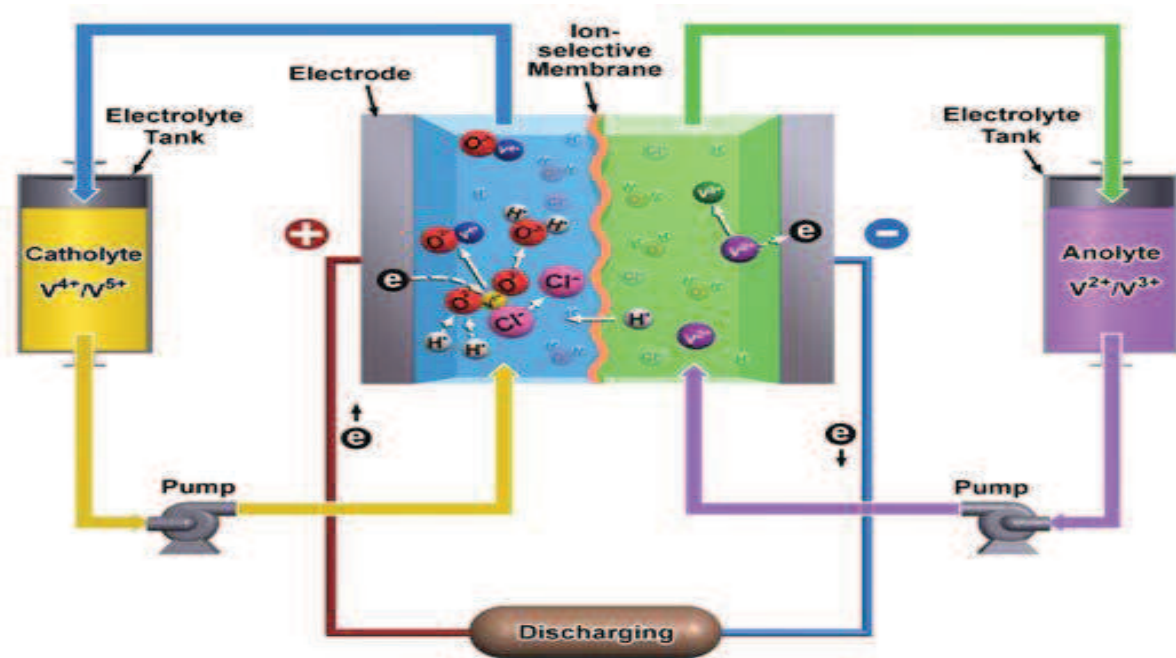
Ved lading reduseres den negative vanadiumelektrolytten ved den negative elektroden og aksepterer et elektron. Den positive elektrolytten oksideres ved den positive elektroden. Ved utlading reverseres prosessen. Reaksjonene til elektrolyttene som reagerer kan beskrives av reaksjonslikningene 12 og 13. Standard cellespenning er omtrent 1,4 V[31].

Positiv elektrolytt: $V^{4+} \leftrightarrow V^{5+} + e^{-}$ (12)

Negativ elektrolytt: $V^{3+} \leftrightarrow V^{2+} + e^{-}$ (13)

Fordeler med denne teknologien, som det også er med andre strømningsbatterier, er at batteriet kan utlades fullstendig. Batteriet kan klare mange sykluser og ha lang levetid, men det kreves at membranen blir skiftet ut. Membranens levetid er estimert til å være omtrent 10 år. Batteriet passer godt til bruksområder som krever lange utladninger. Eksempler er spinnende reserve og integrering av fornybar energi. I tillegg har batteriet kort responstid og liten degradering. Batteriene tåler dessuten også bedre overladinger og overutladninger enn tradisjonelle batterier. Utfordringene og ulempene med teknologien er lav virkningsgrad, lav energitetthet og at det er høye kostnader knyttet til vedlikehold sammenlignet med andre batterier. En stor andel av vedlikeholdskostnadene er knyttet til vedlikehold av rørene, pumpene og tankene. Batteriene opptar også meget stort areal sammenlignet med andre elektrokjemiske lagringsenheter[31][40].

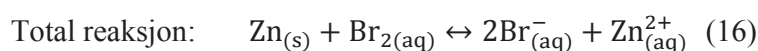
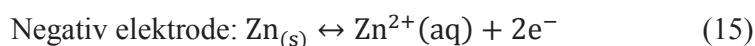
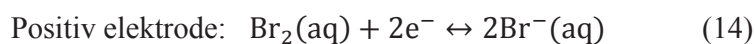
Store energilagringsinstallasjoner av denne teknologien er et 200 kW anlegg på Kings Island i Australia, et 170 kW anlegg i Japan og et 250 kW i Utah U.S.A. Anleggene i Australia og Japan benyttes i sammenheng med lagring av elektrisitet basert på vind, mens det i Utah benyttes som spinnende reserve[40].



Figur 12. Prinsippskisse av et vanadium-redoksbatteri[31].

3.3.2. Sink-bromid

Det ble allerede i 1885 gjort patent på dette strømningsbatteriet, men utviklingen gikk sakte på grunn av utfordringer knyttet til elektrodene. Utviklingen og forskningen fortsatte på 1970-1990-tallet. Elektrolyttene består av sinkbromid som er skilt av en membran. Når det lades avsettes sink på elektrodene, og når det utlades oppløses sinken tilbake i bromidløsningen. Elektrodene består av karbon og er designet til å være bipolare. Ved å være bipolar er elektroden anode i den ene cellen, mens i neste celle i serien fungerer den som katode. Reaksjonene til batteriet er vist i reaksjonslikningene 14, 15 og 16. Cellespenningen er 1,8 V. Det benyttes en membran som separator mellom hver celle, slik at ikke de to stoffene går over i hverandre. Membranen, pumpene og rørene er de komponentene av batteriet som behøves å bli byttet ut oftest. Modulene varierer i størrelse ut ifra hvilke bruksområder batteriene benyttes til. De kan leveres fra 5-1000 kW. Det er estimert at membranen må byttes etter omkring 2000 sykluser. Det kreves også ukentlig vedlikehold. Teknologien opererer ved en temperatur mellom 20 og 50°C[31].



Fordeler knyttet til denne teknologien er at den har mulighet til fullstendige utladninger. I tillegg har batteriene høy virkningsgrad i forhold til andre strømningsbatterier.

Sammenlignet med andre konvensjonelle batterier er derimot virkningsgraden relativt dårlig. Virkningsgraden blir påvirket av temperatur, men ikke i like stor grad som hos andre teknologier. Den blir derimot påvirket av avsettingen av sink. For å oppløse all sinken tilbake i elektrolytten må batteriet utlades fullstendig omtrent hver 5.-10. syklus. Batteriene passer best til anvendelser som er knyttet til energi fremfor effekt[40].

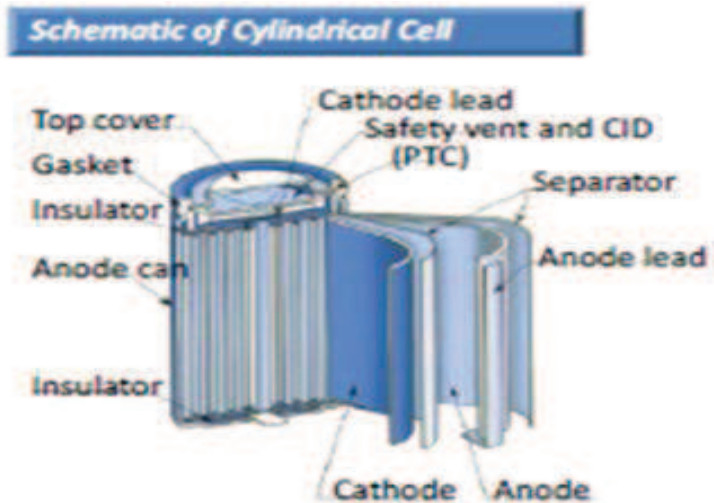
Teknologien er fortsatt under utvikling, men det har blitt utplassert små enheter i øde områder i Australia som alternativ til å bygge nye kraftlinjer. Det er også utplassert enheter av teknologien med størrelse på 0,5-1 MW i USA som benyttes til nettstabilisering[40].

3.4. Konvensjonelle sekundære batteriteknologier

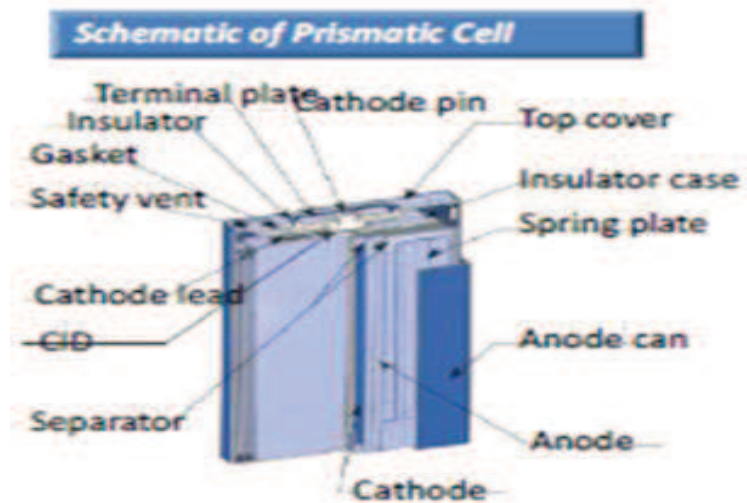
3.4.1. Litium-ion

Batterier basert på litium-ion ble først utviklet på 1970-tallet. Siden omtrent år 2000 har teknologien vært ledende i markeder der det kreves batterier med liten vekt, høy energitetthet og høy spesifikk effekt. Typiske markeder der litium-ion er dominerende batteriteknologi er datamaskiner og mobiltelefoner. De mest benyttede cellene er prisme- og sylinderformede celler. Skisse av oppbyggingen til de to ulike celleformene er vist i figur 13 og 14. Det benyttes også celler formet som mynter til ulike formål. Batteriene er i dag ledende teknologi for elbiler. Batteriene passer til mange ulike bruksområder[31].

Det finnes mange ulike typer litium-ionbatterier. Hver enkel teknologi har forskjellig energi og effekt karakteristikk. De mest brukte positive elektrodene er koboltoksid og manganoksid. Den negative elektroden består av karbon i form av grafitt eller av et amorf materiale med stort overflateareal. Karbon er et rimelig materiale med lav vekt, i tillegg absorberer stoffet en god mengde litium. Den aktive massen til elektrodene er plassert på begge sider av en tynn metallfolie. For den positive elektroden er folien av aluminium, mens for den negative elektroden er den av kobber[41]. Elektrolytten som benyttes er en blanding av oppløst salt og en eter. Det oppløste saltet er enten litumtetrafluorborat (LiBF_4), litiumheksafluorfosfat (LiPF_6) eller litiumperklorat (LiClO_4). Polymer benyttes som separator mellom de to elektrodene[33].

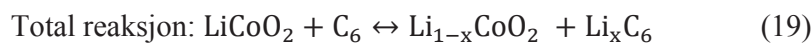
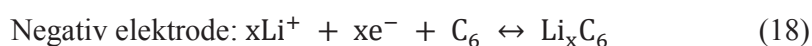
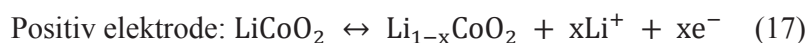


Figur 13. Oppbygging av sylinderformet litium-ioncelle[31].



Figur 14. Oppbygging av prismeformet litium-ioncelle[31].

Batteriener produserer elektrisitet ved at cellene går igjennom en halvcellereaksjon. Reaksjonene for halvcellene, der den positive elektroden er av koboltoksid, og totalreaksjonen uttrykkes i reaksjonslikningene 17, 18 og 19. Ved halvreaksjonen leder elektrolytten ionene. Ved lading beveger litiumionene seg fra den positive metalloksidelektroden til den negative grafittelektroden. Ionene beveger seg den andre veien ved utlading. Det gir en cellespenning på omtrent 3,6 V ved utlading[41].



X varierer mellom 0-0,45 hos den positive elektroden og mellom 0 og 1 hos den negative.

Typiske fordeler til litium-ionbatterier er at de har høy spesifikk energi og høy energitetthet med omtrent 150-200 Wh/kg og 250-500 Wh/dm³[41]. Batteriene har høy virkningsgrad og krever lite vedlikehold. Den høye celledspenningen på 3,6 V er en fordel siden det da behøves færre celler sammenlignet med andre teknologier for å oppnå en ønsket output. Batteriene behøver lite plass og passer derfor til mobile formål. Batteriene har lav selvutlading med under 10 % i måneden. Det er i tillegg mulighet for hurtiglading av batteriene[41][42].

Den største utfordringen til batteriene er at de er dyre. Andre ulemper er at det må være en kontrollert lading, spesielt når man nærmer seg fulladet batteri. I tillegg er det visse sikkerhetsrisikoer forbundet med batteriene. Metalloksidene er termisk ustabile og ved høye temperaturer kan de utløse oksygen. Derfor blir det installert et overvåkningssystem som skal forhindre overlading og overutlading. I tillegg er det installert en spenningsbalanserende krets i hver batteripakke for å overvåke spenningsnivået til hver celle og forhindre forskjell i spenning. Batterienes levetid har vist seg å være meget påvirket av hvor dypt cellene utlades. De tåler ikke meget dype eller fullstendig utladinger. Levetiden blir dessuten også kortere ved høy temperatur[40][43].

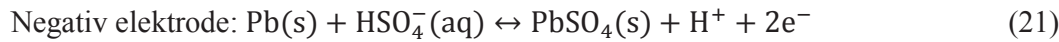
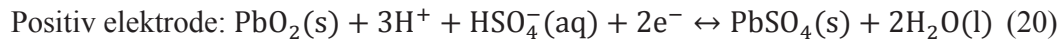
Store produsenter av batteriene er Panasonic, Exide Technologies, Duracell og A123 systems. Forskning knyttet til batteriene er i dag forbundet med utvikling og forbedring av katodematerialene[31].

3.4.2. Blyakkumulatorer

Blyakkumulatoren er den eldste og mest velutviklede sekundære batteriteknologien. Etter oppfinnelsen i 1859 har denne teknologien vært det dominerende batteriet brukt i blant annet transport og telekommunikasjon. Batteriet ble gjort kommersielt omkring 1890[44].

Den positive elektrodens aktive materialer består av blydioksid og den negative elektrodens aktive materialer består av bly. De aktive materialene er meget porøse for å maksimere overflatearealet. Strømkollektorens materialer består ofte av en legering av bly. Det benyttes hovedsakelig bly og kalsium eller bly og antimon. I tillegg benyttes det tilsetningsstoff av enten tinn eller selen for å gjøre materialene sterkere. Elektrolytten som benyttes er av svovelsyre med tetthet på 1,22-1,28 g/cm³[41]. Elektrolytten er en del av halvcellereaksjonene, den har ikke bare som hensikt å lede ionene fra en elektrode til en annen. Når batteriet utlades vil blydioksid ved den positive elektrodeplaten reagerer med elektrolytten. Det tilsvarende skjer ved den negative elektrodeplaten der bly reagerer med elektrolytten. Det dannes gradvis blyulfat. Konsentrasjonen til svovelsyren reduseres og det dannes vann. Ved lading reverseres reaksjonene.

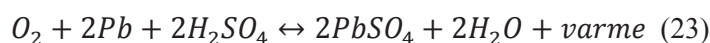
Reaksjonene beskrives av reaksjonslikningene 20, 21 og 22. Standard cellespenning til blyakkumulatorer er 2,048 V[31][33].



De finnes flere ulike blyakkumulatorer. Det vanlige er å skille mellom de ulike typene enten etter hvilke bruksområder de blir benyttet til, eller etter hvordan de er konstruert. Etter bruksområder skiller man gjerne mellom bilbatterier, fritidsbatterier og stasjonære batterier. Etter konstruksjon er det vanlig å skille mellom oversvømte (flooded), AGM og GEL. Oversvømte er den mest utbredte blyakkumulatoren. Bilbatterier er av denne typen. I oversvømte blyakkumulatorer er elektrodene i cellene neddykket i elektrolytten. Batteriet krever mer vedlikehold enn de andre variantene, grunnet oksygen- og hydrogengass blir ventilert til atmosfæren under overlading. Ventileringen gjør at vann må tilføres elektrolytten regelmessig for å bringe denne tilbake til det nivået som kreves. Oversvømte blyakkumulatorer er derimot de rimeligste blyakkumulatorene. De tåler dessuten også hardest bruk[33][41]. Illustrasjon av dette batteriet er vist i figur 15.

Både AGM og GEL er såkalte VRLA batterier. VRLA er forkortelse for valve-regulated lead-acid. Disse batteriene er forseglede og designet til å operere med hjelp av en indre oksygenzyklus. Dette gjøres for å skape rekombinasjon av oksygenet og hydrogenet som frigjøres under ladingen. Oksygen frigjøres i siste stadiet av ladingen og ved overlading. Dette skjer ved den positive elektroden, og gassen flyter igjennom kanaler og over til den negative elektroden hvor den reduseres til vann. Dette gjør at hydrogenutviklingen avtar. Andre fordeler knyttet til VRLA er blant annet at de ikke lekker syre, opptar mindre areal og at de lades opp hurtigere enn oversvømte batterier[41].

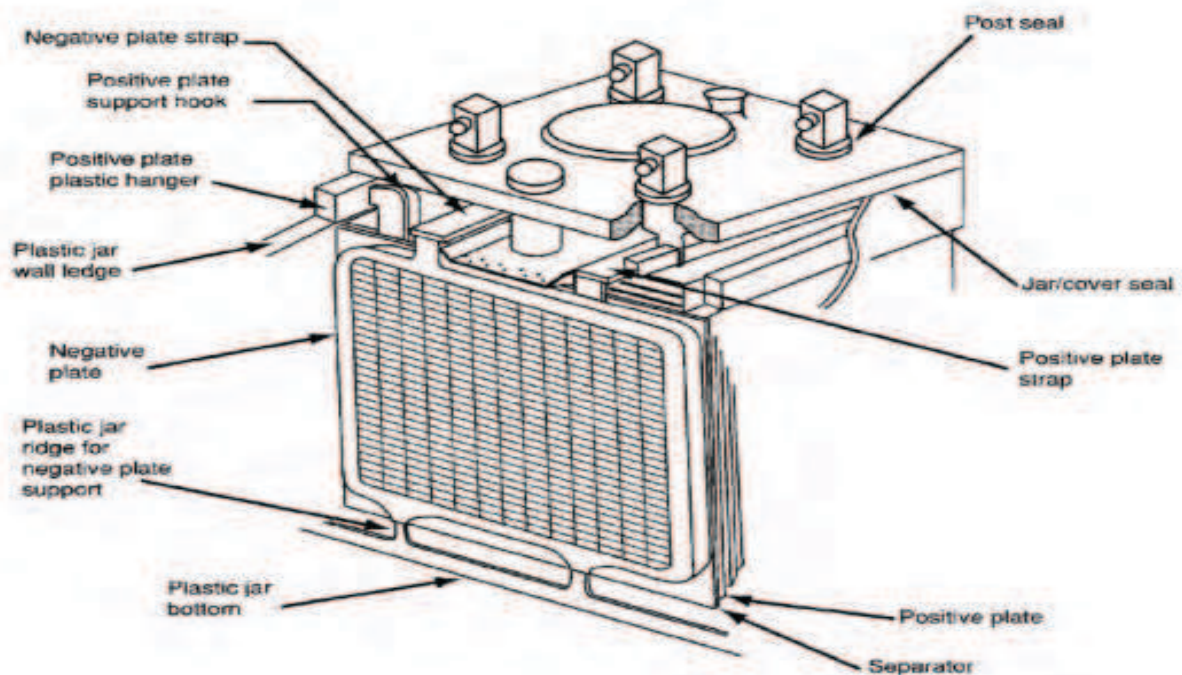
Rekombinasjonsreaksjonen beskrives av reaksjonslikning 23.



I GEL batteriene er svovelsyren bundet i gelé. Gassen beveger seg igjennom hull i geléen. Fordeler med disse batteriene er at de tåler dypere utladninger enn oversvømte. De tåler derimot dårlig kalde temperaturer og de er dyrere enn de oversvømte batteriene [33][45].

I AGM batteriene fungerer glassfiber av borsilikat som separator mellom elektrodene. AGM er forkortelse for Absorptive Glass Micro-fibre. Elektrolytten er absorbert i separatoren og oksygenet beveger seg igjennom kanaler i AGM-separatoren. AGM tåler hardere bruk enn GEL.

Andre fordeler er at de har lav grad av selvutlading og tåler både dype utladinger og kalde temperaturer[33][45].



Figur 15. Illustrasjon av en oversvømt blyakkumulator[44].

Blyakkumulatører lades i tre steg. Stegene er konstant strømlading, "topping" lading og flytende lading. Ved første steg av ladingen blir omtrent 70 % av batteriet ladet opp. Denne delen tar omtrent halvparten av ladetiden. Overgangen til steg to av ladeprosessen inntreffer når spenningen når en forhåndsbestemt verdi. Ved "topping" lading reduseres strømmen og de resterende 30 % av ladeforløpet gjennomføres. Denne ladingen er meget viktig for batteriene. Hvis denne delen utelates, vil batteriene før eller siden miste muligheten til å lades fullt opp. Det siste steget av ladeprosessen inntreffer når batteriet er oppladet. Spenningen og strømmen reduseres til et nivå som gjør at tapene knyttet til selvutladingen kompenseres[46].

Fordeler knyttet til blyakkumulatøren er at det er en velutviklet teknologi. Batteriene kan bli levert i ulike størrelser til mange ulike bruksområder. Kostnadene knyttet til teknologien er dessuten også lave sammenlignet med andre batterier[33].

Levetiden til blyakkumulatørene er avhengig av hvor dypt batteriene utlades, hvilke temperatur de opererer i og hvor ofte de utlades. Batteriene passer ikke til bruksområder der det kreves fullstendige utladinger eller mange korte utladinger per dag. Fullstendige utladinger kan føre til uopprettelige skader. Det er blitt estimert at tradisjonelle blyakkumulatorers levetid er omtrent 500-1000 sykluser ved 30-60 % utlading. I tillegg er batteriene tunge og klumpete, så de passer ikke til bruksområder som krever stor mobilitet.

Andre ulemper knyttet til teknologien er muligheten for sulfatering. Ved sulfatering øker de indre tapene som følge av at sulfatkrystaller dannes. Det kan føre til forvrenging av platene og kortslutning[41][45]. Sulfatering kan skje ved at batteriet holdes i fullstendig utladet tilstand over en lengre periode. Det kan i tillegg skje hvis batteriet aldri er fulloppladet og hvis det har vært stort væsketap grunnet damping av elektrolytten ved lading[41][45].

Det forskes mye på blyakkumulatorer for å gjøre teknologien bedre. Forskingen og utviklingen er først og fremst knyttet til antall sykluser batteriene kan levere og til hvor dypt batteriene kan utlades. I tillegg utvikles det batterier som kan levere både meget høy effekt over korte perioder og store mengder energi over lengre perioder. Nye blyakkumulatorer deles gjerne inn i bly-karbonbatterier og avanserte blyakkumulatorer. Bly-karbonbatterier skiller seg fra tradisjonelle blyakkumulatorer ved at karbon integreres med den negative elektrodeplaten. Integreringen av karbon har vist at batteriene kan levere mange flere sykluser. Batteriene har dessuten også vist at de krever mindre vedlikehold og de kan lades hurtigere. Utviklingen av de avanserte blyakkumulatorene er rettet mot teknologiforbedringer ved hjelp av karbondoping av katodene og elektrolytt basert på silisiumdioksid [31]. Disse batteriene har vist at de har både lengre levetid, mindre vedlikeholdskostnader og utlades dypere sammenlignet med tradisjonelle blyakkumulatorer[40]. Det japanske firmaet Shin-Kobe Electric Machinery Co, Ltd produserer avanserte VRLA med omtrent 4900 sykluser. Disse batteriene kan utlades omtrent 60 % av lagringskapasiteten og har en spesifikk energi på omtrent 30Wh/kg. Virkningsgraden er på omtrent 85 % og investeringskostnaden er på omkring 12 000 kr/kW. En ulempe med akkurat dette batteriet er at det krever dobbelt så lang tid til lading som det bruker på utladingen[47].

3.5. Høytempererte sekundære batteriteknologier

3.5.1. Natrium-svovel (NaS)

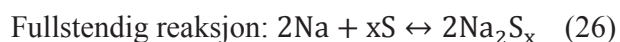
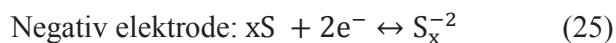
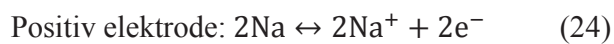
Natrium-svovelbatterier, forkortet som NaS-batterier, er en velutviklet batteriteknologi som først ble begynt forsket på i 1966. Det er Ford Motor Company som er kreditert som de første som så potensialet i å bruke smeltet natrium med beta-aluminiumoksid som elektrolytt. De oppdaget at elektrolytten ledet godt natriumioner på temperaturer rundt 300°C. Natrium ble sett på som attraktivt å bruke som negativ elektrode på grunn av høyt reduksjonspotensial på -2,71 V[33].

$\beta - \text{Al}_2\text{O}_3$, også kjent som BASE, er en elektrolytt som benyttes i elektrokjemiske celler med smeltet salt. Det er et hardt materiale av polykrystallinsk keramikk, som kan lede natriumioner, men fungerer som en isolator for elektroner. Elektrolytten har form som en keramisk beholder.

Det finnes flere elektrolytter av denne typen med forskjellige strukturer. Den med høyest ledningsevne er $\beta'' - \text{Al}_2\text{O}_3$, som består av $\text{Na}_2\text{O} * 5,33\text{Al}_2\text{O}_3$ [33].

Spesielt i Japan foregikk det mye forskning rundt batteriene på 80- og 90-tallet. Tokyo Electric Power Company bestemte seg for å utvikle batterier basert på teknologien i 1983 etter Japans "Moonlight Project", som gikk ut på utvikle energieffektive teknologier[48]. Allerede på 90-tallet var det flere prototype installasjoner. I dag er teknologien en av de mest utbredte batteriteknologiene for stabilisering av kraftnettet med 221 operative enheter med en samlet kapasitet på 331 MW. De fleste installasjonene er lokalisert i Japan. Den største er Rakkosho med installert effekt på 34 MW nord i Japan. Batterisystemet benyttes til å stabilisere vindenergiproduksjon[31] Batteriene passer både til effekt- og energiapplikasjoner. Batterier basert på teknologien brukes i dag hovedsakelig til formål som krever lange utladingssykluser. Eksempler er arbitrasje, lagring av fornybar energi og lastutjevning[40]. Siden rundt 1990 har batteriene bare blitt produsert av firmaet NGK Insulators Ltd. Minimum modulstørrelse til batteriene er 50 kW, og de er gjerne på 300-360 kWh. Det er ikke praktisk i dag med en singel modul, derfor leveres systemene med minimum 20 moduler som til sammen har en installert effekt på 1 MW[43].

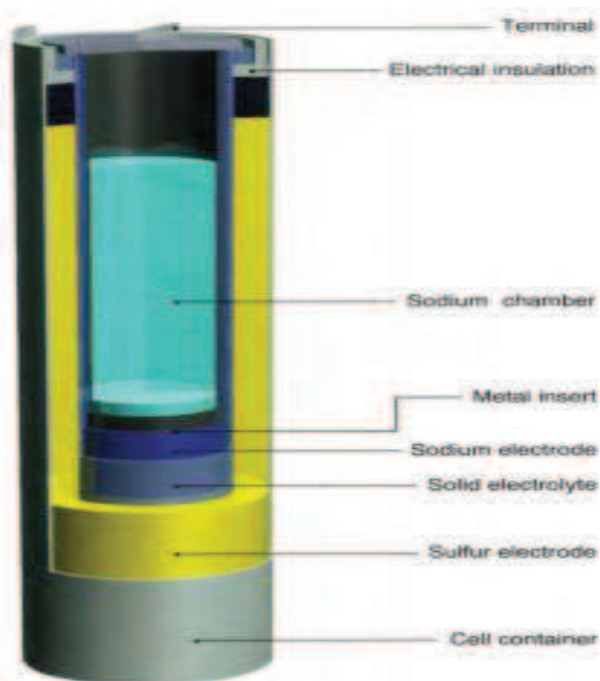
Batteriet benytter to flytende elektroder og har en driftstemperatur mellom 300-350°C. Den positive elektroden er av svovel og den negative er av natrium. Ved utlading oksideres natriumet og natriumioner beveger seg fra den negative elektroden igjennom beta-aluminiumoksid elektrolytten for så å reagere med svovelen som har blitt redusert ved den positive elektroden. De reagerer og det dannes natrium-pentasulfid (Na_2S_5). Etter at all den ledige svovelfasen er konsumert, konverteres det til lavere natrium-polysulfid ($\text{Na}_2\text{S}_{5-x}$) ved dypere utladinger. Cellespenningene er først 2,076 V før den synker til 1,78 V[33]. Utladingen stoppes før det konverteres til Na_2S_2 som skaper høy intern motstand som igjen kan føre til skader på cellene[33]. Reaksjonslikningene til halvcellereaksjonene beskrives i 24, 25 og 26. Hvor x er mellom 3 og 5[49].



Batteriene er konstruert med doble lufttette vegger av rustfritt stål med seriene og parallellene av cellene innenfor. Dette gjøres for å forhindre at luft og vann trenger inn. Metallisk natrium er tennbart hvis stoffet blir eksponert for vann.

Cellene må være hermetisk avstengt slik at natriumet og svovelen holdes separert. Dette gjelder ikke bare elektronisk, men også fysisk slik at damp fra den ene delen føres over i den andre. Dette hindrer også inntrenging av luft utenfra. Cellene er også omringet av sand. Det benyttes overvåkingssystemer til å overvåke cellespenningene og temperaturen. Når batteriene ikke benyttes holdes de stort sett under lading slik at saltene forblir smeltet. Hvis det ikke gjøres, vil det kreve oppvarming før de kan utlades[33]. Illustrasjon på en celle er vist i figur 16.

Fordeler knyttet til denne teknologien er høy spesifikk effekt med 260W/kg og rask responstid. I tillegg tåler batteriene mange dype utladinger. Utfordringene til teknologien er hovedsakelig høye kostnader og de potensielle sikkerhetsrisikoene med smeltet salt[33].



Figur 16. Skisse av en NaS-battericelle[44].

3.5.2. Natrium-metallklorid (ZEBRA)

Natrium-metallkloridbatterier opererer i likhet med NaS under høye temperaturer. Vanlig driftstemperatur er ofte mellom 260-350 °C. De er et derivat av NaS-batteriet. Batteriene er også kjent som ZEBRA-batterier. Forskere fra Sør Afrika og Storbritannia utviklet batteriet tidlig på 1980-tallet. Mange av forskerne hadde arbeidet med NaS-batterier, så utviklingen gikk fort. I 1984 var den første bilen som benyttet batteriet på veien i England. Batteriene ble kommersielt tilgjengelige rundt 1995. Batteriene har blitt benyttet i mange biler, blant annet Mercedes 190E, Mercedes A, Smart EV og Think City. ZEBRA-batterier er spådd en lys fremtid innen biler[33].

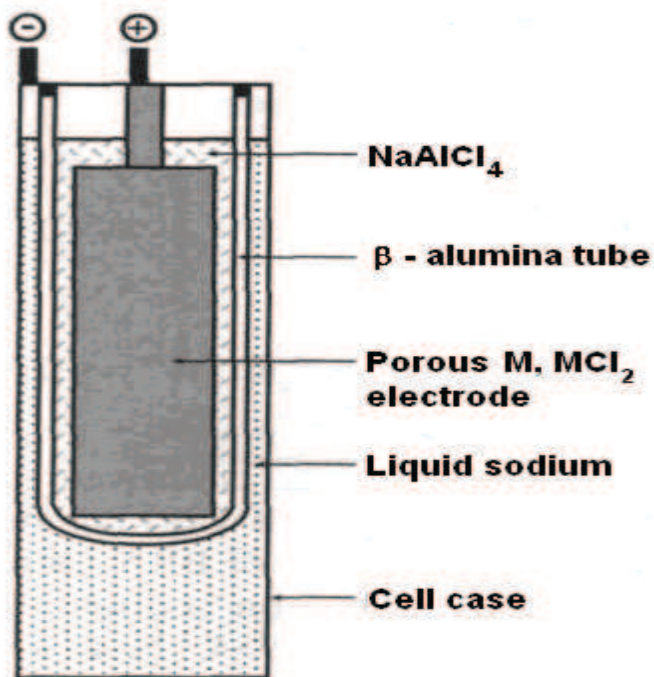
Det er firmaet FIAMM SONICK som er ledende produsent og leverandør av batteriene. Firmaet har produsert batteriene siden 2000. De leverer batterier som kan brukes til blant annet energilagring, telekommunikasjon og industri[33]. Cellene er hermetisk forseglet og pakket sammen i moduler som gjerne har en energikapasitet på omtrent 20 kWh. I slutten av 2013 var det forventet at større systemer basert på batteriteknologien skulle bli tilgjengelige for levering til bruksområder som støtte til kraftnettet og integrering av fornybar energi[31]. Mye av forskningen knyttet til batteriene baserer seg på å gjøre de mer avanserte slik at den spesifikke effekten øker. Håpet er å benytte batteriene i hybridkjøretøy[33].

Den positive elektroden som er av svovel i NaS-batterier er byttet ut med en elektrode basert på metallpulver og klorid. Metallet som benyttes er enten nikkel eller en blanding av nikkel og jern. Etter tester ble fokuset rettet mot å bruke nikkelbaserte elektroder selv om jern er billigere. Bruk av NiCl_2 viste seg å gi færre komplikasjoner og høyere cellespenning. Det viste seg ved bruk av nikkelbaserte elektroder at det var mulig å operere med temperaturer mellom 200-400°C, mens det ved bruk av jern kunne opereres med temperaturer mellom 200-300°C. Det benyttes smeltet natrium som negativ elektrode og beta-aluminiumoksid, $\beta - \text{Al}_2\text{O}_3$, elektrolytt som i NaS-batteriet. Det stilles høye krav til elektrolytten, den må ha lav motstand, gjerne 4 Ω/cm ved 350°C. I tillegg må den ha en sterk holdfasthetsstyrke i overkant av 200 MPa[33].

I batteriene benyttes det i tillegg smeltet natriumtetrakloraluminat (NaAlCl_4) som en ekstra flytende elektrolytt. Dette blir gjort siden det viste seg at kontakten i grensesnittet mellom den positive elektrolytten og $\beta - \text{Al}_2\text{O}_3$ var for utilstrekkelig for å skape en stor strøm. Ved å introdusere den ekstra elektrolytten ble det vist god ionisk kontakt mellom de to faste massene. NaAlCl_4 er en vital del av batteriet, men den ekstra massen gjør at batteriet får 10 % lavere spesifikk energi. Cellereaksjonen der de ulike metallkloridene brukes kan beskrives ved reaksjonslikningene 27 og 28. Når det lades omdannes Ni og NaCl til henholdsvis NiCl_2 og smeltet Na. Reaksjonene reverseres ved utlading.

For å oppnå cellereaksjon må det være en ekstern krets som tillater en flyt av elektroner som er minst like stor som natriumionstrømmen[33]. Skisse over en ZEBRA-celle vises i figur 17.





Figur 17. Skisse av en ZEBRA-celle[41].

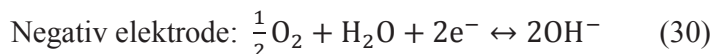
En fordel med batteriet i forhold til NaS-batterier er at det har mulighet til både overladings- og overutladningsreaksjoner. Disse reaksjonene skjer når NaAlCl_4 reagerer med henholdsvis metallet og natriumet. Ved å ha denne muligheten, er det mulig å koble celler i enkle serier uten å parallellkoble og man kan balansere celler med små forskjeller i kapasitet. En annen fordel med batteriene er at de har meget bra sikkerhet. Etter mye testing er det vist at batteriet har bra sikkerhet under så å si alle testede tilstander. Hvis det slår sprekker i $\beta - \text{Al}_2\text{O}_3$ beholderen vil det smeltede natriumet reagere med NaAlCl_4 . Fordelen med dette er at i en serie med celler vil bare en celle slutte å virke og batteriene fortsetter som normalt med bare utfall av en cellespenning. Batteriene har relativt bra spesifikk energi på omtrent 100Wh/kg og en energitetthet på 160Wh/dm^3 . Batteriene har lang levetid, opp mot 3000 sykluser ved 85 % utlading. Andre fordeler er høy virkningsgrad på omkring 85-90 % og en kort responstid på omtrent 20 millisekund. Dessuten kreves det ikke kjøling. Batteriene er i tillegg resirkulerbare[33].

Ulempene knyttet til batteriene er de potensielle problemene med smeltet salt og at batteriene ikke passer til korte utladings- og ladingssykluser. Batteriene har også høy selvutlading hvis de er på standby. Dette skyldes varmetapene i batteriene[47].

3.6. Fremtidige batteriteknologier

3.6.1. Sink-luft

Sink-luftbatterier er en batteriteknologi av såkalte metall-luftbatterier. Andre metall-luftbatterier er Litium-luft, Aluminium-luft og Magnesium-luft. Teknologien er fortsatt under forskning og utvikling. Teknologien benytter positiv elektrode av sink, luft som negativ elektrode og en væske som elektrolytt. Nominell cellespenning er 1,59 V. Halvcellereaksjonene vises i 29 og 30.



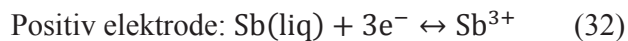
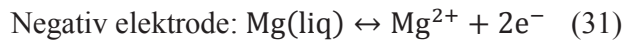
Cellene produserer elektrisitet ved at luftelektroden utlades ved hjelp av en katalysator som produserer hydroksyl i elektrolytten. Videre oksideres sinkelektroden og det dannes en krets med elektroner i bevegelse. Ved lading reverseres reaksjonene. Utfordringer til denne teknologien har vært termisk kontroll og lading av batteriene. I prinsippet er batteriet ladbart. Det har derimot vist seg vanskelig grunnet trelignende krystallstrukturer, også kalt dendritt, av sink som oppstår ved utlading. Dette har gitt batteriene dårlig virkningsgrad på under 50 % [31][33].

Forskere har derfor forsøkt å lage systemer som mekanisk bytter de utladede sinkelektroden med nye. I tillegg har teknologien utfordringer knyttet til endringer i luftforhold, som for eksempel luftfuktighet. Det har også vist seg utfordrende å hindre CO₂ fra luften i å påvirke elektrolytten og katoden. Batteriene er spådd en lys fremtid hvis utfordringene løses[31].

De er forventet å være billige sammenlignet med mange andre batteriteknologier. Dette skyldes at batteriene bare behøver en elektrode i cellene. I tillegg er sink et relativt billig metall. Batteriene kan potensielt ha høy spesifikk energi, med praktisk verdi på 470 Wh/kg og teoretisk verdi på 1370Wh/kg. Den spesifikke effekten er omtrent 100W/kg. Batteriene produserer ingen farlige gasser, inneholder ingen miljøskadelige materialer og Zn(OH)₄²⁻ er fullstendig resirkulerbart[31].

3.6.2. Flytende metall

Disse teknologiene er ikke kommersielt tilgjengelig ennå. Teknologiene bygger på å ha tre flytende lag med to elektroder og en flytende saltelektrolytt. Det er mulig å ha tre lag grunnet stoffenes tetthetsforskjeller. Et av batteriene det forskes på benytter smeltet magnesium som øverste laget og smeltet antimon som det underste laget. Elektrolytten er i midten og består av en saltblanding av magnesiumklorid. Batteriet opererer ved en driftstemperatur på omtrent 700°C. Halvcellereaksjonene er som vist i 31 og 32.



Batteriet er utviklet av Professor Donald Sadoway og David Bradwell ved Massachusetts Institute of Technology. Arbeidet deres har blant annet blitt støttet av Bill Gates, energifirmaet Total og Khosla Ventures med 15 millioner dollar. Batteriet er beregnet for storskala energilagring til stasjonære bruksområder. Fordeler med denne teknologien er lave kostnader og lang levetid. I tillegg er det mulig med dype utladninger. En utfordring med teknologien er at den trenger energi for å holde elektrodene og elektrolytten smeltet[50][51].

3.7. Andre lagringsteknologier

Batterier utgjør en liten andel av den globale installerte lagringskapasiteten. Likevel er de mest utbredte lagringsteknologiene ikke tenkelig i Hvaler kommune. Utbredte mekaniske lagringsteknologier som pumpekraftverk og lagring basert på komprimert luft vil kreve en spesiell topografi og oppta et stort areal. For eksempel ved bruk av pumpekraftverk i Hvaler må det spesielle tanker til på land grunnet det er sjøvann. Dette vil oppta et stort areal. I tillegg er det liten høydeforskjell i kommunen. Pumpekraftverk og lagring basert på komprimert luft kan derimot være aktuelle lagringsteknologier for en lignende problemstilling ved andre lokasjoner der det er passende topografi og tilstrekkelig tilgjengelig areal.

Andre teknologier som brenselceller, superledere, superkondensatorer og svinghjul har blitt vurdert til å ha enten for høye kostnader sammenlignet med batterier, for lite utviklet eller ikke ha egenskaper som kreves for det potensielle analyserte behovet. Teknologiene kan derimot vise seg å være konkurransedyktige i fremtiden.

3.7.1. Pumpekraftverk

Pumpekraftverk er den mest utbygde energilagringsteknologien globalt. I mars 2012 var 99 % av all utbygd energilagringsteknologien basert på pumpekraftverk. Dette tilsvarte i desember 2010 omtrent 129 GW lagringskapasitet[52]. Energilagring basert på pumpekraftverk har blitt brukt siden 1890-tallet[43]. Teknologien baserer seg på å benytte to vannmagasiner som er lokalisert i forskjellig høyde. Dette illustreres i figur 18.

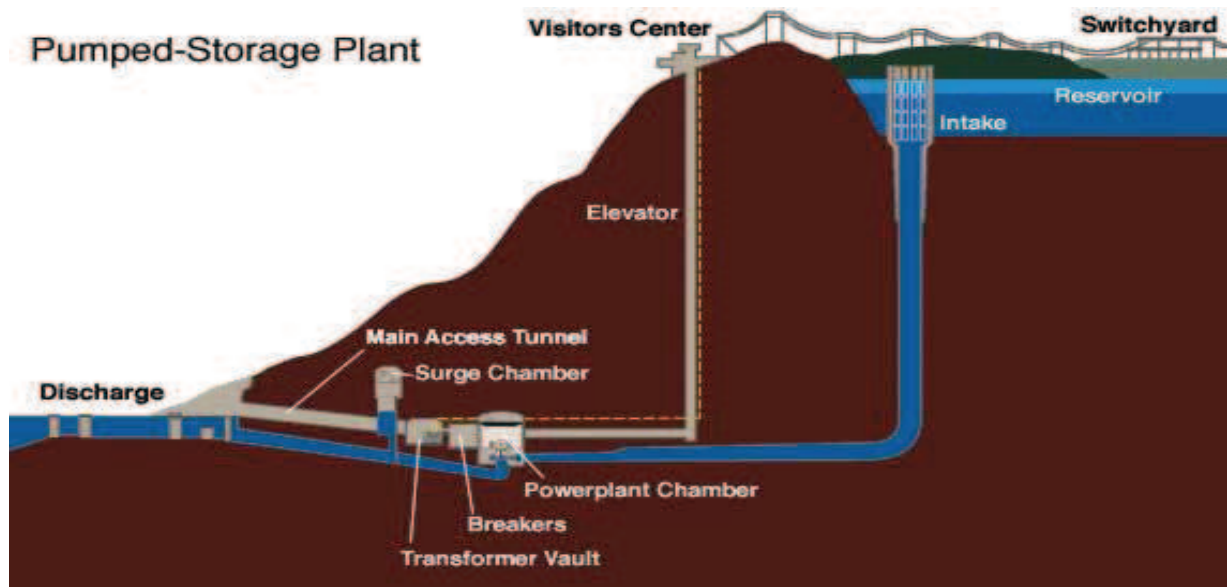
I perioder med lav etterspørsel etter elektrisitet, typisk om nettene, lagres energi ved at vann pumpes fra det lavereliggende magasinet opp til det høyereliggende. Dette gjøres ved hjelp av en turbin som kan kjøres begge veier.

Det er også mulig å pumpe uten toveisturbin, da benyttes det en pumpe og en turbin montert på samme generator. Generatoren benyttes som motor når det pumpes[53].

Energimengden som lagres er potensiell energi som er avhengig av høydeforskjellen mellom magasinene. Relasjonen kan beskrives ved formel 33. E er den lagrede energimengden, m er massen til vannet, g er gravitasjonskonstanten, h er den vertikale høydeforskjellen. F er gravitasjonskraften som virker på vannet.

$$E = m \cdot g \cdot h = F \cdot h \quad (33)$$

Energien man får ut av det rennende vannet er kinetisk energi. Effekten er avhengig av størrelsen på turbinen. Det finnes noen få pumpekraftverk i Norge, det største er Saurdal som er på 640 MW. Høydeforskjellen mellom magasinene til dette kraftverket er 500 meter[53]. Virkningsgraden til pumpekraftverk er gjerne 70-75 % [47]. Pumpekraftverk er dyre å bygge, men er lønnsomme på grunn av den lange levetiden til anleggene. Levetiden regnes å være litt i overkant av 50 år[31]. De gjennomsnittlige investeringskostnadene knyttet til utbygging av pumpekraftverk er 9000-16 200 kr/kW og 1500-1620 kr/kWh[52].

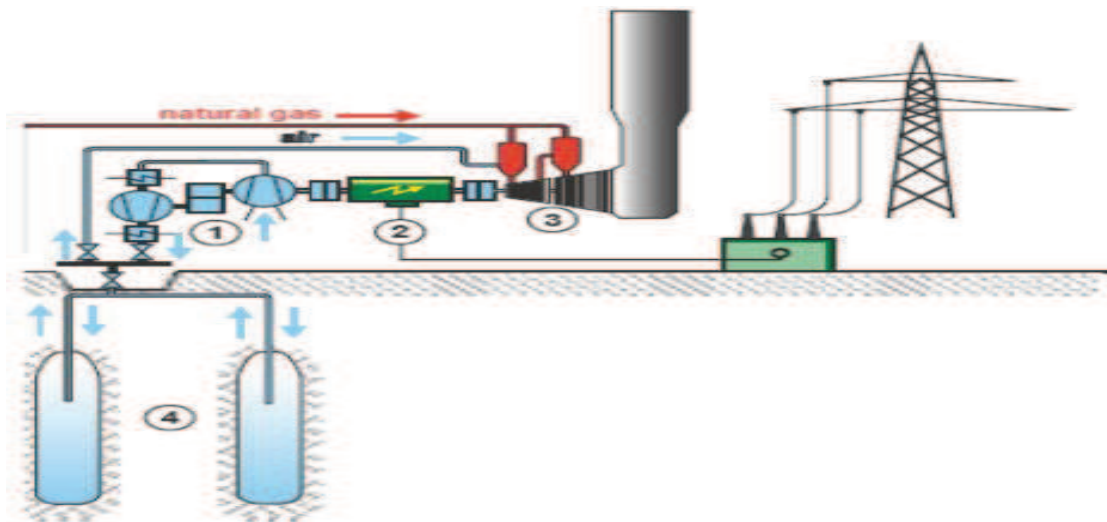


Figur 18. Prinsippskisse av et pumpekraftverk[54].

En fordel knyttet til teknologien er at størrelsen på hvor mye energi som kan lagres er hovedsakelig bestemt av størrelsen til det øverste magasinet. Samtidig er en ulempe knyttet til teknologien at den er avhengig av topografien i området, og er dermed geografisk bestemt. I tillegg har pumpekraftverk relativt treg responstid sammenlignet med andre lagringsteknologier. Det tar lang tid fra vannet renner fra øverste magasin til det renner igjennom turbinen. Typiske bruksområder pumpekraftverk benyttes til er supplementær reserve (ikke-spinnende reserve), kapasitetsreserve og arbitrasje[43].

3.7.2 Komprimert luft (CAES) kombinert med gassturbin

Energilagring basert på komprimert luft har vært kommersielt tilgjengelig siden 1970-tallet. I 2010 var det globalt totalt 477 MW utbygd lagringskapasitet basert på teknologien. Det var nest mest etter pumpekraftverk. Store anlegg er et 290 MW anlegg i Huntorf i Tyskland og et 110 MW i McIntosh i U.S.A. Det er vanlig å dele inn teknologien etter hvor den komprimerte luften blir lagret. Luften lagres enten under bakken eller i trykktanker og rør over bakken. Typiske underjordiske lagringsplasser er nedlagte gruver. Illustrasjon på lagringsteknologien er vist i figur 19. Hvor det er mest lønnsomt å lagre, avhenger av hvor lenge luften skal være lagret. Hvis luften skal være lagret lengre enn 5 timer lagres det under bakken, mens det lagres ofte over bakken hvis lagringstiden er kortere. Teknologien passer godt til formål som spinnende reserve og lastutjevning[40][47].



Figur 19. Illustrasjon av underjordisk energilagring av komprimert luft i kombinasjon med gassturbin[47]. Hovedkomponentene er (1) kompressoren, (2) generatoren/motoren, (3) turbinen og (4) underjordiske lageret.

Teknologien ved anleggene Huntorf og McIntosh baserer seg på at det komprimeres og lagres luft i perioder med lav etterspørsel og lav pris[55]. Luften blir komprimert av en motordrevet kompressor. Kompressoren og turbinen er montert på ulike akslinger slik at de kan kjøres uavhengig av hverandre. I forhold til en vanlig gassturbin bruker dette systemet omtrent 40 % mindre energi på kompresjonen[53]. Når det skal produseres elektrisitet reverseres prosessen. Den lagrede komprimerte luften blir ført til overflaten og benyttet til å oppvarme naturgass i et forbrenningskammer. Forbrenningsgassen ekspanderes i gassturbinen som driver generatoren[55].

Ulemper knyttet til denne teknologien er først og fremst at den er avhengig av spesifikke lokalisasjoner for lagring av store mengder luft[44]. I tillegg er virkningsgraden, gjerne 73-89 % for store anlegg, lavere enn mange konkurrerende lagringsteknologier[40]. Fordelene med teknologien er at den har relativt kort responstid.

Anleggene Huntorf og McIntosh kan nå full kapasitet på 5 minutter ved nødtilfeller. Teknologien er også relativt rimelig. Skalerbarheten avhenger av gassturbinen, den regnes å være 15-600 MW[47].

3.7.3. Svinghjul

Svinghjul lagrer kinetisk energi mekanisk ved at en masse roterer rundt en akse. Teknologien er i dag relativt utviklet og det er kommersielle produkter tilgjengelig. Den kinetiske energien til en roterende masse kan uttrykkes ved formel 34. I er treghetsmomentet, som er produktet av massen og kvadratet av avstanden til akselen. ω er vinkelhastigheten. Store treghetsmoment får man ved at det er stor avstand mellom massepunktet og rotasjonsaksen[47].

$$E = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (34)$$

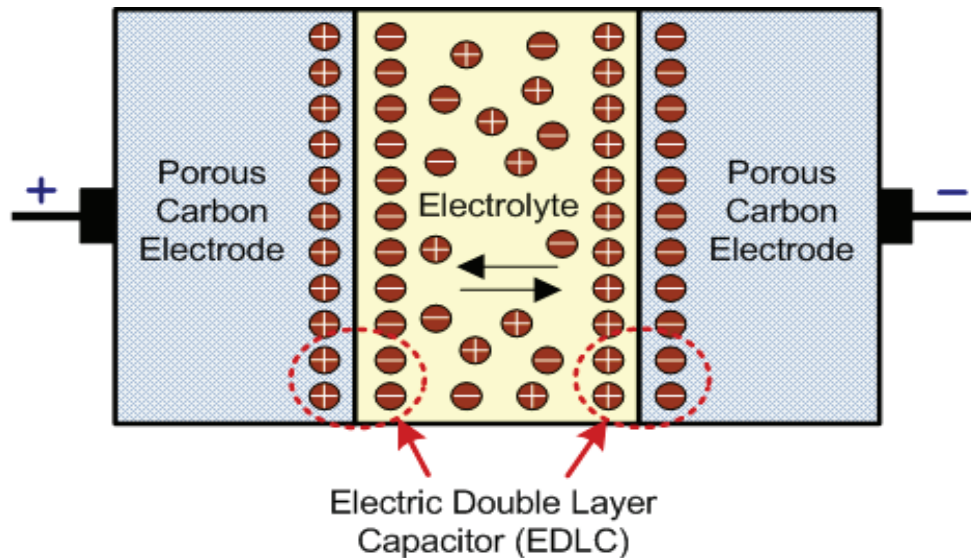
Tidligere ble svinghjul konstruert av metallmaterialer, mens moderne svinghjul blir konstruert av komposittmaterialer. Avanserte svinghjul benytter magnetiske lagre og er plassert i vakuumtanker for å minimere aerodynamiske tap[53]. Turtallet til disse er omtrent 20000-50000 rpm[43]. Ved lagring av energi øker motoren hastigheten til svinghjulet. Motoren er montert på statoren. Elektrisitet produseres ved å koble svinghjulet til motoren. Motoren reverseres og benyttes som en generator[53]. Svinghjul har kort responstid, og trenger lite vedlikehold i forhold til lagringsteknologier med kjemikalier i systemet. De årlige vedlikeholdskostnadene regnes å være 4-5 % av investeringskostnaden. Moderne svinghjul tåler meget mange ladesykluser, opp til 125 000 korte sykluser. Levetiden er omtrent 20 år. Totalvirkningsgraden til lagringssystemer basert på moderne svinghjul er omkring 85 % [47].

Teknologien har høy spesifikk effekt, men lav energitetthet. De har også lav kapasitet i forhold til pris. Svinghjul blir i dag hovedsakelig brukt som nødstrømsforsyning og til basestasjoner for mobiltelefoner[53]. Forskningen knyttet til teknologien i dag er først og fremst knyttet til å øke størrelsene til svinghjulene, samt optimalisere de til å kunne operere i lengre tid i strekk[43].

3.7.4. Superkondensatorer

Superkondensatorer er kondensatorer som består av to elektroder, en elektrolytt, en separator og to strømkollektorer. Lagringen av energien foregår ved at det dannes et statisk elektrisk felt, ved at to elektrisk ledende overflater får tilført likestrøm. Energien blir lagret i form av dette feltet. De ledende overflatene er adskilt av et tynt isolerende materiale. Det blir underskudd av elektroner på den ene flaten, mens det blir overskudd på den andre.

Mellom overflatene blir elektrolytten benyttet slik at det dannes et dobbelt lag av ioner[47][53]. Derfor går teknologien også under navnet "Electric double layer capacitor". Illustrasjon på dette vises i figur 20.



Figur 20. Skisse av oppbyggingen til superkondensatorer[56].

Overflatene er av materialer med meget stor overflate i forhold til vekt og volum. Teknologien har vært kjent i over 60 år. Fordeler knyttet til teknologien er at kondensatorene kan ha meget høy kapasitans på flere tusen Farad. Superkondensatorer har også meget høy spesifikk effekt på omtrent 30kW/kg. I tillegg har superkondensatorene meget kort responstid[40]. Levetiden er gjerne rundt 10 år. På disse årene kan de utføre nærmere 1 million sykluser. Kondensatorene er lite temperaturpåvirkelige og krever så å si ikke vedlikehold[53][57].

Utfordringer knyttet til teknologien er høye investeringskostnader. Superkondensatorene har også lav spesifikk energi på omtrent 1-30 Wh/kg. I tillegg er de sensitive til forskjell i spenning mellom celler i en streng. Dette kan lede til en dominoeffekt, der alle cellene feiler hvis en celle slutter å fungere[40][57]. Lagringsenheter av denne teknologien blir hovedsakelig benyttet til UPS systemer[43][53].

3.7.5. Superledere (SMES)

Superledere lagrer energi i form av et magnetisk felt. Feltet blir skapt ved at sirkulerende likestrøm flyter igjennom en superledende vikling. Superlederne blir holdt under superledende temperaturer. For å oppnå dette benyttes kjøleaggregater. Lagringsteknologien er på forskningsstadiet. Store systemer på over 10 MW blir i dag hovedsakelig benyttet i partikkeldetektorer til fysiske eksperimenter[43].

En superleder har ingen tap under lagringsprosessen. De har en virkningsgrad opp mot 100 %. Lagringssystemene basert på teknologien har en derimot totalvirkningsgrad på omtrent 85-95 %, grunnet tap knyttet til omformerne. Teknologien har meget kort responstid. De har i tillegg muligheten til å kunne levere meget høy effekt. De består dessuten også av få bevegelige deler. I prinsippet har superledere mulighet for svært lang lagringstid så lenge de er nedkjølt[47][53]. Ulempene med lagringssystemer basert på teknologien er at de er avhengige av aggregatene og at de har høye investeringskostnader[40][43].

3.7.6. Brenselceller

Den første brenselcellen ble konstruert i 1839, men teknologien ble ikke benyttet til praktiske formål før på 1960-tallet. Teknologien ble da benyttet i NASA sine romferger. Astronautene brukte blant annet vannet som ble produsert til drikkevann. Teknologien benyttes fortsatt i forbindelse med romferger. Teknologien benyttes også i noen busser, blant annet i Oslo[53].

Det finnes ulike brenselcelleteknologier. Det er vanlig å kategorisere de etter hvilke driftstemperatur, elektrolytt eller membranmateriale som benyttes. Teknologiene har forskjellige egenskaper og derfor passer derfor til forskjellige bruksområder[53]. De fungerer på mange måter likt som galvaniske celler ved at de konverterer kjemisk energi til elektrisitet. Begge teknologiene benytter to elektroder nedsenket i en elektrolytt. Den store forskjellen er at den kjemiske energien tilføres eksternt hos brenselceller, mens den er lagret internt i batteriene. I tillegg reagerer ikke elektrodene i brenselcellene med elektrolytten. Brenselet som benyttes er stort sett hydrogen, men det finnes også brenselceller der brenselet er bensin, metanol eller naturgass. I tillegg består en brenselcelle av en katalysator som er av platina. Cellespenningen er på omtrent 0,5-0,7 V. Ved å seriekoble cellene økes spenningen[53][58].

I en hydrogen-oksycelle produseres elektrisitet ved at brenselet ledes inn til den negative elektroden. Når hydrogenmolekylet kommer i kontakt med platinaet på katalysatoren splittes molekylet og det dannes H^+ -ioner og to elektroner. Elektronene ledes ut den negative elektroden og igjennom en ytre krets, før de returnerer til den positive elektroden. Oksidasjonsmiddelet oksygen ledes inn på katodesiden. Oksyngassen blir splittet i to negativt ladede oksygenatomer. De negativt ladede oksygenatomene tiltrekker hydrogenatomene. Hydrogenatomene beveger seg igjennom membranen og reagerer med oksygenatomene. Slik dannes det vann[58][59]. Størrelsen på strømmen avhenger av mengden tilført brensel og arealet til membranen[53].

Den aller største utfordringen knyttet til å gjøre brenselceller konkurransedyktige er de høye kostnadene i forhold til levetid. Bussene i Oslo er estimert å koste omtrent 11 millioner kroner.

For personbiler anslo Teknisk ukeblad i 2010 at modellen Mercedes B-klasse koster omtrent 3,7 millioner kroner med brenselceller. Fordelene med teknologien er at den har mye høyere virkningsgrad enn vanlige forbrenningsmotorer. I tillegg har teknologien lave utslipp[53].

3.8. Økonomisk teori

3.8.1. Nåverdimetoden

For å beregne lønnsomheten til et prosjekt eller en investering er det vanlig å benytte nåverdimetoden. Metoden neddiskonterer og summerer kostnads- og nyttevirksomheter som påløper i de ulike årene i prosjektets analyseperiode til nåverdi. Dette gjøres ved hjelp av en kalkulasjonsrente. Prosjektets årlige overskudd, eller underskudd, diskonteres til investeringspunktet eller iverksettelsespunktet. Investeringsutgiften trekkes så i fra. Dermed oppnås netto nåverdi.

Netto nåverdi gir den totale verdien på investeringen målt i dagens pengeverdi. Er nettonåverdi positiv er investeringen lønnsom. Er nåverdien negativ er investeringen ulønnsom[60]. Metoden kan beskrives som ved hjelp av formel 35.

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (35)$$

I_0 er investeringsutgiften, C_t er prosjektoverskuddet i år t , r er diskonteringsrenten og n er antall år prosjektet varer.

3.8.2. Likestilt energikostnad (LCOE)

Likestilt energikostnad, kjent som levelized cost of energy på engelsk, kan ses på som den gjennomsnittlige prisen den produserte energien må bli solgt for, for å få en nettonåverdi lik 0. Metoden kan benyttes for hvilken som helst energiteknologi. Metoden kan enkelt beskrives av formel 36. Den benytter seg av systemets livsløpskostnad, levetiden til systemet og energiproduksjonen for å beregne kostnaden[61].

$$\frac{\text{Systemets livsløpskostnad}}{\text{Systemets energiproduksjon}} \quad (36)$$

Systemets livsløpskostnad er investeringskostnaden og driftskostnader. Driftskostnadene diskonteres til dagens verdi.

Verdien til energiproduksjonen blir også diskontert til dagens verdi siden en kWh i dag ikke er verdt det samme til neste år. For en lagringsteknologi kan formelen utvides til å inkludere kostnaden knyttet til kjøp av elektrisk energi og andre faktorer. Dette vises i formel 37. I tillegg produserer ikke en lagringsteknologi energi, derfor blir energiproduksjonen i formelen lik utladet energi[61][62].

$$\frac{\text{Investeringskostnad} + \sum_{t=1}^N \frac{\text{Årlige driftskostnader}}{(1+r)^t} - \frac{\text{Restverdi}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1 \text{ års levert energi (kWh)} \times (1 - \text{tapsfaktor})^t}{(1+r)^t}} + K_T \frac{p_0}{\eta} \quad (37)$$

der K_T er
$$\frac{\sum_{t=1}^N E_{inn,t} \times \left(\frac{(1 + \text{PIFF} \times p_{int})^t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=1}^N E_{inn,t} \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right)}$$

"PIFF" beskriver årlig prisstigning på elektrisitet, p_{int} er prisen i år 0, η er batteriets virkningsgrad[62].

4. Analyse

4.1. Valg av batterier til sammenligning

Batteriteknologiene som sammenlignes er avansert blyakkumulator, VRLA blyakkumulator, NaS, ZEBRA, litium-ion og vanadium-redoks. Kostnadene og de tekniske spesifikasjonene til de ulike batterisystemene i analysen er fra faktiske batterisystemer rapportert inn fra leverandører, eller blitt anslått av Sandia National Laboratories. Spesifikasjonene og kostnadene er hentet fra rapporten "*DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*". Rapporten er utarbeidet av Sandia National Laboratories på vegne av United States Departement of Energy. Det finnes utallige batterisystemer innenfor de ulike teknologiene. Det er lagt til grunn visse kriterier for valg av batterisystemene.

- Batterisystemene skal bestå av batteribanker av kategorien distribuerte energilagringenheter (DESS) hvis det er mulig.
- Den summerte installerte effekten til batteribankene skal være 3 MW.
- Enhetene innenfor kategorien skal koste så lite som mulig.
- Batterisystemene skal kunne operere i minst 2 timer ved oppgitt DOD (utladingsdybde).
- Batteriteknologien skal være kommersielt tilgjengelig.

Det at lagringenheterne er av kategorien distribuerte energilagringenheter vil si at de er av mindre størrelse[31]. Den installerte effekten per batteribank varierer mellom 25-50 kW for fire av teknologiene. Det har blitt valgt på grunn av det var det forslaget til Bernt A. Bremdal gikk ut på. Valget gir mulighet for et tenkelig scenario som er at batteribankene vil være spredt rundt på øyene i forbindelse med nettstasjonene. Batteribankene av teknologiene NaS og vanadium-redoks er ikke av kategorien. Den installerte effekten per batteribank for disse er henholdsvis 1 MW og 200 kW. I teksten er de enkelte lagringenheterne referert til som batteribanker. Alle de enkelte batteribankene utgjør til sammen det som er beskrevet som batterisystem.

Det har ikke blitt analysert sink-bromidbatterier, på grunn av at vanadium-redoks er det mest utviklede strømningsbatteriet. I tillegg analyseres ikke teknologiene sink-luft og flytende metallbatteri på grunn av at teknologiene fortsatt er på forskningsstadiet og ikke tilgjengelig kommersielt. Disse batteriene, sammen med andre batteriteknologier, er derimot lovende og kan komme til å dominere stasjonære batteriapplikasjoner en gang frem i tid grunnet deres lave kostnader og generelle gode egenskaper.

4.2. Antagelser

Det antas at strømprisene holdes konstant i perioden. Videre antas det at det er enten Fredrikstad EnergiNett eller Hafslund Nett som vil eie batteriløsningen, så prisen på strøm er lik spotpris. Spotprisen som blir benyttet i beregningene er basert på Nordpool sine data over spotprisene i Oslo-området. Det har blitt beregnet gjennomsnittlig pris for lading og utlading ved å benytte seg av dataene til en tilfeldig dag hver måned gjennom 2013. Fremgangsmåten kan ses i vedlegg B, økonomi.

Noen batterier tåler harde temperaturer bedre enn andre. Det antas at batteriene brukes som anbefalt fra leverandør og at degraderingen er lineær. Det vil si at batteriene har en fast tapsfaktor hvert år ut ifra hvor mange sykluser det er oppgitt at de klarer. Dette samsvarer ikke helt med virkeligheten og ulike batterier har ulik degradering. Men det er vanskelig å forutse temperatur og andre forhold som degraderingen vil påvirkes av. Selv om antagelsen ikke samsvarer helt med virkeligheten har den blitt vurdert å være bedre enn å anta ingen degradering.

Antallet sykluser batteriene klarer er avhengig av hvor dypt batteriene utlades. I tillegg er levetiden avhengig av temperatur og lademønsteret. Det antas at batteriene klarer antallet sykluser det er oppgitt. I beregningene er det i tillegg antatt at batteriene utlades ned til oppgitt DOD hver syklus. Det er også antatt at batteriene byttes når den gjenstående kapasiteten er 80 % av den opprinnelige. For NaS-batterisystemet er det antatt at det ikke byttes batterier ved 365 sykluser per år selv om kapasiteten blir noe mindre enn 80 %. Dette vil skje rundt år 13 og løsningen vurderes over en periode på 15 år.

Rapporten kostnadstallene er i fra er publisert i 2013, mens kostnadene fra leverandørene ble innrapportert i årene 2010-2011. Dermed kan det ha vært prisforandringer i perioden. Boston Consulting Group spådde i 2009 at prisen på litium-ionbatterier vil falle med 60-65 % i perioden 2009-2020[63]. Det antas at kostnadstallene som er oppgitt er korrekte og gjenspeiler omtrent hva batterisystemene vil koste i 2014.

Dollarkursen som er brukt i beregningene er 6 kr/US\$. Det hva den omtrent er i dag og det den har vært de siste årene[64]. Det er antatt at omformerne ikke må skiftes ut i løpet av analyseperioden og at det prosjektet har ingen restverdi etter perioden.

4.3. Kostnader

Kostnadene som er tatt med i analysen er investeringskostnader, eventualitetskostnader og driftskostnader. Investeringskostnadene og eventualitetskostnadene inntreffer ved investeringstidspunktet, mens driftskostnadene påløper årlig. Kostnaden for frakt er ekskludert, og det er heller ikke tatt med merverdiavgift i beregningene. Kostnadene er igjen delt opp i ulike poster.

Investeringskostnad for batterier inkluderer både batteriene og installasjonen av disse. Den inkluderer i tillegg kostnadene forbundet med BOP ("balance of plant"). Dette er kostnadene knyttet til integrering av batteribankene med nettet og transformatorene.

Investeringskostnaden for kraftelektronikk (PCS) er kostnadene forbundet med installasjon og kjøp av omformere. Dette gjør at batteriene mottar likestrøm og at strømmen som går ut på nettet er vekselstrøm. Omformerne i kostnadsanalysen består av toveisinvertere[31]. Den inkluderer også annen kraftelektronikk og overvåkningssystemer som regulerer batteriets inngangs- og utgangseffekt for å gjøre at batteriene har lengst mulig levetid ved at minimal skade oppstår [32].

Eventualitetskostnader (Contingency cost) er såkalte "kjente ukjente" kostnader som med størst sannsynlighet vil oppstå basert på tidligere erfaringer og statistisk grunnlag. De kan oppstå på grunn av arbeidsforholdene og hvordan arbeidet gjennomføres og lignende[31].

Driftskostnadene er delt opp i faste driftskostnader, variable driftskostnader og ladekostnader. Sistnevnte er kostnadene knyttet til kjøp av elektrisitet til ladingen av batteriene. De faste driftskostnadene er knyttet til rutineinspeksjoner og planlagt vedlikehold. Vedlikeholdet kan for eksempel være utskifting av elektroder eller elektrolytt. De variable driftskostnadene er knyttet til ulike tap i systemene. Det kan for eksempel være termiske tap og tap knyttet til selvutlading. For strømningsbatterier kan det også gjelde tap knyttet til pumpe-systemet[31]. I tillegg er det kostnader knyttet til kjøp av nye batterier når batteriene må byttes ut. Antagelsene og de ulike kostnadene benyttet i analysen er listet opp i tabell 5.

4.4. Metode for lønnsomhetsberegninger

I lønnsomhetsberegningene er det valgt å benytte seg av nåverdimetoden og livsløpskostnaden (formel 34 og 36). Kalkulasjonene av de likestilte energikostnadene er reelle, det vil si at diskonteringsraten ikke er korrigerert for inflasjon. Nominell likestilt energikostnad vil være mer tallmessig presis, hvis antagelsene om inflasjonen er korrekte. Denne fremgangsmåten er ikke valgt siden det er vanskelig å forutsi fremtidig inflasjon.

Prosjektet er vurdert over en periode på 15 år og det er antatt at diskonteringsrenten er 6 %. Driftskostnadene og energien levert fra systemet er omregnet til nåverdi.

Det har blitt beregnet nåverdien av de totale kostnadene og den likestilte energikostnaden for en situasjon der batteriene benyttes 100, 200 og 365 dager per år. I tillegg er det beregnet hvilke nåverdi den utladede energien i analyseperioden vil ha under forutsetningen om konstant spotpris på 317 kroner/MWh ved utlading.

Det er effekt Hvaler kommune vil kunne ha knapphet av i fremtiden. Derfor er det beregnet hvor stor den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt er per år i den analyserte perioden. Beregningen er gjort ved å dividere nåverdien av de totale kostnadene med installert effekt og antall år i analyseperioden. Det er tatt utgangspunkt i en situasjon der det vil være behov for 3 MW effekt. Er effektbehovet annerledes i fremtiden kan de beregnede verdiene for kostnaden benyttes til å gi et estimat på hvor store kostnader man kan forvente de analyserte batterisystemene vil ha med annen installert effekt.

Utladet energi per år er beregnet ved å benytte formel 38. Stort sett oppgir leverandørene energikapasiteten eller installert effekt. Ved å benytte seg av disse faktorene blir ikke kalkulasjonen av den likestilte energikostnaden tallmessig presis. Den utladede energien og kostnadene er faktorene som påvirker den likestilte energikostnad mest.

Utladet energi per år = Energikapasitet per batteribank · antall bat. banker · DOD · η · antall sykluser per år · degraderingsrate (38)

I vedlegg B er beregningene for 200 sykluser vedlagt. Beregningene er gjort i Microsoft Excel. Kalkulasjonene ved 100 og 365 sykluser per år følger samme fremgangsmåte. Forskjellen er at ved 365 sykluser per år behøves det bytte av batterier for fem av teknologiene, mens ved 100 og 200 sykluser behøves det bare bytte av VRLA batteriene. En annen forskjell er at degraderingen per år øker ved økt syklusantall, mens det motsatte inntreffer ved lavere syklusantall per år. Det er også vedlagt formelversjon av beregningene til batterisystemene ved 200 sykluser.

Tabell 5. Faktorer og antakelser benyttet i kostnads- og lønnsomhetsanalysene.

Faktorer i kostnadsanalysen	VRLA	Natrium- metallklorid (ZEBRA)	Litium- ion	Avansert bly	Vanadium- redoks	Natrium- svovel (NaS)
Totalt installert effekt (kW)	3000	3017	3000	3000	3000	3000
Installert effekt per batteribank(kW)	25	26,7	50	50	200	1000
Energikapasitet per batteribank ved 100 % utlading (kWh)	65	94	188	313	700	7200 ¹
Antall batteribanker	120	113	60	60	15	3
Analyseperiode (år)	15	15	15	15	15	15
Degradering per år ved 200 sykluser årlig (%)	4	1,33	1,33	1,33	1,33	0,88
Batteriets levetid (sykluser)	1000	3000	3000	3000	3000	4500
Oppgitt maksimal utlading for å minimere skader (DOD) (%)	70	85	80	80	100	80
AC til AC virkningsgrad (%)	85	84	80	90	68	75
Utladningstid ved oppgitt DOD (timer)	2	3	3	5	3,5	7,2
Investeringskostnad, batterier og BOP (kr/kW)	4210	16830	10210	8220	21480	16710
Investeringskostnad, kraftelektronikk (kr/kW)	11280	10560	8100	8100	8710	3720
Eventualitetskostnader (kr/kW)	170	1540	690	380	1100	160
Ladekostnader (kr/kWh)	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274
Årlig fast vedlikeholdskostnad (kr/kW)	220	210	160	160	100	55
Årlig variabel vedlikeholdskostnad (kr/kWh)	0,0162	0,0108	0,0162	0,0066	0,0096	0,0048
Nye batterier (kr/kW)	2880	4630	3470	2250	4320	-
Diskonteringsrente (%)	6	6	6	6	6	6

4.5. Sensitivitetsanalyse

Analysen er gjort med flere forutsetninger. Det kan vise seg at dette ikke stemmer overens med virkeligheten, eller det kan vise seg at verdiene forandrer seg med tiden. Derfor er det blitt gjort en sensitivitetsanalyse der målet er å se hvordan den likestilte energikostnaden forandrer seg ved at ulike faktorer blir endret. I tillegg vil det bli gjort en sensitivitetsanalyse der målet er å se hvordan den gjennomsnittlige kostnaden per MW per år forandrer seg ved å forandre på faktorene. Sensitivitetsanalysen tar utgangspunkt i at batteriene benyttes 200 sykluser per år.

¹ I rapporten er det oppgitt 9000 kWh, men tidligere i rapporten er det også oppgitt informasjon som tilsier 7200 kWh. Annen litteratur tilsier 7200 kWh. Derfor er dette antatt.

4.5.1. Avkastningskrav

Avkastningskravet i kalkulasjonen er blitt satt til 6 %. Avkastningskravet skal gjenspeile hvilke risiko investoren mener det er forbundet med investeringen. Det skal i tillegg gjenspeile hvilke avkastning eieren kan forvente hvis pengene blir plassert i et annet sted der risikoen er det samme prosjektet. I sensitivitetsanalysen vil endringen i den likestilte energikostnaden vises hvis avkastningskravet stiger eller synker med 2 %.

4.5.2. Investeringskostnader

Investeringskostnaden knyttet til batterisystemene er som nevnt beregnet på bakgrunn av leverandørdata fra 2010 og 2011. Prisen kan ha endret seg. I sensitivitetsanalysen er det vist hvordan den likestilte energikostnaden og den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år endrer seg ved at prisen på batteriene og installasjonen av disse enten stiger eller synker med 20 %. I sensitivitetsanalysen vises det også endringen i kostnadene er hvis prisen på kraftelektronikken, i figurene kalt PCS, endres med 20 %.

4.5.3. Driftskostnader

Det vises i sensitivitetsanalysen hvordan den likestilte energikostnaden forandrer seg ved at driftskostnadene enten øker eller synker med 20 %. Driftskostnadene er i dette tilfelle de årlige kostnadene. I sensitivitetsanalysen til den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år er driftskostnadene delt opp i strømpris og vedlikeholdskostnader.

4.5.4. Syklusantall

Den likestilte energikostnaden og den gjennomsnittlige kostnaden per MW per år er sensitive til hvor mange sykluser batteriene benyttes per år. Med flere sykluser per år utlades det mer energi, men samtidig påløper det større lade- og variable vedlikeholdskostnader. I tillegg må de fleste av batteriene byttes i løpet av perioden ved en økning i syklusantall per år. I sensitivitetsanalysen vises det hvordan kostnadene endres ved at antall sykluser per år enten økes med 165 eller reduseres med 100.

5. Resultater

5.1. Avansert blyakkumulator

Det analyserte avanserte blyakkumulatorsystemet består av totalt 60 batteribanker. Hver batteribank har en installert effekt på 50 kW. Totalt har systemet en samlet installert effekt på 3 MW. Hver batteribank har oppgitt en mulig DOD på 80 %. Virkningsgraden er 90 % og hver batteribank kan levere omtrent 225 kWh i løpet av en utladingstid på 5 timer. Batteriene har en levetid på omkring 3000 sykluser ved anbefalt bruk[31].

Benyttes batteriene 100 sykluser i året er nåverdien av de totale kostnadene beregnet til å være 58,7 millioner kroner. De 60 enhetene vil, under forutsetningen om lineær degradering, kunne levere til sammen gjennomsnittlig 12,8 MWh per syklus. Det tilsvarer en totalt utladet energimengde på 19,2 GWh i den analyserte perioden. Nåverdien til den utladede energien i perioden er beregnet, under en antagelse om en fast spotpris på 317 kroner/MWh, til å være omtrent 4 millioner kroner ved dette syklusantallet. Den likestilte energikostnaden er kalkulert til å være 4,70 kr/kWh, mens den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år i den analyserte perioden er 1,3 millioner kroner.

Ved 200 sykluser per år øker nåverdien av de totale kostnadene til 62,2 millioner kroner. Av de totale kostnadene er henholdsvis 39,6 % og 39 % knyttet til investeringskostnadene til batteriene og kraftelektronikken. Vedlikeholdskostnadene utgjør omkring 7,8 %, mens kostnadene knyttet til lading utgjør 11,7 % av de totale kostnadene. Eventualitetskostnadene utgjør omtrent 1,8 %. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år øker ved dette syklusantallet til omtrent 1,4 millioner kroner. Økningen skyldes høyere variable driftskostnader og høyere kostnader knyttet kjøp av elektrisitet til ladingen av batteriene. Likevel er den likestilte energikostnaden lavere med 2,60 kr/kWh. Dette skyldes betraktelig høyere utladet energi i analyseperioden og at hovedandelen av de totale kostnadene inntreffer ved investeringstidspunktet. Den totalt utladede energimengden er kalkulert til å være 36,5 GWh, mens gjennomsnittlige utladede energimengden per syklus reduseres til 12,2 MWh, da degraderingen per år øker. Nåverdien til den leverte energien er 7,6 millioner kroner. Det er omtrent 300 000 kroner høyere enn ladekostnadene.

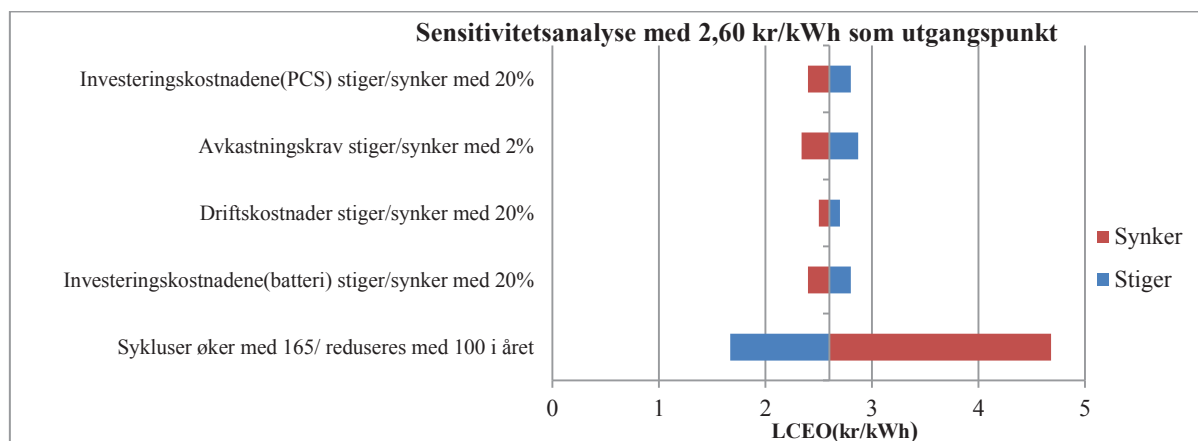
Benyttes batteriene 365 sykluser i året vil degraderingen øke. Batteriene må byttes etter 8 år, mens omformerne og det som huser batteriene antas at man ikke behøver å skifte ut. Nye batterier, sammen med høyere driftskostnader, fører til at nåverdien av de totale kostnadene øker til omtrent 72,3 millioner kroner. Den gjennomsnittlige kostnaden knyttet til per MW installert effekt per år øker til 1,6 millioner kroner. Den likestilte energikostnaden er beregnet å synke til 1,70 kr/kWh.

Totalt utladet energimengde er 66,6 GWh under forutsetningene om lineær degradering. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig utladet mengde på 12,2 MWh per syklus. Nåverdien til den utladede energien i analyseperioden er kalkulert til å være omkring 13,7 millioner kroner. De beregnede verdiene ved de ulike syklusantallene er oppsummert til tabell 6.

Tabell 6. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW avanserte blyakkumulatorsystemet ved de ulike syklusantallene.

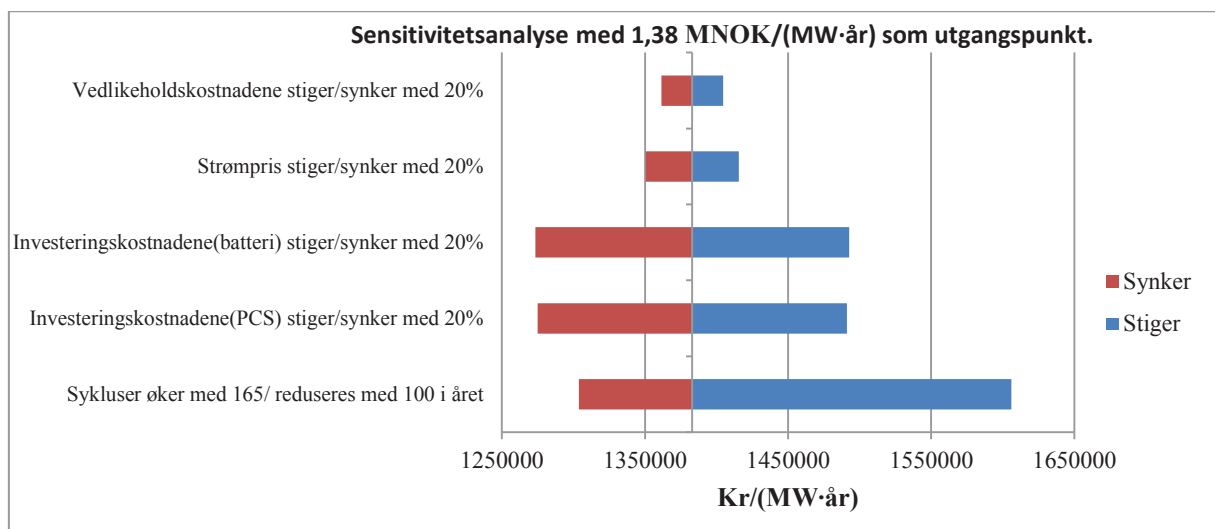
Avansert blyakkumulator			
Antall sykluser per år	100 sykluser per år	200 sykluser per år	365 sykluser per år
Antall bytter av batterier	0	0	1
Nåverdi av totale kostnader (MNOK)	58,7	62,2	72,3
LCOE (kr/kWh)	4,7	2,6	1,7
MNOK/(MW·år)	1,3	1,4	1,6
Totalt utladet energi i analyseperioden (GWh)	19,2	36,5	66,6
Gjennomsnittlig utladet energi per syklus (MWh)	12,8	12,2	12,2
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (GWh)	12,5	24,0	43,3
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (MNOK)	4,0	7,6	13,7

Den likestilte energikostnaden, ved 200 sykluser per år i perioden, forandrer seg med 20 øre hvis investeringskostnaden til kraftelektronikken (PCS) endrer seg med 20 %. Den stiger og synker omtrent det samme om investeringskostnaden til batteriene endrer seg tilsvarende. Dette kan ses i figur 21. Virkningen av en økning eller reduksjon i en prosentandel vises henholdsvis på høyre og venstre side av figuren. Øker avkastningskravet med 2 % endrer den likestilte energikostnaden seg med omtrent 27 øre. Ved en reduksjon i avkastningskrav med tilsvarende prosentandel, reduseres den med tilsvarende antall øre. Stiger eller synker de årlige driftskostnadene med 20 % gir dette en endring på 10 øre. Økes syklusantallene til 365 sykluser per år, er det beregnet at kostnaden synker med omtrent 90 øre. Det er kalkulert at den stiger med omkring 2,10 kroner ved 100 sykluser per år.



Figur 21. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til det avanserte blyakkumulatorsystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i den likestilte energikostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år i den analyserte perioden endrer seg med 108 000 kroner ved at investeringskostnaden til kraftelektronikken forandrer seg med 20 %. Endres investeringskostnaden til batteriene med tilsvarende prosentandel endres kostnaden med omtrent 110 000 kroner. Endringene kan ses i figur 22. En variasjon på 20 % i vedlikeholdskostnadene gir en endring på omtrent 22 000 kroner, mens 20 % variasjon i strømprisen gir en endring på omkring 32 000 kroner. Øker syklusantallet til 365 sykluser per år, er det beregnet at den gjennomsnittlige kostnaden stiger med omtrent 230 000 kroner. Den reduseres med 79 000 kroner hvis batteriene benyttes 100 sykluser per år.



Figur 22. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til det avanserte blyakkumulatortsystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i kostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen i kostnaden ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

5.2. VRLA blyakkumulator

VRLA blyakkumulatorbankene i analysen har en installert effekt på 25 kW. Totalt vil et 3 MW system bestå av 120 av disse batteribankene. Oppgitt mulig DOD er 70 %, mens virkningsgraden til batterisystemet er 85 %. Tradisjonelle blyakkumulatører har stort sett oppgitt en levetid på 500-1000 sykluser. I analysen er det blitt antatt 1000 sykluser. Spesifikasjonene i rapporten tilsier også omtrent dette. Ved oppgitt DOD og virkningsgrad kan hver enkelt batteribank levere omkring 38,7 kWh i løpet av oppgitt utladingstid på 2 timer[31].

Benyttes batteriene 100 sykluser per behøves det et bytte av batteriene etter 10 år. Nåverdien av de totale kostnadene er beregnet til å være 59,4 millioner kroner. Den utladede energimengden til batterisystemet i analyseperioden er beregnet til å være 6,5 GWh ved dette syklusantallet. Gjennomsnittlig vil systemet kunne utlade 4,3 MWh per syklus. Bruk av batteriene 100 ganger per år gir en likestilt energikostnad på omtrent 14,10 kr/kWh. Den gjennomsnittlige kostnaden per

MW installert effekt per år er kalkulert til å være 1,3 millioner kroner. Nåverdien til den utladede energimengden i perioden er beregnet til å være omtrent 1,3 millioner kroner.

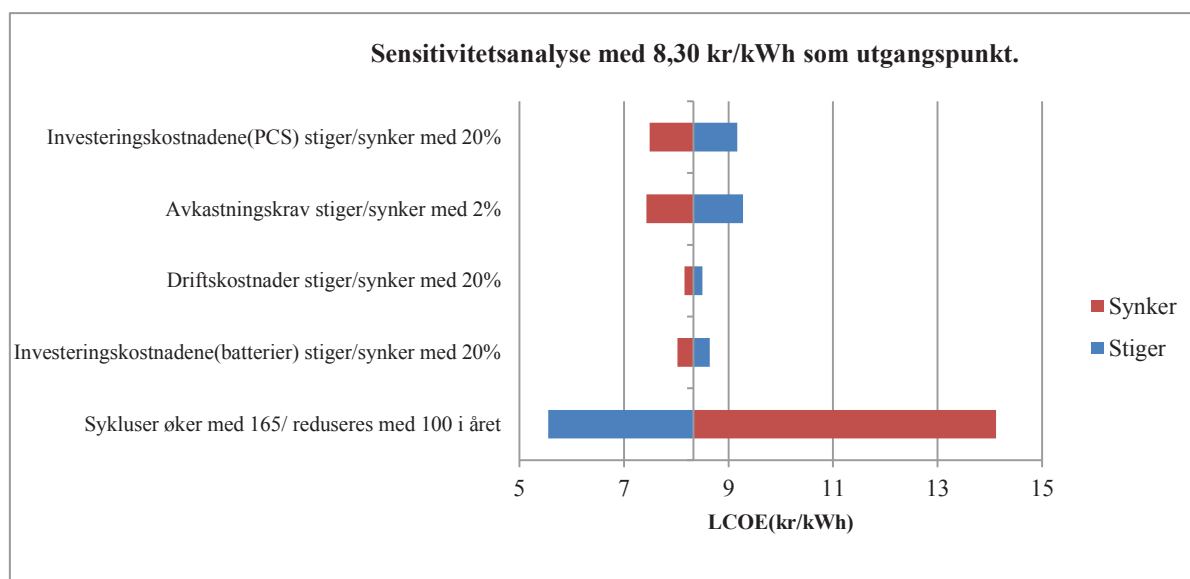
Benyttes batteriene 200 ganger per år må batteriene byttes ut to ganger, altså etter hvert 5. år. De totale kostnadene stiger på grunn av et ekstra bytte og på grunn av høyere drifts- og ladekostnader. Nåverdien av de totale kostnadene er ved dette syklusantallet er beregnet til å være 66,8 millioner kroner. Av dette utgjør investeringskostnadene til batteriene og kraftelektronikken omtrent 18,8 % og 50,6 %. Kostnadene knyttet til bytte av batterier hvert 5. år utgjør 15,9 % av de totale kostnadene. Eventualitetskostnadene, vedlikeholdskostnadene og ladekostnadene utgjør omtrent 0,8 %, 9,9 % og 3,8 %. Den utladede energimengden stiger til 12,3 GWh ved dette syklusantallet. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig mengde på 4,1 MWh per syklus. Den likestilte energikostnaden synker til 8,30 kr/kWh grunnet den ekstra utladede energimengden. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år er ved 200 sykluser i året omtrent 1,5 millioner kroner. Nåverdien til den leverte energien er 2,5 millioner kroner. Det er omkring 43 000 kroner mindre enn ladekostnadene.

Ved en lading og utlading per døgn i analyseperioden øker både de totale kostnadene og den utladede energimengden. Batteriene må byttes ut etter hvert 3. år ved 365 sykluser per år. Nåverdien av de totale kostnadene stiger til 79,8 millioner kroner. Den totalt utladede energimengden er beregnet til å være 22,2 GWh, mens nåverdien av denne mengden i kroner er 4,6 millioner. Den likestilte energikostnaden er kalkulert til å være 5,60 kr/kWh, mens den gjennomsnittlige kostnaden per MW per år er beregnet å stige til 1,8 millioner kroner. Til tross for hyppigere bytter av batteriene synker den gjennomsnittlige utladede energien per syklus til omtrent 4 MWh. Det skyldes at degraderingen øker ved flere sykluser per år. De kalkulte verdiene ved de ulike syklusantallene er oppsummert i tabell 7.

Tabell 7. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW VRLA batterisystemet ved de ulike syklusantallene.

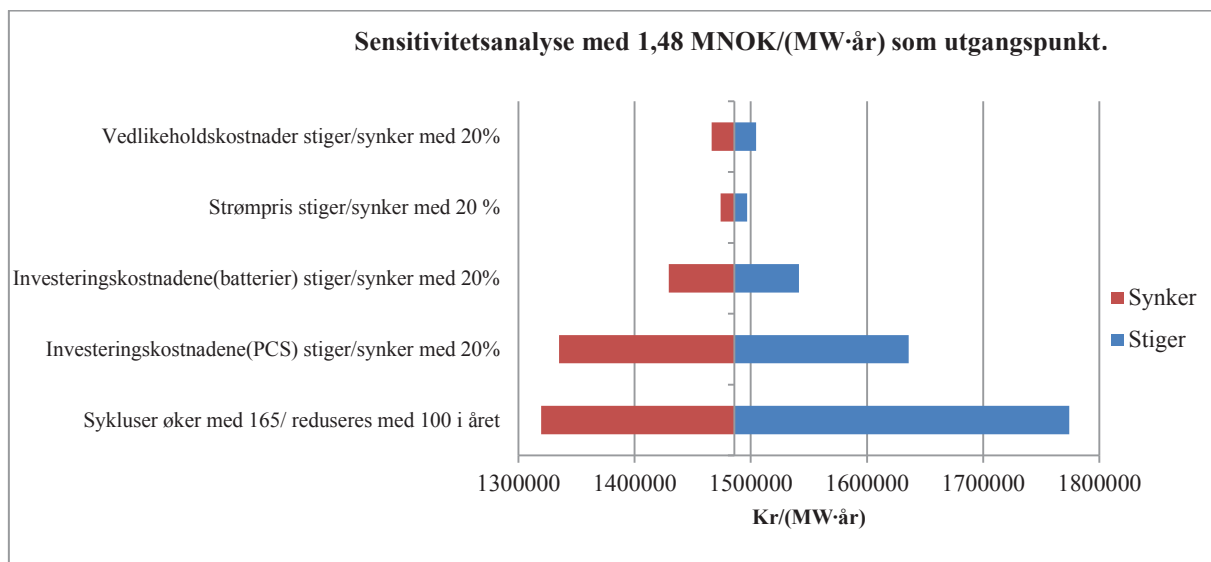
VRLA			
Antall sykluser per år	100 sykluser per år	200 sykluser per år	365 sykluser per år
Antall bytter av batterier	1	2	4
Nåverdi av totale kostnader (MNOK)	59,4	66,8	79,8
LCOE (kr/kWh)	14,1	8,3	5,6
MNOK/(MW·år)	1,3	1,5	1,8
Totalt utladet energi i analyseperioden (GWh)	6,5	12,3	22,2
Gjennomsnittlig utladet energi per syklus (MWh)	4,3	4,1	4,0
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (GWh)	4,2	8,0	14,4
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (MNOK)	1,3	2,5	4,6

Batteriene er velutviklet og har relativt lave kostnader. Derfor står kraftelektronikken for en stor andel av de totale kostnadene til dette batterisystemet. En endring på 20 % i denne investeringskostnaden fører til at den likestilte energikostnaden forandres med 84 øre. Ved samme prosentandels endring i investeringskostnadene til batteriene forandres den likestilte energikostnaden med 31 øre. Dette kan ses i figur 23. Øker avkastningskravet med 2 % endrer den seg med omtrent 95 øre, mens ved en reduksjon på 2 % i avkastningskravet synker den med 90 øre. En variasjon på 20 % i de årlige driftskostnadene gir en endring på 17 øre. Reduseres syklusantallet til 100 sykluser per år stiger kostnaden med omtrent 5,80 kroner. Det er beregnet at den reduseres med omtrent 2,70 kroner ved at syklusantallet øker til 365 sykluser per år.



Figur 23. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til VRLA-batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i den likestilte energikostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år i analyseperioden endrer seg med 150 000 kroner ved at investeringskostnaden til kraftelektronikken forandrer seg med 20 %. Ved tilsvarende endring i prosentandel i investeringskostnaden til batteriene endres kostnaden med omtrent 56 000 kroner. Endringene kan ses i figur 24. En variasjon på 20 % i vedlikeholdskostnadene gir en endring på omtrent 19 000 kroner, mens 20 % variasjon i strømprisen gir en endring på omtrent 12 000 kroner. Økes syklusantallet til 365 sykluser per år, er det beregnet at den gjennomsnittlige kostnaden stiger med omtrent 289 000 kroner. Det er kalkulert at den reduseres med 166 000 kroner ved 100 sykluser per år.



Figur 24. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til VRLA-batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i kostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen i kostnaden ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

5.3. Natrium-svovel (NaS)

NaS-batteribankene i analysen har en installert effekt på 1 MW. Totalt vil et 3 MW system bestå av tre batteribanker. Batteriene har en oppgitt mulig DOD på 80 %. Virkningsgraden er 75 %. Ved anbefalt bruk kan batteriene levere omkring 4500 sykluser før de bør vurderes å byttes ut. Ved oppgitt DOD og virkningsgrad kan de enkelte batteribankene levere omkring 4,3 MWh i løpet av oppgitt utladingstid på 7,2 timer[31].

Benyttes batteriene 100 ganger per år er nåverdien av de totale kostnadene beregnet til å være 67,9 millioner kroner. Den utladede energimengden til systemet i analyseperioden er beregnet til å være 18,8 GWh. Gjennomsnittlig vil batteribankene til sammen, under forutsetningene om lineær degradering, levere 12,5 MWh per syklus. Bruken av batteriene 100 ganger per år gir en LCOE på 5,60 kr/kWh. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt er beregnet til å være 1,5 millioner kroner per år. Nåverdien til den utladede energimengden er kalkulert til å være 3,9 millioner kroner.

Nåverdien av de totale kostnadene stiger når batteriene benyttes 200 sykluser per år. Det er ikke nødvendig å bytte batteriene, men de ekstra kostnadene er knyttet til høyere vedlikeholds- og ladekostnader. Nåverdien ved dette syklusantallet er beregnet til 72,2 millioner kroner. Investeringskostnadene til batteriene, kraftelektronikken og eventualitetskostnadene utgjør henholdsvis 69,4 %, 15,5 % og 0,7 % av de totale kostnadene. Av kostnadene som påløper hvert år utgjør vedlikeholds- og ladekostnadene omtrent 2,4 % og 12 % av de totale kostnadene. Samtidig er det beregnet at den utladede energimengden i perioden øker til 36,2 GWh. Nåverdien i kroner til den leverte energien er omkring 7,5 millioner kroner.

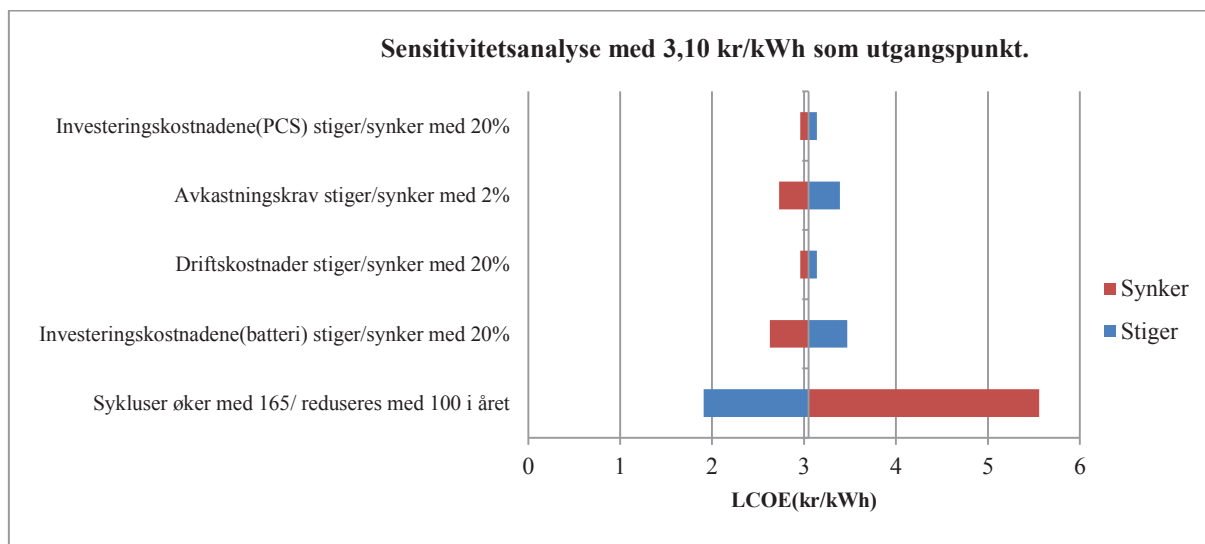
Det er omkring 1,1 millioner kroner mindre enn ladekostnadene. Dette er under forutsetningen om en spotpris på 274 kr og 317 kr/MWh ved henholdsvis lading og utlading. På grunn av økt degradering synker den gjennomsnittlige leverte energien til omkring 12,1 MWh per syklus. Den likestilte energikostnaden reduseres til omtrent 3,10 kr/kWh. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år er ved 200 sykluser i året omtrent 1,6 millioner kroner.

Ved 365 sykluser per år er nåverdien av de totale kostnadene beregnet til å stige til 78,7 millioner kroner, mens den leverte energimengden er kalkulert til å være 62,4 GWh. Nåverdien til den utladede energimengden er kalkulert til omtrent 13 millioner kroner. Den likestilte energikostnaden reduseres til 1,90 kr/kWh. Gjennomsnittlig kostnad per MW installert effekt øker derimot til 1,7 millioner kroner per år. Den gjennomsnittlige utladede energien per syklus synker til 11,4 MWh. Dette skyldes at kapasiteten er redusert i slutten av analyseperioden. De kalkuleerte verdiene for de ulike syklusantallene er oppsummert i tabell 8.

Tabell 8. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW NaS-batterisystemet ved de ulike syklusantallene.

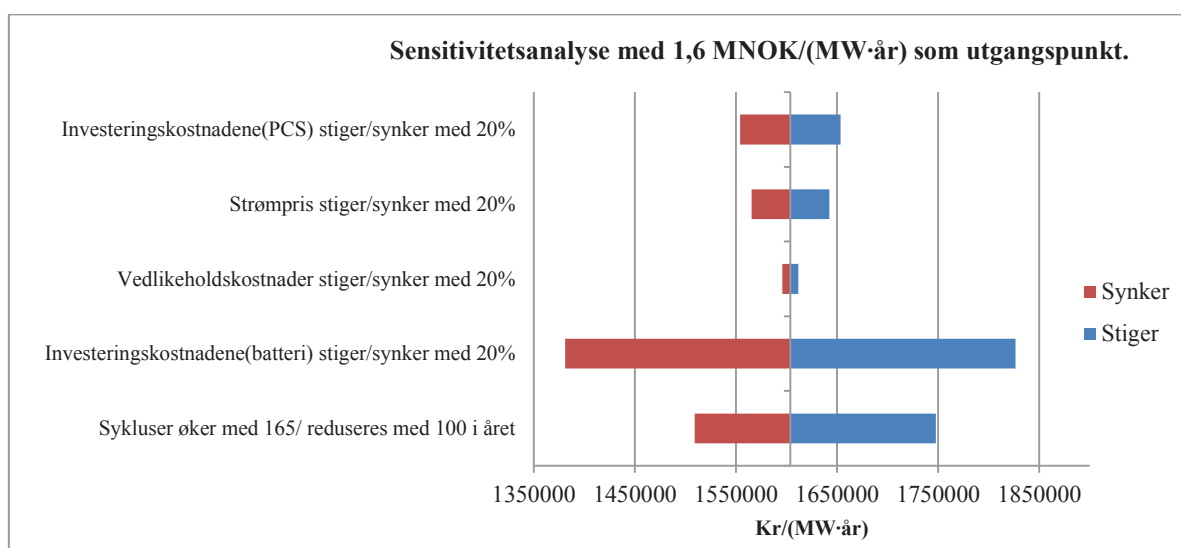
Natrium-svovel (NaS)			
Antall sykluser per år	100 sykluser per år	200 sykluser per år	365 sykluser per år
Antall bytter av batterier	0	0	0
Nåverdi av totale kostnader (MNOK)	67,9	72,2	78,7
LCOE (kr/kWh)	5,6	3,1	1,9
MNOK/(MW·år)	1,5	1,6	1,7
Totalt utladet energi i analyseperioden (GWh)	18,8	36,2	62,4
Gjennomsnittlig utladet energi per syklus (MWh)	12,5	12,1	11,4
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (GWh)	12,2	23,7	41,1
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (MNOK)	3,9	7,5	13,0

Den likestilte energikostnaden forandrer seg med henholdsvis 9- og 42 øre ved en økning eller reduksjon på 20 % i investeringskostnadene knyttet til henholdsvis kraftelektronikken og batteriene. Dette kan ses i figur 25. Øker avkastningskravet med 2 % endrer den seg med omtrent 34 øre. Ved en reduksjon i avkastningskrav med tilsvarende prosentandel reduseres den likestilte energikostnaden med 32 øre. Stiger eller synker de årlige driftskostnadene med 20 % gir dette en endring på 9 øre. Øker syklusantallene til 365 sykluser per år, er det beregnet at den liktestilte energikostnaden synker med 1,20 kroner. Brukes batteriene 100 sykluser per år er det kalkulert at den stiger med omtrent 2,50 kroner.



Figur 25. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til NaS-batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i den likestilte energikostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år i perioden endrer seg med omtrent 50 000 kroner ved at investeringskostnaden til kraftelektronikken forandrer seg med 20 %. Kostnaden er mer sensitiv overfor en 20 % endring i investeringskostnaden til batteriene. Dette gir en reduksjon eller økning på omtrent 223 000 kroner. Endringene kan ses i figur 26. Batteriene har lave vedlikeholdskostnader, og variasjon på 20 % gir en endring på omtrent 8 000 kroner. Kostnaden er derimot mer sensitiv for endringer i strømprisene grunnet batterienes store energikapasitet. En variasjon på 20 % i strømprisen gir en kostnadsøkning eller kostnadsreduksjon på omtrent 38 000 kroner. Økes syklusantallet til 365 sykluser per år, er det kalkulert at den gjennomsnittlige kostnaden stiger med 144 000 kroner. Den reduseres med omkring 95 000 kroner når batteriene brukes 100 sykluser per år.



Figur 26. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til NaS-batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i kostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen i kostnaden ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

5.4. Natrium-metallklorid (ZEBRA)

Det analyserte ZEBRA-batterisystemet har en installert effekt på 26,7 kW per batteribank. Resultatene har tatt utgangspunkt i 113 enheter. Dette gir en samlet installert effekt på 3,017 MW. Batteriene har en oppgitt mulig DOD på 85 %, mens virkningsgraden er 84 %. I analysen har det blitt gjort beregninger ut i fra at batteriet klarer 3000 sykluser. Ved oppgitt DOD og virkningsgrad kan de enkelte batteribankene levere omkring 67,1 kWh i løpet av oppgitt utladingstid på 3 timer[31].

Ved 100 sykluser per år er det beregnet at nåverdien av de totale kostnadene er 95,8 millioner kroner. Den utladede energimengden til batterisystemet i analyseperioden er 10,6 GWh ved dette syklusantallet, mens nåverdien til energimengden er beregnet til å være 2,2 millioner kroner. Batteribankene leverer til sammen en gjennomsnittlig energimengde på 7,1 MWh per syklus. Benyttes batteriene 100 ganger per år er det blitt kalkulert at dette gir en likestilt energikostnad på 13,80 kr/kWh. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt er kalkulert til å være 2,1 millioner kroner per år.

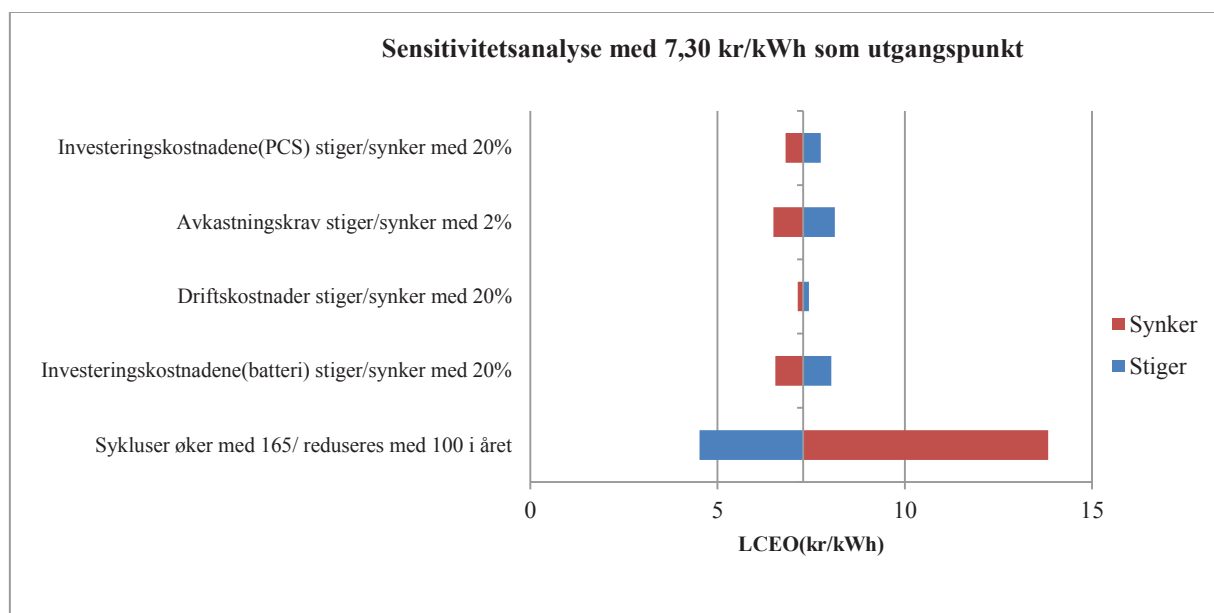
Nåverdien av de totale kostnadene ved bruk av batteriene 200 ganger i året er beregnet til å være 98 millioner kroner. Av de totale kostnadene utgjør investeringskostnadene til batteriene og kraftelektronikken henholdsvis 51,8 % og 32,5 %. Eventualitetskostnadene utgjør 4,7 %. Av de årlige kostnadene utgjør vedlikeholdskostnadene 6,4 %, mens ladekostnadene utgjør 4,5 % av de totale kostnadene. Den totalt utladede energimengden øker til 20,5 GWh. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig energimengde på 6,8 MWh per syklus. Nåverdien til den utladede energien er beregnet til 4,3 millioner kroner. Dette er omtrent 124 000 kroner mindre enn ladekostnadene. Den likestilte energikostnaden synker ved dette syklusantallet til omtrent 7,30 kr/kWh, mens den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år stiger til omkring 2,2 millioner kroner.

Brukes batteriene daglig i analyseperioden må de byttes ut etter 8 år. Dette, sammen med økte driftskostnader, fører til at nåverdien av de totale kostnadene øker til omtrent 110 millioner kroner. Den utladede energimengden øker til 37,3 GWh, hvilket tilsvarer gjennomsnittlig 6,8 MWh per syklus. Den likestilte energikostnaden synker til 4,50 kr/kWh, mens den gjennomsnittlige kostnaden per MW per år stiger til 2,4 millioner kroner. Nåverdien av den utladede energimengden i analyseperioden er beregnet til å være 7,7 millioner kroner. De beregnede verdiene ved de ulike syklusantallene er oppsummert i tabell 9.

Tabell 9. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW ZEBRA-batterisystemet ved de ulike syklusantallene.

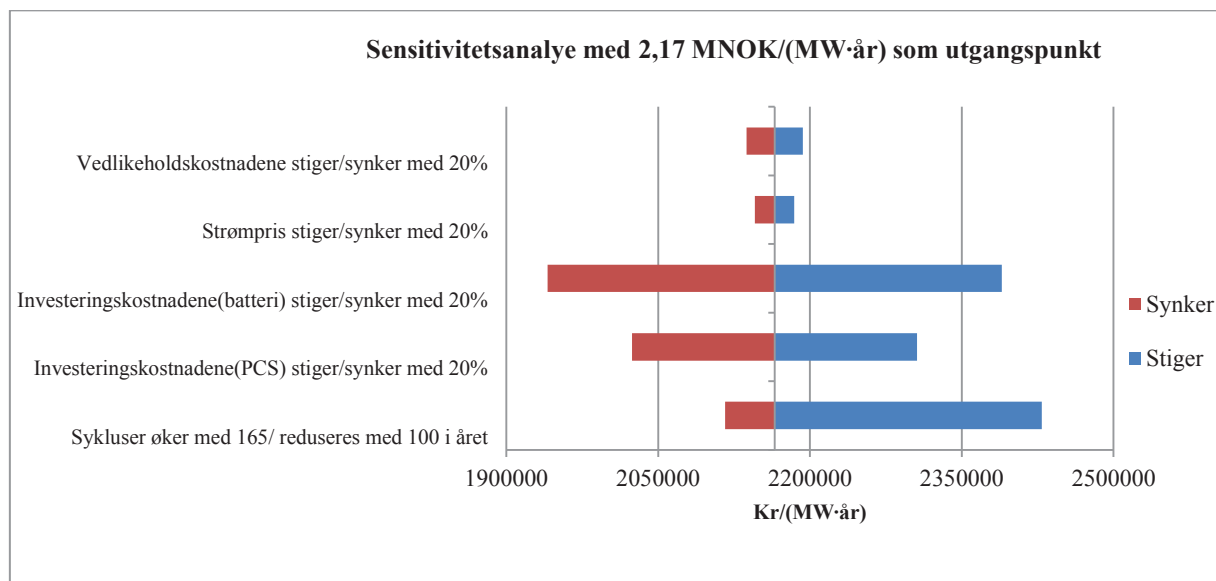
Natrium-metallklorid (ZEBRA)			
Antall sykluser per år	100 sykluser per år	200 sykluser per år	365 sykluser per år
Antall bytter av batterier	0	0	1
Nåverdi av totale kostnader (MNOK)	95,8	98,0	110
LCOE (kr/kWh)	13,8	7,3	4,5
MNOK/(MW·år)	2,1	2,2	2,4
Totalt utladet energi i analyseperioden (GWh)	10,6	20,5	37,3
Gjennomsnittlig utladet energi per syklus (MWh)	7,1	6,8	6,8
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (GWh)	6,9	13,5	24,3
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (MNOK)	2,2	4,3	7,7

Den likestilte energikostnaden til batteriet er sensitiv for endring i investeringskostnadene. En endring på 20 % i investeringskostnaden til kraftelektronikken gir en forandring i den likestilte energikostnaden på 47 øre. Øker eller reduseres investeringskostnadene til batteriene med tilsvarende prosentandel gir det en forandring på 75 øre. Dette kan ses i figur 27. Øker avkastningskravet med 2 %, endrer den likestilte energikostnaden seg med 84 øre. En tilsvarende prosentandels reduksjon gjør at den reduseres med 80 øre. Stiger eller synker de årlige driftskostnadene med 20 % gir dette en endring på 15 øre. Økes syklusantallene til 365 sykluser per år, er det kalkulert at kostnaden synker med omkring 2,80 kroner, mens det er beregnet at den stiger med 6,50 kroner hvis batteriene benyttes 100 sykluser per år.



Figur 27. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til ZEBRA-batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i den likestilte energikostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

En endring på 20 % i vedlikeholdskostnadene fører til at den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år stiger eller synker med omtrent 28 000 kroner. En tilsvarende endring i prosent i strømprisen fører til at kostnaden endres med omkring 19 000 kroner. Endringene kan ses i figur 28. En variasjon på 20 % i investeringskostnadene til kraftelektronikken og batteriene fører til at kostnaden endres med henholdsvis 141 000- og 224 000 kroner. Ved en økning i syklusantallet til 365 sykluser per år, er det beregnet at den gjennomsnittlige kostnaden stiger med omkring 264 000 kroner. Den reduseres med 49 000 kroner ved 100 sykluser per år.



Figur 28. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til ZEBRA-batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i kostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen i kostnaden ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

5.5. Litium-ion

De analyserte litium-ionbatteribankene har en installert effekt på 50 kW. Totalt vil et 3 MW system bestå av 60 batteribanker. Batteriet har en oppgitt mulig DOD på 80 %. Virkningsgraden er 80 %. Levetiden til batteriet er 3000 sykluser. Ved oppgitt DOD og virkningsgrad kan de enkelte batteribankene levere omkring 120 kWh i løpet av utladingstid på 3 timer[31].

Ved 100 sykluser per år er nåverdien av de totale kostnadene kalkulert til å være 64 millioner kroner. I løpet av analyseperioden er det beregnet at batteriene vil levere totalt 10,1 GWh. Gjennomsnittlig tilsvarer dette 6,7 MWh per syklus. Den likestilte energikostnaden er beregnet til 9,70 kr/kWh, mens den gjennomsnittlige kostnaden knyttet per MW installert effekt er 1,4 millioner kroner per år. Nåverdien til den utladede energien er kalkulert til å være 2,1 millioner kroner.

Nåverdien av de totale kostnadene ved 200 sykluser per år stiger på grunn av større drifts- og ladekostnader. Nåverdien er beregnet til å være 66,2 millioner kroner.

Investeringskostnadene til batteriene og kraftelektronikken utgjør henholdsvis 46,2 % og 36,7 % av de totale kostnadene. Eventualitetskostnadene utgjør 3,1 %, mens vedlikeholds- og ladekostnadene utgjør 7,3 % og 6,6 %. Ved dette syklusantallet stiger den utladede energimengden til 19,5 GWh, mens gjennomsnittet per syklus reduseres til 6,5 MWh. Nåverdien til den utladede energien er omtrent 4 millioner kroner, det er omkring 326 000 kroner mindre enn ladekostnadene. Den likestilte energikostnaden reduseres til omtrent 5,20 kr/kWh. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år øker til omtrent 1,5 millioner kroner.

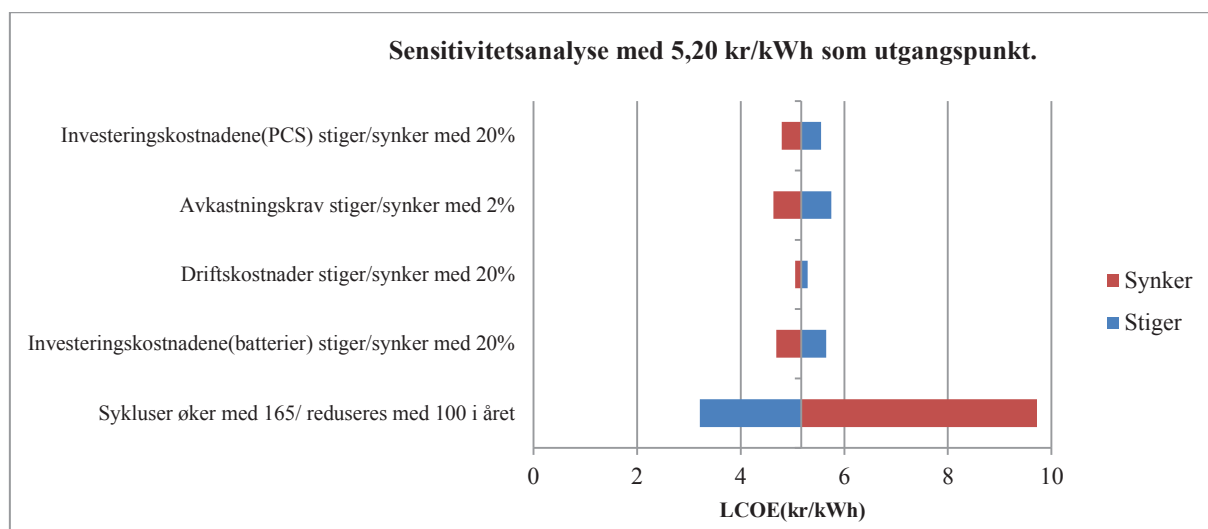
Nåverdien av de totale kostnadene er kalkulert til å være omtrent 76,1 millioner kroner ved bruk av batteriene 365 ganger per år. Det behøves et bytte av batteriene etter 8 år. Den utladede energimengden stiger til 35,5 GWh, mens den likestilte energikostnaden er beregnet å synke til 3,30 kr/kWh. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW per år er beregnet til å stige til 1,7 millioner kroner. Den gjennomsnittlige utladede energimengden per syklus synker til tross for et bytte av batteriene. Den er beregnet til å være 6,5 MWh, mens nåverdien til den utladede energimengden i analyseperioden er kalkulert til å være 7,3 millioner kroner. De beregnede verdiene ved de ulike syklusantallene er oppsummert i tabell 10.

Tabell 10. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW litium-ionbatterisystemet ved de ulike syklusantallene.

Litium-ion			
Antall sykluser per år	100 sykluser per år	200 sykluser per år	365 sykluser per år
Antall bytter av batterier	0	0	1
Nåverdi av totale kostnader (MNOK)	64,0	66,2	76,1
LCOE (kr/kWh)	9,7	5,2	3,3
MNOK/(MW·år)	1,4	1,5	1,7
Totalt utladet energi i analyseperioden (GWh)	10,1	19,5	35,5
Gjennomsnittlig utladet energi per syklus (MWh)	6,7	6,5	6,5
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (GWh)	6,6	12,8	23,1
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (MNOK)	2,1	4,0	7,3

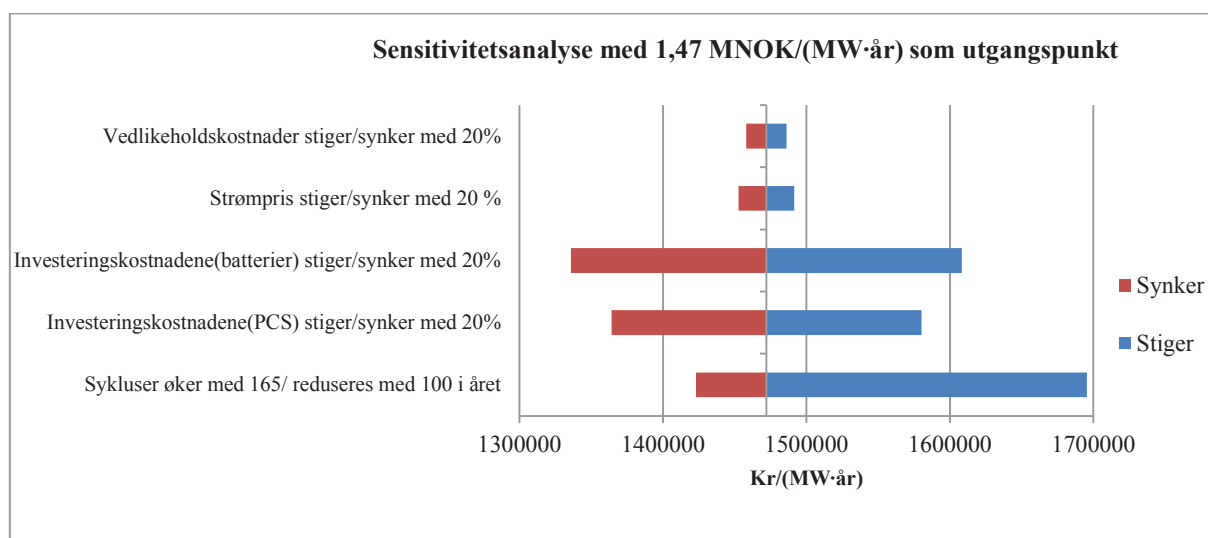
Den likestilte energikostnaden er mest sensitiv overfor en endring i avkastningskravet. En økning på 2 % i avkastningskrav gir en økning på 58 øre, mens en reduksjon på 2 % gjør at den likestilte energikostnaden synker med 54 øre. Deretter forandres den likestilte energikostnaden seg mest ved en endring av investeringskostnaden til batteriene. Ved en variasjon på 20 % endrer kostnaden seg med 48 øre. Dette illustreres i figur 29. Inntreffer en reduksjon eller økning på 20 % i investeringskostnaden til kraftelektronikken endres den likestilte energikostnaden seg med 38 øre. Minst påvirkes kostnaden ved en forandring av driftskostnadene.

En lik variasjon i prosentandel gir en endring på 12 øre. Økes syklusantallene til 365 sykluser per år, er det kalkulert at den liketilte energikostnaden synker med 1,90 kroner. Den stiger med omtrent 4,50 kroner når batteriene benyttes 100 sykluser per år.



Figur 29. Sensitivitetsanalyse av den liketilte energikostnaden til litium-ionbatterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i den liketilte energikostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

Endringen på 20 % i vedlikeholdskostnadene gjør at den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år stiger eller synker med omtrent 14 000 kroner. En tilsvarende endring i prosent i strømprisen fører til at kostnaden endres med 19 000 kroner. Endringene kan ses i figur 30. En variasjon på 20 % i investeringskostnaden til kraftelektronikken og batteriene gjør at kostnaden endres med henholdsvis 108 000- og 136 000 kroner. Ved økning i syklusantallet til 365 sykluser per år er det kalkulert at den gjennomsnittlige kostnaden stiger med 223 000 kroner. Den reduseres med 49 000 kroner når batteriene benyttes 100 sykluser per år.



Figur 30. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til litium-ionbatterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i kostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen i kostnaden ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

5.6. Vanadium-redoks

Vanadium-redoks-batterisystemet i analysen har en installert effekt på 200 kW per batteribank. Batterisystemet vil bestå av 12 slike batteribanker. Batteriet er det eneste i analysen som har mulighet til 100 % utlading. Batteriet har samtidig den laveste virkningsgraden med 68 %. Batteriet har en levetid på omkring 3000 sykluser. Ved oppgitt DOD og virkningsgrad kan de enkelte batteribankene levere omkring 476 kWh i løpet oppgitt utladingstid på 3,5 timer[31].

Ved 100 sykluser per år er nåverdien av de totale kostnadene kalkulert til å være 99,4 millioner kroner. Energien som utlades av batteriene i løpet av analyseperioden er beregnet til å være 10 GWh, under forutsetningen om lineær degradering. Gjennomsnittlig tilsvarer dette 6,7 MWh per syklus. Bruken av batteriene 100 ganger per år gir en LCOE på 15,30 kr/kWh. Nåverdien til den utladede energimengden er beregnet til å være 2,1 millioner kroner. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år er kalkulert til å være 2,2 millioner kroner.

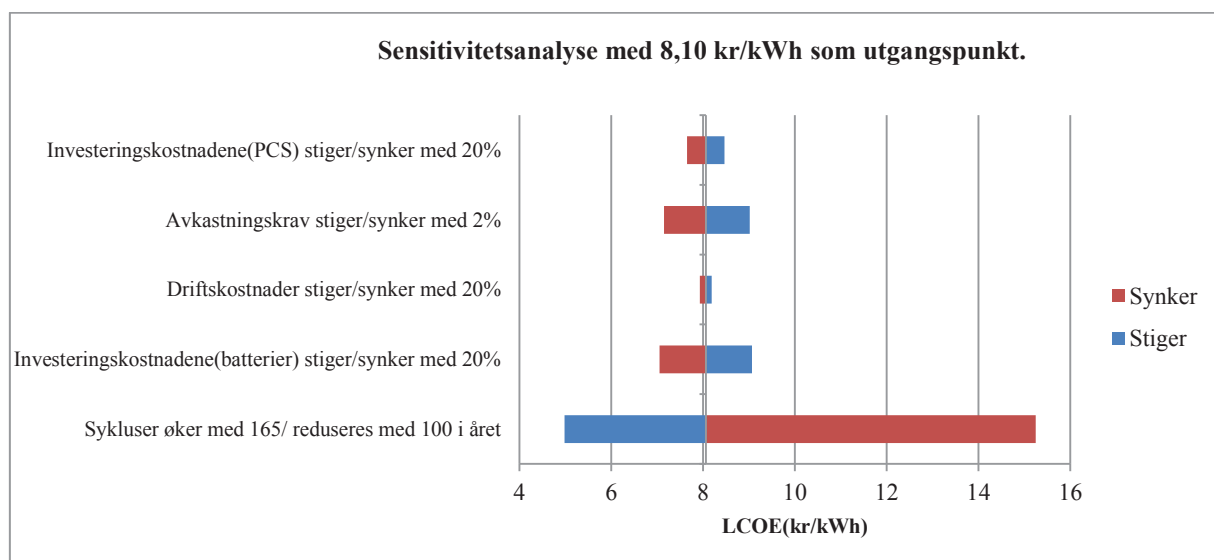
Nåverdien av de totale kostnadene stiger til 102 millioner kroner når batteriene benyttes 200 sykluser per år. Av de totale kostnadene er prosentandelen som er knyttet til investeringskostnadene av batteriene og kraftelektronikken henholdsvis 63,1 % og 25,6 %. Eventualitetskostnadene utgjør en liten andel av kostnadene med en andel på 3,2 %. Vedlikeholdskostnadene står for omtrent 3 %, mens ladekostnadene utgjør den største årlige kostnaden med omtrent 5 % av de totale kostnadene. Ved dette syklusantallet per år er den utladede energimengden i løpet av 15 års perioden beregnet til 19,3 GWh. Nåverdien av denne utladede energimengden tilsvarer omtrent 4 millioner kroner, under forutsetningen om 317 kr/MWh som gjennomsnittlig pris når det utlades. Ladekostnadene er omtrent 1,1 millioner kroner høyere. Dette skyldes den dårlige virkningsgraden. Den gjennomsnittlige energimengden utladet per syklus er beregnet å være 6,4 MWh. Den likestilte energikostnaden er kalkulert til å være 8,1 kr/kWh. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år stiger derimot til omtrent 2,3 millioner kroner.

Ved 365 sykluser per år stiger de totale kostnadene til 113,9 millioner kroner. Batteriene må ved dette syklusantallet byttes etter 8 år. Den utladede energimengden er beregnet til å stige til 35,1 GWh, mens den likestilte energikostnaden synker til 5 kr/kWh. Den gjennomsnittlige utladede energimengden per syklus er 6,4 MWh, mens nåverdien til den utladede energimengden er 7,2 millioner kroner. Den gjennomsnittlige kostnaden per MW per år er beregnet til å være 2,5 millioner kroner. De kalkuleerte verdiene ved de ulike syklusantallene er oppsummert i tabell 11.

Tabell 11. Beregnede verdier for det analyserte 3 MW vanadium-redoksbatterisystemet ved de ulike syklusantallene.

Vanadium-redoks			
Antall sykluser per år	100 sykluser per år	200 sykluser per år	365 sykluser per år
Antall bytter av batterier	0	0	1
Nåverdi av totale kostnader (MNOK)	99,4	102	113,9
LCOE (kr/kWh)	15,3	8,1	5,0
MNOK/(MW·år)	2,2	2,3	2,5
Totalt utladet energi i analyseperioden (GWh)	10,0	19,3	35,1
Gjennomsnittlig utladet energi per syklus (MWh)	6,7	6,4	6,4
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (GWh)	6,5	12,6	22,8
Nåverdi av utladet energi i analyseperioden (MNOK)	2,1	4,0	7,2

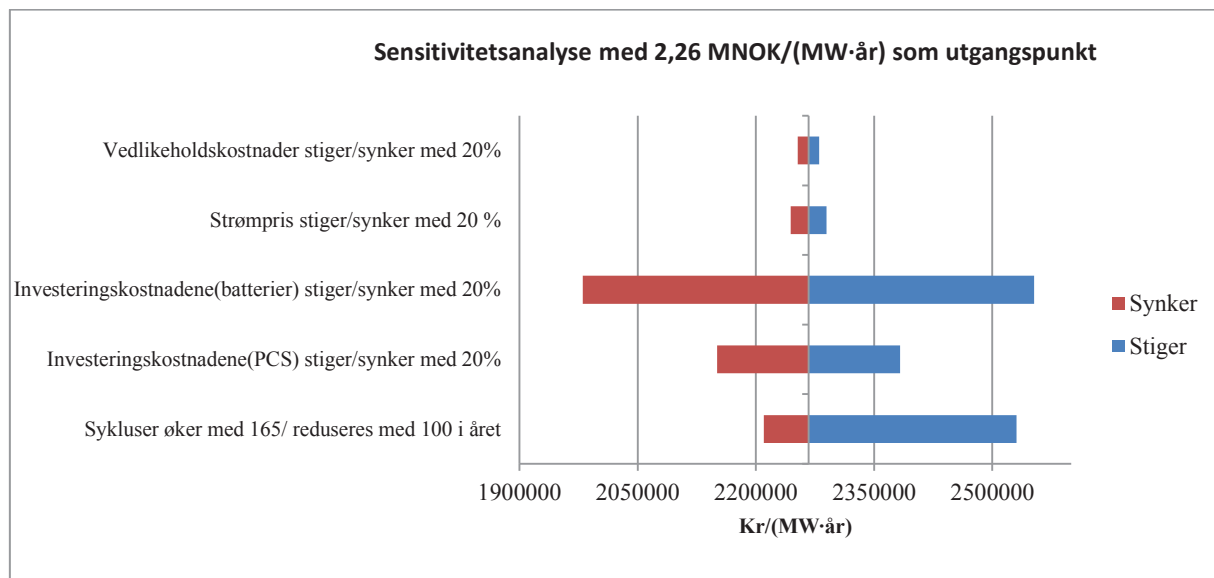
En økning i avkastningskravet på 2 % gjør at den likestilte energikostnaden stiger med 96 øre. Ved en tilsvarende reduksjon synker den med 91 øre. Den likestilte energikostnaden er mest sensitiv overfor forandringer i investeringskostnadene til batteriene. Øker eller synker investeringskostnaden med 20 % forandrer den likestilte energikostnaden seg med 1 krone. Forandres investeringskostnaden til kraftelektronikken med samme prosentandel er endringen 41 øre. Dette kan ses i figur 31. Stiger eller synker de årlige driftskostnadene med 20 % gir dette en endring på 13 øre. Økes syklusantallene til 365 sykluser per år, er det beregnet at kostnaden synker med omtrent 3,10 kroner, mens den stiger med 7,20 kroner når batteriene benyttes 100 sykluser per år.



Figur 31. Sensitivitetsanalyse av den likestilte energikostnaden til vanadium-redoksbatterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i den likestilte energikostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

Den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år endrer seg med omtrent 116 000 kroner ved at investeringskostnaden til kraftelektronikken forandrer seg med 20 %. Større forandring inntreffer hvis investeringskostnaden til batteriene endrer seg.

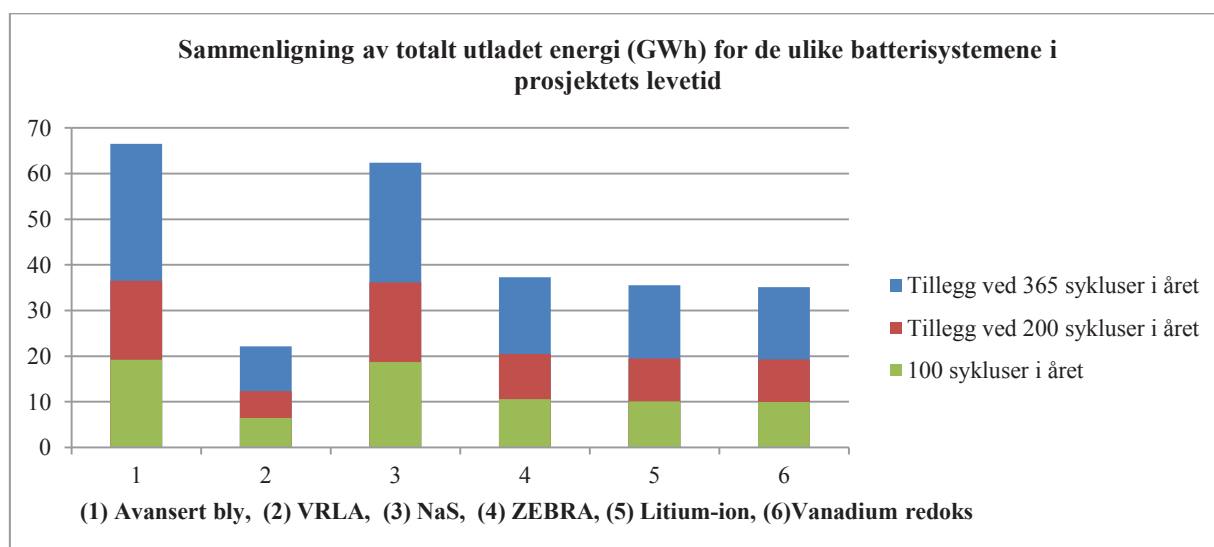
Med 20 % variasjon forandrer kostnaden seg med omtrent 286 000 kroner. Endringene kan ses i figur 32. En variasjon på 20 % i vedlikeholdskostnadene gir en endring på omtrent 14 000 kroner, mens 20 % variasjon i strømprisen gir en endringen på omtrent 23 000 kroner. Ved økning i syklusantallet til 365 per år er det beregnet at den gjennomsnittlige kostnaden stiger med 264 000 kroner. Den reduseres med 57 000 kroner når batteriene benyttes 100 sykluser per år.



Figur 32. Sensitivitetsanalyse av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år til vanadium-redoks batterisystemet ved 200 sykluser per år i analyseperioden. Endringen i kostnaden illustreres med blått ved en økning av faktorene. Endringen i kostnaden ved en reduksjon av faktorene illustreres med rødt.

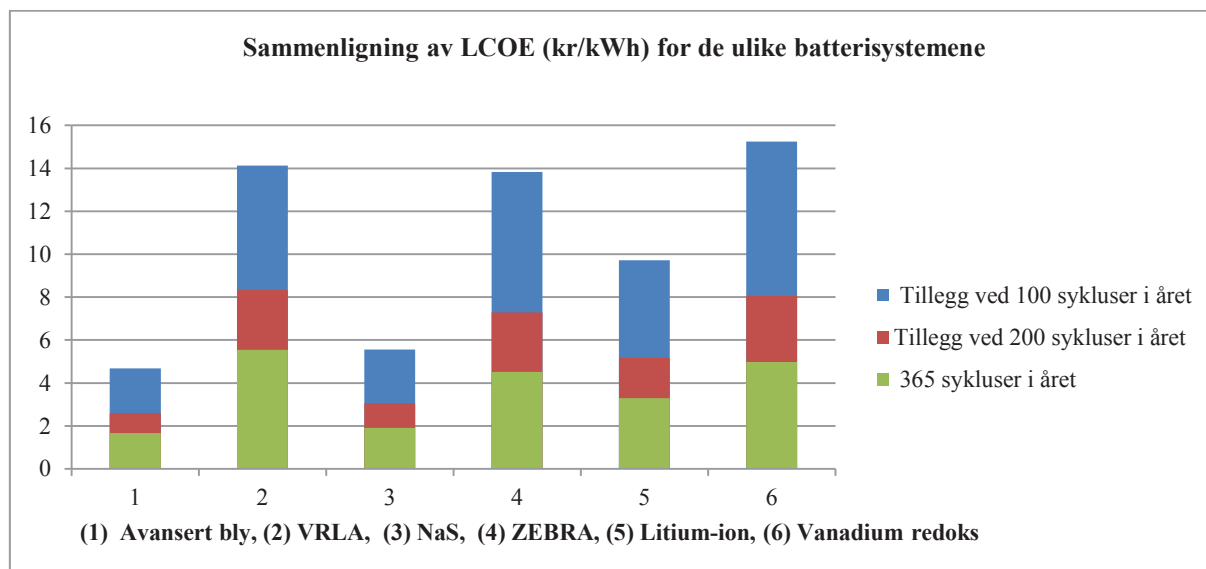
5.7. Sammenligning av de ulike batteriteknologiene

Batteriene utlader ulik mengde energi grunnet deres forskjellige spesifikasjoner. I figur 33 er den utladede energien til de ulike batteriteknologiene ved de ulike syklusantallene illustrert.



Figur 33. Sammenligning av totalt utladet energi i analyseperioden for de ulike batterisystemene. Grønn farge illustrerer den utladede energien til batteriene ved 100 sykluser per år. Grønn og rød illustrerer til sammen den utladede energien ved 200 sykluser, mens alle fargene til sammen illustrerer den utladede energien ved 365 sykluser per år.

I figur 34 illustreres den likestilte energikostnaden til de ulike batterisystemene ved de forskjellige syklusantallene. Av figuren ser man tydelig at den likestilte energikostnaden reduseres kraftig ved flere sykluser per år, dette til tross for at dette medfører bytter av batterier og høyere kostnader. Videre illustrerer figuren godt forskjellen mellom de ulike teknologiene.



Figur 34. Sammenligning av LCOE for de ulike batterisystemene. Alle fargene til sammen illustrer den likestilte energikostnaden til batterisystemene ved 100 sykluser per år. Grønn og rød illustrerer til sammen den likestilte energikostnaden ved 200 sykluser, mens grønn illustrerer kostnaden ved 365 sykluser per år.

Ved å sammenligne hvordan kostnadene fordeler seg, kan man tydelig se hvilke faktorer som påvirker den totale kostnaden mest. De ulike andelene av totalkostnadene de ulike kostnadspostene utgjør ved 200 sykluser er oppsummert i tabell 12.

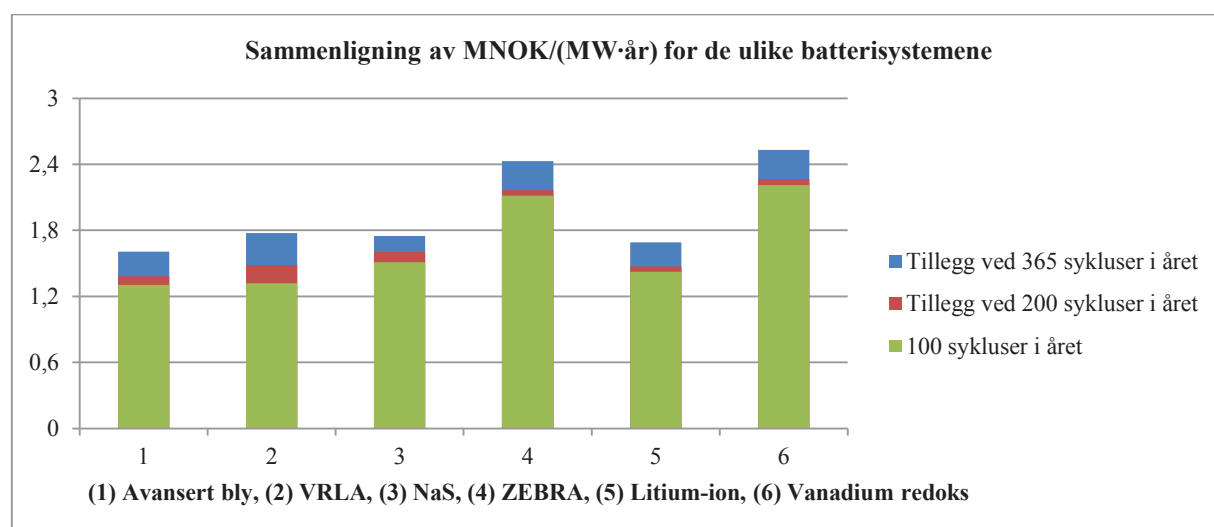
Jevnt over for de ulike teknologiene er det kostnadene til batteriene som utgjør den høyeste kostnaden. Dette gjelder i størst grad for NaS-, vanadium-redoks- og ZEBRA-systemene, der batterikostnadene utgjør over 50 % av totalkostnaden. Andelen av de totale kostnadene knyttet til vedlikehold er derimot lavest hos disse teknologiene. VRLA-batterisystemet skiller seg ut ved at kraftelektronikken står for den største andelen av kostnadene. Ladekostnadene utgjør størst andel hos avansert blyakkumulator og NaS-batterisystemet. Dette er grunnet deres lange utladingstid. Eventualitetskostnadene utgjør generelt en liten andel av de totale kostnadene til de ulike batterisystemene. Større andel knyttet til denne kostnaden tyder på mer usikkerhet rundt batteriene. Den er gjerne knyttet til hvor velutviklet teknologien er. Det kan man blant annet se ved at andelen er størst hos ZEBRA-batterisystemet, som kun for kort tid siden ble kommersielt tilgjengelig for stasjonære applikasjoner. Videre kan man se at andelen er minst hos VRLA og NaS som er de to mest velutviklede teknologiene. VRLA-batterisystemet er også det eneste av de analyserte systemene som behøver bytte av batterier ved 200 sykluser. Dermed er en andel av de totale kostnadene knyttet til dette.

Tabell 12. Sammenligning av kostnadsfordelingen til de ulike analyserte batterisystemene.

Andel av de totale kostnadene ved 200 sykluser (%)						
Kostnad	Avansert bly	VRLA	Natrium-svovel	Natrium-metallklorid	Litium-ion	Vanadium-redoks
Investeringskostnader (batteri+BOP)	39,6	18,8	69,4	51,8	46,2	63,1
Investeringskostnader (kraftelektronikk)	39,0	50,6	15,5	32,5	36,7	25,6
Eventualitetskostnader	1,8	0,8	0,7	4,7	3,1	3,2
Vedlikeholdskostnader	7,8	9,9	2,4	6,4	7,3	3,0
Ladekostnader	11,7	3,8	12,0	4,5	6,6	5,0
Bytte av batterier	0	15,9	0	0	0	0

I figur 35 er den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år sammenlignet. Kostnaden er spesielt av interesse i tilfeller der årsaken til investeringen er effekt. Av figuren er det enkelt å se at størsteparten av kostnaden er knyttet til investeringskostnadene som inntreffer i år 0.

Det er liten forskjell mellom 100 og 200 sykluser for batteriene med levetid på 3000 sykluser. Forskjellen skyldes høyere lade- og vedlikeholdskostnader. Man kan derimot se en større økning i kostnaden når syklusantallet øker til 365 sykluser. Dette skyldes primært at batteriene må byttes i løpet av analyseperioden. NaS-batteriene har derimot lang levetid og det er antatt at de ikke må byttes ut i analyseperioden. Økningen her er kun knyttet til lade- og vedlikeholdskostnader. For VRLA-batteribankene kan man spesielt se en stor økning mellom hvert scenario på grunn av batterienes korte levetid.



Figur 35. Sammenligning av den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år i analyseperioden for de ulike batterisystemene. Grønn farge illustrer den gjennomsnittlige kostnaden til batterisystemene ved 100 sykluser per år. Grønn og rød illustrerer til sammen kostnaden ved 200 sykluser, mens alle fargene til sammen illustrerer kostnaden ved 365 sykluser per år.

6. Diskusjon

6.1. Best egnet batteri

6.1.1. Økonomi

Resultatene viser at det avanserte blyakkumulatorsystemet har lavest totale kostnader i løpet av analyseperioden. Dermed har batterisystemet lavest gjennomsnittlig kostnad per MW installert effekt per år. Batterisystemet har i tillegg den laveste likestilte energikostnaden ved alle syklusantallene analysert. Batterisystemet har de nest laveste investeringskostnadene etter VRLA. Vedlikeholdskostnadene er ikke de laveste, men er relativt lave sammenlignet med noen av de andre analyserte batteriene. Batterisystemet er også det eneste i analysen som vil ha mulighet til å tjene på differansen i spotpris mellom natt og dag, gitt forutsetningene om at differansen er som antatt og at den holder seg konstant i perioden. Denne gevinsten er fortsatt positiv hvis man trekker i fra de variable vedlikeholdskostnadene, som størrelsen til i beregningene avhenger av hvor mye energi som lades. Batterisystemet har den høyeste virkningsgraden av de analyserte og vil kunne ha økonomiske fordeler ved at det kan levere en stor energimengde hvis ønskelig. Av resultatene er det tydelig å se at dette batterisystemet er best egnet til toppplasterreduisering i Hvaler hvis man legger økonomi til grunn.

NaS-batterisystemet er beregnet til å ha den nest laveste likestilte energikostnaden ved de ulike syklusantallene. Batteriene har lave vedlikeholdskostnader, men høye investeringskostnader. Derfor er den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år ikke blant de aller beste. Batterisystemet kompenserer de høye investeringskostnadene med lang levetid og muligheten til å levere stor en energimengde.

Kalkulasjonene viser at ZEBRA- og vanadium-redoks-batterisystemet har de høyeste investeringskostnadene. De høye investeringskostnadene til ZEBRA skyldes blant annet at det ikke er lenge siden store stasjonære batterisystemer av teknologien ble tilgjengelig kommersielt. Med videre utvikling, samt økt tilbud og etterspørsel kan disse batteriene ventes å koste mindre i fremtiden. De er derimot blant de minst lønnsomme i dag. Det forskes mye på litium-ionbatterier. Det er forventet et stort prisfall på disse batteriene i fremtiden[63]. Batterisystemet i analysen er mer økonomisk konkurransedyktig, ved å ha lavere likestilt energikostnad og totale kostnader, enn de analyserte vanadium-redoks og ZEBRA-batterisystemene. Av resultatene kan man likevel se at det analyserte litium-ionbatterisystemet foreløpig ikke kan konkurrere økonomisk med det avanserte blyakkumulatorsystemet. Resultatene viser at batterisystemet vil ha omtrent dobbelt så høy likestilt energikostnad ved de ulike syklusantallene. Litium-ion er derimot blant de bedre når den gjennomsnittlige kostnaden per MW installert effekt per år sammenlignes.

Av kostnadene som inntreffer ved investeringstidspunktet, er det lavest kostnader knyttet til VRLA-batterisystemet. Batterisystemet vil derimot ikke være det mest lønnsomme ved de analyserte scenarioene, da begrenset levetid vil føre til flere bytter av batteriene. Den likestilte energikostnaden er blant de høyeste ved alle scenarioene. Ved færre sykluser per år, der batteriene ikke behøves å byttes ut, kan det vise seg at dette batterisystemet har de laveste totale kostnadene. Dette er imidlertid ikke det samme som at batterisystemet vil være det mest lønnsomme ved et annet syklusantall, grunnet den begrensede gjennomsnittlige energimengden batteriene kan utlade per syklus.

6.1.2. Utladet energi

Av resultatene er det tydelig å se at det avanserte blyakkumulatorsystemet også vil ha mulighet til å levere mest energi i perioden. Batterisystemet har stor installert energikapasitet per batteribank, mulighet til dyp utlading og høy virkningsgrad. Den utladede energien avhenger av hvor dypt batteriene utlades og hvor mange sykluser batteriene utlades. I analysen er det antatt at batteriene utlades så mye som det er oppgitt at teknologiene behersker, slik at batteriene ikke får vesentlig redusert levetid i forhold til estimert levetid. Det avanserte blyakkumulatorsystemet vil i perioden, ved en antagelse om lineær degradering, kunne levere en energimengde i overkant av 12 MWh per syklus ved de ulike syklusantallene. Av resultatene kan man trekke slutningen om at batterisystemet er best egnet til topplastreduisering hvis man legger til grunn muligheten til å utlade en stor energimengde.

NaS-batterisystemet er det eneste av de analyserte teknologiene som er i nærheten av å kunne utlade like stor energimengde per syklus. Batterisystemet har større installert energikapasitet og lengre utladingstid, men leverer noe mindre grunnet mindre anbefalt utladingsdybde og lavere virkningsgrad. Batteribankene vil til sammen kunne levere omtrent 12 MWh per syklus ved de ulike syklusantallene.

Det er forholdsvis liten forskjell mellom vanadium-redoks-, ZEBRA- og litium-ionbatterisystemene. Disse batterisystemene vil kunne levere omtrent 6,5-7 MWh per syklus. Det analyserte ZEBRA-batterisystemet har muligheten til å utlade mest energi i analyseperioden av disse tre. Batteriet har nest størst oppgitt DOD og den beste virkningsgraden av disse. Vanadium-redoks er det eneste batteriet i analysen som ikke tar skade av fullstendige utladinger, men batteriet er samtidig teknologien med den klart laveste virkningsgraden. Litium-ionbatterisystemet har jevnt over gode egenskaper, men har bare mulighet til å utlade omkring halvparten av hva batterisystemene av avansert blyakkumulator og NaS kan. Dette skyldes hovedsakelig kortere utladingstid og mindre installert energikapasitet.

VRLA-batterisystemet er det som vil levere minst ved de oppgitte syklusene. Batteriet har relativt høy virkningsgrad, men samtidig den minste oppgitte utladingsdybden og den korteste utladingstiden.

6.2. Størrelse og plassering av batteribankene

For et tettbebygd område som Hvaler vil energitettheten til batteriene og størrelsen til batteribankene ha en betydning. Vekt vil derimot ha en mindre betydning siden batteriene er stasjonære. Fordelen til de analyserte distribuerte energilagringseenhetene er at de både kan være spredt rundt på øyene eller samlet i større systemer. En mulig løsning vil være å plassere batteribankene i nærheten av nettstasjonene. De av kategorien distribuerte lagringseenheter vil ha mulighet til dette.

Det analyserte NaS-batterisystemet leveres derimot kun med en størrelse på minst 1 MW installert effekt og en energikapasitet på 7,2 MWh per batteribank. Hver batteribank av denne teknologien opptar et areal på 194 m² [31]. Dette og at de i tillegg opererer under meget høye temperaturer gjør en batteriløsning basert på disse batteriene lite tenkelig i et tettbebygd område som Hvaler. De analyserte vanadium-redoks batteriene har en dårlig energitetthet på omtrent 16-27 Wh/dm³ [65]. Dette gjør at hver enkelt batteribank opptar et areal på omtrent 33 m² [31]. Dermed opptar disse batteribankene, spesielt NaS, et stort areal sammenlignet med de andre teknologiene i analysen.

Det er også relativt stor forskjell mellom arealet de ulike distribuerte batteribankene opptar. Litium-ion er batteriet med størst energitetthet med omtrent 250-530 Wh/ dm³ [41]. Batteribankene vil dermed oppta mindre plass per kWh energikapasitet enn for eksempel de avanserte blyakkumulatorbankene. Batteriet behøver også færre celler for å oppnå ønsket spenning. De analyserte litium-ionbatteriene opptar omtrent 1,5 m² per batteribank [31]. ZEBRA har også god energitetthet og de leveres med liten installert effekt per enhet. Disse batteribankene vil dermed også oppta et lite areal. VRLA-batteribankene har den minste installerte effekten og kan utlades færrest timer av de analyserte batteriene. Dermed opptar disse batterisystemene et lite areal. Batteribankene av avansert blyakkumulator opptar derimot et areal på omtrent 15m², dette er grunnet relativt dårlig energitetthet og stor installert energikapasitet. Arealet tilsvarer en 20 fots kontainer [31]. Ved valg av batteriteknologi for en eventuell topplastreduksjon, er kartlegging av tilgjengelig areal og ideell plassering av batteribankene noe beslutningstaker må ta hensyn til. Av de analyserte batterisystemene peker litium-ion og ZEBRA seg ut som de mest egnede med tanke på energitetthet og størrelse.

6.3. Sammenligning mot foreslått overføringsforbindelse

En ny overføringsforbindelse med høyere spenningsnivå vil klare topplastene i Hvaler og mye mer. Topplastene inntreffer derimot sjeldent og den omsøkte overføringsforbindelsen til Hafslund Nett vil være overdimensjonert i forhold til behovet. En batteriløsning i kombinasjon med eksisterende overføringsforbindelse vil også klare forbrukstoppene, så lenge den installerte effekten til batterisystemet er stor nok. Dette gir en driftssituasjon der man er nærmere det dimensjonerte. Det kommer likevel tydelig frem av resultatene at en løsning basert på batterier er dyrt. Resultatene er derimot ikke så negative som de virker.

Kalkulasjonene er gjort uten å ta hensyn til positive kontantstrømmer som er vanskelig å tallfeste. I beregningene er det tatt med kostnaden knyttet til kjøp av elektrisitet. Den utladede energimengden vil ha en positiv verdi. Batteriløsningen vil gi positive kontantstrømmer i form av mindre overføringstap. Ved å utlade når forbruket er stort vil man ikke behøve å overføre like mye kraft med overføringsforbindelsen. En eventuell ny overføringsforbindelse med høyere spenningsnivå vil også gi lavere overføringstap for netteier.

I tillegg vil en batteriløsning gi reduserte kilekostnader for netteier. Kilekostnadene representerer kundenes kostnader ved avbruddene. Størrelsen på kilekostnadene avhenger av varigheten til avbruddene, hvilket tidspunkt de inntreffer og om de er varslet. Fra og med 2009 ble kortvarige avbrudd på under tre minutter også tatt med i kileordningen[66]. Er løsningen basert på distribuerte enheter, kan lagringsenhetene være spredt rundt på øyene å fungere som UPS ved at de leverer energi ved strømavbrudd. Batterisystemer med 3 MW installert effekt vil ikke være nok for hele kommunen, men for mindre områder med lite effektforbruk kan de distribuerte lagringsenhetene utlades slik at forbrukerne i området ikke merker strømavbruddet. Batteriene vil derimot ikke kunne levere nok for meget lange avbrudd, og en forutsetning for at de skal fungere som UPS er at de ikke er utladet når strømavbruddet inntreffer. For netteier vil dette bety at de ikke får redusert inntektsrammen sin, som er regulert av NVE, like mye som ved en løsning uten batterier. En ny overføringsforbindelse vil også kunne gi reduserte kilekostnader for netteier hvis det fører til færre eller kortere avbrudd.

Ved å sammenligne en batteriløsning av avanserte blyakkumulatorer, som er det mest lønnsomme batterisystemet i analysen, med ny overføringsforbindelse er det mulig å se at Hafslund Netts forslag er mer lønnsomt på lang sikt ut i fra det man kan tallfeste i kroner. Kostnadene til batteriløsningen vil kunne bli dekket av høyere nettleie, men for netteier er den omsøkte overføringsforbindelsen en mer gunstig løsning. Hafslund Nett kalkulerte i 2011 investeringskostnadene til de foretrukne alternativene til å være omtrent 58 millioner kroner. De anslår den fysiske levealderen til overføringsforbindelsen å være 100 år.

Gjennom en analyseperiode på 30 år har de kalkulert en positiv nåverdi på omtrent 46 millioner kroner på grunn av tapsgevinst og reduserte kilekostnader[67]. Dermed er overføringsforbindelsen en gunstig løsning for dem.

Kostnadene som inntreffer ved investeringspunktet til det avanserte blyakkumulatorsystemet er omtrent 8 millioner kroner lavere enn investeringskostnadene til Hafslund Netts foretrukne alternativ. Batterisystemet har derimot en betraktelig kortere levetid, og kan dessuten levere langt mindre effekt. Dermed vil overføringsforbindelsen være mer lønnsom på lang sikt. Overføringsforbindelsen vil også ha lavere likestilt energikostnad grunnet den store energimengden den vil levere i løpet av levetiden. Dette er derimot ikke en bra sammenligning, da hensikten med batteriene ikke er å levere all energien som forbrukes. Dekker den installerte effekten til batterisystemet behovet til kommunen, er en bedre sammenligning å sammenligne likestilt energikostnad der batterisystemets leverte energimengde er referanse. Ved denne sammenligningen vil fortsatt overføringsforbindelsen ha lavere likestilt energikostnad på lang sikt, grunnet den korte levetiden til batteriene som fører med seg høye kostnader på lang sikt.

Selv ved en reduksjon i investeringskostnadene, som de totale kostnadene er mest sensitive ovenfor, vil batteriløsningen være en dyr løsning når man tar hensyn til levetiden. Men en eventuell mindre turiststrøm, på grunn av visuelle virkninger, og fare for dyreliv ved ny overføringsforbindelse er momenter som er vanskelig å tallfeste i kroner. Førstnevnte kan utgjøre stor kostnad for kommunen på lang sikt. Dette er momenter beslutningstaker må ta hensyn til i valg av løsning.

6.4. Behov for ny overføringsforbindelse?

Det kan hende det vil være behov for en ny overføringsforbindelse til Hvaler i fremtiden. Viser det seg at det vil være behov for en oppgradering av transformatorstasjonene på Kråkerøy og i Hvaler, er det hensiktsmessig med ny overføringsforbindelse og nytt spenningsnivå. Hafslund Nett er pålagt igjennom energiloven å søke det rimeligste alternative[68]. Den omsøkte overføringsforbindelsen er den mest bedriftsøkonomisk lønnsomme løsningen for dem. Den er derimot ikke den mest samfunnsøkonomiske lønnsomme for kommunen. Den omsøkte forbindelsen vil fortsatt ha to innskutte kabler, noe Hafslund Nett skriver i konsesjonssøknaden er en uheldig teknologi[8]. I tillegg vil man, hvis man legger Omega Elkraft sin utredning basert på Statnetts statistikk til grunn, kunne oppleve mange av de samme feilene og driftsforstyrrelsene som man har i dag med den omsøkte overføringsforbindelsen på grunn av omgivelsene[29].

Siden Hafslund Netts foreslåtte overføringsforbindelse er meget upopulær og løsningen befolkningen ønsker er meget dyr, bør virkningen av innføringen av AMS kartlegges før en beslutning om ny overføringsforbindelse tas. Topplasten i Hvaler er i tillegg ikke kritisk. I 2011 og 2012 falt topplasten til henholdsvis omtrent 16- og 18 MW[69]. Ved den høyeste målte topplasten i 2010 var lasten fortsatt omtrent 5 MW lavere enn overføringskapasiteten til forbindelsen. I tillegg kan Fredrikstad EnergiNetts overføringsforbindelse levere omkring 2 MW ved behov.

Virkingen av AMS bør kartlegges over en lengre periode, slik at man ser om prissignalene kundene mottar gir dem insentiv til å flytte deler av forbruket. Hvis innføringen av AMS fører til forbrukerfleksibilitet der kundene flytter deler av forbruket til perioder med mindre last, kan dette føre til lavere topplaster. I tillegg vil en inngåelse av kontrakter mellom nettselskapet og kunder som ønsker dette, der nettselskapene kan fjernstyre for eksempel varmtvannsberederne og smarte vaskemaskiner, gi en dempende effekt på topplastene. Innføringen av effektbaserte tariffene kan også føre til at forbruket endres. Ved bygging av ny overføringsforbindelse med høyere spenningsnivå forsvinner noe av nettselskapets begrunnelse med innføringen av tariffene.

I tillegg er noe av den ønskede virkningen til innføringen av de smarte nettene og AMS å legge til rette for mer distribuert energiproduksjon. Det er stor teknologisk utvikling i bransjen, og prisen på krystallinske solceller falt 61 % i Europa i perioden 2009-2012[70]. Multiconsult estimerte i 2013 den likestilte energikostnaden til solkraft for eneboliger, næringsboliger og bakkemontert kraftverk til å være henholdsvis 2,33 kr/kWh, 2,02 kr/kWh og 1,34 kr/kWh i Oslo-området[71]. Vil denne trenden i prisfall fortsette vil man kunne se flere investere i distribuerte energiproduksjonseenheter. Dette vil også kunne dempe effektbehovet i kommunen ved at det blir lokal innmating eller at næringsbyggene og husholdningene blir mer selvforsynte.

6.5. Analysens usikkerhet

6.5.1. Økonomi

Beregningene i oppgaven er gjort med visse antagelser og forutsetninger. Derfor vil de virkelige kostnadene forbundet med de analyserte batteriløsningene vise seg å være annerledes enn det som er beregnet. I tillegg vil den virkelige bruken av den potensielle batteriløsningen være annerledes enn de scenarioene som analyseres. Det er viktig å poengtere hvilke usikkerhetsmomenter kalkulasjonen har, slik at det kan kartlegges bedre i videre analyser om det skulle vise seg at en batteriløsning vil være et aktuelt alternativ til ny overføringsforbindelse.

Kostnadskalkulasjonene er gjort uten å ta hensyn til inflasjon. Kostnadstallene er stort sett fra 2011, men noen er også fra 2010. Inflasjonen i årene vil ha forandret kostnadene. Kostnadstallene fra Hafslund Netts kalkulasjon er også fra 2011. I tillegg vil en endret tilbud og etterspørsel etter batterisystemene i perioden frem til i dag høyst sannsynlig ha forandret investeringskostnadene. Ved å ikke ta hensyn til inflasjon, vil analysen ikke bli helt presis. Driftskostnadene er de kostnadene som vil forandres fra år til år i analyseperioden grunnet inflasjon. I tillegg vil kostnadene forbundet med bytte av batteriene påvirkes. Nominell analyse gir mer presise kostnadstall, men det er derimot vanlig å benytte seg av reell analyse der hovedmålet er en sammenligning mellom prosjekter av samme teknologi[70]. Reell analyse gir god mulighet til sammenligninger, da driftskostnadene knyttet til lading av batteriene og vedlikehold kan ventes å endres omtrent det samme grunnet inflasjonen.

Spotprisene på elektrisitet er bestemt av tilbud og etterspørsel i markedet, samt hvilke flaskehalser det finnes i nettet. Prisen på kraft varierer fra dag til dag, og er sensitiv ovenfor nedbør og temperatur. Ved å anta en konstant strømpris igjennom analyseperioden vil ikke dette gi en helt presis kalkulasjon, men som ved neglisjering av inflasjonen blir ikke sammenligningsgrunnlaget mellom teknologiene særlig dårligere.

Fraktkostnader er heller ikke tatt med i analysen. Disse kostnadene vil mest sannsynlig utgjøre en liten andel av de totale kostnadene, men de vil fortsatt påvirke resultatene i noen grad. Størrelsen av eventualitetskostnadene er tildels knyttet hvor utviklet batteriene er. Jo færre år batteriene har vært kommersielt tilgjengelige, jo større usikkerhet og eventualitetskostnader. Teknologiene utvikles med årene, og en utvikling av batteriene i årene etter kostnadsrapporteringen vil kunne ha redusert eventualitetskostnadene til batterisystemene som benyttes i beregningene.

Et annet moment som ikke analysen har tatt hensyn til, er muligheten til reduserte investeringskostnader grunnet bestilling av mange batterisystemer fra leverandørene. I kalkulasjonene er det også benyttet industristandarder for installasjonskostnadene. Bruken av industristandarder til beregning av installasjonskostnader gir ikke en helt presis kalkulasjon på hvor store installasjonskostnader man kan forvente. Rapporten er utarbeidet i USA og kostnadene vil være annerledes i Norge. I tillegg blir installasjonskostnadene påvirket av stedspecifikke forhold industristandardene ikke tar hensyn til.

I oppgaven er det også valgt å analysere bruk av batteriene for scenarioer som det kan vise seg ikke å være behov for. Ved å redusere antall sykluser per år, vil den likestilte energikostnaden bli høyere siden det utlades mindre energi og på grunn av at mesteparten av de totale kostnadene inntreffer ved investeringstidspunktet. Kostnaden per MW merkeytelse per år vil derimot være lavere grunnet mindre vedlikeholds- og ladekostnader.

Behovet for hvor dypt man må utlade batteriene og hvor ofte man trenger å benytte de er avhengig av hvor stort effektforbruket er. Behovet kan variere fra år til år. I tillegg er analysen basert på at batteriene klarer et visst antall sykluser. Klarer ikke batteriene dette, grunnet for eksempel temperaturpåvirkning eller andre uforutsette hendelser, vil batteriene måtte bli byttet ut oftere. Dette fører med seg høyere kostnader.

6.5.2. Utladet energi

Energimengden batteriene leverer i løpet av en syklus avhenger av hvor dypt de utlades. I analysen er det antatt at de utlades den oppgitte DOD hver syklus. Det kan vise seg at batteriene ikke vil bli benyttet slik. Ved å utlade en mindre grad av kapasiteten vil det gi mindre levert energi. Ved utlade en mindre andel vil dette også kunne gi lengre levetid i form av antall mulige sykluser. Dette vil føre til reduserte kostnader knyttet til bytte av batteriene. I tillegg er den totale utladede energimengden avhengig av hvor ofte de utlades. Det er vanskelig å forutsi hvor ofte batteriene eventuelt vil bli benyttet. I kalkulasjonene er det beregnet at batteriene benyttes 100, 200 eller 365 ganger per år. Syklusantallene vil høyst sannsynlig være annerledes ved en eventuell batteriløsning.

I analysen er det også knyttet usikkerhet til degraderingen. Det er antatt en lineær degradering. Dette stemmer ikke helt overens med virkeligheten, men det er vanskelig å forutsi ytre faktorer som påvirker degraderingen. Spesielt er det usikkerhet knyttet til degraderingsfaktoren benyttet i beregningene til vanadium-redoks batteriet. Disse batteriene er kjent for å ha lav degradering[31]. Er degraderingen lavere vil det føre til mindre tap i kapasitet. Dermed vil den leverte energimengden per syklus kunne være større. I tillegg kan det føre til at batteriene ikke må bli byttet ut like ofte. De ulike batteriteknologiene påvirkes også i ulik grad av kalde og varme temperaturer, så antagelsen om at mange av dem degraderer med samme prosentandel er ikke helt presis. Litium-ion responderer for eksempel bedre på ekstreme temperaturer enn blyakkumulatorer[72]. Temperaturene varierer også fra år til år og derfor vil ikke batteriene påvirkes i samme grad hvert år.

7. Konklusjon

Resultatene viser at det avanserte blyakkumulatorsystemet er best egnet til topplastreduering i Hvaler kommune hvis man legger til grunn økonomi og utladet energi. Batterisystemet vil kunne utlade mest energi og har de laveste kostnadene i analyseperioden. Batteriet har ikke den beste energitettheten, men har fortsatt mulighet til å bli levert i mindre enheter. Nåverdien av de totale kostnadene i den analyserte 15 års perioden er beregnet til å være 58,7, 62,2 og 72,3 millioner kroner ved henholdsvis 100, 200 og 365 sykluser per år. Den likestilte energikostnaden er beregnet å være henholdsvis 4,70-, 2,60- og 1,70 kroner/kWh. Batterisystemet er beregnet til å ha muligheten til å utlade henholdsvis 19,2, 36,5 og 66,2 GWh i løpet av den analyserte perioden. Dette tilsvarer omtrent 12 MWh i gjennomsnitt per syklus.

Litium-ion har høy energitetthet og generelt gode egenskaper. Det forskes på mye batteriene og det er ventet et prisfall i fremtiden, men analysen viser at teknologien ennå ikke er økonomisk konkurransedyktig. Vanadium-redoks har fordeler som fullstendig utlading, men en løsning basert på batteriteknologien vil være den dyreste. ZEBRA-batterisystemer har jevnt over gode egenskaper, men er en meget dyr løsning. VRLA er en velutviklet teknologi, og ved en situasjon der det behøves meget få utladninger per år, kan batterisystemet vise seg å være det som koster minst. Batterisystemet er derimot ikke det mest lønnsomme ved mange sykluser i året eller på lang sikt. NaS er en velutviklet teknologi og har jevnt over gode egenskaper. Batterisystemet har også mulighet til lange utladninger. Batteribankene kan derimot bare bli levert i store enheter og opererer under høye temperaturer. De er dermed lite aktuelle for Hvaler kommune.

Resultatene viser at løsningen basert på storskala batterier for 3 MW topplastreduering ikke er en lønnsom løsning per i dag for Hvalers potensielle effektproblem. For scenarioene analysert, vil Hafslund Netts foreslåtte overføringsforbindelse ha lavere kostnader på lang sikt. Av sensitivetsanalysen er det tydelig å se at sentrale kostnadsfaktorer må reduseres betraktelig for at en batteriløsning skal være attraktiv. Prisfall på batterier er ventet i fremtiden med utvikling og større tilbud og etterspørsel. Batterier kan da vise seg å være en mer aktuell løsning. Per i dag har derimot batteriene for høye kostnader og kan operere i for få år til å være et lønnsomt alternativ.

Men på grunn av den store misnøyen forbundet med den omsøkte overføringsforbindelsen, de potensielle visuelle virkningene og de store kostnadene knyttet til sjø- og jordkabelalternativene, anbefales det en kartlegging av hvor stor virkning innføringen av AMS og effektbaserte tariffer vil ha på det elektriske effektforbruket i kommunen. Beslutningen om hvilke løsning man bestemmer seg for bør ikke forhastes. Topplasten er heller ikke kritisk i dag, og har innføringen av AMS en dempende virkning på det voksende effektforbruket, kan det føre med seg et mindre behov for en ny overføringsforbindelse.

Referanser

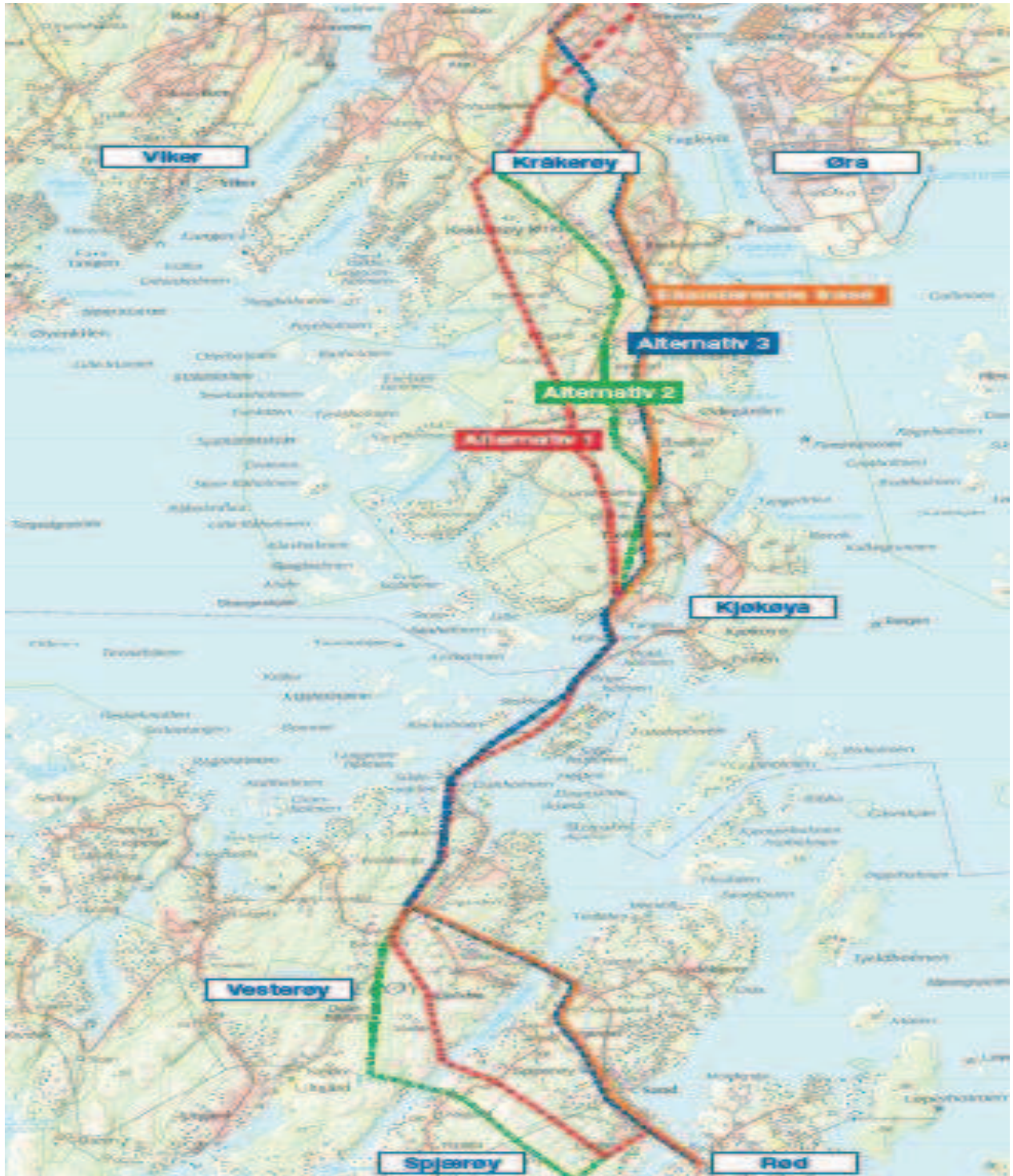
- [1] Hvaler kommune (2011), "Kort og nyttig info om Hvaler." Lest 01.02.14
Available from: <http://www.hvaler.kommune.no/Om-hvaler/>
- [2] Fredrikstad EnergiNett AS (2013), "Lokal energiutredning 2013 for Hvaler kommune." 16s.
- [3] Fredrikstad EnergiNett AS (2011), "Lokal energiutredning 2011 for Hvaler kommune." 38s.
- [4] Olje og energidepartementet (2012), "Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø." Lest 05.02.14. Available from: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/14/1.html?id=675589>
- [5] Wildi, T. (2006), "Electrical machines, drivers, and power systems" Pearson Education Inc.
- [6] Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G., & Riis, C. (2010), "Flere og riktigere priser -Et mer effektivt kraftsystem" 116s.
- [7] Olje og energidepartementet (2012), "Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet." Stortingsmelding 14. Lest 05.02.14.
Available from: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2011-2012/meld-st-14-20112012/2/2.html?id=673818>
- [8] Hafslund Nett (2012), "Søknad om anleggskonsesjon, ekspropriasjon og forhåndstiltredelse for ny 132 kV kraftledning i Østfold, Kråkerøy - Hvaler" 92s.
- [9] Energi21 (2010), "Innsatsgruppe Energisystemer - Rapport fra gruppe for distribusjon" 41s.
- [10] Kjølle, G.H. (2011), "Teknologisk utvikling og forsyningssikkerhet" Energiutvalget 25 august 2011, 30s
- [11] Baricuatro, K, Støylen, H., Totland O. M, Kristiansen, M & Johnsen, N.F. (2013), "Forretningsmodeller for fremtidens kraftmarked» 36s
- [12] SINTEF (2012), "Smart Grids – nøkkelen til et fleksibelt energisystem". Lest 15.02.14
Available from: <http://www.sintef.no/Projectweb/Smartgrids/Smart-Grids--nokkelen-til-et-fleksibelt-energisystem/>
- [13] Skapalen, F. (2012), "Risikovurdering av AMS". NVEs BfK-seminar
- [14] Lund, B., Ek, E., Wiik, H., Tollefsen, H., Jacobsen, J., & Blixhavn, Ø. (2013), "Nabolag på lag" 46s.
- [15] EnergiNorge (2012) "Arbeid for å avklare og konkretisere sentrale forhold knyttet til innføringen av Smart strøm i Norge". 80s
- [16] Thema Consulting Group (2013), "På nett med framtida. Kraftnettets betydning for verdiskaping" 109s.
- [17] Kristoffersen, V. (2011), "Smart grid i et norsk perspektiv- Vi er på vei". Nettkonferansen 2011
- [18] Kamstrup (2011), "Kamstrup 162 generation L datasheet" 12s.
- [19] Kristoffersen, V. (2012), "Status og erfaringer." Smartgridkonferansen 2012.
- [20] Nilsson, T. (2013), "Forbruksmønster i husholdninger og hytter. Casestudie av strømforbruket i Hvaler kommune." 84s. Figurer gjengitt med tillatelse av Tina Løken Nilsson.
- [21] DEVID (2012), "Prosjektets hovedmål" Lest 20.02.14
Available from: <http://www.sintef.no/Projectweb/DeVID/>
- [22] Lie, Ø. (2013), "Effekttariffer. Slik vil nettselskapene holde nettleia oppe i fremtiden" Teknisk ukeblad. Lest 20.02.14. Available from: <http://www.tu.no/kraft/2013/12/06/slik-vil-nettselskapene-holde-nettleia-oppe-i-fremtiden>
- [23] EnergiNorge (2014), "Klar for effektbaserte tariffer". Lest 20.02.14
Available from: <http://www.energinorge.no/nyheter-om-nett-og-system/klart-for-effektbaserte-tariffer-article10266-239.html>
- [24] Grønn bil (2014), "Ladbare biler i Østfold mars, 2014". Lest 22.02.14
Available from: <http://www.gronnbil.no/statistikk/>
- [25] NCE Smart Energy Markets (2012), "Prosjektbeskrivelse Devid" Upublisert presentasjon.
- [26] Ognedal, A. & Nordli, S. (2012), "Grunneiere på Hvaler krever sjøkabel" Norsk rikskringkasting AS. Lest 25.02.14. Available from: <http://www.nrk.no/ostfold/grunneierne-krever-sjokabel-1.8163554>
- [27] Kristelig Folkeparti (2012), "Møte med aksjonsgruppa mot høyspentmaster Kråkerøy/Hvaler". Lest 01.03.14. Available from: http://www.krf.no/ikbViewer/page/krf/organisasjon/fylkes-og-lokallag/nyheter/artikkel?p_document_id=70898&org=15034
- [28] Lågbu, Ø. (2014), "Hafslund, for risikabelt" Fredrikstad Blad. Lest 01.03.14
Available from: <http://www.f-b.no/nyheter/hafslund-for-risikabelt-1.8232156>
- [29] Omega elkraft AS (2014), "Vurdering av driftssikkerhet for ny 47 kV Kråkerøy – Hvaler " 17s.
- [30] Norges Vassdrag- og energienegidirektorat (2013), "Hafslund Nett AS. 132 kV kraftledning Kråkerøy-Hvaler. Krav om tilleggsutredninger" 3s.
- [31] Akhil A.A, Huff G., Currier A. B., Kaun, B. C., Rastler D. M., Chen S. B., Cotter A. L., Bradshaw D. T. & Gauntlett W. D. (2013), "DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA" 340s

- [32] Ibrahim, H. & Ilinca, A. (2013), "*Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies, Energy Storage - Technologies and Applications*", Zobaa, Dr. A. (Ed)
Available from: <http://www.intechopen.com/books/energy-storage-technologies-and-applications/techno-economic-analysis-of-different-energy-storage-technologies>
- [33] Dell, R.M., & Rand, D.A.J. (2001), "*Understanding batteries*". Cambridge: The Royal Society of Chemistry
- [34] Quansah, D. A. (2008), "*Comparative study of electricity storage batteries for solar photovoltaic home systems*." 97s
- [35] Engelke, S. (2013), "Rechargeable battery diagram convention." Lest 10.03.14.
Available from: <http://storage4.eu/2013/03/rechargeable-battery-diagram-convention/>
- [36] Battery university (u.d.), "How Heat and Loading affect Battery Life." Lest 10.03.14
Available from: http://batteryuniversity.com/learn/article/how_heat_and_harsh_loading_reduces_battery_life
- [37] Battery university (u.d.), "Discharging at High and Low Temperatures" Lest 10.03.14.
Available from: http://batteryuniversity.com/learn/article/discharging_at_high_and_low_temperatures
- [38] Bjørnstad, H. T. (2012), " *Vurdering av plusskunder sine rammebetingelser i framtidens distribusjonsnett (SmartGrid) - med fokus på AMS og produksjonsteknologi*" 155s.
- [39] Energiskolen (2014) " Spenningsomforming". Lest 11.03.14
Available from :
<http://metric.no/sites/metric.no/files/finder/Press/2014/Moderne%20Produksjon%20nr.%203%202014%20Energiskolen%20del%203.pdf>
- [40] Carnegie, R., Gotham, D., Nderitu, D. & Preckel P.V. (2013), "*Utility Scale Energy Storage Systems. Benefits, Applications, and Technologies*" 95s
- [41] Krivik, P. & Baca, P. (2013), "*Electrochemical Energy Storage, Energy Storage - Technologies and Applications*", Zobaa Dr. A (Ed.) InTech.
Available from: http://www.intechopen.com/books/energy-storage-technologies-and-applications/electrochemical_energy_storage
- [42] Hadjipaschalis, I., Poulidakas, A. & Efthimiou V. (2008), "*Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications*" Renewable and Sustainable Energy Reviews. 10s
- [43] IEC (2011), "*Electrical Energy Storage White paper*" 92s
- [44] EPRI-DOE (2003), "*Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications*", EPRI, Palo Alto, CA, and the U.S. Department of Energy, Washington, DC. 512s
- [45] Electroedia (u.d.), "*Lead acid batteries*" Lest 15.03.14
Available from: <http://www.mpoweruk.com/leadacid.htm>
- [46] Battery University (u.d), "Charging lead acid". Lest 10.03.14
Available from: http://batteryuniversity.com/learn/article/charging_the_lead_acid_battery
- [47] Tønnesen, A., Pedersen, A.H., Nielsen, A.H., Knopfli, A., Elmegaard, B., Rasmussen, J., Vium, J.H. Reinholdt, L. & Thøgersen P.B. (2011), "*Electricity Storage Technologies for Short Term Power System Services at Transmission Level*" Forskel Project 74s
- [48] Doughty, D.H., Butler, P.C., Akhil, A.A., Clark, N.C. & Boyes, J.D. (u.d.), "*Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage.*" 5s
- [49] Wu, Z. (2010), "*Implementation of Battery Energy Storage Systems for the Electricity grid in Singapore*" 105s
- [50] Rincon, P. (2012), " Liquid metal promise for future batteries" BBC News Science&Environment. Lest 21.03.14. Available from: <http://www.bbc.com/news/science-environment-20420557>
- [51] Brown, N. (u.d), "M.I.T. Liquid batteries have huge potential" Cleantechnica. Lest 21.03.14
Available from: <http://cleantechnica.com/2012/02/20/mit-liquid-batteries-for-utilities-could-make-renewables-competitive-and-it-is-not-lithium-ion/>
- [52] Electric Power Institute (2010), "*Electricity Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*" 176s
- [53] Fornybar (u.d), "Energibærere og lagring" Lest 22.03.14.
Available from: <http://fornybar.no/energibarere-og-lagring>
- [54] Hydroelectric Power (u.d), Lest 22.03.14
Available from: <http://www.tva.gov/power/pumpstorart.htm>
- [55] Crotagino, F., Mohmeyer, K., U. & Scharf, Dr. R. (2001), "*Huntorf CAES. More than 20 years successful operation*" 7s
- [56] Molina, M., G. (2010), "*Dynamic Modelling and Control Design of Advanced Energy Storage for Power System Applications, Dynamic Modelling*", Brito, A.V. (Ed.)
Available from: <http://www.intechopen.com/books/dynamic-modelling/dynamic-modelling-and-control-design-of-advanced-energy-storage-for-power-system-applications>
- [57] Battery University (u.d), "Supercapacitor" Lest 23.04.14
Available from: http://batteryuniversity.com/learn/article/whats_the_role_of_the_supercapacitor

- [58] Holtebekk, T. (u.d.), "Brenselcelle" Store norske leksikon. Lest 24.03.14.
Available from: <http://snl.no/brenselcelle>
- [59] Nielsen, O. G. & Lillholm, P.E. (u.d.) "Hydrogen istedenfor bensin?" Nettforelesning, Universitetet i Bergen. Lest 24.03.14.
Available from: <http://www.h2.uib.no/>
- [60] Direktoratet for økonomistyring (u.d.), "Nåverdimetoden" Lest 25.04.14
Available from: <http://www.dfo.no/no/Styring/Samfunnsokonomisk-analyse/Hvordan-gjennomfore-en-samfunnsokonomisk-analyse/Trinn-4-Beregne-samfunnsokonomisk-lonnsomhet/Naverdimetoden/>
- [61] Solar Pro (2012), "Levelized cost of Energy. The new PV metric?" 14s.
- [62] Pawl, I. (2013), "The cost of storage - how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation" Energy Procedia. 10s
- [63] The Boston Consulting Group (2009), "Batteries for electric cars. Challenges, Opportunities, and the Outlook to 2020". 18s
- [64] Norges Bank(2014), " Valutakurs for amerikanske dollar (USD)" Lest 05.04.14
Available from: <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/usd/aar/>
- [65] Gyuk. I. (2011) "Development of High Performance Redox Flow Batteries at PNNL" 16s
- [66] Norges vassdrags- og energidirektorat (2013), "Kvalitetsinsentiver" Lest 25.04.14
Available from: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/Kvalitetsinsentiver/>
- [67] Hafslund Nett (u.d.), "Samfunnsøkonomisk analyse" Lest 20.04.14.
Available from: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201202585/543987>
- [68] Ognedal, A.(2012), "Vanskelig å få sjøkabel til Hvaler". Norsk rikskringkasting AS.
Lest 01.03.14. Available from: <http://www.nrk.no/ostfold/vanskelig-a-fa-sjokabel-til-hvaler-1.8138739>
- [69] Bremdal, B. A (2014), "Smart Grid på Hvaler og Steinkjer. Forbrukefleksibilitet og prosumentorientert virksomhet". T.U. Smart Grid Summit 2014. 25s.
- [70] Thorud, B., Nordahl, S.H., Bugge, L., Authen, M.L. & Bernhard, P (2012), "Solstrøm i Norge." EnovaSF 41s.
- [71] Muiltconsult (2013), "Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013" Enova SF. 36s.
- [72] Albright, G., Edie, J. & Al-Hallaj, S. (2012), "A Comparison of Lead Acid to Lithium-ion in Stationary Storage Applications" AllCell Technologies 14s.
- [73] Hafslund Nett (u.d.) "Ny og forsterket kraftoverføring til Hvalerøyene" Lest 05.02.14
Available from: http://www.hafslundnett.no/omoss/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=2241

Vedlegg A

Kart over eksisterende og de ulike foreslåtte traséene[74].



Vedlegg B

Vedlegg B.1. Excelkalkulasjon for de avanserte blyakkumulatorene ved 200 sykluser.

Vedlegg B.2. Excelkalkulasjon for VRLA-blyakkumulatorene ved 200 sykluser.

Vedlegg B.3. Excelkalkulasjon for NaS-batteriene ved 200 sykluser.

Vedlegg B.4. Excelkalkulasjon for ZEBRA-batteriene ved 200 sykluser.

Vedlegg B.5. Excelkalkulasjon for litiumion-batteriene ved 200 sykluser.

Vedlegg B.6. Excelkalkulasjon for vanadium-redoks-batteriene ved 200 sykluser.

Vedlegg B.7. Formelversjon av excelkalkulasjonen til batteriene ved 200 sykluser.

Vedlegg B.8. Gjennomsnittpris i spotmarkedet for Oslo-området, natt og dag en tilfeldig dag i måneden gjennom år 2013.

Avansert blyakkumulator LCOE, ved 200 sykluser per år

Diskonteringsrente	6 %									
Totalt installert effekt	3000 kW									
Batteribanker	60 stk									
Installert effekt per batteribank	50 kW									
Energikapasitet per batteribank ved 100 % utlading	313 kWh									
Degradering per år	1,33 %									
Levetid	3000 Sykluser									
Antall sykluser i året	200 Sykluser									
Oppgitt utladingsdybde (DOD)	80 %									
AC/AC virkningsgrad	90 %									
Utladingstid ved oppgitt DOD	5 Timer									
Investeringskostnad (batterier + BOP)	8217 kr/kW									
Investeringskostnad (power conversion systems)	8100 kr/kW									
Eventualitetskostnader	375 kr/kW									
Ladekostnader	0,274 kr/kWh									
Fast årlig O&M	160,8 kr/kW									
Årlig variabel O&M	0,0066 kr/kWh (lading)									
Nye batterier (etter hver 3000. syklus)	2250 kr/kW									
Kalkulasjon	0	1	2	3	4	5	10	13	15	
Investeringskostnad (batterier+ BOP)	24651000									
Investeringskostnad (power conversion systems)	24300000									
Eventualitetskostnader	1125000									
Nye batterier (etter 3000 sykluser)	-									
Fast årlig O&M	4685189	482400	482400	482400	482400	482400	482400	482400	482400	482400
Variabel årlig O&M	175833	19568	19308	19051	18797	18547	17346	16663	16223	16223
Ladekostnader	7299745	812365	801561	790900	780381	770002	720140,8	691788	673508	673508
Nåverdi av totale kostnader	kr 62 236 767									
Utladet energi (kWh)	36505372	2668353	2632863	2597846	2563295	2529203	2365426	2272295	2212254	2212254
Nåverdi av utladet energi (kWh)	23977263									
LCOE	kr 2,60									
Gj.kostnad per MW installert effekt per år	kr 1 383 039									
Nåverdi av utladet energi, ved 317kr/MWh	kr 7 600 792									

Fra år 0, og opp til og inkludert år 15

NaS LCOE, ved 200 sykluser per år

Diskonteringsrente	6 %									
Totalt installert effekt	3000 kW									
Batteribanker	3									
Installert effekt per batteribank	1000 kW									
Energikapasitet per batteribank ved 100 % utlading	7200 kWh									
Degradering per år	0,88 %									
Anbefalt levetid	4500 Sykluser									
Antall sykluser i året	200 Sykluser									
Oppgitt utladingsdybde (DOD)	80 %									
AC/AC virkningsgrad	75 %									
Utladingstid ved oppgitt DOD	7,2 Timer									
Investeringskostnad (batterier + BOP)	16706 kr/kW									
Investeringskostnad (power conversion systems)	3719 kr/kW									
Eventualitetskostnader	164 kr/kW									
Ladekostnader	0,274 kr/kWh									
Fast årlig O&M	55,2 kr/kW									
Årlig variabel O&M	0,0048 kr/kWh (lading)									
Kalkulasjon	0	1	2	3	4	5	10	13	15	
Investeringskostnad (batterier+BOP)	50118000									
Investeringskostnad (Power conversion systems)	11157000									
Eventualitetskostnader	492000									
Fast årlig O&M	1608348	165600	165600	165600	165600	165600	165600	165600	165600	
Variabel årlig O&M	151446	16440	16292	16145	16000	15856	15155	14749	14485	
Ladekostnader	8645060	938422	929976	921606	913311	905092	865089	841941	826855	
Nåverdi av totale kostnader	kr 72 171 855									
Utladet energi (kWh)	36194847	2568672	2545554	2522644	2499940	2477441	2367945	2304584	2263288	
Nåverdi av utladet energi (kWh)	23663486									
LCOE	kr 3,05									
Gj.kostnad per MW installert effekt per år	kr 1 603 819									
Nåverdi av utladet energi, ved 317kr/MWh	kr 7 501 325									

ZEBRA LCOE, ved 200 sykluser per år

Diskonteringsrente	6 %								
Totalt installert effekt	3017 kW								
Batteribanker	113								
Installert effekt per batteribank	26,7 kW								
Energikapasitet per batteribank ved 100% utlading	94 kWh								
Degradering per år	1,33 %								
Levetid	3000 Sykluser								
Antall sykluser i året	200 Sykluser								
Oppgitt utladingsdybde (DOD)	85 %								
AC/AC virkningsgrad	84 %								
Utladingstid ved oppgitt DOD	3 Timer								
Investeringskostnad (batterier + BOP)	16831 kr/kW								
Investeringskostnad (power conversion systems)	10562 kr/kW								
Eventualitetskostnader	1542 kr/kW								
Ladekostnader	0,274 kr/kWh								
Fast årlig O&M	209 kr/kW								
Årlig variabel O&M	0,0108 kr/kWh (lading)								
Nye batterier (etter hver 3000. syklus)	4632 kr/kW								
Kalkulasjon	0	1	2	3	4	5	10	13	15
Investeringskostnad (batterier+BOP)	50779127								
Investeringskostnad (power conversion systems)	31865554								
Eventualitetskostnader	4652214								
Nye batterier (etter 3000 sykluser)	-								
Fast årlig O&M	6124088	630553	630553	630553	630553	630553	630553	630553	630553
Variabel årlig O&M	172910	19243	18987	18734	18485	18239	17058	16386	15953
Ladekostnader	4386795	488192	481699	475293	468971	462734	432770	415731	404746
Nåverdi av totale kostnader	kr 97 980 688								
Utladet energi (kWh)	20475438	1496648	1476742	1457102	1437722	1418601	1326740	1274504	1240828
Nåverdi av utladet energi (kWh)	13448568								
LCOE	kr 7,29								
Gj.kostnad per MW installert effekt per år	kr 2 165 080								
Nåverdi av utladet energi, ved 317 kr/MWh	kr 4 263 196								

Litium-ion LCOE, ved 200 sykluser per år

Diskonteringsrente	6 %									
Totalt installert effekt	3000 kW									
Batteribanker	60									
Installert effekt per batteribank	50 kW									
Energikapasitet per batteribank ved 100 % utlading	188 kWh									
Degradering per år	1,33 %									
Levetid	3000 Sykluser									
Antall sykluser i året	200 Sykluser									
Oppgitt utladingsdybde (DOD)	80 %									
AC/AC virkningsgrad	80 %									
Utladingstid ved oppgitt DOD	3 Timer									
Investeringskostnad (batterier + BOP)	10208 kr/kW									
Investeringskostnad (power conversion systems)	8100 kr/kW									
Eventualitetskostnader	693 kr/kW									
Ladekostnader	0,274 kr/kWh									
Fast årlig O&M	160,8 kr/kW									
Årlig variabel O&M	0,0108 kr/kWh (lading)									
Nye batterier (etter hver 3000. syklus)	3468 kr/kW									
Kalkulasjon	0	1	2	3	4	5	10	13	15	
Investeringskostnad (batterier+BOP)	30624000									
Investeringskostnad (power conversion systems)	24300000									
Eventualitetskostnader	2079000									
Nye batterier (etter 3000 sykluser)	-									
Fast årlig O&M	4685189	482400	482400	482400	482400	482400	482400	482400	482400	
Variabel årlig O&M	172820	19233	18977	18724	18475	18230	17049	16378	15945	
Ladekostnader	4384511	487938	481449	475045	468727	462493	432545	415515	404535	
Nåverdi av totale kostnader	kr 66 245 520									
Utladet energi (kWh)	19490266	1424637	1405689	1386994	1368547	1350345	1262904	1213181	1181125	
Nåverdi av utladet energi (kWh)	12801492									
LCOE	kr 5,17									
Gj.kostnad per MW installert effekt per år	kr 1 472 123									
Nåverdi av utladet energi, ved 317kr/MWh	kr 4 058 073									

Fra år 0, og opp til og inkludert år 15

Vanadium redoks LCOE, ved 200 sykluser per år

Diskonteringsrente	6 %								
Totalt installert effekt	3000 kW								
Batteribanker	15								
Installert effekt per batteribank	200 kW								
Energikapasitet per batteribank ved 100 % utlading	700 kWh								
Degradering per år	1,33 %								
Levetid	3000 Sykluser								
Antall sykluser i året	200 Sykluser								
Oppgitt utladingsdybde (DOD)	100 %								
AC/AC virkningsgrad	68 %								
Utladingstid ved oppgitt DOD	3,5 Timer								
Investeringskostnad (batterier + BOP)	21475 kr/kW								
Investeringskostnad (power conversion systems)	8709 kr/kW								
Eventualitetskostnader	1097 kr/kW								
Ladekostnader	0,274 kr/kWh								
Fast årlig O&M	99 kr/kW								
Årlig variabel O&M	0,0096 kr/kWh (lading)								
Nye batterier (etter hver 3000. syklus)	4320 kr/KW								
Kalkulasjon	0	1	2	3	4	5	10	13	15
Investeringskostnad (batterier+BOP)	64425000								
Investeringskostnad (power conversion systems)	26127000								
Eventualitetskostnader	3291000								
Nye batterier (etter 3000 sykluser)	-								
Fast årlig O&M	2884538	297000	297000	297000	297000	297000	297000	297000	297000
Variabel årlig O&M	178744	19892	19627	19366	19109	18855	17634	16939	16492
Ladekostnader	5101659	567747	560196	552746	545394	538140	503293	483478	470703
Nåverdi av totale kostnader	kr 102 007 941								
Utladet energi (kWh)	19276443	1409008	1390268	1371777	1353533	1335531	1249049	1199872	1168168
Nåverdi av utladet energi (kWh)	12661050								
LCOE	kr 8,06								
Gj.kostnad per MW installert effekt per år	kr 2 266 843								
Nåverdi av utladet energi, ved 317kr/MWh	kr 4 013 553								

Formelversjon av beregningene

Diskonteringsrente	0,06					
Totalt installert effekt		x kW				
Batteribanker		x stk				
Installert effekt per batteribank		x kW				
Energikapasitet per batteribank ved 100 % utlading		x kWh				
Degradering per år		x %				
Levetid		x Sykluser				
Antall sykluser i året		x Sykluser				
Oppgitt utladingsdybde (DOD)		x %				
AC/AC virkningsgrad		x %				
Utladingstid ved oppgitt DOD		x Timer				
Investeringskostnad (lagringsmedium + BOP)		x kr/kW				
Investeringskostnad (power conversion systems)		x kr/kW				
Eventualitetskostnader		x kr/kW				
Ladekostnader		x kr/kWh				
Fast årlig O&M		x kr/kW				
Årlig variabel O&M		x kr/kWh (lading)				Fra år 0, og opp til og inkludert år 15
Nye batterier (etter x sykluser)		x kr/kW				
Kalkulasjon	0	1	2	3	4	
Investeringskostnad (lagringsmedium+BOP)	=B13*B3					
Investeringskostnad (power conversion systems)	=B14*B3					
Eventualitetskostnader	=B15*B3					
Nye batterier (etter hver x syklus)	=NNV(B2;C24:Q24)					
Fast årlig O&M	=NNV(B2;C25:Q25)	=B17*B3	=B\$17*\$B\$3	=B\$17*\$B\$3	=B\$17*\$B\$3	
Variabel årlig O&M	=NNV(B2;C26:Q26)	=B18*B6*B10*B4*B9*(1-B7)	=C26*(1-B7)	=D26*(1-B7)	=E26*(1-B7)	
Ladekostnader	=NNV(B2;C27:Q27)	=B6*B10*B9*B4*B16*(1-B7)	=C27*(1-B7)	=D27*(1-B7)	=E27*(1-B7)	
Nåverdi av totale kostnader	=SUMMER(B21:B27)					
Utladet energi	=SUMMER(C29:Q29)	=B6*B10*B11*B4*B9*(1-B7)	=C29*(1-B7)	=D29*(1-B7)	=E29*(1-B7)	
Nåverdi av utladet energi	=NNV(B2;C29:Q29)					
LCOE	=B28/B30					
Gj.snittkostnad per MW installert effekt per år	=(B28*1000)/(15*B3)					
Nåverdi av utladet energi, ved 317kr/MWh	=B30*0,317					



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no