



Lokal lagring

Lokal energilagring i distribusjonsnettet, en del av mastergradprosjektet «Fremtidens nett»

Valdrin Miftari og Stian Schiøtz

Veiledere: Mette Bjørndal og Endre Bjørndal

Selvstendig arbeid, master i økonomi og administrasjon, hovedprofil
økonomisk styring

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Sammendrag

Lokal lagring er et sentralt tema i diskusjonen om fremtidens kraftsystem, særlig bruken av batterier i strømmettet. Ny teknologi og fallende priser gjør det mer attraktivt å ta i bruk lokal lagring i stadig flere sammenhenger, noe som kan knyttes opp mot utviklingen innen solceller og plusskunder. EU-kommisjonen ser for seg at lokale energisamfunn vil spille en større rolle i fremtiden. Disse utgjør dermed en betydelig andel av forslaget til et nytt el-markedsdirektiv som legger til rette for at lokal lagring kan bli en sentral del av kraftsystemet.

Denne masterutredningen redegjør for utfordringer i dagens kraftsystem og drøfter hvordan ulike lagringsløsninger kan styrke fremtidens strømmett. Det konkluderes med at lokal lagring i form av batterier tilfører kraftsystemet verdi, hovedsakelig ved å optimalisere utnyttelsen av eksisterende strømmett, men også ved å levere nødvendige systemtjenester og bedret forsyningssikkerhet. Derfor er det nødvendig å etablere en regulering, inkludert tariff, som fremmer bruk i tilfeller hvor det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. I denne oppgaven ses det på et case med norske ferger som viser at dagens tariff ikke nødvendigvis reflekterer bruken av nettet, der blant annet avregningstiden i effektledet er en viktig del.

Opgaven tar også for seg hva EU-kommisjonen legger opp til når det gjelder den europeiske reguleringen. Norge og Europa har ulike utfordringer knyttet til kraftsystemet, og dermed ulike behov og utfordringer til regelverksutforming, spesielt når det kommer til lokale energisamfunn. For sammenlikning vil Italia og Storbritannia trekkes frem som eksempler på to land som går i ulike retninger i regulering av nettselskapenes eierskap til lagringsanlegg.

Forord

Denne masterutredningen ble skrevet som en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole (NHH).

Oppgaven er skrevet som en del av «Fremtidens nett», et utredningsprosjekt med formål å bidra til kompetanseheving blant norske nettselskaper og regulator (NVE). Dette knyttet til hvordan fremtidens nett vil kunne se ut, samt kartlegging av implikasjonene av dette både for selskapene og regulator.

Initiativtaker for prosjektet er Adapt Consulting AS, i samarbeid med Norges Handelshøyskole og referansegruppen, bestående av Energi Norge og nettselskapene Glitre Energi, BKK, NTE, Lyse, Istad, Agder Energi, Skagerak, Eidsiva og TrønderEnergi.

Den 1. november 2017 ble foreløpige resultater presentert under seminaret «Fremtidens nettregulering» i regi av Energi Norge. Under dette seminaret ble det bekreftet at problemstillingen vi har sett på i denne oppgaven, er noe som engasjerer bransjen.

Vi vil gjerne takke Patrick Narbel i Adapt Consulting, for god oppfølging og veiledning under arbeidet som er blitt gjort i forbindelse med vår masteroppgave. En takk rettes også til veilederne våre Mette Bjørndal og Endre Bjørndal, som har vært tilgjengelige for diskusjoner og veiledning underveis.

Videre ønsker vi å rette en ekstra takk til Mats-Eirik Elvik fra BKK Nett og Vegard Strand fra TrønderEnergi Nett, som har bidratt fra begynnelsen med tilbakemeldinger, datagrunnlag og beregninger.

Bergen, Februar 2018

Valdrin Miftari

Stian Schjøtz

Innhold

1. INNLEDNING	6
1.1 PROBLEMSTILLING	6
1.2 MARKEDSBESKRIVELSE.....	7
1.3 LOKAL LAGRING SOM ALTERNATIV TIL NETT	10
1.4 NYE FORNYBARE ENERGIKILDER.....	10
1.5 REGULERING AV NETTSELSKAPER	11
2. TEKNOLOGI.....	13
2.1 ENERGILAGRING	13
2.2 LAGRINGSTEKNOLOGIER	14
2.2.1 <i>Mekanisk lagring</i>	14
2.2.2 <i>Elektrisk lagring</i>	15
2.2.3 <i>Elektrokjemisk lagring (Batterier)</i>	16
2.2.4 <i>Kjemisk lagring</i>	19
2.2.5 <i>Termisk lagring</i>	21
3. PROSJEKTER.....	22
3.1 BRUSHYTEN	22
3.2 SOLCELLEPANELER I KJØLADALSTUNELLEN	22
3.3 STAFFORD HILL SOLAR FARM AND MICROGRID	23
3.4 KILROOT POWER STATION	23
3.5 M5BAT	24
3.6 FÆRØYENE	24
3.7 FLOW-BATTERIER I KINA.....	25
3.8 HORNSDALE WINDPARK	25
4. BATTERIENES FUNKSJONER I STRØMNETTET.....	27

4.1	UTNYTTELSE AV EKSISTERENDE STRØMNETT.....	29
4.2	STRØMKVALITET.....	29
4.3	FORSYNINGSIKKERHET	31
4.4	KRITISK INFRASTRUKTUR	31
5.	FERGECASE.....	32
5.1	PLANLAGTE FERGESTREKNINGER I BKKs OMRÅDE	34
5.2	SAMFUNNSØKONOMISK VERDI.....	35
6.	LØNNSOMHET	36
6.1	ANLEGGSBIDRAG	37
6.2	TARIFFERING.....	38
6.2.1	<i>Effekttariffer.....</i>	<i>39</i>
6.2.2	<i>Hensiktsmessig avregningsgrunnlag?.....</i>	<i>39</i>
7.	EU-KOMMISJONENS FORSLAG TIL NYTT EL-MARKEDSDIREKTIV	41
7.1	VINTERPAKKEN.....	41
7.2	DISTRIBUSJONSSELSKAPENES NYE ROLLE	42
7.3	TSO/DSO SOM EIER AV LOKALE LAGRINGSANLEGG.....	44
7.4	DET NYE INDRE ENERGIMARKEDET	48
7.5	LOKALE ENERGISAMFUNN.....	49
7.6	REGULERING I ITALIA OG STORBRITANNIA	51
7.6.1	<i>Italia.....</i>	<i>51</i>
7.6.2	<i>Storbritannia.....</i>	<i>53</i>
8.	KONKLUSJON.....	56
9.	LITTERATURLISTE.....	58
10.	VEDLEGG.....	63
10.1	SAMBANDSINFO	63

1. Innledning

Fremtidens kraftsystem er et omdiskutert tema som interesserer og engasjerer mange, og det er ulike meninger om hvordan fremtidens kraftsystem bør utformes. Viktige elementer som påvirker nettopp dette, inkluderer blant annet teknologiutvikling, digitalisering, nye kundepreferanser og klimapolitikk. Videre er energilagring blitt lansert som en potensiell fjerde pilar i kraftsystemet, i tillegg til produksjon, overføring og forbruk.

Regulatoren NVE har et pågående prosjekt; «*Rapport om batterier i distribusjonsnettet, hvilke tjenester de kan tilby og hvem som bør eie batteriene?*». Dette bekrefter at lokal lagring er en aktuell problemstilling i utformingen av fremtidens nett. DNV-GL leverte et utkast til denne rapporten i desember, der det drøftes om batteriløsninger kan være et verktøy for å utsette, eller i beste fall erstatte, tradisjonell nettutbygging. Formålet med rapporten er å danne et grunnlag for videre diskusjon om hvordan batterier kan utnyttes i driften av strømmettet og hvordan eierskap og kjøp av batteritjenester kan tas inn i reguleringen.

Denne oppgaven vil ta for seg ulike former for energilagring, samt vurdere hvorvidt regelverket bør tilpasses avhengig av en eventuell nytteverdi lagring har i kraftsystemet.

1.1 Problemstilling

Lokal lagring kan i prinsippet løse en rekke utfordringer knyttet til kapasitet og flaskehals i strømmettet. Det vil i denne oppgaven avdekkes fordeler og ulemper ved energilagring, knyttet opp mot kostnads- og teknologiutvikling. Målsettingen med dette arbeidet er å kartlegge en eventuell nytteverdi lokal lagring vil kunne gi samfunnet.

I samarbeid med BKK Nett og TrønderEnergi er det bestemt å avgrense oppgaven til å omhandle lagring i distribusjonsnettet, med problemstillingen:

Gir lokal lagring i distribusjonsnettet økt bedrifts- og samfunnsøkonomisk nytte? Inkludert bedret leverings- og kvalitetssikkerhet.

Hvilken betydning har dette for reguleringen?

1.2 Markedsbeskrivelse

Energi overføres fra strømprodusenter til sluttbrukere som husholdninger, næringsbygg og industri via strømmettet. I dagens kraftsystem må energiproduksjon og energiforbruk balanseres, noe som gjør overføring komplisert og mer krevende enn annen vareflyt. I Norge er det Statnett som har ansvar for denne balansen.

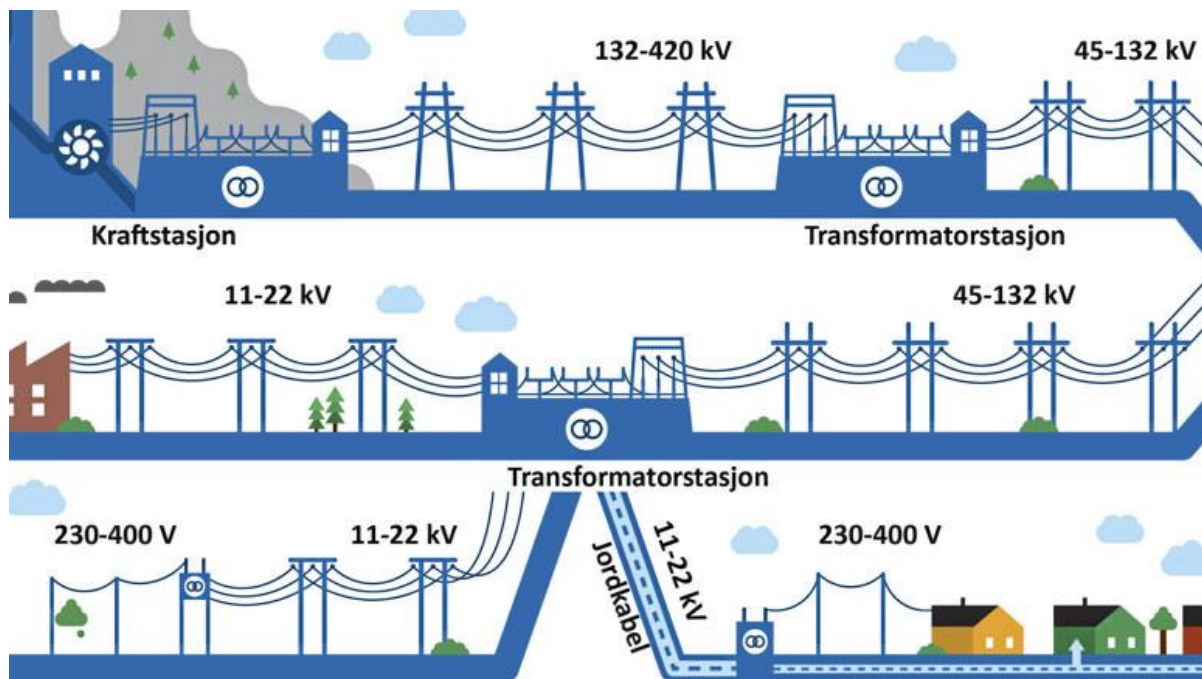
For å produsere energi der vi har god tilgang på ressurser og overføre den til områdene der behovet er størst, er vi avhengig av et velfungerende kraftsystem. I dagens system er ikke forbrukerne avhengig av kun en produsent, flere produsenter gir forbedret forsyningssikkerhet og konkurranse i markedet. Forsyningssikkerhet betyr at man har tilgjengelig den kapasiteten man ønsker, samt lav risiko for strømbrudd. God forsyningskvalitet innebærer stabil spenning og frekvens i nettet. Avvik kan medføre skader på elektrisk utstyr, økt tap i overføringen og strømavbrudd.

Strømmettet består av tre nivåer; transmisjons-, regional-, og distribusjonsnett. Transmisjons- og regionalnettet er stort sett masket nett. Det vil si at strømmen kan gå flere veier for å komme fra et punkt til ett annet. Distribusjonsnettet drives ofte radielt, noe som betyr at strømmen bare går en vei fra et punkt til det neste. Ved feil kan det i noen tilfeller omkobles, hvis det finnes parallelle forbindelser.

Transmisjonsnettet binder landets ulike landsdeler sammen, og knytter Norges strømmett til utlandet. Transmisjonsnettet er hovedsakelig eid av Statnett og har spenninger mellom 132 000 volt (132 kV) og 420 000 volt (420 kV).

Regionalnettet ligger på et spenningsnivå fra 45 kV til 132 kV, og fungerer som et bindeledd mellom transmisjons- og distribusjonsnettet.

Distribusjonsnettet er det laveste nettnivået og tilknytter sluttkunder som industri og vanlige husholdninger. Spenningsnivået ligger mellom 230 V og 22 kV.



Figur 1-1 Strømnettet. (Kilde BKK)

Det norske energimarkedet er deregulert. Det innebærer at aktørene innen produksjon og omsetning av strøm opererer innfor et konkurranseutsatt marked og det er åpent for privat eierskap. Eierskap av et strømnett inngår imidlertid i et naturlig monopol¹, derfor er disse selskaperenes inntekter regulert gjennom Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE).

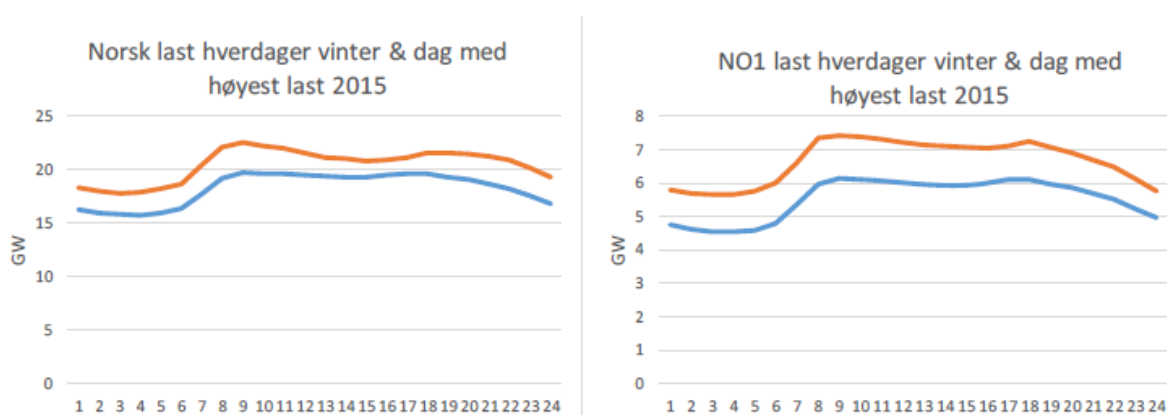
De primære samfunnsmålene for nettvirksomhet kan formuleres i tre hovedpunkter.

1. Sikre strømforsyning til nettkundene uten avbrudd eller kvalitetsavvik
2. Knytte ny produksjon og nytt forbruk til nettet
3. Sikre kapasitet til eksisterende nettkunder ved behov

¹ Størst samfunnsøkonomisk nytte oppnås ved at et enkelt selskap produserer godene

Det norske forbruket har en karakteristisk profil med høyere forbruk om vinteren og lavere om sommeren, i tillegg til variasjon gjennom døgnet. I ukedagene er typiske forbrukstopper om morgenen når folk står opp og arbeidsdagen begynner, og når folk kommer hjem på ettermiddagen. På natten og i helger er forbruket lavere.

Figur 1-2 viser forbruksprofiler på vintertid i Norge og på Østlandet (NO1).



Figur 1-2 Forbruksprofiler for Norge (venstre) og Østlandet (høyre). Blå linje er gjennomsnittlig last hele vinteren, og rød linje for døgnet med høyest last. (Nord Pool, 2015, referert i NVE, 2016)

For at forsyningssikkerhet og kvalitet skal opprettholdes må nettet dimensjoneres for å møte kapasitetsbehovet i periodene med det høyeste forbruket (topplast). Det er knyttet usikkerhet til hvordan forbruket vil utvikle seg fremover, men Hansen, Jonassen, Løchen & Mook, (2017) peker på stadig mer effektkrevende forbruk og forventer videre økning blant annet fra elektrifisering av transportsektoren.

For å sikre strømkundene god leveringssikkerhet og -kvalitet på en kostnadseffektiv måte, uten at ulike kundegrupper blir diskriminert, benytter NVE seg av (THEMA, 2016a):

- Økonomiske rammer for hvor mye selskapene kan tjene, som skal gi incentiver til kostnadseffektiv drift og gode investeringer. Herunder vilkår og kostnadsbestemmelser for tilknytning av nett, og andre prissignaler for bruk rettet mot slutt kunder.
- Direkte regulering av aktører i kraftsystemet. Omfatter rettigheter og plikter for nettselskaper, strømprodusenter, kunder og andre relevante aktører.

1.3 Lokal lagring som alternativ til nett

I denne oppgaven diskuteres det om investeringer i lokal lagring kan fungere som kostnadseffektive alternativer til nettutbygging. Det argumenteres for dette i enkelte situasjoner, men det er viktig å ha i mente grunnleggende forskjeller mellom nett og lagring.

- Strømnett – Tilknytter produksjon og forbruk
- Energilagring i strømmettet – Kan bedre nettkapasitet og levere systemtjenester

Lokal lagring tilknyttet kraftproduksjon, eller tilknyttet forbrukere, kan gi fleksibilitet og dermed avhjelpe flaskehalsen i strømmettet, men erstatter normalt ikke behovet for å ha et nett. Det er derfor viktig at distribusjonsselskapene har tilstrekkelig med økonomiske insentiver til å fornye og oppgradere sine nettverk. Samtidig kan nye forretningsmuligheter for lokal lagring bidra i strømmettet for eksempel til å håndtere lokale overbelastninger og flaskehalsen.

1.4 Nye fornybare energikilder

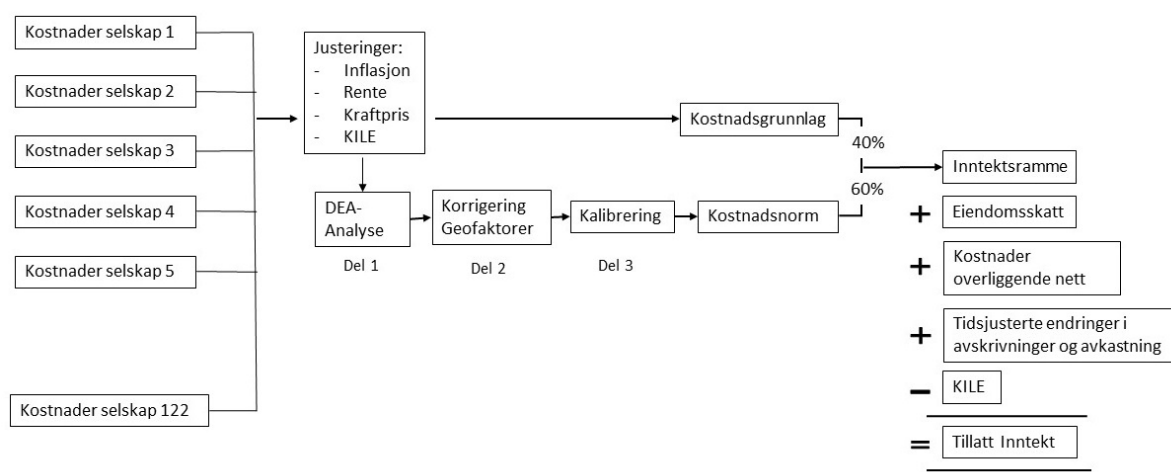
Kraftbransjen er inne i en periode med krevende langsiktig planlegging. Endringer i forbruksmønster, men også i produksjon, legger til rette for å undersøke nye muligheter for optimalisering av overføringen i strømmettet.

Den økende interessen for fornybar energi, med ønske om å redusere bruken av fossile energikilder som olje og gass, medfører endringer i strømproduksjonen. Det er ikke uproblematisk å erstatte forutsigbar tilgang på energi (regulerbar kraft) fra fossile brensler, med energi som er avhengig av ukontrollerbare værforhold (uregulerbar kraft), og samtidig dekke energibehovet til enhver tid. Skyer passerer og vindstyrken varierer i løpet av døgnet, noe som gjør at solkraft og vindkraft ikke alltid er tilgjengelig.

1.5 Regulering av nettselskaper

NVE regulerer nettselskaperens inntekter som følge av at det er naturlig monopol for nettvirksomhet. Hvor høye inntekter nettselskapene får ha beregnes av et kostnadsledd og et insentivledd. Insentivreguleringen gjøres ved hjelp av benchmarking av kostnadseffektivitet gjennom en DEA-analyse. Det innebærer at selskapene indirekte konkurrerer om inntekter ved å investere og drifte effektivt.

Inntektsrammen er hovedelementet i utregningen av tillatt inntekt og bestemmes dels av selskapenes faktiske kostnader fra to år tilbake, og dels av en kostnadsnorm.



Figur 1-3 Den norske reguleringsmodellen (Burheim & Dahl, 2016)

Inntektsrammen fastsettes ved hjelp av følgende formel:

$$IR_t = (1 - \rho) * K_t + \rho * K_t^*$$

Inntektsrammen i år t (IR_t) består av kostnadsgrunnlaget (K_t) og kostnadsnormen (K_t^*), ρ angir hvor mye av kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen som skal vektlegges i inntektsrammen. I dag er ρ lik 0,6 som vil si at kostnadsnormen vektlegges med 60 prosent.

Kostnadsgrunnlaget er de kostnadene NVE estimerer at et selskap har, basert på de foregående to årene. Denne utregningen består av inflasjonsjusterte drifts- og vedlikeholdskostnader og kostnader ved ikke levert energi (KILE-kostnader). Dette er i tillegg til kostnader ved overføringstap, avskrivninger, og et avkastningsgrunnlag multiplisert med NVEs referanserate.

Kostnadsnormen beregnes i tre trinn og sammenligner selskapene mot hverandre for å gi insentiver til mer effektiv drift. I første trinn benyttes DEA-analyse som gir selskapene en effektivitetsscore basert på produktivitet, som videre korrigeres for geografiske forskjeller i trinn to. Til slutt kalibreres kostnadsnormen med selskapenes kostnadsgrunnlag, i trinn tre, for å sikre at et gjennomsnittlig effektivt selskap får en avkastning lik NVE-renten.

2. Teknologi

Til tross for at strøm ikke kan lagres direkte, kan det lagres indirekte i andre energiformer, som for eksempel elektrokjemisk energi i batterier, potensiell energi i pumpekraftverk, eller som termisk energi. I dag er de fleste lagringsformer forbundet med relativt store energitap.

2.1 Energilagring

Energilagring kan i utgangspunktet deles inn i primær- og sekundær energilagring (Agora Energiewende, 2014, s. 33):

- Primærlager kan kun lades og utlades én gang.
- Sekundærlager kan lades og utlades opptil flere ganger.

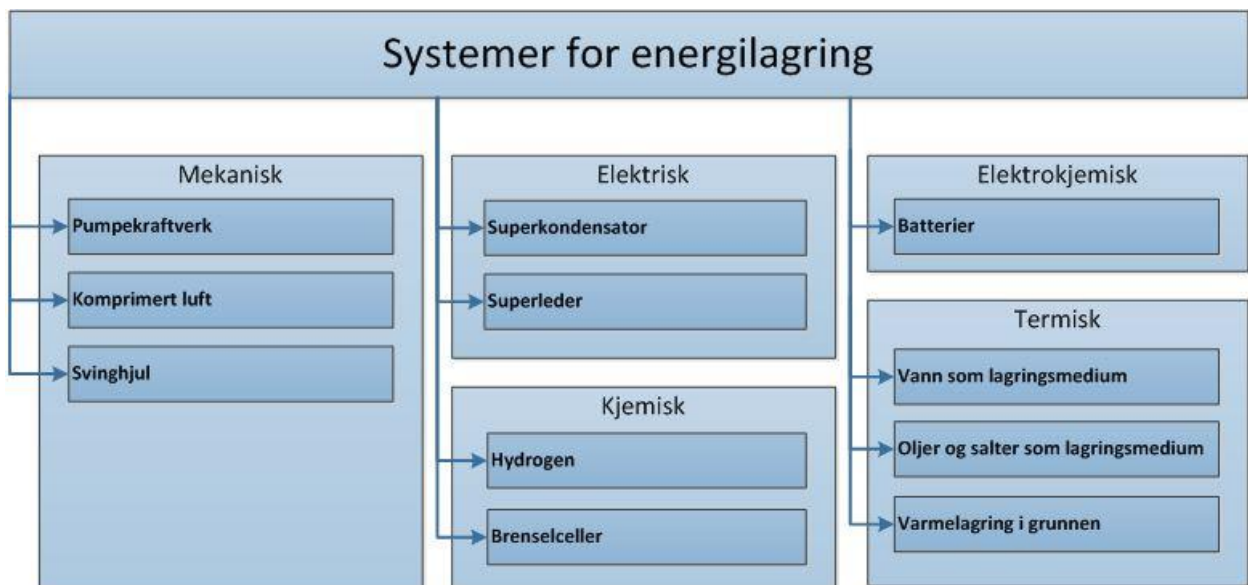
Innenfor primær energilagring har vi energibærere som fossilt brensel og drivstoff. Disse kan lagres over lengre tid, samt transporteres før det for eksempel benyttes i et kraftverk eller kjøretøy. Et annet eksempel er engangsbatterier, også kalt primærbatterier.

Innenfor sekundær energilagring har vi lagringsenheter som kan benyttes flere ganger. Dette inkluderer akkumulatorer (sekundære batterier), komprimert luft, kondensatorer og svinghjul. Sekundær energilagring inkluderer også hydrogen og noen former for biodrivstoff.

Energilagring kan defineres som en energiteknisk enhet bestående av følgende tre prosesser: "lading, lagring og utlading" (Agora Energiewende, 2014, s. 33), og hvor prosessene er integrert i én- eller flere separate operasjoner.

2.2 Lagringsteknologier

Hovedkategorier for lagringsteknologi kan deles inn på følgende måte:



Figur 2-1: Ulike teknologier for energilagring. (Multiconsult hentet fra fornybar.no)

2.2.1 Mekanisk lagring

Pumpekraft

Pumpekraftverk gjør det mulig å gjenvinne mer enn 80 prosent av den lagrede energien og er dermed den lagringsteknologien som i dag har den beste virkningsgraden. Det er også systemet som kan lagre størst energimengde og samtidig levere høyest effekt. (Fornybar.no, 2016)

Det største pumpekraftverket i Norge er Saurdal i Rogaland, som har en middelproduksjon på omtrent 952 GWh i året og en makseffekt på 640 MW. Anlegget har fire aggregater, hvor to kan reverseres for å pumpe vann tilbake i magasinet. I Norge er formålet med pumpekraftverk primært sesonglagring av energi fra sommer til vinter og bedre utnyttelse av nedbør. I utlandet benyttes hovedsakelig pumpekraft til døgnregulering.

Komprimert luft

I disse systemene driver komprimert luft en generator. Virkningsgraden til de ulike komponentene er avgjørende for hvor mye av energien som kan gjenvinnes, og bedres ved å varme opp luften under drift. Teoretisk regner man med 70-80 prosent som et realistisk anslag dersom man også utnytter spillvarmen som oppstår ved komprimering. Dette har vist seg å være vanskelig og typisk ligger virkningsgraden rundt 40 prosent. I tillegg er det en forholdsvis kostbar form for lagring (Fornybar.no, 2016).

Svinghjul

Hvor mye energi som lagres i et svinghjul avhenger av hjulets hastighet, masse og radius. Selv om dette er en gammel teknologi har det vært en utvikling de siste årene. Det har blitt utviklet nye typer som tåler veldig høy hastighet ved bruk av magnetiske lager og komposittmateriale som roterer i et vakuum. Det muliggjør en virkningsgrad på ca. 90 prosent. I følge Fornybar.no (2016) har svinghjul en levetid på 20 år og tåler flere titalls tusen ladesykluser. I strømforsyning brukes svinghjul gjerne til å generere nødstrøm, mens et aggregat med lengre oppstartstid starter opp.

2.2.2 Elektrisk lagring

Superkondensatorer

Sammenliknet med batterier hvor lagringen skjer via elektrokjemiske reaksjoner, lagres energien i en kondensator i form av et elektrisk felt. Fordi det ikke skjer noen kjemiske reaksjoner i kondensatorer er virkningsgraden svært høy. Sett opp mot batterier som kun tåler noen tusen ladesykluser, tåler kondensatoren opptil en million sykluser, i tillegg lades og utlades de veldig raskt. Kondensatorene krever heller ikke vedlikehold og virker i et stort temperaturspekter. Men målt i kWh, har kondensatorene lav lagringskapasitet.

Superkondensatorer består av materialer med ekstremt stor overflate sammenliknet med vekt og volum. Som for eksempel aktivert karbon. Imidlertid gjør de høye kostnadene forbundet med superkondensatorer at de er lite brukt til energilagring. Det forskes mye for å redusere kostnadene og øke lagringskapasiteten slik at superkondensatorene på sikt kan bli et aktuelt alternativ når det kommer til energilagring (Fornybar.no, 2016). Så langt har kondensatorene blitt brukt til nødstrømsforsyning og i el-biler.

Superledere

En lukket krets bestående av en superleder kan holde på strømmen i uendelig lang tid, dette fordi superlederen har en motstand eksakt lik null. Noe som kun er mulig hvis den er nedkjølt til like over absolutt nullpunkt. Superlederen danner da et sterkt magnetfelt som senere kan omdannes til elektrisitet ved utlading av superlederen.

Superledere brukt til energilager er høyst pålitelig og har rask responstid. I følge Fornybar.no (2016) kan virkningsgraden komme opp mot 85-90 prosent med gode kjøleaggregater. Men i praksis er slike systemer for å lagre strøm lite energieffektive, fordi det krever store mengder energi til både å drifte og konstruere slike systemer.

Så langt har denne type systemer blitt brukt til kontroll av strømkvalitet, for eksempel i produksjon av microchips (IC). Eller i energikrevende partikkel detektorer som primært brukes i fysikkeksperimenter og kjernefusjon.

2.2.3 Elektrokjemisk lagring (Batterier)

De fleste av oss er vant med batterier (akkumulatorer) brukt i småelektronikk, som mobiltelefoner, datamaskiner og lommelykter, med relativt god lagringskapasitet. De siste årene har det vært en hurtig utvikling av batteriteknologier. El-biler har vært en viktig driver for utviklingen, men også ønsket om å stabilisere ujevn produksjon fra fornybare energikilder som sol og vind har bidratt til å fremme utviklingen. For å møte disse og andre behov har mange lagringsteknologier blitt utviklet og det blir fremdeles forsket mye på feltet. Flere batteriteknologier begynner å vise potensiale, selv om mange er langt fra modne.

Batterier kan deles inn i to hovedtyper.

1. Oppladbare batterier
2. Strømningsbatterier

Oppladbare batterier

Blybatteri (LA)

Blyakkumulatoren er den eldste og mest kjente batteritypen, og har i mange år blitt brukt som startbatteri i konvensjonelle kjøretøy. Siden blybatteriene er forholdsvis billige blir de også ofte brukt til nødstrømsforsyning. I Norge har de vært mye brukt sammen med solcellepaneler på hytter som ikke er koblet til strømmettet, men blybatteriene har lav holdbarhet ved lagring av mye energi (Fornybar.no, 2016). Virkningsgraden til batterier er helt avhengig av hvordan de blir brukt, her er lading/utlading, temperatur, selvutlading over tid og indre motstand elementer som spiller inn, men blybatterier oppgis gjerne med en virkningsgrad opp mot 75 - 85 prosent.

Nikkel-kadmium (NiCd) og nikkel-metall hybrid (NiMH) batterier

Nikkel-kadmium har en høyere energitetthet og muligheter for flere ladesykluser enn blybatterier, og er derfor bedre egnet til energilagring sammenlignet med blybatterier. I tillegg er nikkel-kadmium det eneste batteriet som fungerer bra ved så lave temperaturer som ned mot -40 grader, men fordi kadmium er giftig har det vært forbudt å bruke disse batteriene siden 2006 (Fornybar.no, 2016). Derfor har man istedenfor begynt å bruke Nikkel-metall batterier, som er veldig like og til dels bedre enn Nikkel-kadmium.

Litium-ion batteri (Li-ion)

Sammenlignet med nikkel-kadmium har disse batteriene nesten tre ganger så høy energitetthet, noe som bidrar til lavere vekt og høyere lagringskapasitet. Disse egenskapene har vært en forutsetning for utviklingen av dagens el-biler. Tross den enorme utviklingen de siste årene har disse batteriene fremdeles en relativt høy kostnad, men fortsatt et stort utviklingspotensial.

Fordelene med litium-ion batteriene er at de kan levere høy effekt, tåle mange og ufullstendige ladesykluser, og har en relativt lang levetid og en lavere selvutladningshastighet enn andre batterier. Dette forklarer langt på vei hvorfor litium-ion er den dominerende batteriteknologien i dag. Disse batteriene oppgis med en virkningsgrad opp mot over 90 prosent. Noen ulemper er at kapasiteten reduseres betydelig ved lave temperaturer, og at den kjemiske sammensetningen gjør at de er mer utsatt for å begynne å brenne enn andre batterier (Fornybar.no, 2016).

Metall-luft (Me-air) batteri

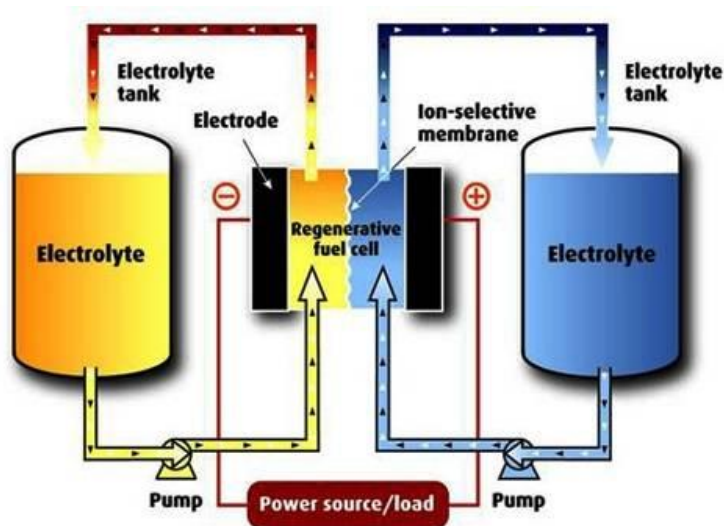
Denne type batterier blir ofte kalt batteri-hybrider og kjennetegnes ved at stoffet i batteriet reagerer elektrokjemisk når det kommer i kontakt med oksygenet i luften. Metall-luft batterier har foreløpig høye produksjonskostnader, dårlig holdbarhet og gir forholdsvis lav effekt. På den andre siden kan batteriene lagre store mengder energi, i tillegg til at batteriene er lette og relativt små i størrelse. Per dags dato er kun sink-luft batterier tilgjengelig (Fornybar.no, 2016).

Natrium-svovlbatteri (NaS)

Natrium-svovlbatteriet er en ny type batteri med høy energitetthet som primært er brukt i el-biler. Det krever god isolasjon på grunn av de høye driftstemperaturene på over 285 C°. Batteriet har relativt lav responstid og høy energitetthet.

Strømningsbatterier (redox-flow)

I motsetning til vanlige batterier der kjemikalier er festet til elektrodematerialet, er strømningsbatteriene bygd opp av to eksterne tanker for flytende elektrolytt og en regenerativ brenselcelle. Det gjør at selvutladningen i strømningsbatterier er svært lav.



2

Figur 2-2 Redox-flow batteri (Nordisk Folkecenter for Vedvarende Energi)

² Redox er en type flow-batteri bestående av to forskjellige elektrolytter oppløst i svovelsyre, adskilt av en membran, hvor det foregår en utveksling av ioner. Elektrolyttene lagres eksternt, og pumpes gjennom cellen for at den kjemiske reaksjonen skal finne sted.

Avhengig av tap i den elektrokjemiske prosessen og fra pumping av elektrolytt er virkningsgraden mellom 60 og 85 prosent.

Vanadiumbatteriet er det mest kjente strømningsbatteriet. Det har en driftstemperatur på ca. 250 °C og en modulær oppbygging med mellom 5 – 50 kW per modul. Vanadiumbatterier er fleksible og kan gi større effekt ved å koble flere moduler sammen, samt øke lagringskapasiteten med større elektrolyttanker. En annen fordel med denne typen batterier er at oppladning og utladning går like fort (Fornybar.no, 2016).

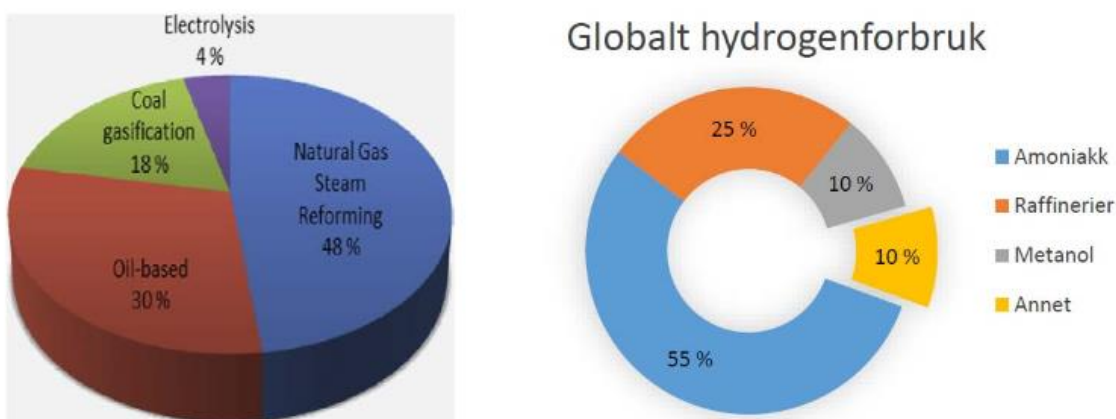
Flow-batterier har lang levetid, ingen celledybrytning og tåler mange sykluser, noe som i prinsippet gjør dem mer fleksible enn Litium-ion batterier. Men størrelsen begrenser de til stasjonære formål. Vanadiumbatterier egner seg godt sammen med variabel kraftproduksjon som sol- og vindkraft, og flere slike systemer er planlagt (Colthorpe, 2017).

2.2.4 Kjemisk lagring

Hydrogen

Hydrogen er det vanligste grunnstoffet vi har, men vi finner det naturlig kun i kombinasjon med andre stoffer, og det mest vanlige er vann (H₂O). Hydrogen er en energibærer vi kan produsere fra alle energikilder, både fornybare og fossile. Formålet er å overføre energi fra en kilde til en forbruker, noe som gjør det relevant å sammenligne hydrogen med elektrisk strøm.

I følge Holst et al. (2016, s. 6) kommer omtrent 96 prosent av hydrogenproduksjonen i dag fra fossile energikilder og da mest fra naturgass.



Figur 2-3 Global produksjon og forbruk av hydrogen (Holst et al, 2016)

I dag er dampreforming av naturgass den billigste og mest brukte formen for hydrogenproduksjon, men på sikt kan elektrolyse med strøm fra fornybare kilder bli mer utbredt. Det kan også være en måte å stabilisere kraftnettet på, med variabel produksjon av hydrogen som følger belastningen i systemet.

Til tross for at hydrogen har omtrent tre ganger høyere energiinnhold pr kg. enn konvensjonelt drivstoff er energitettheten per liter mye lavere. Komprimert gass på 700 bar gir ca. 1,5 kWh/liter og flytende nedkjølt til $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ gir ca. 2,5 kWh (Fornybar.no, 2016). Til sammenligning gir bensin 9,1 kWh/liter. Utforming av hydrogentanker er utfordrende både på grunn av den lave energitettheten, og fordi hydrogen forårsaker sprøhet og brudd i enkelte metaller. Hydrogenmolekylene er dessuten så små, at det stilles ekstra store krav til tetthet i systemene. Disse elementene er særlig utfordrende i kjøretøy.

Selv om hydrogen i liten grad brukes som energibærer foregår det mye forskning både innenfor transportsektoren og for stasjonær lagring. Bare i USA jobber over 600 selskaper og institusjoner med utvikling, testing og kommersialisering av hydrogen som energibærer.

Brenselcelle

Brenselceller brukes til å omgjøre kjemisk energi i hydrogen, til elektrisitet og varme, og det eneste biproduktet er rent vann. Dagens brenselceller opererer med en virkningsgrad opp mot 60 prosent. Til sammenligning ligger en forbrenningsmotor rundt 35 prosent. Store ressurser er de siste 30 årene blitt brukt på forskning, og ifølge Holtebekk og Pedersen (2017) ligger den teoretiske virkningsgraden nær 100 prosent.

Selv om det er mye fokus på hydrogenbiler, kan brenselceller også brukes til andre formål som oppvarming og elektrisitetsforsyning i husholdninger.

Brenselcellenes virkemåte ligner på batterier, men batterier lagrer den kjemiske energien internt, mens brenselcellene får den fra eksterne kilder. Brenselcellene omgjør oksygen og brensel til elektrisitet og varme. Som oppladbare batterier kan også brenselceller utformes slik at prosessen går begge veier. Slike brenselceller som både kan forbruke og lage hydrogen har en dårligere virkningsgrad sammenlignet med rene brenselceller.

Energi lagret i moderne batterier er i dag mer energieffektivt for å drive elbiler enn brenselceller, men brenselceller har andre fordeler som raskere fylletid og større rekkevidde. En mulighet er å kombinere systemene (hybrid), der man fortsatt har batterier som driver

kjøretøyet, og en brenselcelle som øker rekkevidden. Dette vil også gi best utnyttelse av hydrogenet fordi virkningsgraden i brenselcellene er høyest ved dellast³ (Fornybar.no, 2016).

Brenselceller er godt egnet til distribuert produksjon fordi virkningsgraden er uavhengig av størrelsen, noe som gjør at til og med de minste anleggene kan oppnå en høy virkningsgrad.

Det er først og fremst i transportsektoren, der man vanskelig kan tilkoble forbrukeren til strømmettet, man forventer det store gjennombruddet for brenselceller drevet av fornybar energi. Dette skyldes at energitapet i prosessen fra strøm til hydrogen og tilbake, er større enn direkte energidistribusjon. Videre har forbrenningsmotoren en relativt dårlig virkningsgrad, og er ilagt høye avgifter.

I fremtidens kraftsystem med mye variabel produksjon og perioder med energioverskudd kan elektrolyse brukes til miljøvennlig hydrogenproduksjon. Denne produksjonen kan styres etter tilgangen på strøm og dermed samtidig være med på å stabilisere systemet.

2.2.5 Termisk lagring

Termisk lagring kjennetegnes ved at man varmer opp eller kjøler ned et lagringsmedium, slik at den termiske energien kan frigjøres på et senere tidspunkt. Enten for oppvarming, nedkjøling eller til elektrisitetsproduksjon. Sentraliserte anlegg brukes gjerne til fjernvarme- eller fjernkjøleanlegg, store industrianlegg samt kombinert kraft- og varmeproduksjonsanlegg. Desentraliserte anlegg brukes hovedsakelig i bygninger.

³ Virkningsgraden til brenselcellen er høyest ved lav dellast, og reduseres ved større last (produksjon nær makseffekt gir lavest virkningsgrad).

3. Prosjekter

Lokal lagring er aktuelt for flere ulike formål. Det er avgjørende å få mer erfaring fra ulike prosjekter også for å danne et godt grunnlag for reguleringen. Både kommersielle systemer og forsknings- og utviklingsprosjekter får mye oppmerksomhet. I dette kapitlet er det valgt ut noen relevante prosjekter i inn- og utland for å gi et innblikk i hva som foregår i markedet.

3.1 Brushytten

I områder med lite og sporadisk last kan det være lite kostnadseffektivt å oppgradere nettet på konvensjonell måte. Dette gjelder blant annet for bebyggelse på øyer eller hytteområder.

BKK har som en del av forskningsprosjektet Flexnett, valgt å teste ut en batteripakke på Brushytten i Bergen. Her er det lav last over tid, men effektopper på fri- og helligdager. Brushytten ligger langt ute i nettet, og har i lang tid hatt problemer med strømforsyningen. Tidligere har spenningen sporadisk vært under 207 V, noe som ble løst med en spenningsbooster. Likevel var det fortsatt problematisk leveringskvalitet i form av flimrer, og relativt hyppige strøbrudd med lang feilrettingstid. ABB er leverandør av batteripakken på 12kW/130 kWh.

3.2 Solcellepaneler i Kjøladalstunellen

En rekke norske tunneller har i dag ikke innlagt lys, noe som går ut over trafiksikkerheten. I følge Nilsen (2015) blir Kjøladalstunellen i Rogaland den første norske tunellen som får lys fra en batteripakke, ladet fra solceller. Vegvesenet anslår at anlegget koster om lag en halv million kroner, i motsetning til omtrent 2,7 millioner for tilkobling i strømmettet. Solceller vil i dette tilfellet være godt egnet, ettersom bilistene har størst behov for lys om sommeren, og energieffektive led-lys vil automatisk slå seg på ved bevegelse i tunellen.

3.3 Stafford Hill Solar Farm and Microgrid

Stafford Hill Solar Farm består av 7 700 solcellepaneler montert på det som tidligere var en søppelfylling, og av miljøhensyn betraktes som uegnet til annet bruk. Solcellene har en installert kapasitet på 2,5 MW, og energilageret er på 3,4 MWh bestående av litium-ion og blybatteri (Carlson, 2016).

Nettselskapet og strømprodusenten Green Mountain Power (GMP) utviklet anlegget i samarbeid med myndigheter, industrielle aktører og ideelle organisasjoner. Stafford Hill Solar Farm and Microgrid fungerer som en del av et sikkerhetstiltak igangsatt etter at området ble hardt rammet av orkanen Irene i 2011. Når microgridet isoleres kan det levere strøm til kritiske forbrukere slik som et «public emergency shelter».

I normal drift leverer systemet ulike nettjenester til strømmettet. I august 2016 reduserte anlegget, i en periode på én time, effektuttaket fra overliggende nett med nesten 2 MW (2 MWh). I følge Schoenung, Byrne, Olinsky, & Borneo (2017) sparte GMP ca. 200 000 dollar i avgifter i 2016 som følge av fleksibilitetstjenester fra anlegget.

3.4 Kilroot Power Station

I januar 2016 satte kraftprodusenten AES UK & Ireland i drift et batterilagringsanlegg som kan levere 10 MW til transmisjonsnettet i Nord-Irland. Batteriet er på 5 MWh og er installert ved olje- og kullkraftverket Kilroot.

Batteriet er første del av et stort lagringsanlegg ved Kilroot Power Station, som skal kunne levere opptil 100 MW ut i strømmettet ved forbrukstopper (AES, 2016). Anlegget er fullt ut kommersielt og eies av kraftselskapet, og skal redusere kostnader ved endring av produksjon som følge av kortvarige endringer i etterspørsel.

3.5 M5BAT

Endringer i strømforbruk og utbredelse av fornybare energikilder ligger til grunn for prosjektet M5BAT, som består av et 5 MWh hybridbatteri som kombinerer flere batteriteknologier. Det ble tatt i bruk 8. september i 2016 i Aachen, Tyskland og er tilkoblet for å balansere og stabilisere distribusjonsnett. Det skal også prøves ut intradags kjøp og salg av energi (arbitrasje).

Det standardiserte designet skal gjøre det enkelt å ta i bruk i strømmnett over hele verden. Forskerne bak M5BAT forventer at ved å kombinere forskjellig teknologi kan de optimalisere responstid og stabilitet. Ved å utnytte flere teknologier er håpet å minimere driftskostnader og maksimere systemets levetid. M5BAT oppgir at batterianlegget har en forventet virkningsgrad opp mot 90 prosent, avhengig av bruk (Energiespeicher, 2016).

3.6 Færøyene

Færøyene ligger i Atlanterhavet mellom Skottland og Island, og består av 18 små øyer med litt over 49 000 innbyggere. De geografiske forholdene kompliserer et sikkert og stabilt strømmnett. I dag er oppvarming og transport hovedsakelig basert på fossile brenslere.

Færøyene har satt et ambisiøst mål om en 100 prosent ren og karbonfri energiproduksjon innen 2030. I 2015 var kun 40 prosent av strømproduksjonen fra fossile energikilder, resten fra vann og vind. Den store andelen fornybar energi gjør Færøyene godt egnet til å teste ut hvordan forskjellige «rene» teknologier kan integreres i et kraftsystem (Dimitrova, 2017, s. 14).

I mai 2016 ble et 2,3 MW (700 KWh) batterilagringsystem installert for å stabilisere produksjonen fra en vindpark med installert kapasitet på 11,7 MW. Det forventes at det gir en økning på 30–40 prosent i årlig produksjon fra anlegget, i tillegg til å levere systemtjenester.

3.7 Flow-batterier i Kina

Pu Neng er i gang med å produsere et vanadium redox-strømningsbatteri som første del av «Hubei Zaoyang Storage Integration Demonstration Project», et prosjekt på totalt 10 MW / 40 MWh som skal integreres i strømmettet. Det første batteriet, på 3 MW / 12 MWh skal tilknyttes solcellepaneler.

I følge Pu Neng skal det ferdigstilles et enda større prosjekt i 2018, også det lokalisert i Hubei provinsen. Dette anlegget skal være på 100 MW / 500 MWh og skal fungere som erstatning for kraftverk som produserer kun i toppplastimer (Colthorpe, 2017).

Kinas nasjonale utviklings- og reformkommisjon (NDRC) uttalte nylig at de ønsker flere investeringer i energilagring, blant annet flere store strømningsbatterier basert på vanadium, med mulighet for å levere 100 MW til strømmettet. Per i dag er det også igangsatt bygging av et vanadium-energilagringsanlegg i Dalian, på 200 MW / 800 MWh som leveres av Rongke Power og UniEnergy Technologies.

Det skal imidlertid nevnes at Kina har en av verdens største forekomster av vanadium, noe som kan være med på å forklare utbredelsen av strømningsbatteriene. NDRCs politiske talsperson uttaler at vanadium vil revolusjonere kraftsystemet på samme måte som litium-ion batterier muliggjør den globale overgangen til elektriske kjøretøy (Colthorpe, 2017).

3.8 Hornsdale windpark

Flere omfattende strømbrudd i Sør-Australia i 2016 og 2017 førte til at myndighetene i delstaten ble sterkt kritisert for dårlig energipolitikk. I følge Williams (2017) kostet strømbruddene bedriftene i delstaten 367 millioner australske dollar.

Siden da har myndighetene hatt sterkt fokus på pålitelighet i kraftsystemet. Det har blant annet ført til den mye omtalte investeringen i det som stadig blir omtalt som verdens største batteri. Batteriteknologien er litium-ion og leveres av Tesla. Mye av oppmerksomheten skyldes trolig at Elon Musk (CEO) i Tesla gikk tidlig ut og lovet at batteriet skulle være gratis dersom de ikke klarte å levere det i løpet av 100 dager fra bestilling. Batteriet var ferdig på 60 dager og er i drift i det australske nettet.

Batteriet er tilkoblet Hornsdale vindpark som drives av det franske energiselskapet Neoen, og består av 99 turbiner med en installert produksjonskapasitet på 315 MW. Batteriet, som også eies av Neoen, er ment brukt til balansering av nettet og for å unngå strømbrudd. Det kan levere 100 MW ut i strømmettet og har en lagringskapasitet på 129 MWh. I følge Williams (2017) kan det forsyne mer enn 30 000 boliger med strøm i en time.

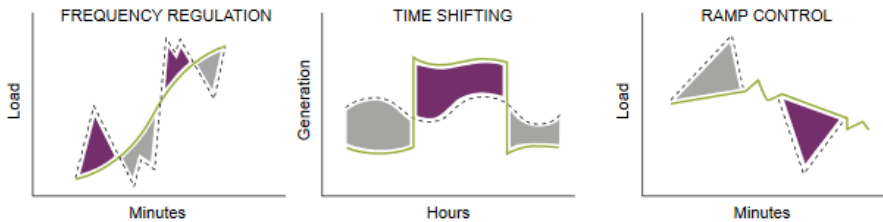
Batteriet bidrar til å gi kraftnettet nødvendig stabilitet, men kan ikke løse alle utfordringene knyttet til strømbruddene, ifølge administrerende direktør i Neoen Australia. Tesla uttaler at installeringen av verdens største litium-ionbatteri i rekordfart, viser at en bærekraftig og effektiv energiløsning er mulig og at markedet er modent for å integrere fornybare energikilder i kraftnettet (Williams, 2017).

I følge BBC (2017) er dette bare ett av flere lignende prosjekter som Tesla er involvert i. Lignende batteribanker, som skal stabilisere produksjon, er installert blant annet i California, Hawaii, New Zealand, Storbritannia og flere stillehavsøyer.

En rekke andre selskaper jobber også med batterier i kraftnettet og neste år forventes det at et lagringsanlegg som er 50 prosent større enn Hornsdale skal åpne i Sør-Korea (BBC, 2017).

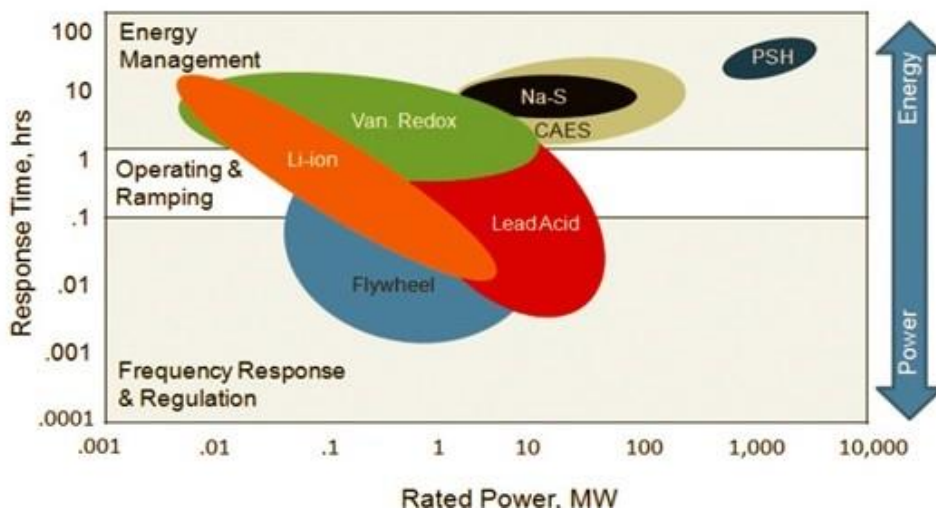
4. Batterienes funksjoner i strømmettet

I dette kapittelet demonstrerer vi ulike tjenester som batterilagransanlegg kan utføre i strømmettet, inkludert frekvensrespons og -regulering, drifts- og reserveeffekt (spinning reserve), og mer langsiktige behov for energistyring hvor man for eksempel lagrer energi produsert i lavlast perioder, og forbraker energien i topplast perioder.



Figur 4-1 Batteritjenester i strømmettet (Eurobat, 2016)

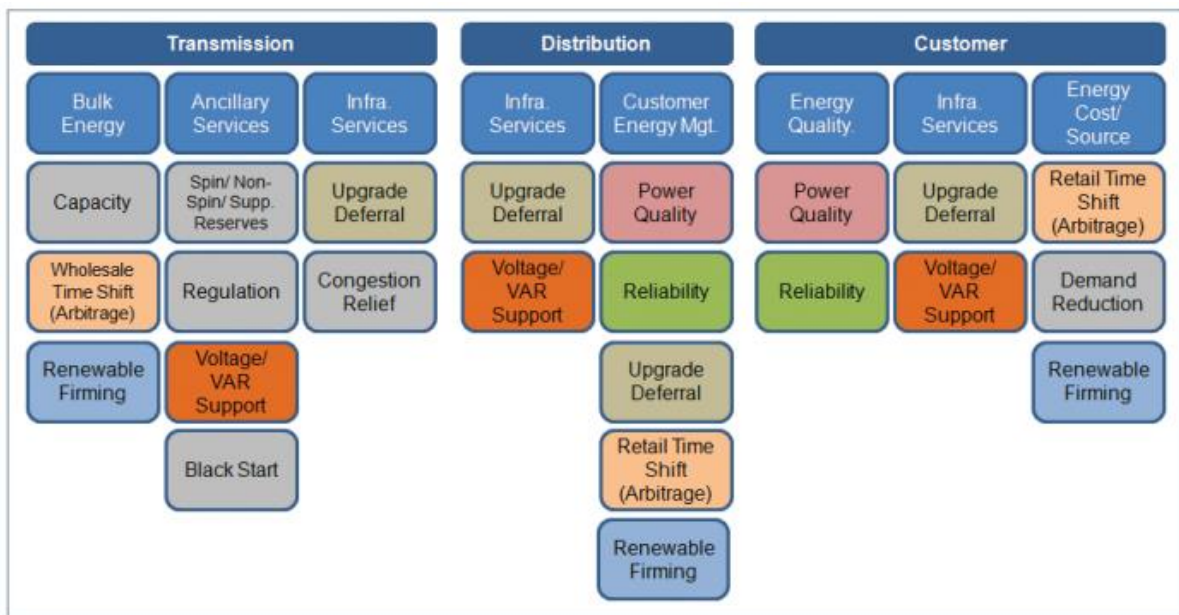
En analyse gjennomført av Siemens (2017) viser effekt og responstid for flere lagringsteknologier, og viser relativt til hverandre hvor godt egnet de er til å betjene tre generiske systembehov – energistyring, drift og effektreserve (ramping), og frekvensrespons og -regulering. Litium-ion batterier har rask responstid og dekker samtidig lengre lagringsbehov noe som gir et relativt allsidig bruksområde.



Figur 4-2 Batterikarakteristikk (Siemens, 2017)

⁴ LI-ion=Litium-ion, Flywheel=svinghjul, Van. Redox= Vanadium Redox strømningsbatteri (flow), Lead Acid= Blybatteri, Na-S= Natrium-Svovel, CAES= Komprimert luft, PSH= Pumpekraft (vannkraft)

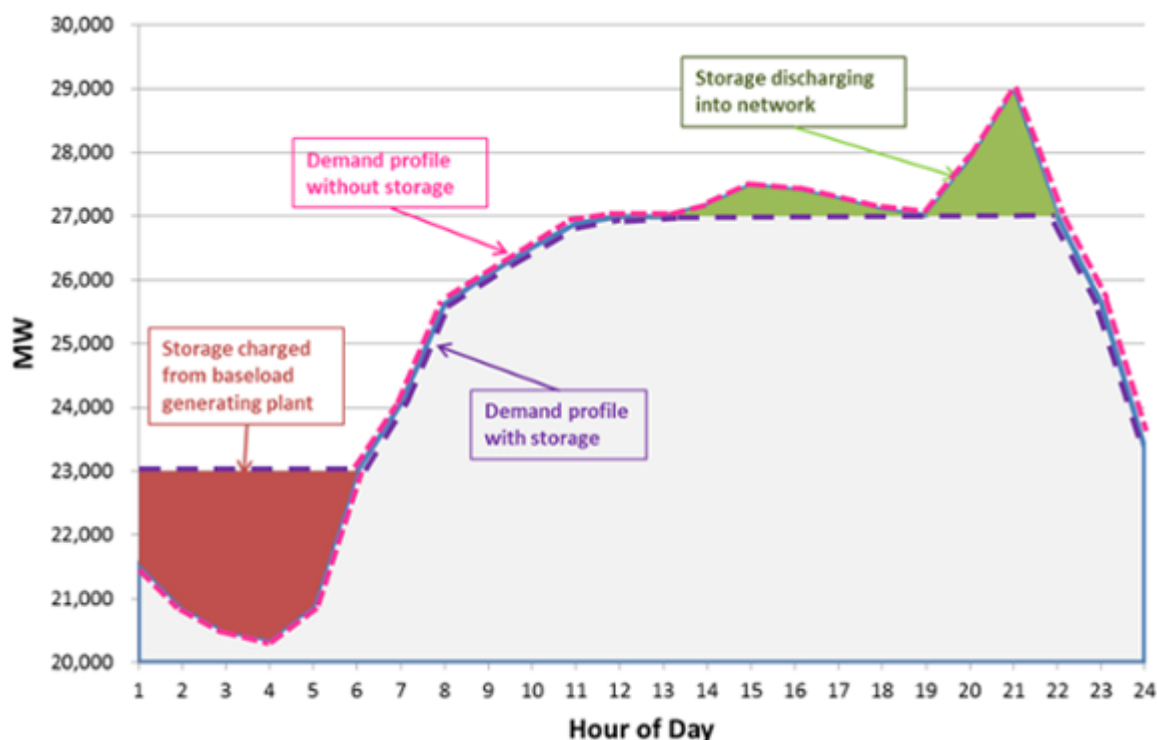
Figur 3-5 viser en oversikt over de forskjellige funksjonene som batterilagringsanlegg kan utgjøre i strømmettet, avhengig av hvor i nettet de plasseres. Fargekodene illustrerer at flere bruksområder, slik som utsatte oppgraderinger (upgrade deferral), spenning/ reaktiv støtte (voltage/ VAR support), strømkvalitet (power quality), leveringssikkerhet (reliability), lastflytting (load time shifting) og utjevning av uregulerbar fornybar produksjon (renewable firming) er funksjoner med nytteverdi både i transmisjonsnettet, distribusjonsnettet og hos sluttbrukere.



Figur 4-3 Batteritjenester i strømmettet (Siemens, 2017)

4.1 Utnyttelse av eksisterende strømnnett

På samme måte som at ustabil produksjon kan være et problem, kan også store variasjoner i forbruket være utfordrende. Med et tilgjengelig energilagring kan man oppnå en jevnere kapasitetsutnyttelse i nettet. Ved å bruke strøm fra lagringsanlegg i perioder der forbruket er høyt, og lade opp når vi har ledig kapasitet, kan vi flytte overføring fra høylast til lavlast perioder og på den måten kutte effekttopper i nettet, også kalt peak shaving. I praksis vil dette frigjøre overføringskapasitet ved å jevne ut volatilt forbruk.



Figur 4-4 Peak shaving (CX Associates)

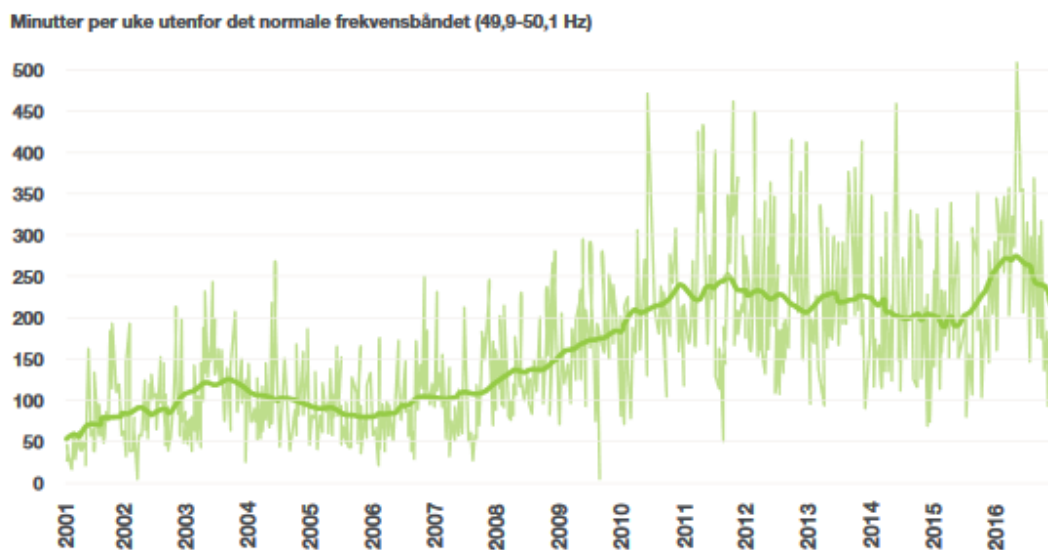
Lokal lagring danner på denne måten et verktøy for å bedre kapasitet og kvalitet.

4.2 Strømkvalitet

Batterier kan balansere deler av kraftsystemet i løpet av millisekunder (Eurobat, 2016, s. 13) ved å levere strøm ut i nettet eller lagre overskuddsstrøm. Frekvens og spenning kan holdes stabil ved at batterier utjevner variasjoner mellom forbruk og produksjon.

Frekvenskvalitet er en indikator på ubalanse i kraftsystemet og måles som antall minutter frekvensen er utenfor et fastsatt frekvensbånd. Det nordiske kraftsystemet er fysisk

sammenkoblet og har felles frekvens. I følge Statnett (2017) har frekvenskvaliteten falt den siste 10 års perioden, og er i dag ikke tilfredsstillende.



Figur 4-5 Frekvenskvalitet. Lysegrønn: Minutter per uke. Grønn: Bevegelig årlig gjennomsnitt. (Statnett, 2017, s. 56)

Reaktiv effekt

Ettersom vi stort sett bruker vekselstrøm (AC) i kraftsystemet vil reaktiv effekt gi ekstra tap utover det som skyldes resistansen (motstand) i systemet. Reaktiv effekt i strømmettet kommer av kapasitans, og lengre kabler og høyere frekvens gir større reaktivt tap. I lange AC linjer kan det være nødvendig å kompensere for reaktiv effekt, for eksempel med SVC⁵-stasjoner eller kondensatorer. Dette er en av grunnene til at nye utenlandskabler baseres på likestrøm⁶ (DC). Batterianlegg kan kompensere for problemet og bedre spenningskvaliteten ved å levere et regulert reaktivt effektområde under drift, i tillegg til å avhjelpe mot kortvarige strømavbrudd og spenningsforstyrrelser.

I Tyskland har den reaktive effektbalansen i strømmettet hittil blitt dekket av termiske og hydrauliske kraftverk. Siden EU legger opp til en progressiv utskiftning av konvensjonelle termiske kraftverk til fordel for fornybare energianlegg må også den reaktive systemstøtten komme fra nye kilder i fremtiden. (Agora Energiewende 2014, s. 68).

⁵ Static Var Compensationing (Komponent i kraftsystemet for å redusere reaktiv effekt)

⁶ Ingen vekselstrømfrekvens og dermed ikke reaktivt tap

4.3 Forsyningsikkerhet

Batterier sammen med uregulerbar produksjon kan raskt levere energi for å opprettholde riktig spenning og frekvens når produksjon ikke samsvarer med etterspørsel. Ved lengere avbrudd kan annen produksjon settes i gang for å opprettholde leveringskvalitet og -sikkerhet.

Variabel fornybar energi er utfordrende å integrere i kraftsystemet som til enhver tid må sikre en pålitelig og stabil balansering av tilbud og etterspørsel. Med batteribanker i kraftnettet kan man lettere integrere vind- og solenergi ved å produsere når det er mulig, og raskt frigjøre energi når det er behov, noe vi allerede ser og sannsynligvis kommer til å se mye mer av i Europa. Dette sikrer en jevnere og mer forutsigbar kraftforsyning.

I Norge har vi god tilgang på vannkraft, noe som løser mye av problemstillingene vi ser i Europa, men det kan være aktuelt med lokal lagring for individer som ligger i områder langt fra et godt utbygd kraftnett. Dette kan være områder med lite bebyggelse, hyttefelt, eller øysamfunn. Her kan batterier kobles til nettet som en ekstra forsyningsikkerhet, eventuelt til lokal produksjon som solcellepaneler, vind- eller vannturbiner.

4.4 Kritisk infrastruktur

Strømforsyning er kritisk infrastruktur fordi nesten alt vi omgir oss med er avhengig av strøm for å fungere. Elektrifisering og digitalisering av samfunnet danner nye muligheter, men også nye behov.

Betalings- og kommunikasjonsteknologi er et eksempel, her kan batterilager levere nødvendig driftssikkerhet, også i nødsituasjoner. Dette gjenspeiles i kravet om at fra 2018 skal alle basestasjoner ha seks timer reservestrøm, billigere og bedre teknologi kan medføre strengere krav på lang sikt. Det kan også være hensiktsmessig å vurdere lokal produksjon i denne sammenhengen, særlig hvis basestasjoner skal plasseres langt fra utbygd nett eller krever kostnadsintensive nettoppgraderinger.

Også i situasjoner der man tradisjonelt har backup-systemer kan det i fremtiden blir mer aktuelt å bruke batterilagring, da gjerne i kombinasjon med regulerbar eller uregulerbar produksjon. Dette kan være på sykehus, skip, eller hvor som helst der strømbrudd kan føre til store konsekvenser.

5. Fergecase

Batterilagringsanlegg for å lade elektriske ferger er et godt eksempel på bruk av energilager i det norske distribusjonsnettet, som allerede er igangsatt. Disse erfaringene kan også overføres til andre effektintensive bruksområder.

Elektrifiseringen av den norske transportsektoren har stått sentralt i det siste og drives frem av blant annet miljøengasjement, økonomi og som følge av internasjonale klimaforpliktelser. I februar 2015 ble verdens første batteridrevne ferge, Ampere, satt i drift over Sognefjorden på E39, mellom Oppedal og Lavik. Samme året ble det vedtatt i Stortinget at alle kommende fergeanbud skal inkludere nullutslipps- eller lavutslippsferger, der teknologien tilsier det. Siden har elektrifiseringen av skipsfarten fått mye oppmerksomhet. Både landstrømanlegg for å redusere lokale utslipp i havn for fossilt drevne skip, og helelektriske løsninger for nye skip.



Figur 5-1 Den elektriske fergen Ampere (Norled)

I Norge har vi mange fergestrekninger og de fleste er relativt korte med høy frekvens på avgangene, det gir en driftsprofil med godt potensiale for batteridrift. For lengre strekninger er batterier mindre egnet på grunn av kapasitetsutfordringer knyttet til batterier og til lading. På de lengre fergestrekningene kan hybridløsninger være gode alternativer.

I følge Siemens (2015) har 84 av rundt 180 norske ferger en driftsprofil som tilsier at batteridrift allerede er et lønnsomt alternativ. Disse har en overfartstid på mindre enn 35 minutter og minst 20 turer i døgnet. Samme studie viser at 43 ferger er lønnsomme med hybriddrift, og konkluderer med at 70 prosent av den norske fergeflåten vil være lønnsom med elektrisk drift.

Batteridrevne ferger må lades når de ligger til kai. Typisk er de inne 5-10 minutter mellom hver avgang. For å lade tilstrekkelig uten å endre ruteplanen medfører det at mye energi må overføres på kort tid, noe som krever stor tilgjengelig kapasitet i strømmettet hvis det skal hentes direkte. Det eksisterende nettet er i hovedsak ikke dimensjonert for å håndtere den nye effekten og utbygging av nytt kraftnett er kostnadsintensivt.

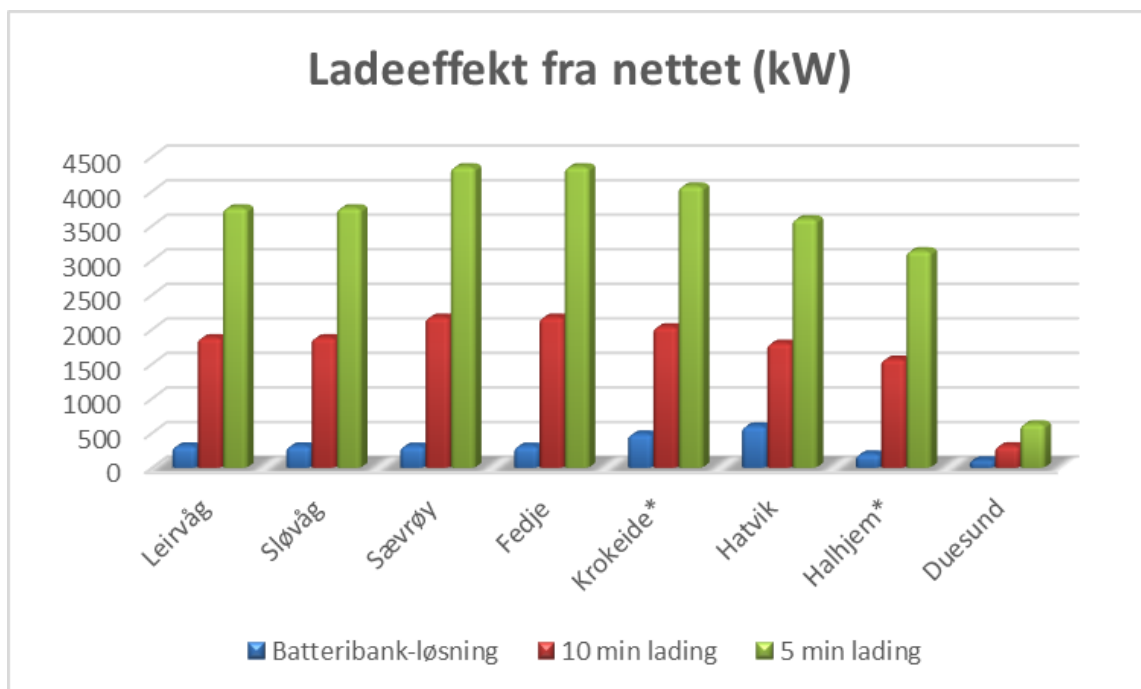
DNV-GL (2015) vurderer de 52 mest aktuelle fergestrekningene og konkluderer med at det er fullt mulig å bygge opp kapasiteten i nettet for lade fergerne. Økt strømforbruk beregnes til 240 GWh i året og er uproblematisk for det norske produksjonssystemet, men det krever nettinvesteringer for noe over 900 MNOK (DNV-GL, 2015).

Inn- og utkobling av batteridrevne skip til hurtiglading medfører store variasjoner i kapasitetsutnyttelsen i strømmettet. Dermed kan inn- og utkobling også påvirke strømkvaliteten for andre forbrukere i nettet, spesielt i utkantstrøk med forholdsvis lav last i utgangspunktet, som for eksempel øyer og tettsteder langs kysten. Et alternativ til direkte tilkobling i strømmettet er å ha batteribanker som en del av fergekaianleggene og lade fergerne fra disse. Denne løsningen benyttes i dag for å lade «Ampere». Det gir en jevn belastning på kraftnett. Selv om batteriene på fergen lades med 1 MW i ti minutter hver time er belastningen på nettet jevn med 0,3 MW for å lade batteribanken på kaia (THEMA. 2016b s. 8).

5.1 Planlagte fergestrekninger i BKKs område

Under isolerer og analyserer vi et utdrag av planlagte ladepunkter for ferger på Vestlandet. De forskjellige løsningene skal bidra til å danne et bilde av hvordan ladeprosessen påvirker strømmettet og interessenter.

I figur 4-2 sammenlignes det momentane effektuttaket som behøves fra strømmettet for å lade ferger ved tre forskjellige ladeoppsett. De grønne søylene viser hvor høy ladeeffekt i kW som er nødvendig for å lade fergebatteriene direkte fra strømmettet i løpet av fem minutter. Her blir belastningen veldig høy i de korte ladeperiodene. Hvis ladetiden doubles til ti minutter hver gang fergene ligger inne, vist av de røde søylene, kan effektuttaket for å overføre den samme energien halveres. Men vi ser av figuren at effekten fortsatt er høy sammenlignet med en batteribankløsning som alltid er tilkoblet strømmettet.



Figur 5-2 Sammenligning av effektuttak fra kraftnettet ved lading.
*Hybridløsning

Leirvåg - Sløvåg er ett fergesamband og fergene lades like mye på begge sider, derfor er søylene like, det samme gjelder Sævrøy - Fedje. Fergesambandet Duesund - Masfjordnes er på kun 750 meter og er en kabelferge, noe som betyr at batteriferge er mindre aktuelt, men i dag er kabelen drevet av fossilt drivstoff og det kan være aktuelt å drive denne på strøm.

Tabell 1 viser forventet strømforbruk i MWh per år for de aktuelle fergekaiene og belastningen i strømmettet med de tre forskjellige ladealternativene i kW.

Fergekai	Forventet energiforbruk** (MWh/år)	Nødvendig ladeeffekt fra nettet (kW)			Fergens ladefrekvens***
		Batteribank-løsning	10 min lading	5 min lading	
Leirvåg ⁷	1955	313	1879	3758	60
Sløvåg	1955	313	1879	3758	60
Sævrøy	1509	311	2176	4353	70
Fedje	1509	311	2176	4353	70
Krokeide*	2489	485	2037	4075	40
Hatvik	3018	600	1801	3601	30
Halhjem*	1178	196	1569	3137	80
Duesund	438	105	316	632	30

Tabell 1 Beregnet energibruk. *Hybridløsning **Totalt energiforbruk for et samband er summen av tallene vist for hver fergekai ***Minutter mellom avganger

Knyttet opp mot problemstillingen viser dette helt klart at batterier kan bidra positivt i distribusjonsnettet. Vi ser vesentlige reduksjoner i effektuttak i disse eksemplene, noe som igjen kan redusere behovet for investeringer i strømmettet.

5.2 Samfunnsøkonomisk verdi

Fergecasen demonstrerer hvordan lokal lagring kan optimere utnyttelsen av strømmettet. Hvor stor verdi dette medfører vil imidlertid være situasjonsbestemt. Hvis det er tilstrekkelig kapasitet i nettet og volatilt forbruk ikke påvirker kraftsystemet signifikant i negativ retning, er det trolig ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i lagringsanlegg. Installasjon og driftskostnader fra batteribank, må veies opp mot tradisjonelle nettoppgraderingskostnader for å dekke eventuelle behov i nettet, her med hensyn på både overføringskapasitet og systemtjenester.

Økonomien i lagringsprosjekter er følsomme for anleggsbidrag og nettariffer. Økt effektledd og anleggsbidrag gjør lagring mer interessant for forbrukere, noe vi kommer tilbake til i neste kapittel om lønnsomhet.

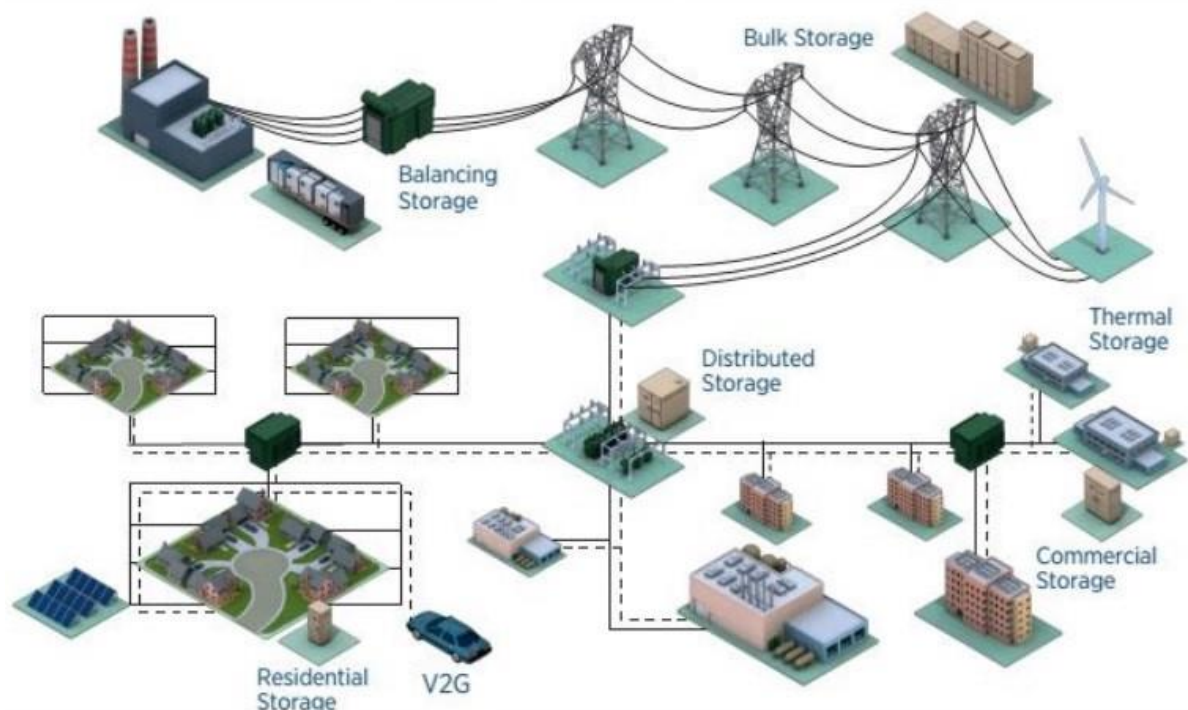
⁷ Eksempel på beregning av nødvendig effekt fra strømmettet Leirvåg-Sløvåg; Energibehov per tur er oppgitt (BKK) til 298 kWh, 60 minutter mellom hver avgang og 5 prosent tap i ladeprosessen. Batteribankløsning; $298 \text{ kWh} / 0,95 = 313 \text{ kW}$. Ti minutter direktelading; $313 \text{ kW} * 6 = 1879 \text{ kW}$. Fem minutter direktelading; $313 \text{ kW} * 12 = 3758 \text{ kW}$. Forventet årlig energibruk; $298 \text{ kWh} * 36 \text{ overfarter i døgnet} = 10710 \text{ kWh} * 365 = 909 \text{ MWh} / 2 = 1955 \text{ MWh per kai}$.

6. Lønnsomhet

Verdien av energilagring er som tidligere nevnt, avhengig av formålet det skal tjene i kraftsystemet.

Den bedriftsøkonomiske verdien av strømlagring, for en frittstående aktør, er avhengig av totalkostnadene rundt installering og drift, veid opp mot variasjoner i strømprisen i den tidsperioden batteriene kan holde på energien. En høy prisvariasjon gjennom døgnet gjør energilagring mer attraktivt. Dette kan skyldes variasjoner i kraftpris, eller tariffer og avgifter. I tillegg kan eventuell økonomisk kompensasjon for systemtjenester eller fleksibilitet ytterligere øke lønnsomheten. For eksempel ved levering av reaktiv effekt, eller kortvarig utkobling ved lav kapasitet i nettet.

Høyere energitetthet med mindre fysiske størrelser på batterier bidrar til lavere produksjonskostnader og dermed fallende installasjonspriser. Imidlertid er det fortsatt relativt nytt å tenke på batterier i strømmettet og eventuell plassering er ikke opplagt. Plasseringen vil avhenge av nettbehov, tilgjengelig teknologi og kostnader.



Figur 6-1 Lagringsanlegg i kraftsystemet (International Renewable Energy Agency)

Fallende priser på teknologi og kapital har bidratt til mange nye prosjekter, både planlagte og igangsatte. I følge Simens (2017, s. 6) har batteriprisene falt med 33 prosent de siste fem årene og det forventes et ytterligere fall på 40-50 prosent i løpet av de neste 5 årene. De fleste kostnadsreduksjonene har primært vært knyttet til battericeller, men også kostnader for konvertering fra likestrøm til vekselstrøm (invertere) og batteristyringssystemer har gått ned.

En rasjonell investor vil forsøke å realisere alle potensielle verdistrømmer fra lokale lagringsanlegg. Energilagring kan gi kostnadsreducerende sluttbrukerfleksibilitet og levere systemtjenester i strømmettet. En markedsaktør som investerer i lokal lagring kan for eksempel tjene på å kombinere salg av strøm og tjenester til formål som lading av elbiler, landstrøm til skip i havn, og systemtjenester og fleksibilitet til nettet. I tillegg til å utnytte eventuelle variasjoner i strømpris.

Videre er lønnsomheten knyttet til forskjellige markeds- og regulatoriske forhold. Her er anleggsbidrag og tariffing en viktig del.

6.1 Anleggsbidrag

Forbrukere skal i størst mulig grad betale for de faktiske kostnadene de påfører nettet. Dette skjer via anleggsbidrag og nett-tariffen. Anleggsbidrag kan maksimalt utgjøre anleggskostnaden for å møte nødvendig nettkapasitet.

Nettselskapene er ikke pålagt å kreve inn anleggsbidrag, men de må ha en praksis som er objektiv og ikke virker diskriminerende. Det aktuelle anlegget/prosjektet må være kundespesifikt⁸ for at selskapet skal kunne kreve inn anleggsbidrag. De delene av anlegget som dekkes av nettselskapet medfører økt nettleie for alle kundene i nettet. Hvor mye nettselskapene velger å kreve inn varierer, men vi ser i dag en tendens til at store selskaper med god likviditet, krever mindre i anleggsbidrag enn de små. Dette kan være en konsekvens av at reduserte anleggsbidrag kan slå positivt ut i selskapenes inntektsramme. I følge Eden & Hooper (s. 80, 2010) er det de mest effektive selskapene som kan profitere på å kreve mindre i anleggsbidrag.

⁸ Nyten av investeringen kan entydig henføres til en «avgrenset og klar identifiserbar kundegruppe», spesifisert til en eller et fåtall kunder.

6.2 Tariffering

Utforming av nett-tariffer som belaster brukerne på mest hensiktsmessig måte er utfordrende, og det påvirker verdien av lagring.

Tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet. I henhold til samfunnsøkonomisk teori oppnås dette ved å reflektere marginale kostnader. Bruksavhengige ledd bør derfor hovedsakelig reflektere kortsiktige marginale kostnader ved tap eller overbelastning i nettet. Langsiktige prissignaler utover disse bør gjenspeile kundespesifikke investeringskostnader. Nettutbygging og vedlikehold medfører store faste kostnader, men de variable kostandene knyttet til overføring av strøm er lave, det medfører fallende gjennomsnittkostnader ved økt volum og stordriftsfordeler. Slike tariffer vil imidlertid ikke være tilstrekkelige til å dekke de totale kostnadene. Fordelingen av gjenværende kostnader mellom nettkundene skal gjøres på en måte som minst mulig virker vridende på bruken av nettet, og investeringene. I praksis har dette ført til relativt lave tariffer for produsenter og store industrielle forbrukere, mens husholdninger, offentlig sektor og små bedrifter må dekke en større andel av residualkostnadene (NordREG, 2015, s. 17).

Produsentene betaler vanligvis en begrenset andel av de totale kostnadene, mens forbrukerne bærer en mye større andel. Dette som følge av lokale utfordringer og regulatoriske målsettinger om optimal samfunnsøkonomisk nytte. Det norske tariffsystemet inneholder mange riktige økonomiske prinsipper, men det er praktisk talt umulig å implementere et teoretisk perfekt system. Imidlertid vil innføring av smarte målere (AMS) i det norske distribusjonsnettet gi nye muligheter for bedre utnyttelse av strømmettet.

Kundene vil ha bedre informasjon om sitt eget forbruk og kan sette opp automatiserte systemer som gir en bedre utnyttelse av strømmettet, som igjen kan føre til lavere nettleie på lang sikt. For nettselskapene vil AMS i tillegg til å bedre kapasitetsutnyttelsen gi mer detaljert informasjon om forbruket, noe kan benyttes i utviklingen og driften av strømmettet.

6.2.1 Effekttariffer

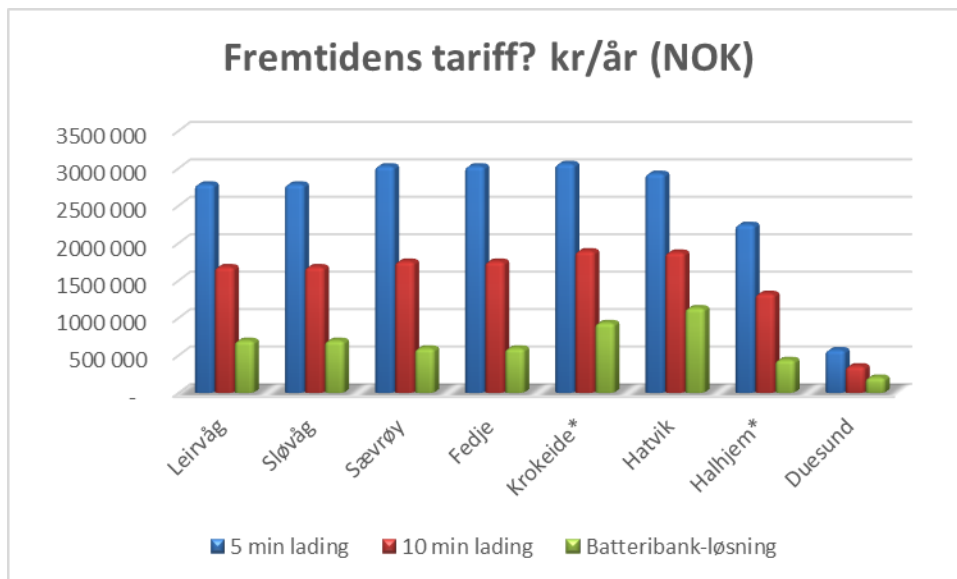
NVE (2017) foreslår å innføre effekttariffer i det norske markedet, utformet som et abonnement hvor prisen fastsettes ut fra effektuttaket som kunden får inkludert over en time (kWh/h). Nettleien vil etter planen bestå av abonnementsprisen, i tillegg til et energiledd som i dag, og et overforbruksledd som slår inn hvis kunden bruker mer enn det som inngår i abonnementet.

På denne måten vil nettleien i større grad gjenspeile det faktiske behovet for nettkapasitet som de enkelte sluttkundene har, og gi incentiver til å redusere forbrukstoppene i nettet slik at investeringer kan utsettes eller reduseres. Noe som igjen reduserer den samlede økningen i nettleiekostnader for alle brukerne av nettet. Kundene som tilpasser seg kan abonnere på lavere effekt, og dermed redusere nettleien ved å flytte forbruk fra topplastperioder til perioder hvor belastningen på nettet er mindre. Dette kan oppnås enten ved flytting av forbruk eller ved å bruke forskjellige former for energilagring.

6.2.2 Hensiktsmessig avregningsgrunnlag?

Store kunder betaler allerede i dag et effektledd i tillegg til fast og variabel del, men avregningsgrunnlaget gjør at effektleddet ikke nødvendigvis reflekter den faktiske bruken av nettet, noe som gir utslag i for eksempel batteribankene på kaiene fra forrige kapittel.

I dag er det kostnader til nettoppgraderinger og strømkvalitet i nettet som hovedsakelig er styrende for valg av batteribank. Lønnsomheten til batteriene i drift er avhengig av hvordan nett-tariffene utformes. I dag regnes effekttariffene i BKK sitt nett ut i fra gjennomsnittlig effektuttak på en time. Dermed blir kostnadene i fergecaset relativt likt uansett om man lader fem minutter, ti minutter eller hele tiden. Til tross for at belastningen på nettet er veldig forskjellig. I Figur 5-1 viser vi eksempler på nettleie med reelle tariffer, kombinert med momentan effektmåling. Dette gir høye tariffer, men kan allikevel gi et interessant bilde som avspeiler den faktiske bruken av nettet.



Figur 6-2: Momentan effektavregning i nettleie (Søylene tilsvarer fergekaiene fra tabell 1)

Vi ser at kostnadene ved å lade direkte fra strømmettet er høye og stiger i takt med effektuttaket, noe som reflekterer den faktiske bruken av nettet. Kraftprisen er ikke inkludert i beregningene og vil komme i tillegg. Gjennomsnittlig årlig besparelse for forbrukere ved å velge batteri i disse eksemplene, på grunn redusert effektledd blir ca. 1 MNOK mot ti minutters lading og ca. 2 MNOK mot fem minutters lading.

Ladetid	5 min	10 min	Konstant (batteri)
Estimert energiuttak	2 489 000 kWh	2 489 000 kWh	2 490 960 kWh
Maksimalt effektuttak	4075 kW	2037 kW	485 kW
Fastledd	kr 18 600	kr 18 600	kr 18 600
Effektledd	kr 1 998 391	kr 1 044 945	kr 278 310
Energiledd	kr 97 071	kr 97 071	kr 97 147
Forbruksavgift	kr 352 194	kr 352 194	kr 352 471
Påslag Enova	kr 800	kr 800	kr 800
Summer	kr 2 467 055	kr 1 513 610	kr 747 328
MVA	kr 616 764	kr 378 402	kr 186 832
Total nettleiekostnad	kr 3 083 819	kr 1 892 012	kr 934 160
Total nettleiepris pr. kWh	kr 1,24	kr 0,76	kr 0,38
Antatt kraftpris pr. kWh	kr 0,26	kr 0,26	kr 0,26
Total energipris pr. kWh	kr 1,50	kr 1,02	kr 0,64

Tabell 2 Eksempel Krokeide

Hvordan fremtidens tariffing vil se ut er usikkert, men i dag kan nettselskapene utforme tariffene relativt fritt innenfor inntektsrammene, og ifølge Energi Norge etterlyser transportaktørene mer standardiserte effekttariffer på tvers av nettselskapene (Svartsund, 2017).

7. EU-kommisjonens forslag til nytt el-markedsdirektiv

Lagringsanleggenes funksjonelle allsidighet gjør det utfordrende å definere et godt regelverk. Når dagens energilover ble utformet hadde kraftnettet stor overkapasitet. Forbruk og produksjon var mer stabilt og på et lavere nivå enn i dag. Derfor er ikke regelverket utformet med særlig hensyn til strømlagring.

Et problem, ifølge Eurobat (2016), er at lovverket mangler en definisjon av lagringsanlegg, noe som fører til at regelverk tolkes forskjellig. Enkelte tolker det slik at lagring skal reguleres på samme måte som produksjon. De argumenter på grunnlag av krav om funksjonelt og selskapsmessig skille, at nettselskaper ikke kan investere i lagringsanlegg (Eurobat, 2016, s. 24). En annen konsekvens av denne tolkningen er at energilageret kan bli utsatt for en dobbeltbeskatning, og må betale avgifter på samme måte som en sluttbruker når batteriet lades opp, ved å «forbruke» strøm fra nettet, og igjen som «produksjon» når den samme strømmen leveres tilbake i nettet. Dette bryter med den opprinnelige tanken om at avgifter og tariffier skal reflektere den faktiske bruken av nettet, og gir insentiver som reduserer utbredelsen av batterier i distribusjonsnettet uavhengig av samfunnsnyten. Disse uklarhetene kan tenkes å medvirke til at nettselskaper er avventende frem til klarere regulering er på plass.

Ettersom det nordiske kraftsystemet, og dermed også det norske, er integrert med resten av Europa i stadig større grad, introduserer vi kort den såkalte «vinterpakken». Dette for å gi en bedre forståelse av reguleringen både i Norge og i landene vi samarbeider med.

7.1 Vinterpakken

Den europeiske energisektoren står ovenfor store forandringer, hvor innfasing av variabel og desentralisert fornybar kraftproduksjon, økt overføringskapasitet mellom land, tettere markedsintegrering, samt utvikling av nye teknologiske løsninger står i fokus.

EU-kommisjonens forslag til nytt regelverk «Clean Energy for All Europeans», populært kalt vinterpakken, dekker en rekke tiltak knyttet til energieffektivitet, fornybar energi, endring av energimarkedet, og sikker strømforsyning. Den foreslår en omorganisering av energisektoren for å imøtekomme energiknapphet, samt forsterke det indre markedet ved å

implementere en felles energiunion i Europa. Vinterpakken kan følgelig deles inn i tre hovedkategorier: «energieffektivitet i førerretet», «verdensleder innen fornybar energi» og «rettferdighet ovenfor forbrukerne».

Videre har vinterpakken følgende hovedmål:

- Etablere et felles markedsdesign i hele unionen og dermed sikre tilstrekkelighet i EUs kraftnett.
- Fremme bedre integrasjon av fornybar energi, og vurdere bærekraftigheten av bioenergi.
- Fremme regler for grønn energi, energieffektivitet og ytelse i marked, som skal gjelde bygninger, industrier (miljødesign), innovasjon og transport.
- Implementere regler for styring av energiunionen.

For å nå målene vil EU-kommisjonen stimulere til offentlige og private investeringer, fremme EUs industrielle konkurransevne og redusere samfunnsmessige konsekvenser i det grønne skiftet. I tillegg ønsker EU å vise lederskap i miljøvennlig energiteknologi og -tjenester for å hjelpe andre land å nå sine politiske mål, hvor energilagring er en del av den forslåtte løsningen (Europakommisjonen, 2016).

Vinterpakken er i stor grad knyttet opp mot Europas klimaforpliktelser, noe som vil kunne få konsekvenser for Norge gjennom EØS-avtalen.

7.2 Distribusjonsselskaperes nye rolle

Hittil har EUs regulering av distribusjonsselskapene hovedsakelig vært knyttet til å sikre god nok overføring fra overliggende nett. I vinterpakken gis DSO-er (distribution system operators) en større og mer sentral rolle for drift og systemansvar. Overført til norske forhold tolker vi denne nye DSO-rollen som noe som kan overføres til landets største distribusjonsselskaper. Dette fordi vi har så mange små netteiere at det ikke er realistisk eller rasjonelt, at alle skal påta seg denne rollen. De vil derfor kunne underlegges for eksempel det største nettselskapet i sin region. Energi Norge utarbeidet i 2014 en rapport som foreslo en

hovedmodell med tilhørende roller og virkemidler, samt etablering av et gitt antall koordinerende DSO-er (Sivertsgård, 2017).

Elektrisitetsdirektivets artikkel 32 omhandler distribusjonsselskapenes ansvar for å sikre en effektiv drift og utvikling av distribusjonsnett. Det er imidlertid ikke fastsatt en detaljert løsning, eller konkret definisjon, på hvilken rolle og ansvar DSO-ene skal ha i fremtidens nett.

Videre fremgår det i elektrisitetsdirektivets kapittel IV, at DSO-rollen skal bli mer aktiv for å legge til rette for, og benytte markedsbasert fleksibilitet i distribusjonsnett. Det er viktig at den nye rollen blir utviklet på en hensiktsmessig måte i dialog med bransjen. Det forventes at distribusjons- og transmisjonsselskapene skal koordinere bruk og utvikling av løsninger for å sikre en optimal utnyttelse av ressursene. Målsettingen er at nettselskapene, fra et nøytralt standpunkt, har den nødvendige gjennomføringsevnen for å sikre et effektivt energimarked med tilhørende kostnadsreflekterende tariffer. Den nye DSO-rollen blir drevet av teknologisk utvikling og nettkundenes bruksvaner. De nye rammebetingelsene vil spille en viktig rolle fremover og det er viktig å lande en tydelig ansvarsfordeling for alle involverte parter.

I EU vil de fleste nettselskapene enten gå inn under DSO (distribution system operator), eller TSO (Transmission system operator). Det mest hensiktsmessige i Norge ser ut til å være at de store regionale nettselskapene får DSO-rollen og dermed det koordinerende ansvaret over et avgrenset område. Den nye DSO-rollen vil medføre et overordnet ansvar for kraftsystemplanlegging og nettutvikling. I tillegg vil DSO-ene ha et tettere samarbeid med TSO (i Norge Statnett) hvor informasjonsutveksling og kommunikasjonen mellom partene er avgjørende for å sikre effektiv planlegging og drift.

Ettersom det europeiske kraftsystemet utvikles og blir stadig mer avansert på grunn av desentraliserte fornybare energikilder, kombinert med volatil etterspørsel, blir koordinering mellom markedsaktørene enda viktigere. Derfor vil EU-kommisjonen styrke reguleringen for samarbeid mellom DSO og TSO, dette for å sikre at all nødvendig informasjon om daglig drift og langsiktig planlegging av kraftnettet deles. Videre må bruken av de lokale energiressursene koordineres for å oppnå en kostnadseffektiv og pålitelig drift av kraftsystemet på et overordnet nivå, og ikke låses til lokale utfordringer alene.

Distribuerte energiressurser (DER) er småskala energiproduksjon og lagringsteknologi, typisk mindre enn 10 MW, som produserer eller lagrer energi lokalt der det er nødvendig. Rammeverket skal sikre at beslutninger tas med et bredt perspektiv og at kostnader ikke overføres ineffektivt fra et spenningsnivå til et annet. Dette krever koordinering, men også fleksibilitet i godtgjørelser for å sammenstille kostnader mot tilhørende oppgaver. Dessuten blir distribusjonsselskapenes virksomhet sterkt utfordret av den nye trenden med lokale energisamfunn og micro-grids, som ytterligere kompliserer skillet mellom konkurranseutsatte oppgaver og monopoloppgaver.

De regulatoriske rammene skal tilrettelegge for at distribusjonsselskapene skal kjøpe tjenester fra lokale energisamfunn, sluttbrukerfleksibilitets-tjenester og lagringssystemer, samt vurdere energieffektive tiltak for å sikre en effektiv og sikker drift. Videre skal DSO-ene definere standardiserte markedsprodukter for tjenestene slik at alle markedsdeltakere kan delta effektivt, inkludert lokale aktører og aggregatorer. Den nye rollen og ansvaret vil trolig kreve endringer i det norske regelverket, blant annet når det gjelder systemansvar.

For å fremme lokal energiproduksjon og sluttbrukerfleksibilitet forslår EU-kommisjonen et regelverk som gir distribusjonsselskapene insentiver til å benytte seg av fleksibilitetstjenester fra nettkundene eller tredjepartsaggregatorer for å optimalisere strømmettet. Aggregatorene kan tenkes å drifte energilager, eventuelt koordinere fleksibilitet fra individuelle kilder og på den måten danne et verktøy som DSO-er og TSO-er kan bruke aktivt. Målet er å forbedre systemets totale effektivitet ved å tilgjengeliggjøre et nytt operativt styringsverktøy for nettselskapene.

7.3 TSO/DSO som eier av lokale lagringsanlegg

I følge Eurobat (2016) kan EUs gjeldende energidirektiver hindre distribusjonsselskapene fra å investere i energilager, men EU-kommisjonen har i vinterpakken foreslått et rammeverk som gir nettselskapene tillatelse til å eie eller drifte lokale lagringsanlegg i spesielle tilfeller. Kommisjonen ønsker fortrinnsvis at anleggene skal drives av kommersielle aktører i et åpent marked og ikke som en del av virksomheter i monopolstilling. Nettselskapene kan derfor foreløpig tenkes å begrense investeringer i batterilagringsløsninger utover pilotprosjekter på grunn av usikkerhet knyttet til det fremtidige regelverket. Forbud mot å drifte/eie batterier med hensikt å tre inn i konkurranseutsatt virksomhet kan forsvares, for å unngå krysssubsidiering. Imidlertid bør rammeverket utformes med hensyn på forskjellige

bruksområder, da samme regler for alle typer kan begrense utbredelsen av kostnadseffektive løsninger.

Eventuell bruk og eierskap reiser altså spørsmålet om markedsvridning og finansiering i et regulert monopol. Det finnes tilfeller hvor det er vanskelig å tenke seg at kommersielle markedsaktører vil investere, for eksempel i anlegg kun for fasebalansering eller nettförsterkning i avsidesliggende områder. Et forbud kan derfor være uheldig siden distribusjonsselskapene bør ha muligheten til å vurdere energilagring som alternativ til nettinvesteringer der det er hensiktsmessig og samfunnsøkonomisk rasjonelt. I tillegg virker et forbud motstridende når vinterpakken ellers legger opp til at DSO-er skal ta større systemansvar, og formålet med regelverket er å sikre kostnadseffektive og gode løsninger for samfunnet. Hvorvidt et lokalt lager i distribusjonsnettene kan tjene faktiske behov på en kostnadseffektiv måte bør veie sterkere enn eierstrukturen.

Som vi har sett finnes det tilfeller der det er gunstig for nettkundene at distribusjonsselskapene får lov til å anskaffe og eie batterier, som for eksempel ved behov for å forbedre strømkvaliteten eller forsterke tradisjonelle nettverksinvesteringer. Elektrisitetsdirektivets artikkel 36 og 54 slår fast at nettselskapene ikke kan eie, utvikle eller drifte batterier, med mindre ingen andre er interessert i å levere tjenesten og det finnes et behov for å sikre effektiv, pålitelig og sikker drift av distribusjonsnettene. Regulator kan dermed gi nettselskapene tillatelse å eie lagringsanlegg etter behovsprøving og gjennomgang av fremlagte betingelser. Distribusjonsselskapene må overholde betingelser basert på funksjonelt og selskapsmessig skille og etter fem år må det på nytt avklares om noen markedsaktører er interessert i å ta over driften. Ved interesse må distribusjonsselskapene trekke seg ut. Hvis dette skulle bli tilfelle bør distribusjonsselskapene få en særskilt avtale som gir dem forrett til å benytte seg av energilageret ved driftsproblemer. I tillegg bør distribusjonsselskapene få en rimelig økonomisk kompensasjon ved overlevering av energilageret til en markedsaktør.

Videre står det i direktivets kapittel VII at medlemslandene skal sikre regulators uavhengighet, og sørge for at myndigheten blir utøvd på en praktisk og transparent måte. Forslaget sier ikke hvordan det praktisk skal løses dersom uavhengige aktører ønsker å overta anlegg når DSO-er allerede har investert.

Lagringsanlegg som eies av nettselskaper vil være en del av de regulerte anleggsmidlene. For å unngå kryssubsidiering må reguleringen sørge for at energilageret kun blir brukt til fastsatte formål som for eksempel systemtjenester. Gitt at man ønsker å sikre et funksjonelle og selskapsmessig skille, som også EU kommisjonen legger opp til, kan ikke distribusjonsselskapene selge lagringskapasitet til kraftprodusenter eller andre som deltar i et konkurranseutsatt marked. Det vil imidlertid kunne argumenteres for at dette ikke vil være en samfunnsøkonomisk optimal løsning. På samme måte som overkapasitet i fiber kan man akkumulere overkapasitet i batterier.

Hvordan skal man ta hensyn til dette i reguleringen? En mulighet er at det ikke vil være tillatt for nettselskapene å selge lagringstjenester i markedet og at de må dekke inn tap i batterier på samme måte som annet nett-tap. I så fall vil disse kostnadene inngå i kostnadsgrunnlaget for inntektsrammeregulering og i benchmarkingen av selskapene. Fordi bruk av lagring kan redusere nettinvesteringer betyr det ikke at selskapet nødvendigvis kommer dårligere ut i benchmarkingen. Generelt ser vi ingen spesifikk risiko for overinvesteringer i energilagring som avviker fra andre investeringer. Så hvis reguleringsmodellen tilpasses den nye teknologien kan lagringsanlegg være et nytt tilleggsalternativ som nettselskaper kan benytte for å sikre forsyningssikkerhet og strømkvalitet i situasjoner der det er kostnadseffektivt.

Hvis vi ser for oss at nettselskapene kun skal bruke energilager til systemtjenester for å sikre pålitelig og stabil drift av strømmettet, vil det være hensiktsmessig at nettselskapet må dekke netto energitap på samme måte som annet nettverkstap. Avregning for strømforbruk gjøres på vanlig måte hos sluttkunde. I tilfeller hvor lagringsanlegg er eid av markedsaktørene bør tap behandles likt som annet forbruk, men de står fritt til å selge støttetjenester til nettselskaper og selge strøm til forbrukere og andre aktører, samt utnytte prisforskjeller i markedet.

Noe av begrunnelsen for at EU-kommisjonen ønsker at det er uavhengige markedsaktører som investerer i energilager er tanken om at konkurranse vil føre til mest effektiv bruk av anleggene. Da kan flere tjenester selges til forskjellige aktører med ulike formål. Her er drift og kapasitetsstyring i prinsippet anleggseierens ansvar. Dette skal sikre en samfunnsøkonomisk optimal løsning for alle aktørene ved at potensialet til energilageret blir fullt utnyttet. Videre blir nødvendige sanksjoner for manglende levering av avtalt reserve eller tjeneste definert i hver enkelt kontrakt mellom aktørene.

Tradisjonelt har distribusjonsselskapene investert i ny nettkapasitet for å imøtekomme den økende etterspørselen. Bruk av fleksibilitetstjenester i optimalisering av nettet kan imidlertid tjene til å utsette eller i beste fall unngå dyre nettverksinvesteringer og dermed øke den totale kostnadseffektiviteten. Hvis reguleringsmodellen favoriserer investeringer i nettkapasitet fremfor andre kostnader, inkludert kostnader knyttet til kjøp av fleksibilitetstjenester kan dette gi uønskede incentiver til distribusjonsselskapene og utgjøre en risiko for ineffektive investeringer. Videre vil gode incentiver legge til rette for innovasjon og utvikling av nye systemtjenester basert på sluttbrukerfleksibilitet som kan forbedre den totale effektiviteten i energisektoren.

EU-kommisjonen sier også at distribusjonsselskapene skal følge en egen nettviklingsplan som skal legges frem annethvert år. Planen skal inneholde planlagte investeringer på mellomlang sikt (5-10 år) med fokus på infrastruktur som er nødvendig for å tilknytte ny produksjon og last, samt ladepunkter for elbiler. Videre skal planen beskrive hvordan distribusjonsselskapene har tenkt å ta i bruk fleksibilitetstjenester. Dette muliggjør at regulator kan stoppe investeringer i lagringsanlegg hvis de mener investeringen ikke er samfunnsmessig rasjonell.

I Norge er man allerede i gang med endringer i forskriftene om energiutredninger og en ny forskrift trådte i kraft 1/07-2017 (NVE, 2017, s. 3). Man kom frem til at økt kommunikasjon mellom nettselskapene på tvers av nettnivåer er helt avgjørende for å sikre en effektiv drift, samt unngå unødvendige kostnader som ikke tilfører verdi. Videre er det viktig med gode veiledere som sikrer en felles forståelse av de ulike bestemmelsene. NVE kommer med et nytt veiledningsmateriell i forbindelse med de nye forskriftene, men understreker at innspill fra bransjen, fra ulike nivåer, er viktig for å sikre gode og tydelige veiledere.

Fremveksten av lokale energisamfunn og micro-grids gjør at det tradisjonelle skillet mellom overføring og produksjon stadig blir mindre. I et system hvor distribusjonsnettene ikke lenger er passivt, men forventes å tilby ulike tjenester for hele systemet, vil utvekslingen av informasjon mellom transmisjons- og distribusjonsselskapene øke betydelig. Valget av koordineringsordning bestemmer ikke bare systemoperatørens ansvar mot hverandre, men bestemmer også deres ansvar overfor tredjeparter som leverandører, aggregatorer, energitjenestebedrifter og plusskunder.

Det europeiske regulatoriske informasjonsrådet - CEER - har tidligere gitt beskjed om at generelle prinsipper bør defineres på europeisk nivå, mens en mer detaljert regulering for gjennomføringen av felles prinsipper i de respektive landene skal utvikles på nasjonalt nivå. Regulering krever samarbeid på noen områder, men bestemmer ingen modell eller form for samarbeid mellom transmisjons og distribusjonsselskapene for øvrig.

Elektrisitetsdirektivets artikkel 31 legger opp til en markedsbasert tilnærming når det gjelder ikke-frekvensbaserte systemtjenester. I dag tariffleres uttak av reaktiv effekt fra nettet, noe som gir insentiver til å redusere uttaket. Flyt av reaktiv effekt i nettet er lite gunstig og øker energitapet, dermed reduseres overføringskapasiteten for aktiv effekt. Kondensatorbatterier som tilfører reaktiv effekt i områder med høyt forbruk kan imidlertid begrense problemet. Motvirkende reaktiv effekt kan riktignok også leveres fra kraftprodusenter og overliggende nett, men det igjen involverer en lengre flyt i nettet. Det vil derfor være lite hensiktsmessig om nettselskapene ikke lenger kan eie kondensatorbatterier i eget nett (Gramme, 2017).

7.4 Det nye indre energimarkedet

For å ferdigstille og drifte et indre marked for energi, og bedre samarbeidet mellom DSO og TSO foreslår direktivets kapittel VI at DSO-ene skal samarbeide gjennom en felles distribusjonseenhet i EU. Oppgavene til enheten skal være koordinering av drift og planlegging av distribusjons- og transmisjonsnett, datahåndtering og utvikling av nettverkskoder, samt samarbeide med ENTSO-E⁹.

For å sikre legitimitet og oppnå bærekraftige løsninger må enheten kunne tale på vegne av alle distribusjonsselskapene. Det er en krevende, om ikke en umulig oppgave siden distribusjonsselskapene, også i samme land er signifikant forskjellige med hensyn på størrelse, geografisk plassering, eierskapsstruktur, regelverk, operasjonelle utfordringer osv.

EU-kommisjonens forslag sier heller ikke noe om hvordan land som Norge som ikke er medlemmer av EU, men tilknyttet det europeiske energimarkedet bør være involvert.

Noen aktører tar også til orde for at distribusjonsselskapene kun skal ha ansvar for å sikre balanse i nettet. Fordi det vil kunne reise nye regulatoriske utfordringer om nettselskapenes

⁹ European Network of Transmission System Operators for Electricity

nøytralitet dersom distribusjonsselskapene får en større rolle i driften av nettet. Det er derfor viktig å få på plass styringsregler for nasjonale regulatorer og TSO/DSO-roller i det nye energimarkedet.

Distribusjonsnettet har begrenset grensekryssende betydning og det bør derfor vurderes grundig om det er hensiktsmessig å fastsette detaljerte regler for driften av distribusjonsnettet på et felles europeisk nivå. Organiseringen av distribusjonsnettet er forskjellig mellom europeiske land og tarifferingen er tilpasset nasjonale og lokale forhold. Det må også diskuteres hvorvidt et land bør legge deler av ansvaret for forsyningssikkerhet utenfor nasjonal kontroll. Uansett bør ansvar bli tydelig avklart slik at man unngår en situasjon med usikkerhet om ansvaret for drifts- og forsyningssikkerhet. Videre er det viktig at det overordnede regelverket er tilstrekkelig fleksibelt og ikke legger begrensninger på en effektiv utvikling og drift av distribusjonsnettet i Norge.

Å flytte ansvar til en felles europeisk enhet forutsetter at den har høy kompetanse. Det er komplisert å sikre akseptable kapasitets- og sikkerhetsberegninger for et land som Norge med mange flaskehals og aktører. Videre er det problematisk at beslutninger tas sentralt, mens kostnadene må dekkes lokalt.

Dette taler for at beslutningsmyndigheten rundt nett og lagringsanlegg bør overlates til nasjonal regulator og ikke fastsettes på et overordnet nivå i EU.

7.5 Lokale energisamfunn

EU-kommisjonen foreslår et eget rammeverk for såkalte «lokale energisamfunn» som typisk inneholder lokal lagring. Det legger til rette for at disse skal kunne engasjere seg i produksjon, distribusjon, aggregering av tjenester, og strømlagring. Det skal bidra til å sikre en effektiv forvaltning av den lokale energiproduksjonen og regulere kraftsystemet til samfunnets beste, uavhengig om strømkilden er direkte tilknyttet distribusjonsnettet. Medlemslandene blir med det bedt om å vedta et lovverk som stimulerer til at lokale aktører skal engasjere seg innenfor det nye markedsdesignet. Her bør det vurderes nøye hvilken betydning en slik ordning kan ha for nettkundene som er tilknyttet slike ordninger, og ikke minst hvilke konsekvenser etableringen kan ha for øvrige nettkunder som ikke inngår i slike «lokale energisamfunn».

Forslaget som er lagt frem står ikke i forhold til norsk lovgivning, hvor det kreves omsetningskonsesjon, individuell måling av hver boenhet, samt teknisk konsesjon for drift av lavspentnett. Det er mange ubesvarte spørsmål knyttet til EU-kommisjonens forslag. Kan nettselskapene på distribusjonsnivået være en del av et «lokalt energisamfunn»? Hvis ikke, hvordan skal nettet reguleres i det lokale energisamfunnet? Skal de være fritatt for konsesjon? Har de kompetanse til å drifte nettet forsvarlig og hvordan skal man unngå parallell infrastruktur? I tillegg er det viktig å ta stilling til om lokale løsninger fremfor sentrale løsninger kan forsvares fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Vinterpakkens fokus på plusskunder og energisamfunn med lokal produksjon er trolig en erkjennelse av EUs avhengighet av lokale aktører for å nå klimamål og redusere importavhengighet. For Norge som produserer nesten utelukkende fornybar ren kraft og har relativt høy fornybarandel i varmesektoren må en eventuell innfasing av større volum fra lokal produksjon begrunnes ut fra andre hensyn enn reduksjon av klimagasser og importavhengighet.

Det er vanskelig å se for seg samfunnsmessige fordeler med «offgrid» løsninger i Norge, men man kan forestille seg at det finnes et marked der lokale energisamfunn ønsker å slippe skatter/tariffer ved å være selvforsynte noen timer i døgnet, eller bruke distribusjonsnettet som backup. Den førstnevnte løsningen vil kunne fungere som en fleksibilitetsløsning og avlaste nettet i topplastperioder og etablering av microgrid kan i noen situasjoner være et kostnadseffektivt alternativ til tradisjonell nettutbygging. At lovverket tillater slike løsninger i spesielle situasjoner, for eks. øyer eller hyttefelt kan være fornuftig, men en løsning med mange små og uregulerte nett synes å være uheldig i Norge. Et argument er at nettleien vil øke for andre nettkunder som ikke inngår i energisamfunnet (Hovland, 2017) som følge av at nettkostnadene må fordeles på færre brukere. I følge Skagerak Nett AS (Gramme, 2017) må microgrids være godt definert og regulert på like vilkår som eksisterende nett.

Lokale energisamfunn i tilfeller der et lokalt distribusjonsselskap ikke kan levere den nødvendige tjenesten innenfor forsvarlige økonomiske rammer er positivt. Videre er det avgjørende at lovverket utformes med hensyn på sikker drift, men også for å unngå unødvendige samfunnsmessige kostnader. Det kan enten være i form av uutnyttet eksisterende kapasitet som oppstår naturlig eller på grunn av duplisering av nettet. I tillegg vil fravær av stordriftsfordeler kunne medføre høyere kostander som må bæres av sluttbrukerne, innenfor eller utenfor et eventuelt energisamfunn.

Komponenter i distribusjonssystemet har typisk en lang levetid og hvis nettkunder kobler seg fra nettet øker risikoen for «stranded assets», noe som gjør at kostnadsbyrden for gjenværende nettkunder øker og kan ha en selvforsterkende effekt hvis enda flere kobler seg fra. Dette utfordrer det grunnleggende prisprinsippet om at like kunder ikke skal diskrimineres. Hvis en nettkunde produserer egen energi og kun bruker nettet når forbruket er på det høyeste, vil gjenværende nettkunder i området sitte igjen med en større andel av kostnadene. For plusskunder som i tillegg bruker lagring øker andelen egenproduksjon som går til eget forbruk. Denne problemstillingen avhjelpest imidlertid noe med den foreslåtte abonnement-tarifferingen som er sendt ut på høring, ved at plusskunder i større grad må betale for måten de belaster nettet, enten med en høyere abonnementspris, eller i form av overforbruk.

Utbredelsen av lokale energisamfunn må vurderes grundig ettersom distribusjon av energi er en viktig del av infrastrukturen. Medlemslandene bør beholde myndighet over regulering og distribusjonslisenser, og kun etablere energisamfunn i områder hvor det er samfunnsmessig rasjonelt.

7.6 Regulering i Italia og Storbritannia

Etttersom Italia og Storbritannia går i forskjellige retninger vedrørende reguleringen av lagringsanlegg er det interessant å se på hvordan disse landene har løst dette. Italia har tilpasset regelverket slik at nettselskapene skal kunne investere i lagring, mens den britiske regulatoren nylig sendte ut på høring et forslag som forbyr nettselskapene å drive lagringsanlegg.

7.6.1 Italia

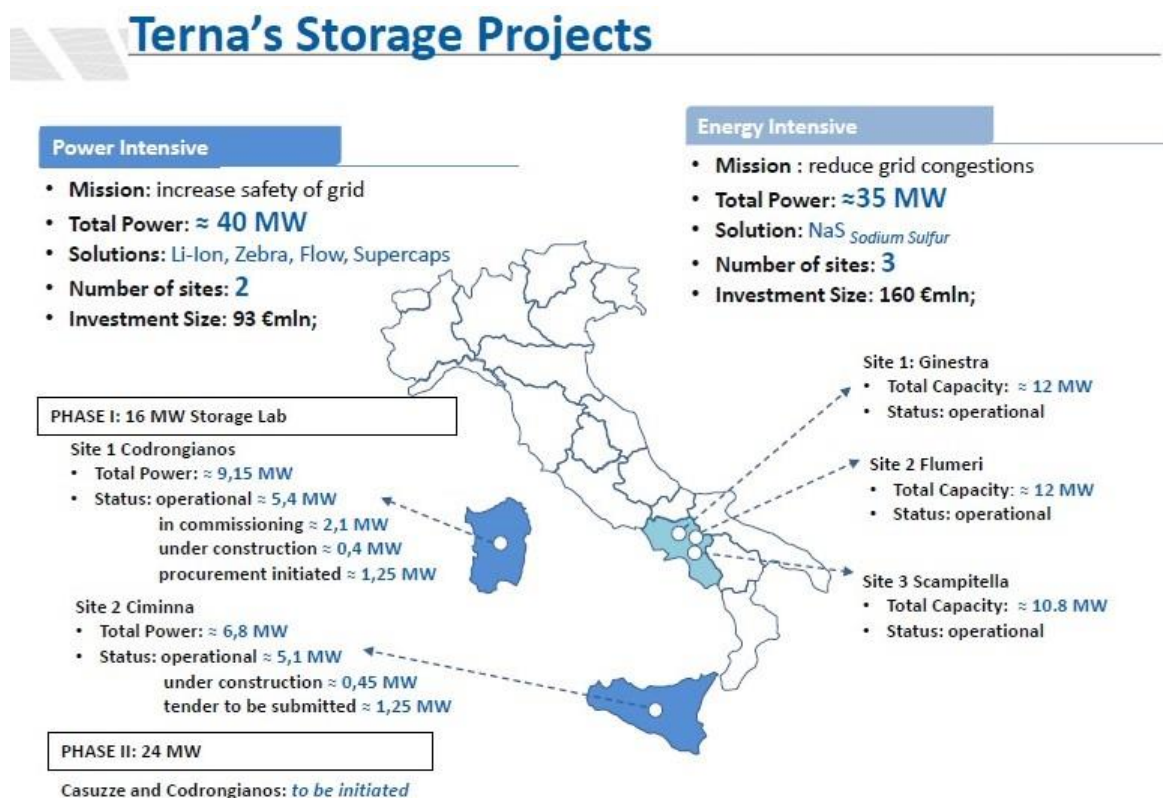
I Italia er energilagring typisk gjort i pumpekraftverk eller termiske anlegg, men batterier har fått stadig mer oppmerksomhet ettersom teknologien har utviklet seg.

Terna S.p.A (TSO) jobber med et prosjekt for å øke systemsikkerheten i det italienske kraftsystemet. Med installert kapasitet på mer enn 25 GW står vind- og solenergi for over 15 prosent av energiproduksjonen i Italia. På grunn av den geografiske lokasjonen kan ikke Italia, i motsetning til Tyskland, basere seg så mye på nabolandene for å balansere kortsiktige svingninger i kraftnettet.

Derfor har den italienske transmisjonsoperatøren, Terna, sør i Italia, installert tre lagringsanlegg som til sammen kan levere 35 MW til transmisjonsnettets, hovedsakelig for å avhjelpe flaskehals i systemet. Dette er Natrium-Svovelbatterier (NaS) produsert av NGK med en sammenlagt lagringskapasitet på ca. 232 kWh (Terna, 2016).

På Sardinia og Sicilia står vind- og solkraft for 30 prosent av den totale produksjonskapasiteten, noe som utfordrer kraftsystemet. Uregulerbar kraftproduksjon gjør det vanskelig å kontrollere frekvensfluktasjoner som i verste fall kan resultere i at nettet bryter sammen (Younicos, 2014). Derfor har Terna installert batterilagringsanlegg på Sardinia og Sicilia for å gjøre det eksisterende strømmettet mer fleksibelt.

Prosjektet skal kunne levere til sammen 40 MW til strømmettet når det er ferdigstilt, fra en kombinasjon av forskjellige batterityper, blant annet litium-ion, flow og superkondensatorer. Foreløpig er fase 1 realisert, der nærmere 16 MW er installert. De siste 24 MW baseres på datagrunnlag fra første prosjektfase (Mayr, 2016).



Figur 7-1 Lagringsanlegg i Italia (Terna)

I løpet av de siste årene har Italia vedtatt tilpasninger i lovverket slik at TSO og DSO-er kan drifte lagringsanlegg i form av batterier. Terna har en investeringsplan på over 200 millioner euro og tester ny teknologi på flere områder i Italia, spesielt i Campania, Sicilia og Sardinia. Prosjektet ble godkjent av det italienske departementet for økonomisk utvikling ("MiSE") i 2012.

Ingen DSO-er har noen konkrete pilotprosjekter igangsatt per i dag. Men noen distribusjonsselskaper i Italia, for eksempel Enel Distribuzione og ACEA har installert batterier tilknyttet ustabile energikilder i sitt distribusjonsnett (Ciminelli. & Cavasola,2016)

Den økende andelen solcelle-installasjoner har økt belastningen og systemrisikoen i det italienske kraftnettet. Dette førte til at myndighetene i 2011 uttalte at TSO kan utvikle lagringssystemer for å legge til rette for variable fornybare energikilder. Dette medførte også at DSO-ene også kunne utvikle og drifte lokale batterianlegg i egne nett.

Det uavhengige italienske reguleringsorganet for elektrisitet, gass og vann (AEEG), har gjentatte ganger understreket viktigheten av energilagring og dens bidrag til hele energimarkedet. De har også bidratt med subsidier for forskning og utvikling av lagringsanlegg.

7.6.2 Storbritannia

Også i Storbritannia får batterier mye oppmerksomhet. Det pågår nå en heftig diskusjon rundt eierskap og hvem som skal kunne levere systemtjenester fra batterier i nettet.

Bakgrunn

Distribusjonsnettoperatøren (DNO), UK Power Networks, installerte i 2014 et litium-ion-batteri i Leighton Buzzard utenfor London. Det er på 6MW/10MWh og ble delvis subsidiert av den britiske regulatoren Ofgem, gjennom Low Carbon Networks Fund. Dette prosjektet var på mange måter startskuddet, og har vært med på å demonstrere nytteverdi, og bidratt til økt interesse rundt batterilagring i det britiske strømmettet (Munir & Dalton, 2016).

Det er også mange småskala lagringssystemer i Storbritannia, særlig bly-jern og litium-ion-batterier installert av DNO-er for å forsterke distribusjonsnettet, eller i isolerte micro-grids.

National Grid (TNO) begynte i 2016 med å sette frekvensrespons-tjenester (EFR) ut på anbud. Dette var veldig populært og mange var interessert i å levere tjenesten, spesielt fra batterianlegg, som oppfyller kravet om å reagere på frekvensfluktasjoner innen ett sekund (Munir & Dalton, 2016). Anbudsvinnerne skal levere EFR-tjenestene (Enhanced Frequency Response) fra 1. mars 2018.

I dag blir lagringsanlegg som trekker strøm fra nettet belastet med avgifter som om de var en "sluttbruker", til tross for at samme energi blir tilbakeført på senere tidspunkt. De kan også bli utsatt for doble tariffer for bruk av nettet (Munir & Dalton, 2016). Og distribusjonslisensene for DNO-ene stiller ytterligere restriksjoner. For det første må en DNO "forvalte og drive distribusjonsvirksomheten på en måte som ikke begrenser, hindrer eller virker konkurransevridende" på elektrisitets- eller gassmarkedet.

Fordi DNO-lagringsanlegg i praksis kan delta i konkurranse i energimarkedet har DNO-ene per i dag kontrakter med tredjepartsaggregatorer for å drifte anleggene. Dette medfører ytterligere kostnader og gjør lagringsprosjektene enda mer komplekse. I tillegg er DNO-ene ilagt en restriksjon på hvor stor andel av virksomheten som kan være involvert i ikke-distribusjonsrelatert operasjoner. Denne grensen er i dag satt til 2,5 prosent av omsetningen, eller aksjekapitalen, noe som avgrenser i hvilken grad en DNO kan være direkte involvert i energilagringsanlegg (Munir & Dalton, 2016).

DNO Forbud

De seks distribusjonsnettoperatørene (DNO) som er ansvarlige for distribusjonsnettet i Storbritannia, blir i forslag til nytt regelverk (Ofgem, 2017) fratatt mulighetene til å eie eller drifte energilagringsanlegg. Det fremkommer videre at Ofgem (regulator) og britiske myndigheter legger til grunn at DNO-eierskap kan hindre utviklingen av et konkurransedrevet marked for fleksibilitetstjenester. I tillegg til å hindre flere fremtidige DNO-eide anlegg vil Ofgem innføre nye rapporteringskrav for de som allerede driver lagringsanlegg.

En representant fra Ofgem sier i et intervju med Utility week i juli (2017) at de sender en klar beskjed om at de ikke ønsker at DNO-ene skal eie, eller drive lagringsanlegg (Vallely, 2017). Nettselskapene må derfor se mer i retning av markedsbaserte løsninger for fleksibilitet. Dette fordi Ofgem mener det i fremtiden blir flere situasjoner der de må tydeliggjøre grensen mellom marked og monopol. DNO-ene blir oppfordret til å anskaffe

fleksibilitetstjenester fra markedet, og skal derfor ikke konkurrere i samme marked. I høringsforslaget (Ofgem, 2017) begrunnes lovforslaget blant annet med at ettersom stadig flere produsenter investerer i variable energikilder, og samtidig i fleksibilitetsløsninger er det nødvendig å endre på rollene i kraftsystemet. Blant annet for DNO-er som skal implementere DSO-rollen. Videre fremgår det at lagring fortsatt skal behandles på samme måte som produksjon i regelverket.

Imidlertid er ikke siste ord sagt, ulike aktører utfordrer Ofgems uttalelser og argumenterer for at markedet ikke alltid kan levere nødvendig fleksibilitet for å opprettholde effektiv og sikker drift av nettet. Derfor bør nettverksoperatørene kunne eie og drive lagringsanlegg der tjenesten ikke er tilgjengelig, eller for høyt priset (Vallely, 2017). Videre hevder flere DNO-representanter at eierskap og drift av lagringsanlegg vil hjelpe dem å imøtekomme økende utfordringer i systemet som skyldes desentraliserte energiproduksjonen, og endret etterspørselsmønster.

Konflikten gjenspeiles i Northern Powergrids (DNO) sitt nye batteri i Darlington som ble tatt i bruk i september 2017. Det selger systemtjenester til National Grid (TNO) via kontrakter med en aggregator. Batteriet på 2,5 MW/ 5 MWh kostet 4 millioner pund og er finansiert av nettkundene.

Ofgem anslår at DSO-batterier som allerede er i drift ligger på til sammen rundt 12,6 MW og varierer fra 50 kW til 6 MW. Hvordan dette skal løses er oppe til vurdering og Ofgem skal samarbeide med DNO-ene for å finne passende langsiktige løsninger. Avslutningsvis nevner vi at Ofgem (2017) åpner for at i helt spesielle tilfeller kan DNO-er få drive lagringsanlegg også i fremtiden, men det forutsetter en særskilt tillatelse.

8. Konklusjon

I denne oppgaven har lokal lagring i distribusjonsnettet blitt diskutert for å avdekke eventuell økt bedrifts- og samfunnsøkonomisk nytte. Herunder innvirkning på leverings- og kvalitetssikkerhet. Videre hvilken betydning det bør ha for reguleringen.

I distribusjonsnettet kan lokal lagring dekke en rekke ulike behov og her er det mest nærliggende å se for seg distribusjon av forskjellige typer batterilagringsteknologier. Den funksjonelle allsidigheten i tjenestene som de ulike lagringsløsningene kan tilby, gjør det vanskelig å fastsette en eksakt monetær verdi. Dette fordi den varierer avhengig av bruksformål, lokalt kraftsystem, rask teknologiutvikling og omkringliggende strukturer som eierskap og regulatoriske forhold.

Etter å ha studert kraftsystemet i Norge og i Europa kan vi likevel konkludere med at lokale lagringsanlegg har positiv samfunnsøkonomisk nytte, dog av ulike grunner. I Norge har vi et godt utbygd strømnnett og god tilgang på ren energi, men investeringsanslag fra SSB, Statnett og Energi Norge viser en formidabel økning i nettinvesteringer de neste årene (THEMA, 2016c). En del investeringer kan allikevel utsettes, eller unngås ved å bruke lokale lagringsanlegg for å optimalisere utnyttelsen av strømnettet. Videre danner elektrifisering og digitalisering av samfunnet nye muligheter, men også nye behov. Samfunnet er avhengig av elektrisitet som kritisk infrastruktur og distribuert lagring kan utføre nødvendige systemtjenester og gi rask tilgang på strøm til kritiske systemer i nødsituasjoner.

Den funksjonelle allsidigheten kompliserer også utformingen av regelverket. Like fullt er energilagring i kraftsystemet kommet og kan potensielt bli en viktig del av fremtidens nett. Det er derfor viktig at reguleringen følger utviklingen, med riktige økonomiske insentiver som støtter investeringer til samfunnets beste, og i hvert fall ikke virker vridende den andre veien.

Det er fornuftig at hovedsakelig markedsaktører investerer i lagring der det finnes et marked for det. Uavhengige markedsaktører kan oppnå flest synergieffekter. For eksempel lagringsanlegg i en by som selger landstrøm til skip, ladestrøm til elbiler og systemtjenester til strømnettet. Der det ikke finnes et marked, men likevel eksisterer et behov som lagringsanlegg kan dekke på en mer kostnadseffektiv måte enn tradisjonell nettutbygging, bør nettselskaper kunne investere og drifte lagringsanlegg. Disse må imidlertid reguleres på

en annen måte enn kommersielle systemer. De kan ikke delta i et konkurranseutsatt marked, men kun nyttes til å optimalisere overføring, og til systemtjenester. Dette for å unngå kryssubsidiering i et naturlig monopol.

9. Litteraturliste

AES. (2016, 7. januar). AES Announces Completion of the UK's Biggest Battery Energy Storage Array. Hentet fra <http://aesenergystorage.com/2016/01/07/aes-announces-completion-of-the-uks-biggest-battery-energy-storage-array/>

Agora Energiewende. (2014). Stromspeicher in der Energiewende (Rapport nr. 050/10-S-2014/DE). Hentet fra https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf

BBC. (2017, 1. desember). Tesla mega-battery in Australia activated. *BBC*. Hentet fra <http://www.bbc.com/news/world-australia-42190358>

Carlson, K. (2016, 24. oktober). GMP's Solar Storage Project Becomes First in New England to Use Solar Battery Storage to Reduce Peak Demand. Hentet fra <https://www.greenmountainpower.com/press/gmps-solar-storage-project-becomes-first-new-england-use-solar-battery-storage-reduce-peak-demand/>

Ciminelli, M. & Cavasola, P. (2016, 1. september). CMS Guide to Energy Storage: Italy. Hentet fra <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=4bf3dda1-44ba-47c3-a860-af76ca74cbe4>

Colthorpe, A. (2017, 6. november). Chinese government's strategic push for energy storage to yield large flow battery projects. *Energy Storage News*. Hentet fra <https://www.energy-storage.news/news/chinese-governments-strategic-push-for-energy-storage-to-yield-large-flow-b>

Dimitrova, A. (2017). *Towards the Energy Transition on Europe's Islands*. (A EURELECTRIC Report). Hentet fra http://www.eurelectric.org/media/309112/eurelectric_report_-_towards_the_energy_transition_on_europes_islands-2017-030-0132-01-e.pdf

-
- DNV-GL. (2015) *Elektrifisering av bilferger i Norge – kartlegging av investeringsbehov i strømmettet* (Rapport nr. 2015-0500). Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/0ae3a2b651ae4e83a0487ad493c3270c/elektrifisering-av-bilferger-i-norge.pdf>
- Econ Pöyry. (2008). Optimal network tariffs and allocation of costs (Report 2008-129 For NVE). Hentet fra <https://www.nve.no/Media/3494/optimal-network-tariffs-and-allocation-of-costs.pdf>
- Eden, M. & Hooper, R. G. (2010). *Distributed Generation in Electricity Networks: benchmarking models and revenue caps*. Bergen: Institute for Research in Economics and Business Administration.
- Energiespeicher. (2016, 28. juli). Batteriespeicher mit 5 Megawatt Leistung. Hentet fra http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Batteriespeicher_mit_5_Megawatt_Leistung/
- EUROBAT. (2016). Battery energy storage in the EU. Hentet fra https://eurobat.org/sites/default/files/eurobat_batteryenergystorage_web_0.pdf
- Europakommisjonen. (2016, 30. november). Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition. Hentet fra: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>
- Fornybar.no. (2016, mai). Teknologier for lagring av energi. Hentet fra <http://www.fornybar.no/overforing-og-lagring-av-energi/lagring-av-energi/teknologier-for-lagring-av-energi>
- Gramme, E. (2017). *Skagerak Netts høringskommentarer – Regelverksforslag som inngår i EUs Vinterpakke "Clean Energy for all Europeans"*: Skagerak Nett AS Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/dbf1aa58e57d4244b54013ccc9192bc2/skagerak-energi-as.pdf>
- Hansen, H., Jonassen, T., Løchen, K. & Mook, J. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. (NVE Høringsdokument nr 5-2017). Hentet fra: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2242754>

- Hillebrandt, T. (2017, 23. mars). Strom speichern immer wichtiger. *SWR odysso*. Hentet fra <https://www.swr.de/odysso/die-megabatterien-der-zukunft/-/id=1046894/did=18982566/nid=1046894/1gd746x/index.html>
- Holst, S. M., Thomassen, T., Neksa, P., Tomasgard, G. T., Munkejord, S. T., Jordal, K., & Henriksen, P. P. (2016). *Hydrogen verdikjeder og potensial* (SIFO-notat 2016) Hentet fra http://blog.sintefenergy.com/wp-content/uploads/2016/06/Underlagsnotat_hydrogen_SINTEF.pdf
- Holtebekk, T. & Pedersen, B. (2017). Brenselcelle. I *Store Norske Leksikon*. Hentet fra <https://snl.no/brenselcelle>
- Hovland, J., C. (2017). *Kommentarer på OEDs høring av Europakommisjonens «Vinterpakke»*. (Hafslund). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/dbf1aa58e57d4244b54013ccc9192bc2/hafslund-asa.pdf>
- Lund, K. (2017). *STATKRAFT INNSPILL TIL OEDs HØRING PÅ "VINTERPAKKEN - HØRING AV REGELVERKSFORSLAG FRA EUROPAKOMMISJONEN"*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/dbf1aa58e57d4244b54013ccc9192bc2/statkraft-as.pdf>
- Madsen, J., S. & Stouge, A. (2016, 2. desember). *25 issues to look out for in the Winter Package*. (Case-s2016-867) Hentet fra: https://www.danskenergi.dk/sites/danskenergi.dk/files/media/dokumenter/2017-09/25_issues_to_look_out_for_in_the_Winter_Package.pdf
- Mayr, F. (2016, 12. desember). Your Guide to Stationary Energy Storage in Europe Part 2: UK and Italy. Hentet fra <https://www.apricum-group.com/your-guide-to-stationary-energy-storage-in-europe-part-2-uk-and-italy/>
- Munir, H. & Dalton, L. (2016, 1. september). CMS Guide to Energy Storage Hentet fra <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=8bc41e14-a9fc-44ff-9dde-01de536405e8>

-
- Nilsen, J. (2015, 28. april). Det ble for dyrt å legge strøm til denne tunnelen. Nå skal den lyses opp av solceller. *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/det-ble-for-dyrt-a-legge-strom-til-den-tunnelen-na-skal-den-lyses-opp-av-solceller/222364>
- NordREG. (2015). *Tariffs in Nordic countries – survey of load tariffs in DSO grids* (Report 3/2015). Hentet fra <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2015/03/Tariffs-in-Nordic-countries-survey-of-load-tariffs-in-DSO-grids.pdf>
- NVE. (2017). *Endring i forskrift om energiutredninger* (Rapport nr. 59-2017). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_59.pdf
- Ofgem. (2017) Enabling the competitive deployment of storage in a flexible energy system: changes to the electricity distribution licence. Hentet fra https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/10/storage_ownership_publications_policy_consultation_final.pdf
- Schoenung, S., Byrne, R., H., Olinsky, T. O.-P. & Borneo, R., B. (2017). *Green Mountain Power (GMP): Significant Revenues from Energy Storage*. (SANDIA Rapport 2017-6164). Hentet fra <https://www.cleangroup.org/wp-content/uploads/SAND2017-6164.pdf>
- Siemens. (2017). *Deciphering the Energy Storage Value Proposition*. (Siemens-White Paper) Hentet fra http://www.paceglobal.com/wp-content/uploads/2014/08/DecipheringEnergyStorage_Whitepaper_MARCH_2017.pdf
- Sivertsgård, A. (2017, 10. august). Ønsker innspill om fremtidig DSO-rolle. Hentet fra <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/nyheter/2017/onsker-innspill-om-fremtidig-dso-rolle/>
- Statnett. 2017. *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021*. Hentet fra http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Hoved_Systemdrift_N_lores_enkeltsider.pdf

- Svartsund, T. (2017). *Tariffer og tilknytningsvilkår til elektrisk transport-versjon oktober 2017*. Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/b42aff64ad8a41dd9af40eac700f7073/tariff-er-og-tilknytningsvilkar---revidert-19-oktober-2017.pdf>
- Terna. (2016). Pilot storage projects. Hentet fra <http://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx>
- THEMA. (2016a). *Nettregulering i framtidens kraftsystem*. (THEMA Rapport 2016- 21). Hentet fra http://www.thema.no/wp-content/uploads/2017/03/THEMA-R-2016_21_Nettregulering-i-framtidens-kraftsystem_hovedrapport.pdf
- THEMA. (2016b). *Erfaringer fra nettilknytning av elektrisk transport* (Notat- 16-03). Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/bb56edb57d594998afd3e1ae853a25ff/netttilknytning-av-elektrisk-transport.pdf>
- THEMA. (2016c). *Ringvirkninger av investeringer i kraftnettet* (TCG Insight 2-2016). Hentet fra <http://www.thema.no/wp-content/uploads/2016/03/TCG-Insight-2016-02-Ringvirkninger-av-investeringer-i-kraftnettet.pdf>
- Vallely, L (2017, 24. juli). Ofgem rules out DNO-owned storage. *Utility Week*. Hentet fra <http://utilityweek.co.uk/news/ofgem-rules-out-dno-owned-storage/1307962#.WjTKOVXibIV>
- Williams, D. (2017, 1. desember). Tesla delivers on promise of battery storage for Australia. *Power Engineering International* Hentet fra <http://www.powerengineeringint.com/articles/2017/12/tesla-delivers-on-promise-of-battery-storage-for-australia.html>
- Younicos, (2016). Intelligent Storage for Independent Island Power Supply. Hentet fra https://www.younicos.com/wp-content/uploads/2016/07/younicos_reference_project_terna.pdf

