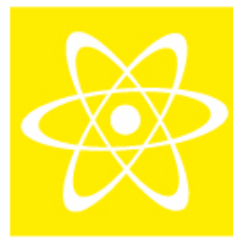
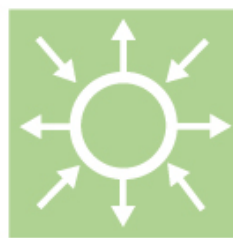




Test och utvärdering av energilager

Elforsk rapport 14:58



Pia Borg

Oktober 2014

ELFORSK

Test och utvärdering av energilager

Elforsk rapport 13:58

Förord

I Falköping finns Sveriges första energilager installerat. I det lokala nätet finns även elkvalitetmätare, solceller och laddstolpar till elbilar anslutna. Det innebär en komplett anläggning där studier kan bedrivas och testas i en verklig miljö. Testplanen för detta projekt är indelad i tre steg. I det första steget studeras energilagrets prestanda och grundläggande funktioner. I det andra steget integreras applikationerna och olika tillämpningar testas, för att sen i det tredje steget slutligen kartlägga de möjliga användningsområden och affärsmodeller som kan finnas runt energilagret.

Målet är att testa och utvärdera ett befintligt energilagrets prestanda i ett lokalt elnät, samt att utvärdera vilken roll ett energilager i storleken 100 kWh kan komma att få i framtiden beträffande funktion, tillämpningar och möjliga affärsmodeller.

Pia Borg från FEAB har varit projektledare för projektet.

Projektet har finansierats av Elforsks Smart Grids program.

Smart Grids programmets programstyrelse består av följande ledamöter:

Peter Söderström, Vattenfall Eldistribution AB (ordförande)

Göran Ericsson, Svenska kraftnät (vice ordförande)

Rolf Gustafsson, Mälarenergi AB

Susann Persson, Jämtkraft AB

Alexander Örning, HEM Nät AB

Martin Sandin, Göteborg Energi AB

Claudio Marchetti, ABB AB

Ingvar Hagman, NKT Cables AB

Anders Bülund, Trafikverket

Hannes Schmied, NCC AB

Anders Johansson, SABO AB

Anders Trana, Telia Sonera AB

Linda Karlsson, Siemens AB

Lawrence Jones, Alstom AB

Ilka von Dalwigk, Samordningsrådet för Smarta Elnät

Matz Tapper, Svensk Energi (adjungerad)

Susanne Olausson, Elforsk AB (programansvarig).

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Elforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser.

Svenska kraftnät

Vattenfall Eldistribution AB

Göteborg Energi AB

Skellefteå Kraft AB

Mälarenergi Elnät AB

Jämtkraft AB

Umeå Energi Elnät AB

Öresundskraft AB

Jönköping Energi Nät AB

Sandviken Energi Elnät AB

Trollhättan Energi Elnät AB

Borås Elnät AB

Landskrona Stad

NKT Cables AB

SABO

Combitech AB

NCC Construction Sverige AB

ABB AB

Gävle Energi AB	TeliaSonera AB
Eskilstuna Energi & Miljö AB	Trafikverket
Sundsvall Elnät AB	Siemens AB
Härjeåns Nät AB	Elverket Vallentuna
Halmstad Energi & Miljö Nät AB	Alstom AB
Falu Elnät AB	Basprojektet
AB Borlänge Energi	Elsäkerhetsverket

Stockholm i oktober 2014

Susanne Olausson
Elforsk AB
Programområde Överföring och Distribution

Sammanfattning

Falbygdens Energi AB (Feab) har under de senaste åren bedrivit forskning i anslutning till sitt energilager (litium-jon batterier) som finns placerat i Falköping. Projektets mål har bland annat varit att testa och utvärdera det befintliga energilagrets prestanda. Resultatet från de genomförda testerna av energilagrets grundläggande funktioner kan sammanfattas med att:

- Det är en fördel med att använda ett energilager för effektutjämning i ett lokalt elnät eftersom överliggande transformator då inte behöver överdimensioneras på samma sätt för att hantera tillfälliga effektoppar.
- Energilagrets reaktiva effektkompensering kan användas till att kontrollera spänningen i anslutningspunkten till nätet.
- Förluster i den överliggande transformatorn kunde minskas något med hjälp av energilagrets reaktiva effektkompensering.
- Energilagrets interna förluster uppstår i batterierna, omriktaren, transformatorn och övrig kringutrustning. Förlusterna i energilagret är högre vid laddning av batterierna än vid urladdning samt förlusterna ökar om aktiv effekt kombineras med reaktiv effektkompensering, det vill säga ju större det totala effektutbytet är.
- Studie på energilagrets batterier visar att leverantörens utlovade kapacitet efter 10 års drift bör kunna uppfyllas. Det vill säga att batteriets kapacitet minskar som förväntat.
- Tillgängligheten för energilagret har varit 95 % under den tolv månader långa utvärderingsperioden. Det är spänningsdippar på överliggande nät som har orsakat stillestånd av energilagret.
- Alla värden beträffande ljudnivå, temperatur och magnetfält inuti och utanför energilagret låg under rekommenderade maxgränser.

Anläggningen i Falköping är en prototyp som ABB har levererat. Energilagrets funktioner kan sammanfattas i lagring av 90 kWh energi, utbyte av 80 kW aktiv effekt, utbyte av 100 kVAr reaktiv effekt samt 50 A filtrering av övertoner, med en total begränsning på 100 kVA utbyte. Energilagrets funktioner kan kombineras på några olika sätt. Styrsystemet är idag inte adaptivt vilket innebär att energilagret inte reagerar på några händelser i nätet utan arbetar efter en fördefinierad algoritm (tidsstyrning).

I projektet har därför en reglerfunktion utvecklats och testats för att styra lagrets i- och urladdning av aktiv effekt. Resultatet från dessa tester visar att:

- Energilagrets aktiva effekt kan styras utifrån elnätets frekvens.
- Det går att byta effektriktning.
- Snabb responstid.

- Energilagret kan användas för att lagra elproduktion och för att stötta elnätet vid höga effektuttag.

Den adaptiva styrningen är nödvändig om energilagret ska kunna användas för fler tillämpningar än idag. För närvarande finns det dock ingen efterfrågan eller någon direkt marknad för energilagret där man kan få betalt för kvalitetshöjande-, frekvens- eller effekttjänster.

Ett annat mål med projektet har varit att utvärdera vilken roll Falköpings energilager kan komma att få beträffande möjliga framtida affärsmodeller. Några generella slutsatser är att:

- Det finns behov av att aggregera mindre energilager om man vill delta på en demand respons marknad eller frekvensregleringsmarknad.
- Regelverket är enklare om en tredjepartsaktör i vissa fall förmedlar tjänster eller äger utrustning som omfattar energilager.

De affärsmodeller som presenteras i rapporten är översiktliga och generellt beskrivna. I projektet har affärsmodell för *Aggregering, Lagera sol* samt *Elmacken* utretts. Resultatet är:

- En modell för hur olika aktörer kan samverka för att aggregera förbrukarflexibilitet där bland annat energilager ingår.
- Ett förslag på hur en tjänstemäklare kan erbjuda blivande solcells- och energilagerägare en "enkel" installation och ett "enkelt" ägande av anläggningen.
- Snabbladdningsstationer som ägs av en tredjepartsaktör.

För att uppnå någon form av lönsamhet med en investering i ett energilager behöver man troligtvis delta på några olika marknader och sälja ett flertal av energilagrets tjänster. Det är möjligt genom att använda prioritering av i vilken ordning energilagret ska leverera tjänsterna. Genom flera intäctsströmmar från flera aktörer och i stort sett samma inköpskostnader så blir det lättare att få lönsamhet i investeringen av energilagret.

Projektet har genomförts av Feab gemensamt med Falbygdens Energi Nät AB, Metrum Sweden AB, ABB, Stri AB samt Pöyry SwedPower AB.

Summary

Falbygdens Energi AB (FEAB) has over the past years conducted research in connection with its energy-storage (lithium ion batteries), which is located in Falköping. The project objectives included testing and evaluation of the existing energy-storage performance. The results from the performed tests of the basic features of the energy-storage can be summarized as:

- Due to the peak shaving function of the energy-storage within the local grid, the main transformer does not need to be over rated to handle occasional peak loads.
- The energy-storage can use reactive power compensation to control the voltage at the connection point to the grid.
- The losses in the main transformer could be slightly reduced by using the energy-storage's reactive power compensation.
- Internal losses within the energy storage occur in the batteries, inverter, transformer and other ancillary equipment. Losses in the energy-storage are higher when charging the batteries than when discharging. Losses increases when active power is combined with reactive power compensation, i.e. when increasing the total power exchange.
- Measurements on the energy storage batteries indicate that the guaranteed battery capacity should be available after 10 years of service; in other words, the battery capacity decreases as expected.
- The availability of the energy-storage has been 95% over the twelve-month evaluation period. The downtime was caused by several voltage dips on the upstream network.
- All values related to noise, temperature and magnetic field inside and outside the energy-storage were below the recommended maximum limits.

The energy-storage in Falköping is a prototype delivered by ABB. The energy-storage's rating can be summarized as: storage capacity of 90 kWh energy, 80 kW active power, 100 kVAr reactive power and 50 A harmonics filtering, with a total limit of 100 kVA exchange. The energy storage's functions can be combined in different ways. The control system is currently not adaptive, which means that the energy-storage does not respond to any events in the grid, but is controlled by a predefined algorithm (time control).

Within the project, a control function was developed and tested to control the storage's charging and discharging. Results from these tests show that:

- The active power of the energy-storage can be controlled based on the frequency of the main grid.
- It is possible to change the active power output direction.

- Fast response time.
- The energy-storage can be used to store electricity and to support the grid at high power levels.

An adaptive control is necessary if the energy storage should be useable in more applications than today. Currently there is however no demand or no simple market for energy storage where you can get paid for improving power quality -, or participate in frequency or power services.

Another goal of the project was to evaluate the role that the energy-storage in Falköping might have regarding possible future business models. Some general conclusions are that:

- - There is a need to aggregate small-scale energy-storages to be able to participate in a demand response market or frequency regulation market.
- The rules are less complex if a third party player in some cases can mediate services or have their own equipment that includes energy storage.

The business models that are presented in this report are high-level based and generally described. In the project, business model for aggregation, storing of solar electricity and electric car charging stations are investigated. The following models are discussed:

- A model of how different players can work together to aggregate consumer's flexibility in which energy storages are included.
- A proposal on how a service provider can offer prospective photovoltaic and energy storage owners a "simple" installation and a "simple" ownership of the facility.
- Fast charging stations that are owned by a third party player.

In order to achieve some form of profitability, with an investment in an energy-storage, one probably needs to participate in several different markets and sell a variety of energy-storage services. This is possible by using a priority order of the energy-storage's services. Through multiple revenue streams from a number of players, and basically the same purchasing costs, it will be easier to obtain a profitable investment of the energy-storage.

The project was conducted by FEAB together with Falbygdens Energi Nät AB, Metrum Sweden AB, ABB, Stri AB, and Pöyry SwedPower AB.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte & mål	2
1.3	Avgränsningar	3
2	Bakgrundsfakta	4
2.1	Ingående parter, deras roll och ansvarsområden	4
2.2	Samverkan med andra projekt	5
2.3	Problemställning	5
2.3.1	Tester	6
2.3.2	Utredningar	8
2.3.3	Affärsmodeller	8
2.4	Systembeskrivning	9
2.4.1	Styrning	11
2.4.2	Prestanda	11
2.5	Testmiljöbeskrivning	12
3	Resultat	14
3.1	Tester av grundläggande funktioner	14
3.1.1	Kapacitetsökning av transformatorstationen på grund av effektutjämning	14
3.1.2	Spänningsreglering med energilagrets reaktiva effektstyrning... ..	16
3.1.3	Minska övertoner genom aktiv filtrering	18
3.1.4	Utvärdering av minskade förluster i 20/0.4 kV transformatorn ..	18
3.1.5	Utvärdering av förluster i energilagret	19
3.1.6	Batteriets effektivitet	20
3.1.7	Åldrings- och förslitningstest av batterierna	22
3.1.8	Tillgänglighet och tillförlitlighet	24
3.1.9	Utvärdering av omgivningen i energilagret, dvs. oljud, temperatur, EMC osv.	26
3.2	Tester av tillämpningsbara funktioner	27
3.2.1	Frekvensreglering	27
3.2.2	Effektreglering	30
3.3	Genomförda utredningar	32
3.3.1	Grid Codes	32
4	Affärsmodeller	34
4.1	Affärsmodell Aggregering	34
4.1.1	Den svenska elmarknaden	35
4.1.2	Frekvensregleringstest kopplat till frekvensreglering i Norden ...	36
4.1.3	IT-plattform för aggregering av energilager	37
4.1.4	Affärsmodell	38
4.2	Affärsmodell Lagra solceller	40
4.2.1	Förutsättningar	41
4.2.2	Nätbolag	41
4.2.3	Annat företag (tredje part)	42
4.2.4	Paketlösning solceller, växelriktare och energilager	42
4.2.5	Affärsmodell	44
4.3	Affärsmodell Elmacken	45
4.3.1	Analys av snabbbladdningsstandards	46
4.3.2	Snabbbladdningstest kopplat till energilager	47
4.3.3	Utbyggnad av laddningsstationer	48
4.3.4	Förutsättningar	49
4.3.5	Affärsmodell	50

4.4	Optimerad drift av energilagret	50
5	Erfarenhet och reflektioner	52
5.1	Slutsats	52
5.2	Förslag på fortsatta studier	52
5.3	Sammanställning av möjliga fortsättningstester för Feab:s energilager..	53
5.3.1	Rekommendationer efter genomförda tester.....	53
5.3.2	Rekommendationer efter utredning av <i>Grid Codes</i>	54
6	Referenser	55
6.1		56

Bilaga 1. System- och testmiljöbeskrivning

Bilaga 2. Testrapporter

Bilaga 3. Utredningar

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Lagring av energi i olika typer av lagringsmedia kan i framtiden bli ett viktigt hjälpmedel för elproducenter, elhandlare och nätägare med flera. Energilager kan bland annat hjälpa till att agera buffert mellan elproduktion och konsumtion och på så sätt balansera och stabilisera elnäten. Erfarenheter från andra länder har även visat att energilager kan komma att behövas för att man ska kunna behålla eller förbättra leveranssäkerhet av el i vissa områden. Exempel på sådana områden är där det sker större installationer av förnybar elproduktion i elnäten.

Falbygdens Energi AB (Feab) har som första svenska energibolag installerat ett energilager för lågspänningsnät. Energilagret kan lagra 90 kWh i litium-jon batterier och har en effekt på 75 kW. Energilagret är anslutet till ett lokalt nät där även elkvalitetsmätare, solceller och laddstolpar till elbilar ingår. Det ursprungliga syftet med anläggningen var att testa och utvärdera energilager och dess funktion i en verklig miljö, men även att få en komplett testanläggning med möjligheter att kunna testa annan ny teknik.

I tidigare genomförda projekt i Falköping har det dokumenterats att energilagring fungerar i praktiken. Genom tester har man kunnat visa att energilagret kan flytta energi över tiden. Man har laddat el från nätet vid låg belastning och laddat ur el på nätet vid hög belastning, men energilagret i Falköping har fler möjligheter än så. Det är först nu, genom detta projekt, som ett flertal av energilagrets grundfunktioner har testas på ett mer systematiskt sätt.

Inom elbranschen har det spekulerats i olika teorier om och hur energilager kan fungera i ett elnät. Även politiker och myndigheter har nämnt energilager i lite olika sammanhang och inom olika tillämpningsområden. Teori och fakta är inte alltid samma sak. Det har därför generellt sett funnits ett behov av att få mer underlag och kunskap om energilager. Dels för att öka förståelsen för vilka tekniska möjligheter och begränsningar det kan finnas, dels för att se på de ekonomiska aspekterna. En grundförutsättning för att energilager ska lämna nuvarande projektstadier och bli mer kommersiellt är att det i framtiden finns tillämpningsområden med lönsamma affärsmodeller. Resultatet i det här projektet kommer förhoppningsvis att bidra med ytterligare fakta och kunskap om energilager. Ytterligare ett steg på vägen från olika teoretiska idéer till kunskap baserad på fakta.

Feab och dotterbolaget *Falbygdens Energi Nät AB (Fenab)* ägdes tidigare av *Göteborgs Energi AB*. Sedan december 2013 ägs båda bolagen av det engelska företaget *Infracapital*¹.

Feab och *Fenab* har genomfört projektet tillsammans med *Metrum Sweden AB (Metrum)* som utvecklar och marknadsför mätsystem för energi, effekt och el

¹ <http://www.infracapital.co.uk> 2014-10-14

kvalitetsanalyser. *ABB*, som är världsledande inom kraft-och automationsteknik samt leverantör av energilagret i Falköping. *Stri AB (Stri)*, vilka bland annat erbjuder konsultationstjänster inom elkraftsteknologi och elkraftssystem med fokus på generering, transmission och distribution. *Pöyry SwedPower AB (Pöyry)*, ett konsult- och ingenjörsföretag inom energibranschen.

1.2 Syfte & mål

Syftet med att genomföra testerna av energilagret har varit att få mer kunskaper om hur energilagring med batterier fungerar, att se vilka möjligheter och begränsningar som kan finnas med tekniken. Detta genom att:

- Dokumentera energilagrets grundläggande funktioner och undersöka om energilagrets teoretiska tillämpningsområden fungerar rent tekniskt.
- Kartlägga och peka ut vilka affärsmodeller som verkar vara möjliga att tillämpa på den svenska marknaden. Det finns svårigheter med att försöka ta efter andra länders affärsmodeller då stora skillnader förekommer beträffande de enskilda ländernas regelverk, incitament, geografiska- och ekonomiska förutsättningar för energilager.

Sammanfattningsvis har syftet av detta projekt varit att lyfta hela kunskapsnivån beträffande energilager.

Målet med projektet har därför varit att testa och utvärdera ett befintligt energilagars prestanda i ett lokalt elnät, samt att utvärdera vilken roll ett energilager i storleken 100 kWh kan komma att få i framtiden beträffande funktion, tillämpningar och möjliga framtida affärsmodeller[1].



Bild 1. Energilagret i Falköping.

1.3 Avgränsningar

Resultaten som redovisa i rapporten gäller endast för Feab:s energilager i Falköping. Omfattningen i projektet har begränsats till ett antal noga utvalda tester. Tester har genomförts på energilagrets grundläggande funktioner och tester har genomförts för att verifiera att energilagret rent tekniskt klarar av att leverera tjänster för tillämpningsbara funktioner. Energilagret har därför testas för att säkerställa att det finns förutsättningar för lagret att delta vid aggregering av fler enheter (Demand Respons marknad), vid lagring av solcellsproducerad el samt delta vid snabbbladdning av elbilar. Rapporten innehåller även förslag på vilka nya tester och studier som rekommenderas fortsättningsvis.

Utöver tester har det genomförts utredningar för att se vad de nya *Grid Codes* kan komma att innebära för alla nätanvändare, som i framtiden troligtvis kommer att beröras. Koder har valts ut efter kriteriet att de verkar bli obligatoriska och troligtvis kommer att påverka bland annat Fenab (nätbolag) i framtiden. Energilager skulle i detta fall kunna bidra med att upprätthålla hög tillförlitlighet och driftsäkerhet i nätet. Utredningar genomförda kring *Grid Codes* omfattar *tekniska krav på uttagslaster, inklusive elnät* (koden för Utagslaster – DCC, Demand Connection Code) samt *tekniska krav på produktionsanläggningar* (Generatorkoden – RfG, Requirement for Generation).

Utgångspunkten i projektet har varit att hitta nya affärsmodeller för Feab och Fenab. Det svenska regelverket för nätbolag är dock komplicerat vilket också har medfört att inriktningen har mer fokuserats på en privat aktörs, eller så kallad tredjepartsaktörs, roll i nya affärsmodeller. Vilket kan inbegripa Feab som numera är ett privatägt elbolag.

Enligt projektbeskrivningen till Elforsk var slutdatum för projektet planerad till december 2014 men av olika anledningar har slutdatumet nu tidigarelagts till oktober 2014. Den minskade projekttiden har medfört att de *affärsmodeller* som presenteras i rapporten är mer översiktligt och generellt beskrivna än vad som var tänkt från början. Det gäller även för avsnittet *optimerad drift av energilagret*. Dessa båda utredningar var planerade att utföras sist i projektet[1].

Sammantaget har avsikten med projektet varit ett försök till att hitta samband mellan energilagrets tekniska funktioner och framtida möjliga affärsmodeller. Förslag till affärsmodeller för, *aggregering, lagra solel* samt *elmacken* bygger på resultat och slutsatser som har framkommit i och under projektets gång. Redan i förstudien till projektet bestämdes det att antalet tillämpningsområden och affärsmodeller skulle begränsas till dessa tre.

2 Bakgrundsfakta

2.1 Ingående parter, deras roll och ansvarsområden

Falbygdens Energi AB (Feab), Metrum Sweden AB (Metrum), Pöyry SwedPower AB (Pöyry), Stri AB (Stri), Jan Warg AB (Jan) samt ABB. Roller och ansvarsområden har fördelas på följande sätt:

Feab:

Ansvarsområden:

- Projektledning
- Genomfört integrering av Scada
- Ansvarat för testplatsen
- Support vid genomförandet av samtlig tester
- Utvärdering av tillförlitlighet av energilagret
- Testrapport [9], bilaga 2
- Utredning av affärsmodeller
- Rapportering Elforsk samt del- och slutrapport 32146

Deltagare:

- Pia Borg – Projektledare
- Lars Ohlsson – Resursperson
- Michael Strand – Drift och service

Metrum:

Ansvarsområden:

- Centralt analysystem för energi- och elkvalitetsanalyser
- Produktutveckling av instrument
- Support vid test frekvens- och effektregering

Deltagare:

- Robert Olofsson - Projektledare

Pöyry:

Ansvarsområden:

- Teknisk koordinering i testfall med frekvens- och effektregering
- Testledning
- Testrapport [4] [10] [11], bilaga 2
- Författare kapitel 4.1.2, 4.3.2

Deltagare:

- Viktor Weidenmo – Testledare
- Jimmy Ehnberg - Resursperson

Stri:

Ansvarsområden:

- Kartläggning av Grid Codes
- Utredningar, bilaga 3
- Författare kapitel 3.3.1, 4.3.1, 5.3.2
- Kvalitetsgranskning av rapporter

Deltagare:

- Susanne Ackeby - Projektledare
- Math Bollen – Kvalitetsgranskning

Jan:

Ansvarsområden:

- Kvalitetssäkring av projektet
- Systembeskrivning, bilaga 1
- Testmiljöbeskrivning, bilaga 1

Deltagare:

- Jan Warg – Kvalitetsansvarig

ABB:

Ansvarsområden:

- Support vid tester
- Omprogrammering av PLC
- Funktionstester av energilagret
- Testledning
- Testrapport [2][3][5][6][7][8][12][13], bilaga 2
- Författare kapitel 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.1.4, 3.1.5, 3.1.6, 3.1.7, 3.1.9

Deltagare:

- Willy Hermansson – Test- och projektledare
- Ivan Ovtshinnikov – Support
- Carlos Martinez Nieto – Support och testledare

2.2 Samverkan med andra projekt

Några avsnitt från förstudierapporten *Affärsmodeller Energihub* ingår som underlag den här rapporten. I förstudien som genomfördes 2013 deltog bland annat Niclas Ehn, Expektra AB som har bidragit med en del av texten till avsnittet *Affärsmodell Aggregering, kapitel 4.1.3*. Björn Jernström, Ferroamp Elektronik AB som även deltog i förstudien har författat delar av texten i avsnittet *Affärsmodell Lagra solceller, kapitel 4.2.4*. Förstudien *Affärsmodeller Energihub* ingick i sin tur i Energimyndighetens projekt *Verifiering av Energihub med solceller och lokalt energilager* nr: 37151-1. Ett projekt som har finansierats av Energimyndigheten, Ferroamp Elektronik AB, Falbygdens Energi AB, Inission Triab AB samt KIC InnoEnergy Sweden AB.

En studie som har genomförts av Sundsvall Elnät och Jämtkraft beträffande tester på snabbbladdning av elbilar ingår delvis som underlag i *Affärsmodell Elmacken*. Studien innehåller en analys av data från en empirisk studie kring snabbbladdning kopplat till energilager. Projektet *Laddinfrastruktur för elfordon längs green highway* med projekt nr:37830-1 har finansierats av Energimyndigheten, Jämtkraft AB, Jämtkraft Elnät AB, Mittuniversitetet och Sundsvall Elnät AB.

2.3 Problemställning

Teoretiskt sett kan ett energilager tillhandahålla ett flertal olika funktioner och tillämpningar för olika aktörer på elmarknaden. Som till exempel att lagra, kapacitetsutjämna och balansera sol- och vindkraft i elnätet. Det är en tillämpning av energilager som skulle kunna gynna nätägare, elhandlare, vindkraftsägare med flera. Energilager skulle kunna tillämpas för efterfrågestyrning eller Demand Respons (DR). Även mindre lager skulle kunna användas för DR om de aggregeras tillsammans med flera andra

enheter. Det skulle innebära att även de minsta energilagrar, placerade hos slutkunder, kunde ingå i konceptet. Ägare till energilagret skulle därmed i princip kunna vara vilken aktör som helst på elmarknaden, det vill säga allt från energibolag till slutkund. Vid höga effektuttag från elnätet, som exempelvis vid snabbbladdning av elbilar, borde energilagret kunna bidra med både aktiv effekt och utbyta reaktiv effekt för att på så sätt motverka de spänningsförändringar som då kan uppstå. Nödvändigtvis behöver inte nätägaren äga energilagret även då tjänsten innebär effektutjämnning för elnätet. Det skulle lika gärna kunna vara en tredje part, det vill säga ett företag utanför den traditionella energibranschen, som enbart säljer tjänsten snabbbladdning. Energilagret skulle kunna användas vid elhandel på Nord Pool Spot genom att köpa elen när den är förhållandevis billig, lagra den i energilagret och sedan sälja den under timmar när det är bättre betalt. Nätbolagen får enligt regelverket dock inte själva handla med el, förutom för att täcka egna förluster, vilket begränsar nätbolagens möjlighet att agera fritt på spotmarknaden. Vidare skulle energilagret teoretiskt kunna användas för att sälja tjänster på balans- och frekvensmarknaden. För att uppnå ekonomiska incitament och för att få elbranschen att investera i energilagrar krävs troligtvis att man måste skapa flera än en intäktskälla. Det kommer i så fall att bli nödvändigt att optimera och koordinera flera av energilagrets funktioner och tjänster för att uppnå någon lönsamhet.

Förutsättning för att energilagrar i framtiden ska kunna inta och få en mer framträdande roll i de svenska elnäten är att både tekniken finns och att tjänster från energilagret faktiskt efterfrågas av marknaden. I projektet har det därför varit viktigt att kartlägga och testa några av energilagrets mest grundläggande funktioner och egenskaper som effektutjämnning, kompensering av reaktiv effekt samt förbättring av elkvaliteten. Dessutom har energilagret testas med adaptiv styrning för att undersöka om det tekniskt sett skulle kunna fungera på möjliga framtida tjänstemarknader (frekvens, balans, effekt och så vidare).

2.3.1 Tester

De första genomförda testerna har följaktligen baserats på energilagrets primära egenskaper som innebär att det kan lagra energi, utbyta aktiv effekt, utbyta reaktiv effekt samt filtrera övertoner. Utöver dessa funktioner inverkar energilagret även på energiförluster i den punkt i nätet, där det fysiskt är placerat, vilket därför har varit intressant att undersöka närmare. I energilagret orsakar batterierna förluster vid i- och urladdning, omriktaren genererar värmeförluster men även annan kringutrustning bidrar till energilagrets sammanlagda energiförluster. Däremot borde förlusterna minska i den närliggande transformatorn om den aktiva effekten användas för att laddas ut på nätet vid hög belastning och på så sätt kapa tillfälliga effekttoppar och minska belastningen i nätet. Tester har följaktligen genomförts för att kartlägga hur förlusterna har sett ut både i energilagret och i transformatorstationen. Förutom dessa tester har det varit viktigt att utreda och dokumentera drift- och personsäkerheten. Miljön i och runt lagret har undersökts för att säkerställa att energilagret är ett säkert område och plats för både servicepersonal och övrig omgivning. Vidare har tester genomförts beträffande batteriernas funktion och livslängd då detta påverkar

både driftsäkerheten och den ekonomiska kalkylen vid investering av energilagrar.

Följande områden har utretts och tester har genomförts (med undantag av test nummer 3) beträffande:

1. Kapacitetsökning av transformatorstationen på grund effektutjämning
2. Spänningsreglering med energilagrets reaktiva effektstyrning
3. Minskade övertoner genom aktiv filtrering
4. Utvärdering av minskade förluster i 20/0,4 kV transformator
5. Utvärdering av förluster i energilagret
6. Batteriets effektivitet
7. Åldrings- och förslitningstest av batteriet
8. Tillgänglighet och tillförlitlighet
9. Utvärdering av omgivningen i energilagret, dvs. magnetfält, ljud, temperatur osv.

Energilagret har under projektets gång övervakats via installerade mätinstrument för energi och elkvalitet (Metrum SC) och automatisk insamling av mätvärden har skett till en central server hos Feab. Detta innefattar klient/server-program "Metrum PQ Controller DB" som använts för att dokumentera vissa utvalda tester inom projektet. För att höja driftsäkerheten och för att kunna möjliggöra en mer kommersiell drift har energilagret därför även kopplats till distributionsnätets *Micro Scada*. Numera får Feab:s servicepersonal ett larm när energilagret har stannat och kan på så sätt snabbare åtgärda eventuella driftstopp.

I projektet har en reglerfunktion utvecklats för att styra lagrets i- och urladdning av aktiv effekt till elnätet, se Fig. 1. Reglerfunktionen innebär att en händelse i nätet triggar Metrums PQ- instrument som i sin tur skickar en signal till energilagrets inbyggda PLC (Programmable Logic Controller). Beroende på vilken riktning händelsen har laddar batterierna i eller ur aktiv effekt till elnätet.



Figur 1. Flödesschema för den reglertekniska funktionen från en händelse i nätet till i- eller urladdning av energilagrets batterier.

Normalt styrs energilagret av förprogrammerade tider, se 2.4.1. *Styrning*. Funktionaliteten med adaptiv styrning behövs bland annat för att energilagrar vid behov ska kunna stötta överliggande nät med att hålla frekvensen och vid hastiga ändringar av effektnivåer i elnätet, ladda eller ladda ur effekt. Den

nya funktionen har verifierats genom specifika tester för att visa att energilagret kan användas för tillämpningar som är kopplat till aggregering och DR, för lagring av effekt från solceller samt för att ladda ut effekt på nätet vid snabbbladdning av elbilar.

Testerna har genomförts vid två separata testtillfällen, ett med frekvensen som styrkriterium och ett med effekten genom transformatorn som styrkriterium. Utvärderingen av testerna och resultatet omfattar:

1. Urladdning av energilagret aktiveras då elnätets frekvens understiger definierat gränsvärde
2. Laddning av energilagret aktiveras då elnätets frekvens överstiger definierat gränsvärde
3. Laddning av energilagret aktiveras om den aktiva effekten genom transformatorn understiger det definierade gränsvärdet
4. Urladdning av energilagret aktiveras om den aktiva effekten genom transformatorn överskrider det definierade gränsvärdet
5. Energilagrets svarstid
6. Byte av effektriktning

2.3.2 Utredningar

Stri har i projektet genomfört en utredning beträffande *Grid Codes*. Det pågår ett arbete av bland annat ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) med att ta fram ett antal föreskrifter för Europas energibransch s.k. "Network Codes". Föreskrifterna är främst till för att reglera det som kan hindra eller påverka gränsöverskridande handel och driftsäkerhet. I realiteten berörs dock troligen en stor del av alla nätanvändare, alla större nätägare och alla marknadsaktörer.

På grund av den höga andelen förnyelsebar energi (50 % av nätets topp effekt) är det troligt att Falbygdens Energi Nät AB (Fenab) kommer att påverkas av föreskrifterna. Energilagret kan då komma att användas som ett verktyg för att Fenab ska kunna uppfylla de krav som ställs.

Avsikten har därför varit att ge en översikt av de föreskrifter som påverkar energilagret samt att beskriva om dessa föreskrifter kommer att medföra några nya krav, vilket i sin tur har genererat ytterligare förslag på nya tester för energilagret.

2.3.3 Affärsmodeller

Installation av mer förnybar elproduktion är en pådrivande faktor som bidrar till utvecklingen mot allt smartare elnät. Klimathot, miljöförstöringar, för att säkra elleveranser, export av innovationer och ny teknik är exempel på några andra orsaker. Nya affärsmodeller växer också fram i takt med de förändringar som sker i olika delar av världen, men affärsmodeller som fungerar utmärkt i andra länder är inte alltid direkt överföringsbara till den svenska marknaden. Sveriges elmarknad är inte strukturerad på samma sätt som andra länder beträffande elbolagens roller, energipriser, olika incitament, gällande regelverk och marknadsvillkor. Inriktningen har därför varit att titta på några företag som kan tillhandahålla nya produkter för den svenska

marknaden och vilka möjliga affärsmodeller kopplat till dessa som skulle kunna fungera i framtiden.

Aggregering

För att det ska vara möjligt att aggregera fler olika enheter som exempelvis flera mindre energilagrar, som det i Falköping eller ännu mindre, krävs någon form av gemensam dataplattform. *Expektra AB* är ett svenskt företag som med sin plattform *Expektra Green Connect* erbjuder aggregering och möjliggör en styrbar förbrukarflexibilitet. En av Expektras affärsmodeller presenteras här i rapporten, det är en modell för hur olika aktörer kan samverka för att aggregera förbrukarflexibilitet där bland annat energilagrar ingår.

Lagra solel

I projektet har det framkommit att det verkar vara mest ekonomiskt lönsamt om energilagret är placerade innanför kundens egen elmätare. Det vill säga att fastighetsbolag, industri-, företags- eller villakunder själva äger energilagret. Ett alternativ skulle kunna vara om en tredjepartsaktör ägde lagret och förmedlade tjänster runt detta. Ferroamp Elektronik AB (Ferroamp) är ett svenskt företag som har för avsikt att i framtiden erbjuda kunder en paketslösning bestående av solceller, trefasomriktare (energihub) och energilagrar. I rapporten presenteras ett av Ferroamps förslag på hur en tjänstemäklare kan erbjuda blivande solcells- och energilagrarägare en "enkel" installation och ett "enkelt" ägande av anläggningen.

Elmacken

Snabbladdning av elbilar innebär högre effektuttag under 15 – 30 minuter. Andra studier har visat att stora effektuttag kan påverka elnätet och orsaka exempelvis höga nivåer av flimmer, spänningsfall och övertoner samtidigt som batterier kan motverka detta. Troligtvis är snabbladdning också den laddningsform som i framtiden kommer att efterfrågas av elbilsägare utanför det egna hemmet. När exempelvis bilar och bussar snabbladdas kan energilagret användas för att stötta nätet vid de höga effektuttagen. I affärsmodellen för snabbladdning av elbilar ägs anläggningen av en tredjepartsaktör.

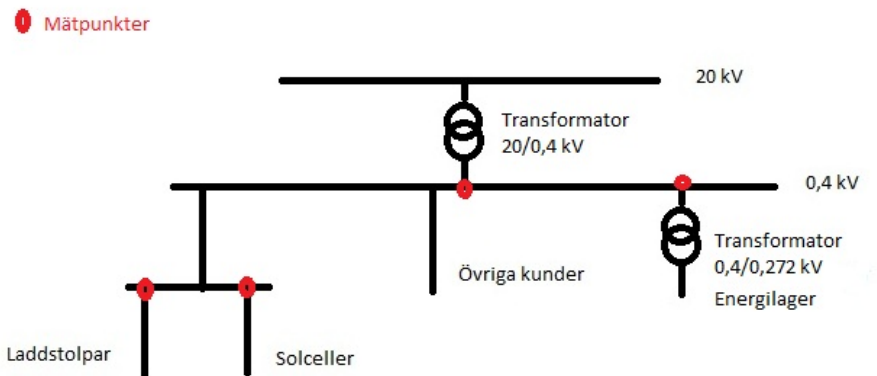
2.4 Systembeskrivning

Energilagrets huvudsakliga uppgift är att kapa effekttoppar och lastutjämna effekten. På lågspänningssidan av distributionstransformatorstationen (20/0,4 kV) stödjer energilagret dessutom nätet genom reglering av reaktiv effekt och förbättrad elkvalitet genom filtrering av övertoner. Dessa funktioner tillhandahålls kontinuerligt under normala driftsförhållanden i systemet oavsett laddningstillstånd (SOC) i batterierna. Det medför att energilagret fungerar som ett aktivt filter för elnätet. Styrsystemet arbetar enligt en fördefinierad algoritm (tidstyrning). Styrsystemet skickar signalerna till omriktaren (PQF) för att initiera laddnings- eller urladdningsprocess av batterierna med inställda värden för den aktiva effekten.

Anläggningen består av, se Fig. 2:

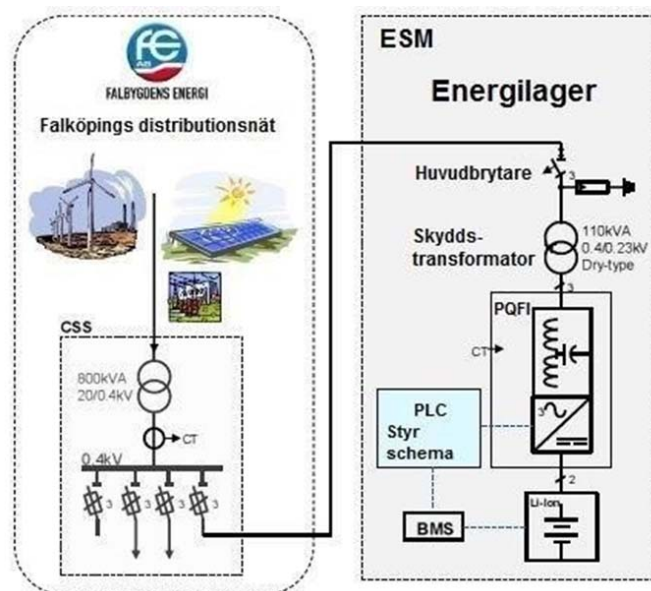
- Energilager
- Solceller
- Laddstolpar till elbilar
- Elkvalitetsmätare

I det lokala elnätet finns cirka 100 kunder anslutna.



Figur 2. Schematisk bild av elnätet.

Energilagret är anslutet till elnätet genom en distributionstransformator (Marknadsgatan) som är placerad i nära anslutning till Feab:s kontor. Energilagret och kontoret är dock inte anslutna till samma transformatorstation.



Figur 3. Energilagret inkopplad till transformatorstationen på Marknadsgatan.

Energilagrets huvudkomponenter består av, se Fig.3, en AC- växel, en step-up isolationstransformator, en kraftelektronisk dubbelriktad omvandlare, en DC- växel och ett Li - Ion batterilager. Fyra energi- och elkvalitetsmätare dokumenterar alla händelser som sker i energilagret och i transformatorstationen.

Energilagrets komponenter har installerats i en container bredvid den befintlig sekundära transformatorstationen. För mer information om energilagrets system, se bilaga 1. *System- och testmiljöbeskrivning*.

2.4.1 Styrning

För att styra energilagret används som tidigare nämnts en enkel tidsstyrning. Styrning av energilagret kan ske per Automatik eller Manuellt. De parametrar som är möjliga att justera är:

- Antalet cykler av laddningar/urladdningar av aktiv effekt per dygn
- Start-/stopptid för respektive cykel aktiv effekt
- Max/min nivå för aktiv effekt vid laddning/urladdning
- Max/min nivå reaktiv effektkompensering
- Max/min nivå filtrering övertoner

Energi lagras mellan klockan 02:00 – 04:00 och laddas ur under en timme då det oftast förekommer maxkonsumtion i det aktuella nätet, det vill säga mellan klockan 18:30 och 19:30. Anledningen till att lagret har styrts på detta sätt är att laddning på natten, under lite längre period när förbrukningen är som lägst, inte i sig orsakar något högt effektuttag. Urladdning har skett vid effekttopp på kvällen för att effektutjämna nätet, som också visas i Fig.4. Genom att ladda ur långsammare och därmed under längre tid så skulle fler toppar kunna kapas men då skulle inte funktionen demonstreras lika tydligt. Det sker för närvarande en cykling av i- och urladdning per dygn.

2.4.2 Prestanda

Energilagret har tre olika operativa driftlägen:

- Urladdningsläge
- Laddningsläge
- Batteri standby-läge

För att kunna mata in 75 kW aktiv effekt till elnätet i urladdningsläget är, med hänsyn till förlusterna i systemet, börvärdet inställt på 80kW under 1 timme. I laddningsläget är börvärdet satt till 40 kW under drygt 2 timmar. Laddningstiden styrs automatiskt av kontrollen så att laddningen kompenserar den urladdade energin.

Urladdningsläge

Under urladdningsläget matar energilagret ut 75 kW aktiv effekt till lågspänningsnätet (400 V). Förutom att ladda ur den aktiva effekten hjälper växelriktaren, med en maximal kapacitet på 100kVA, till med att kompensera den reaktiva effekten och att filtrera strömövertoner.

Som exempel kan energilagret mata följande kombination av aktiv effekt (P), reaktiv effekt (Q) och filtrering av övertoner (I_h) till lågspänningsnätet under urladdningsläget:

- $P = +80 \text{ kW}$ (för att mata nätet med 75kW)
- $Q = +60 \text{ kVAr}$
- $I_h = 50 \text{ A}$

Laddningsläge

Under laddningsläge tar energilagret upp till 40kW aktiv effekt från lågspänningsnätet. Under hela laddningsläget har systemet även kapacitet för att kompensera den reaktiva effekten och att filtrera strömövertoner.

Som exempel kan energilagret mata in och ut följande kombination av aktiv effekt (P), reaktiv effekt (Q) och filtrering av övertoner (I_h) till och från lågspänningsnätet under laddningsläget:

- $P = - 40 \text{ kW}$
- $Q = +90 \text{ kVAr}$
- $I_h = 50 \text{ A}$

Batteri standby-läge

Under batteriets standby-läge finns inte några direkt aktiva effektlöden. Ett resultat är därför att all tillgänglig kapacitet i omvandlare kan används för kompensation av reaktiv effekt och filtrering.

Som exempel kan energilagret mata ut följande kombination av reaktiv effekt (Q) och filtrering av övertoner (I_h) till lågspänningsnätet under batteriets stand-by-läge.

- $P = 0 \text{ kW}$
- $Q = +100 \text{ kVAr}$
- $I_h = 50 \text{ A}$

Anm:

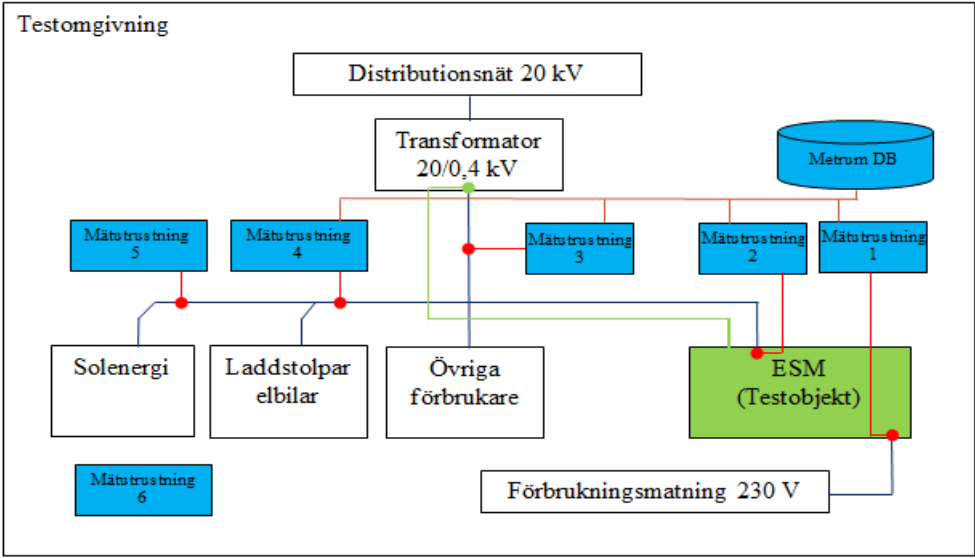
"+" Tecknet betyder riktningen från energilagret - till elnätet.

"- " Tecknet betyder riktningen från elnätet – till energilagret.

För mer information se bilaga 1. *System- och testmiljöbeskrivning*

2.5 Testmiljöbeskrivning

Genom att mäta i de olika punkterna kan man följa olika typer av händelser i nätet. Mätning och dokumentering sker av bland annat ström, spänning, effekt, frekvens, avbrott och exempelvis långsamma och snabba spänningsförändringar. Det är totalt sex mätpunkter i anslutning till energilagret, varav 4 stycken är energi- och elkvalitetsmätare (Metrum SC), en energimätare (inbyggd i solenergisystemet) och en separat temperaturmätare, se Fig. 4. I energilagret finns en SC-mätare installerad som mäter trefas till och från batterierna och en enfas som mäter lokalkraften dvs. belysning och AC- anläggningen. ABB samlar in information från energilagrets PLC – system och batteriernas BMS (Battery Management System) via en uppkopplad dator.



Figur 4. Testomgivning med tillhörande mätutrustning.

- Mätutrustning 1, 2, 3 och 4 är elkvalitetsmätare från Metrum.
- Mätutrustning 5 är en energimätare som är integrerad i solenergisystemet.
- Mätutrustning 6 för temperatur registrering inbyggd i Energilagret.

METDAB används för att lagra all insamlad mätdata från samtliga installerade mätinstrument. Metrums klientprogram "Metrum PQ Controller" och "Metrum DB Viewer" är installerade på samma server som den centrala databasen och dessa program kan visa:

- Samtliga inrapporterade händelser (störningar)
- Kurvformsanalys
- Grafiska långtidsparametrar
 - o Spänning
 - o Effekt
 - o Övertoner
- Rapportgenerator för uppföljning mot aktuell svensk föreskrift för spänningsgodhet EIFS 2013:1.
- Statistikverktyg för uppföljning med avbrottsstatistik och statistik av spänningsdippar mm.

Metrooms program *PQ Controller* har inbyggt stöd för att kunna styra olika elkvalitetsparametrar. Detta program har möjlighet att implementera stöd för fler styrsignaler för upp- och urladdning av aktiv effekt exempelvis grundat på frekvens, effekt eller elpris. För mer information se bilaga 1. *System och testmiljöbeskrivning*.

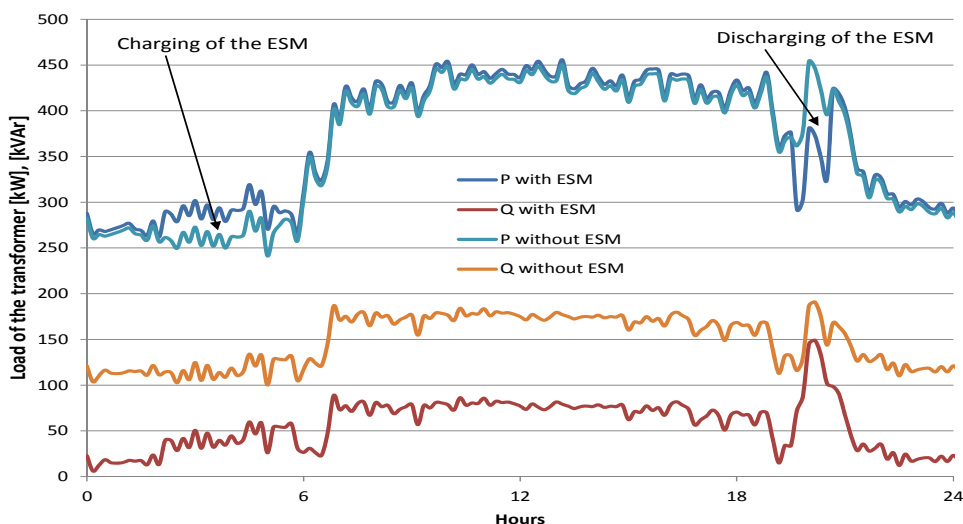
3 Resultat

3.1 Tester av grundläggande funktioner

Samtliga testresultat som sammanfattas här i kapitel 3 finns mer detaljerat beskrivna i bilaga 2, *Testrapporter*.

3.1.1 Kapacitetsökning av transformatorstationen på grund av effektutjämning

Testet baseras på mätningar av aktiv-, reaktiv- och skenbar effekt i transformatorn med energilagret anslutet till transformatorns sekundärsida. Data har insamlats under två på varandra följande dagar; en dag utan användning av energilagret och den andra dagen med användning av energilagret för effektutjämning. Effektutjämningen gjordes genom urladdning av energilagrets batterier under 1 timme på kvällen (vid högt effektbehov) och med efterföljande uppladdning av batterierna under 2 timmar på natten (vid lågt effektbehov). Den stora skillnaden i reaktiv effekt Q beror på att energilagret hela tiden har en kapacitiv reaktiv kompensering, enligt kap 2.4.2 Prestanda ovan, med 100 kVAR under standby, 90kVAR under laddning och 60 kVAR under urladdningen.



Figur 5. Figuren visar belastningen i distributionstransformatorn i nätet i Falköping under en typisk dag för två fall, med den beskrivna körcykeln: med och utan användning av energilagret (ESM).

Fördelarna med användning av energilagret för effektutjämning med den använda körcykeln är att den höga effekttoppen på kvällen kan elimineras. Skillnaden i aktiv effekt under dagtid på ca 5 kW beror på effektförbrukningen i energilagret (omriktare, filter, mellantransformator och kylsystem). Följande fördelar kan erhållas:

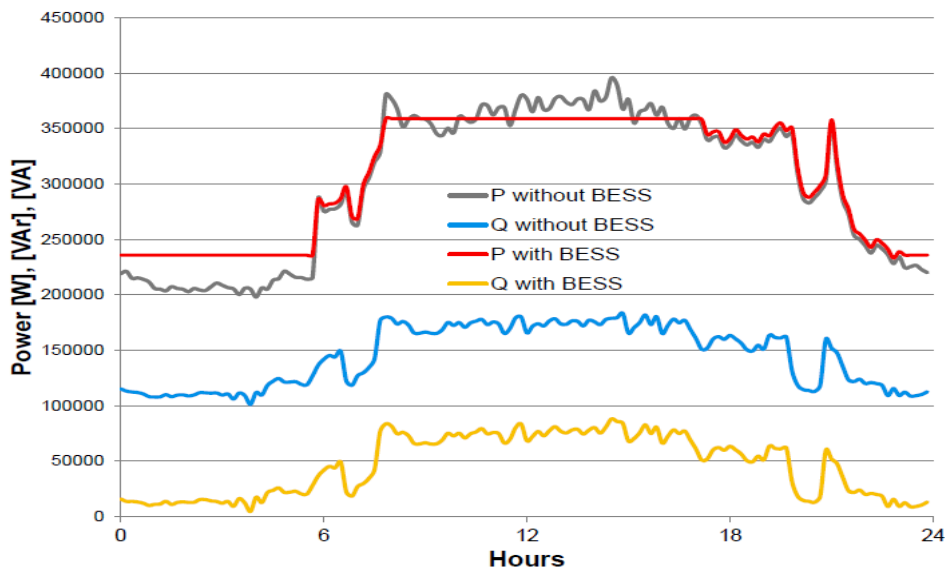
- a) Om transformatorstationen har dimensionerats för en maximal kapacitet baserat på effekttoppen på kvällen, så kan man tack vare effektutjämningen öka kapaciteten av transformatorstationen eftersom den maximala effekten reduceras eller elimineras.

Därför behöver distributionstransformatorn inte överdimensioneras för att kunna hantera effekttoppen på kvällen.

- b) I ett fall där transformatorstationen belastas nära sin nominella last under normal drift, kan man med effektutjämning från energilagret eliminera den toppeffekt som skulle resultera i mer än 100 % belastning, och systemet (huvudsakligen distributions-
transformatorn) kommer att ha en mer optimal driftbelastning.

Dessutom kan man, beroende på omriktarens funktion, erhålla ytterligare fördelar i form av bättre nätkvalitet med att använda energilagret i distributionsnätet med reaktiv effektkompensering och övertonsfiltrering samtidigt som systemet genomför effektutjämning.

Genomförda mätningar är baserade på den ovan beskrivna standardcykeln. Genom att använda energilagret för automatisk kapning av effekttoppar under hela dygnet med en mer optimerad kontrollalgoritm kan man erhålla ännu bättre driftbetingelser. Med en adaptiv funktion som tar bort effekttoppar över en viss nivå kan man, som visas i Fig. 6, minska maximala lasten på transformatorn med ca 40 kVA. Andra algoritmer kan användas för att anpassa till den belastningsprofil man normalt har på transformatorn[2].



Figur 6. Figuren visar ett exempel, baserat på datorberäkningar, av belastningen i Falköpings nät med och utan energilagret för en viss typ av algoritm.

3.1.2 Spänningsreglering med energilagrets reaktiva effektstyrning

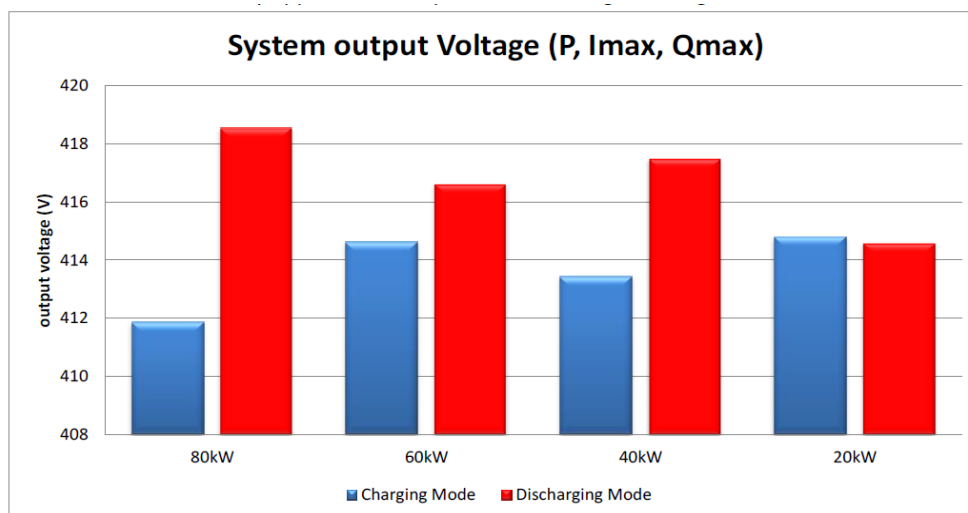
Utvärdering gjordes av energilagrets kapacitet att kontrollera spänningen genom reaktiv effektkompensering. Flera kombinationer av aktiv effekt med reaktiv kompensering och övertonsfiltrering användes för att testa inverkan på spänningsregleringen. Mätningarna gjordes i samband med testet för utvärdering av förluster i energilagret. Systemets maximala kapacitet för reaktiv kompensering med $\cos\phi = 1$ är vid laddning 90 kVAR och vid urladdning 66 kVAR. Följande driftkombinationer gjordes vid SOC=75%:

Aktiv effekt för urladdning/laddning 20 kW, 40 kW, 60 kW och 80 kW, kombinerat med:

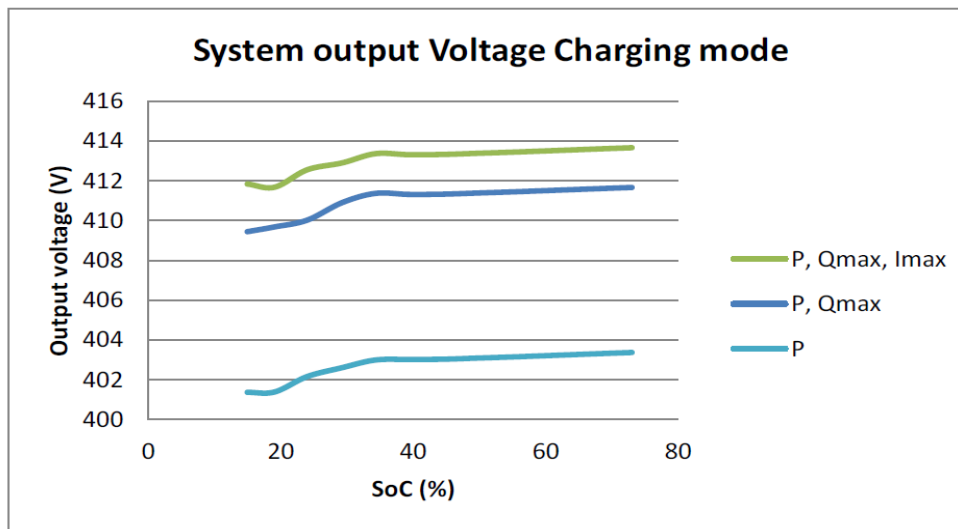
- Reaktiv kompensering + övertonsfiltrering,
- Enbart reaktiv kompensering,
- Utan reaktiv kompensering eller övertonsfiltrering.

Mätningar gjordes också sedan med en fullständig standard 80 kW urladdning (ca 75 kW till nätet) och 40 kW uppladdning, mellan SOC 15% och 75% av batterierna, med kombinationerna a)-c) av reaktiv effekt och övertonsfiltrering.

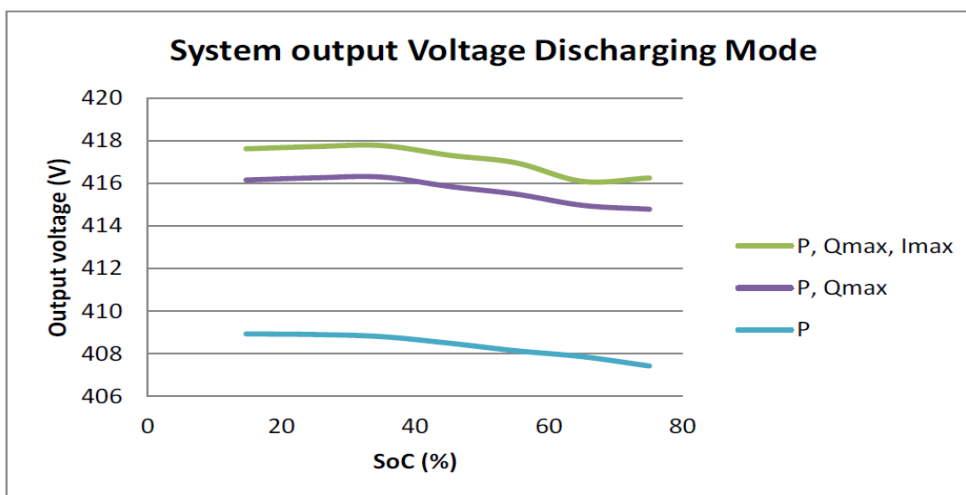
Exempel på spänningsvariationer av systemet vid SOC=75% för fallet med kombination av aktiv effekt med reaktiv kompensering och övertonsfiltrering vid laddning respektive urladdning visas i Fig.7. Fig. 8-9 visar spänningsregleringen vid laddning respektive urladdning vid olika SOC-nivåer med olika kombinationer av reaktiv kompensering och filtrering.



Figur 7. Spänningsvariationer för olika nivåer av aktiv effekt vid laddning och urladdning kombinerat med maximal effekt för filtrering och reaktiv kompensering



Figur 8. Spänningen vid olika SOC-nivåer under laddning med 40 kW för olika driftkombinationer: 1) aktiv effekt plus maximal reaktiv kompensering och filtrering, 2) aktiv effekt plus maximal reaktiv kompensering, 3) enbart aktiv effekt.



Figur 9. Spänningen vid olika SOC-nivåer under urladdning med 80 kW för olika driftkombinationer: 1) aktiv effekt plus maximal reaktiv kompensering och filtrering, 2) aktiv effekt plus maximal reaktiv kompensering, 3) enbart aktiv effekt.

Några allmänna slutsatser:

- Spänningen ökar pga. reaktiv kompensering med ca 8 V vid både laddning och urladdning.
- När systemet filtrerar övertoner samtidigt med reaktiv kompensering ökar spänningen ytterligare ca 2 V.
- Systemet ger högre spänning vid urladdning än laddning.
- Reaktiv effektstyrning kan användas till att kontrollera spänningen i energilagrets anslutningspunkt till nätet[3].

3.1.3 Minska övertoner genom aktiv filtrering

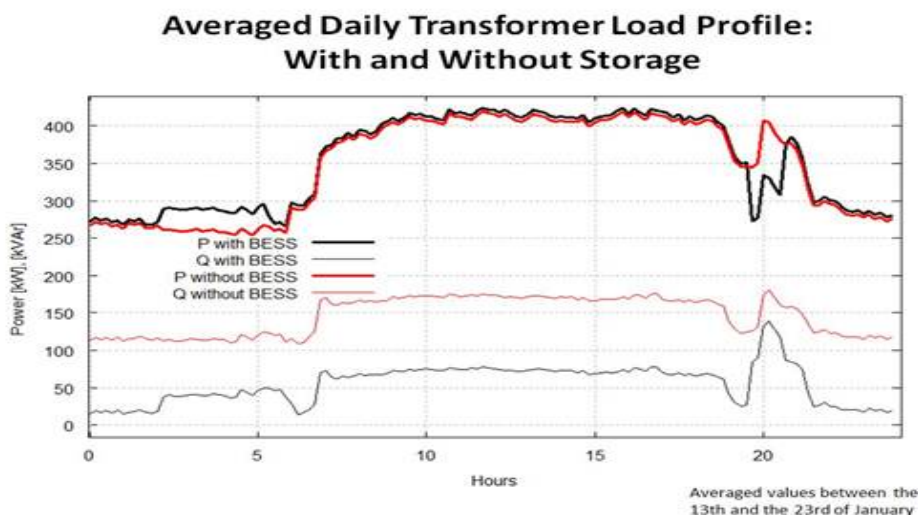
Mätningar har visat att nätet innehåller mycket litet naturliga övertoner. Detta gör det svårt att med hjälp av energilagret kunna påvisa några märkbara effekter med minskning av övertonerna. Därför beslutades i ett första läge att inte genomföra detta test.

3.1.4 Utvärdering av minskade förluster i 20/0.4 kV transformatorn

Transformatorns data: 800 kVA, tomgångsförluster 1006 W, förluster under nominell drift 6470 W. Utvärderingen är gjord vid körning av standardcykeln per dygn för aktiv laddning och urladdning under en period av 43 dygn. Medelvärde av förlustminskningen är 3.65 kWh/dygn, motsvarande 1332 kWh/år.

Om vi antar att transformator är 50 % belastad under 12 timmar om dagen, då är serieförlusterna lika med 19.4 kWh/dygn. Om vi antar att spänningen är lika med märkspänningen då är tomgångsförlusterna lika med 24,0 kWh/dygn. Det visades senare att tomgångsförlusterna av lagret, inklusive förbrukning av hjälputrustning, är 5 kW som ger förluster lika med 120 kWh/dygn.

Energilagrets standardcykel sker i dag genom tidstyrning. I det här exemplet lagras energin under tre timmar mellan kl. 02:00 – 04:00 och laddas ur under en timme då maxkonsumtion i nätet föreligger, dvs. mellan kl. 18:30 och 19:30, som visas i Fig. 10.



Figur 10. Aktiv och reaktiv effekt med energilager och utan energilager i nätet. BESS = Energilager.

Anledningen till att lagret har styrts på detta sätt är att laddning på natten, under lite längre period när förbrukningen är som lägst, inte i sig orsakar något högt effektuttag. Urladdning har skett vid en effekttopp på kvällen för att effektutjämna nätet

Med enbart reaktiv effektkompensering utan laddning eller urladdning uppmättes förlustminskningen till 3.12 kWh/dag, motsvarande 1138 kWh/år. Man bör notera att dessa resultat indikerar att man kan erhålla förlustminskningar men att dessa borde kunna bli större om energilagret, och även körcykeln, dimensioneras och anpassas bättre till det aktuella nätet[4].

3.1.5 Utvärdering av förluster i energilagret

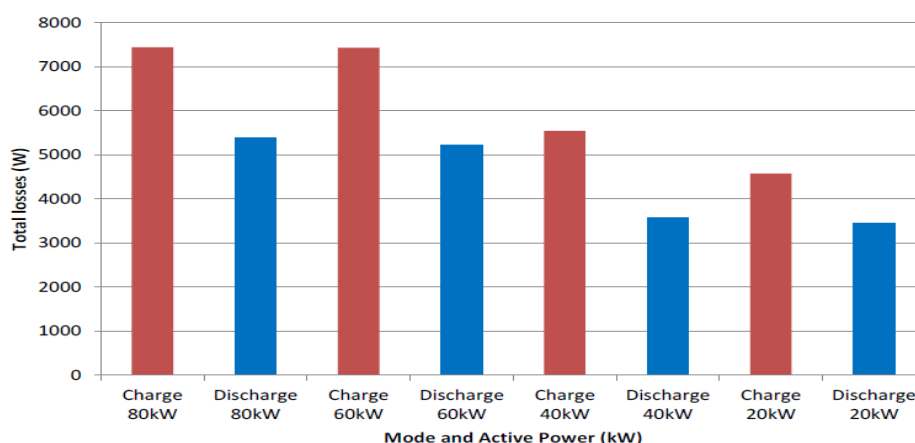
Förlusterna i energilagret har utvärderats under drift med olika kombinationer av aktiv effekt, reaktiv effekt och övertonsfiltrering. Mätningar har gjorts av förluster i omriktare, transformator och övrig extra utrustning i energilagrets container (t.ex. luftkonditionering, belysning, elektronik etc.).

Eftersom förlusterna i systemet är högre vid höga SOC, på grund av högre DC-spänning, så gjordes först kortare cyklingar vid SOC = ca 75 % med flera olika nivåer av aktiv effekt i kombination med reaktiv effekt och övertonsfiltrering. Följande driftkombinationer gjordes vid SOC=75 %:

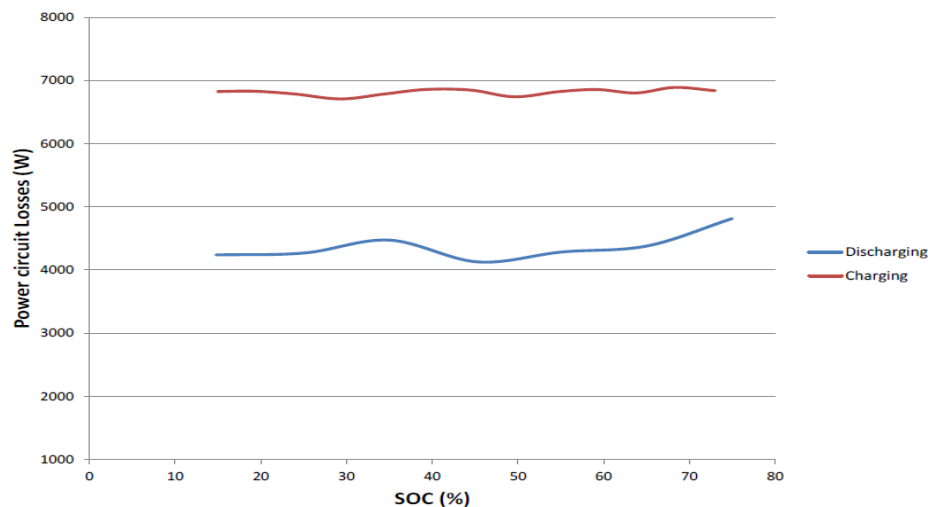
Aktiv effekt för urladdning/laddning 20 kW, 40 kW, 60 kW och 80 kW, kombinerat med:

- a) Reaktiv kompensering + övertonsfiltrering,
- b) Enbart reaktiv kompensering,
- c) Enbart övertonsfiltrering,
- d) Utan reaktiv kompensering eller övertonsfiltrering.

Mätningar gjordes också sedan med en fullständig standard 80 kW urladdning (ca 75 kW till nätet) och 40 kW uppladdning, mellan SOC 15 % och 75 % av batterierna, med kombinationerna a)-d) av reaktiv effekt och övertonsfiltrering. I Fig. 11 ses exempel på totala förlusterna i systemet vid SOC=75% för fallet med kombination av aktiv effekt med reaktiv kompensering och övertonsfiltrering och Fig. 12 visar exempel på totala förluster i systemet (inklusive hjälpkraft) vid olika SOC-nivåer under urladdning med 80 kW och laddning med 40 kW.



Figur 11. Totala förlusterna i systemet vid SOC=75% för fallet med kombination av aktiv effekt med reaktiv kompensering och övertonsfiltrering.



Figur 12. Totala förlusterna i systemet vid olika SOC-nivåer under urladdning med 80 kW och laddning med 40 kW.

Några allmänna slutsatser:

- Förlusterna är högre vid laddning än urladdning
- Den relativa effektiviteten av systemet är högst vid hög urladdnings- och laddningseffekt på grund av att den egna förlusten i omriktaren och förlusterna från drift av extrautrustningar blir relativt sett lägre.
- De totala förlusterna blir högre när aktiv effekt kombineras med reaktiv kompensering.
- Det kunde också visas att förlusterna pga. övertonsfiltreringen är relativt låga[5].

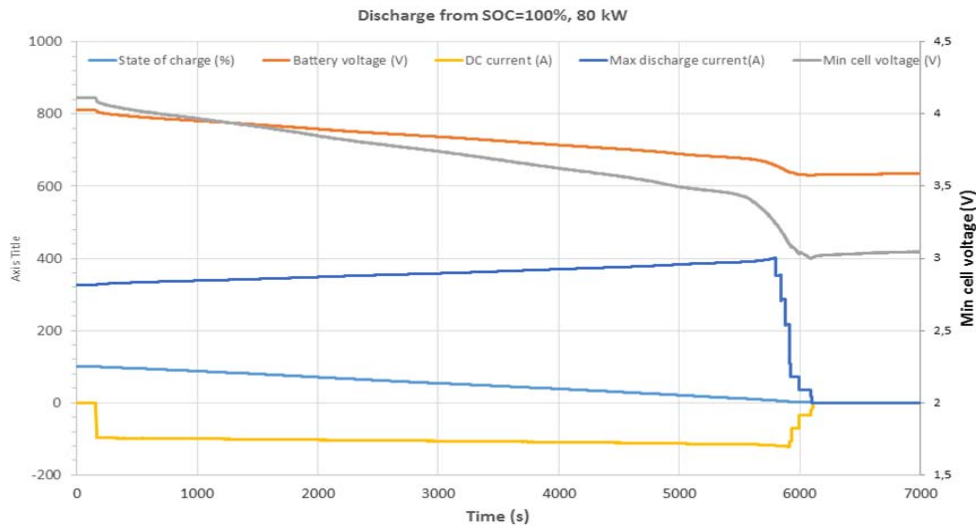
3.1.6 Batteriets effektivitet

Batteriets kapacitet och effektivitet har mätts upp när batteriet är relativt nytt, efter ca 240 standardcykler från start, för att få ett startvärde på batteriets prestanda i början av dess livstid. Kapaciteten har mätts med en fullständig cykel av urladdning och laddning från SOC= 100 % ner till 0 %. Cykeln gjordes enligt standard urladdning med 80 kW och laddning med 40 kW.

Villkoren för urladdningskontroll vid slutet av urladdningen vid låga SOC och för laddningskontroll vid slutet av laddningen vid höga SOC styrdes helt av batterisystemets BMS.

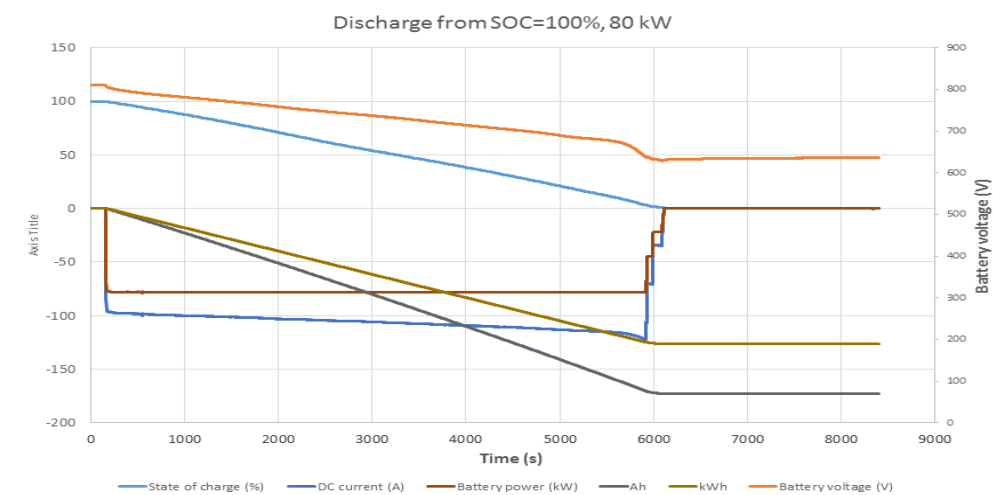
Mätningarna gav en urladdningskapacitet av 126,5 kWh, 173 Ah och en uppladdningskapacitet av ca 132 kWh, 176 Ah. Batterisystemet hade en cykleffektivitet av ca 96 % för kWh och ca 98 % för Ah. Skillnaden i effektivitet beror på att Ah mäter mängden laddning (Coulomb) som tas ut resp. tillförs batteriet (dvs. baserat på enbart strömmen genom batteriet), medan kWh mäter energin där också systemförluster inverkar. Fig. 13 and 14

visar exempel på batteriurladdningen mellan 100 % < SOC < 0 % med en konstant effekt av 80 kW.

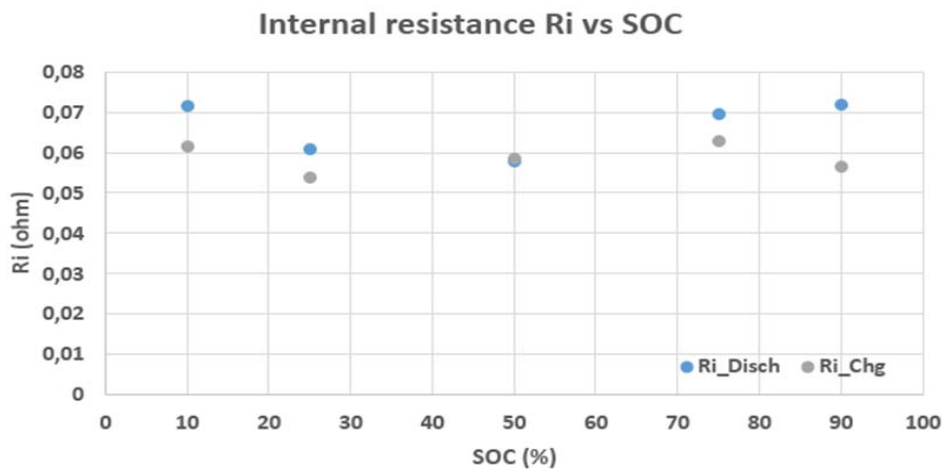


Figur 13. Urladdning med konstant effekt 80 kW (75 kW till nätet) mellan 100 % > SOC > 0 %.

Utöver kapacitetsmätningar har också mätningar gjorts med en speciell pulsmätning med 30 s pulser för att bestämma batteriets ohmska resistans och batterispänning vid obelastat batteri. Dessa data ger också information om batteriets status. Exempel på resultat från dessa mätningar visas i Fig. 15 [6]



Figur 14. Total urladdad kapacitet från batteriet på 126,5 kWh, 173 Ah.

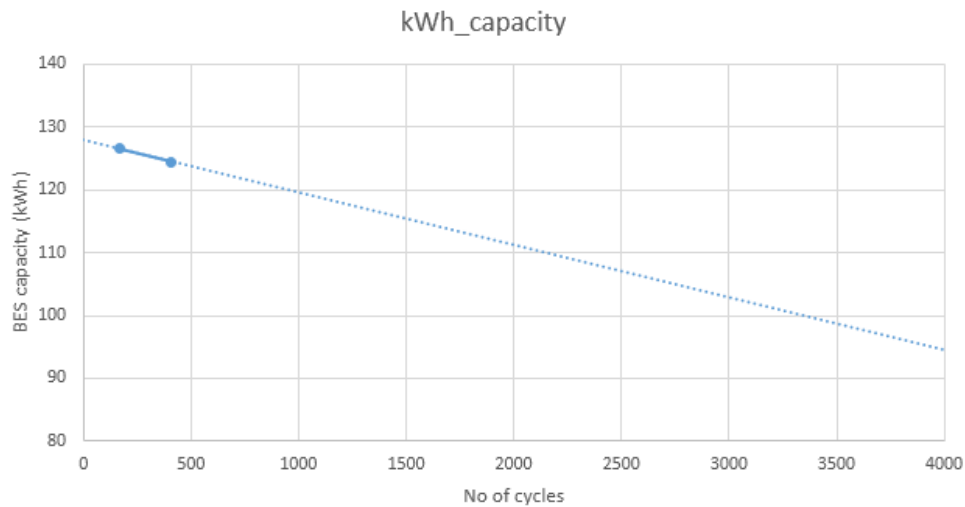


Figur 15. Exempel på batteriets inre resistans vid olika SOC-nivåer.

3.1.7 Åldrings- och förslitningstest av batterierna

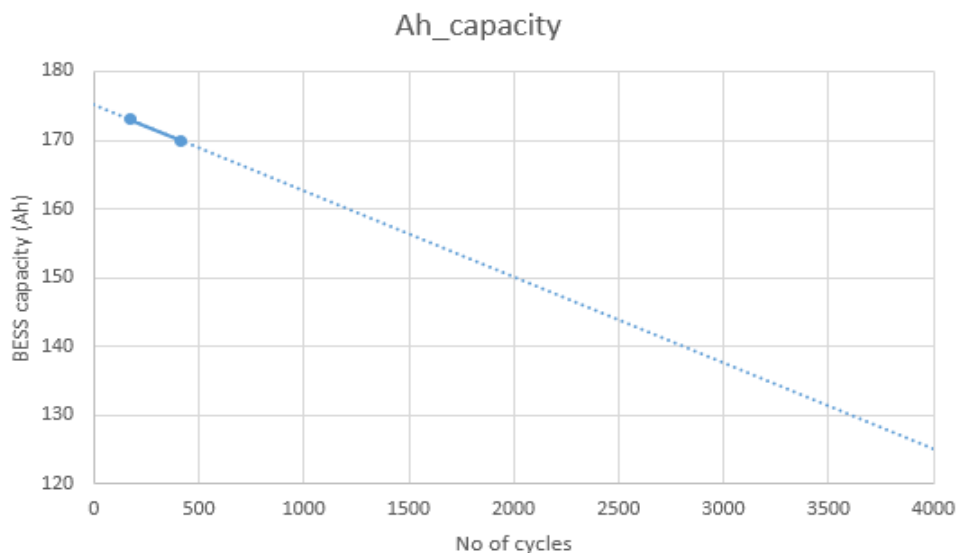
För mätningar av batteriets åldring har mätningar av batteriets kapacitet gjorts efter två olika driftstider (efter 240 och 470 standardcykler) för att studera hur kapaciteten minskar med tiden. Åldringen består dels av en kalenderåldring och dels en åldring pga. batteriets cykling. En första mätning av kapaciteten har gjorts när batteriet är relativt nytt, se testet "Batteriets effektivitet" ovan. En andra mätning har gjorts efter totalt ca 470 standardcykler, det vill säga efter cirka 16 månaders drift.

Från 240 till 470 arbetscykler har batteriets kapacitet minskat från 126,5 kWh till 124,5 kWh och från 173 Ah till 170 Ah. Görs en linjär extrapolation baserat på dessa data erhålls en kvarvarande kapacitet av ca 95-100 kWh och 130 Ah efter 10 års drift, motsvarande 3650 standardcykler, se Fig. 16 och 17. Energilagret är konstruerat att ha en kapacitet av 90 kWh efter 10 års drift, vilket verkar kunna uppfyllas. Det ska dock noteras att extrapolationen är gjord på få data varför osäkerheten är stor.



Figur 16. Extrapolering av batterikapacitet till 10 års drift, motsvarande 3650 arbetscykler, baserat på mätningar efter 240 respektive 470 cykler. Uppskattad kapacitet efter 3650 cykler är 95 – 100 kWh.

Utöver mätningar av batteriets kapacitet gjordes också mätningar av batteriets inre ohmska resistans och batterispänningen vid obelastat batteri (OCV) för att få information om åldringen. Testerna indikerar en viss minskning av resistansen med ökande drifttid medan OCV är oförändrad. Dock är skillnaderna små och ligger inom förväntad noggrannhet, varför mer mätningar efter längre drifttider behövs för en bättre analys[6][7] [8].



Figur 17. Extrapolering av batterikapacitet till 10 års drift, motsvarande 3650 arbetscykler, baserat på mätningar efter 240 respektive 470 cykler. Uppskattad kapacitet efter 3650 cykler är 130 AH.

3.1.8 Tillgänglighet och tillförlitlighet

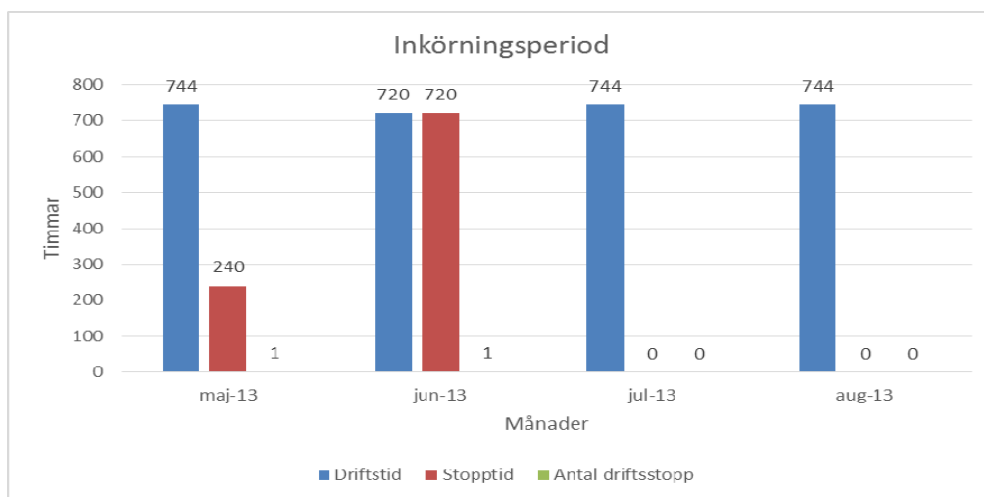
Sen 2013-08-30 har Feab:s underhållspersonal registrerat alla stillestånd av energilagret i en ärendehanteringslista. Den innehåller uppgifter som datum och tid när energilagret stannade och återstartades, felkod, prioriteringsgrad av händelsen, möjlig orsak till att energilagret löste ut osv. Under den 12 månader långa testperioden stannade energilagret totalt 9 gånger.

Tre nyckeltal har utvärderats (tillförlitlighet och tillgänglighet). Testperioden har varit från 2013-08-30 till 2014-08-30.

Följande har utvärderats:

1. *Felfrekvens*, dvs. antal fel per tidsenhet (tillförlitlighet).
2. *Återställningstiden*, samma formel som för medelreparationstiden (tillförlitlighet).
3. *Tillgängligheten*, denna tillgänglighetsmetod tar hänsyn till den totala tiden och är vald för att systemet alltid är i drift.

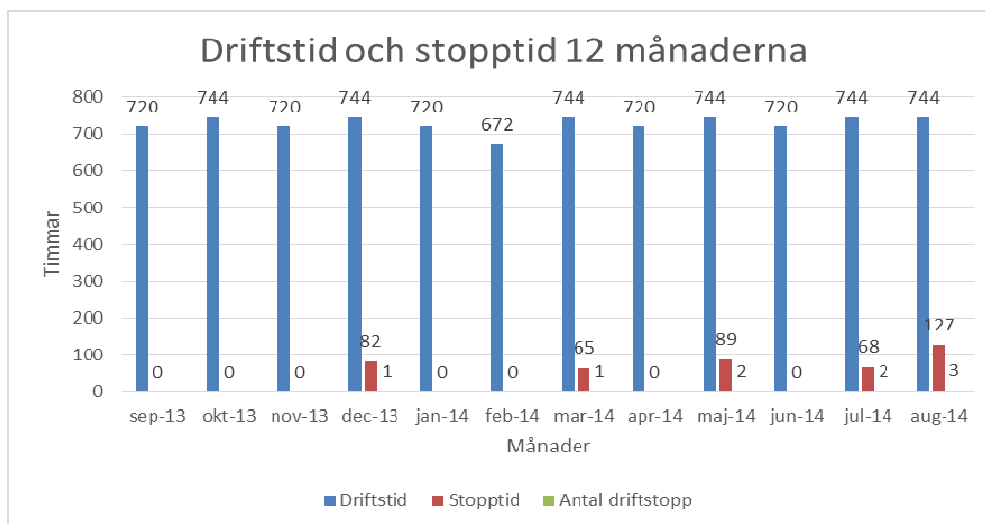
Innan testperioden genomfördes 4 månader med inkörning av de nyinstallerade batterierna, se Fig. 18. Första månaden stannades energilagret av personalen när det upptäcktes att energilagret störde ut avläsningen av fjärrvärmemätare. Orsaken visade sig vara att i samband med batteribytet hade en mellantransformator kopplats bort. Anledningen till att man inte använde mellantransformatorn i början när man kopplade in de nya batterierna var att spänningen från dessa batterier passar bättre till nätet än vad de gamla batterierna gjorde. Problemet löstes med att transformatorn åter kopplades in. Det andra stilleståndet berodde på att batterienheten gick sönder och den byttes därför ut.



Figur 18. Drifttid och stoptid under inkörningsperioden.

Under den 12 månader långa testperioden stannade energilagret totalt 9 gånger, se Fig. 19. Under de första 6 månaderna inträffade endast 1 driftstopp. Händelsen upptäcktes vid veckoronderingen. Driftstoppen orsakades sannolikt av spänningsfall på överliggande nät. Det har antingen varit för låg spänning eller för långt (tidsmässigt) spänningsbortfall. Under de

senaste 6 månaderna som energilagret har utvärderat har det förekommit 8 driftstopp.



Figur 19. Driftstid och stopptid under 12 månader i energilagret.

Energilagret var från början inte utrustad med något externt övervakningssystem som larmar vid driftstopp och fel. Då upptäcks endast störningar i energilagret vid ronderingen en gång per vecka. Det innebär att det inte fanns någon tillräcklig kontroll över driften och att driftstoppen varade därför längre än nödvändigt. Energilagret har därför integrerades med distributionsnätets Micro Scada och övervakas sen juni 2014 på samma sätt som de övriga komponenterna i elnätet. Efter installationen av larmet har driftstoppstiderna minskat något. Som minst varade ett driftstopp endast cirka 2 timmar.

Energilagret är inte utrustad med någon funktion för automatisk återstart eller för att hänga kvar vid spänningsdippar i överliggande nät (vid avbrott av elleveransen ska energilagret stanna) vilket har orsakat många stillestånd under sommaren 2014. Under den perioden berodde samtliga driftstopp på åskoväder och elavbrott och energilagrets återstart har prioriterats lägre än elleveransen till övriga kunderna. Även då man har haft informationen om att energilagret stått stilla har det inte funnits resurser att återstarta det förrän efter 1 – 2 dagar. Vid några tillfälle har avbrottet inträffat under helger (endast jourpersonal tillgänglig) vilket har inneburit att energilagret inte kunnat startas om förrän under måndagen när ordinarie personal återigen har varit i tjänst. Att energilagret står stilla i dagsläget påverkar ingen annan elkund. Anledningen till de långa driftstoppen, trots inkopplat larm, är därför att energilagret inte har haft någon hög prioritet för återstart vid elavbrott. Prioriteringsordningen skulle däremot behöva vara annorlunda om energilagret levererade någon typ av tjänst till kund. Då skulle driftstopp innebära inkomstbortfall för Feab eller avbrott i elleveransen till kunden.

Analysen av energilagrets felfrekvens visade att utav de 9 stopptillfällena hade inget stillestånd orsakats av något (direkt) fel i energilagret. Resultatet

för energilagret blev därför hög funktionssäkerhet med en felfrekvens = 0 fel/månaden. Om man däremot beräknar (indirekta) fel som har orsakats av yttre händelser blir felfrekvensen i genomsnitt 0,75 fel/månaden.

Med återställningstiden menas här den tid det har tagit från och med att energilagret löst ut (stannat) till och med att behörig Feabpersonal har återställt (startat upp) energilagret igen. Resultatet visar att medelåterställningstiden under den 12 månader långa testperioden har varit 48 timmar. Under de första 6 månaderna var tiden 82 timmar och under de sista 6 månaderna var genomsnittsåterställningstiden 43,5 timmar. I slutet av juli 2014 kopplades larmet in från energilagret till Scada som medförde att återställningstiden minskade till 39 timmar.

Resultatet visar att tillgängligheten för energilagret under 12 månader har totalt sett varit 95 %. Under de 6 första månaderna var tillgängligheten 98 % medan den endast var 92 % de sista 6 månaderna.

Slutsats:

- a) Samtliga stopp och fel har orsakats av händelser i överliggande nät och inte av några direkta fel i energilagret.
- b) Under de senaste 6 månader har alla stopp inträffat vid åskoväder och sannolikt orsakats av spänningsfall, antingen för låg spänning eller för långt spänningsbortfall.
- c) De långa stopptiden i början av testperioden berodde på att felen upptäcktes endast vid rondering av energilagret (1 gång/vecka). Återställningstiden har minskat och larmet har troligtvis bidragit till det.
- d) Att tillgängligheten har minskat beror på alla åskoväder och att återstart av energilagret inte har prioriteras. Vilket är naturligt då anläggningen fortfarande är en prototyp och inte används för något kommersiellt syfte samt att inga andra elkunder har berörts av att energilagret har stått stilla.

Det spekuleras ofta i att energilager kan användas för att förse en anläggning eller kund med "säker" elförsörjning. Energilagrets tenderar att lösa ut och stoppar vid olika händelser i överliggande nät är ett problem om man vill använda energilager för exempelvis ö-drift och reservkraft. Det skulle därför vara intressant att analysera störningståligheten, hur stor/liten störning från överliggande nät som krävs för att energilagret ska lösa ut? För framtiden är det även viktigt att definiera krav på störningstålighet av energilagret[9].

3.1.9 Utvärdering av omgivningen i energilagret, dvs. oljud, temperatur, EMC osv.

Mätningar har gjorts av temperaturen inuti och utanför energilagrets container och ljudnivån utanför containern med systemet avstängt och med systemet i normal drift.

Temperaturen mättes på fyra ställen: vid dörrarna, i batterirummet, i omriktarrummet och utanför containern. Mätningarna gjordes under maj-juni

2013 och temperaturen inuti containern i batterirummet ligger i regel kring 17 – 27 °C vid en yttertemperatur på 5 – 25 °C. Den varmaste punkten intill omriktaren ligger i regel på 27 – 35 °C och går vid något enstaka tillfälle upp till 45 °C.

Det hörbara ljudet vid ett antal punkter utanför containern har mätts med systemet avstängt och i drift, både under dagtid och natt. Mätningarna visar att energilagret ger en ökning av ljudnivån utanför containern med ca 0.6 dB under drift.

Mätningar av AC magnetfält har gjorts dels inuti containern och dels utanför för att undersöka om energilagret producerar skadliga fält. Mätningarna gjordes med en gaussmeter i området 5 Hz till 2 kHz. Magnetfältet utanför containern mättes både under drift och i stand-by på ett avstånd av 1 m, samt runt transformatorstationen och vid en trottoar och vid en förskola i närheten av energilagret. Utanför containern var magnetfältet < 1 µT, förutom alldeles intill väggen vid AC kabeln mellan energilagret och transformatorstationen där ca 15 µT uppmättes. Runt transformatorstationen var också fältet 1-2 µT, förutom vid kabeln mellan energilagret och transformatorstationen där fältet var ca 3 µT. Vid trottoaren var fältet < 1 µT, förutom vid en markkabel där fält på ca 2 µT uppmättes. I närheten av förskolan var fältet endast ca 0.05 µT. Alla värden ligger långt under de maxgränser som rekommenderas av WHO (World Health Organization) och ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) för långtidsexponering. I regel brukar man ange en max. gräns på ca 1 µT.

Inuti containern fanns på vissa ställen ganska höga magnetfält, upp till ca 30 µT upp till 3 kHz genererade av omriktaren på DC kabeln till batterierna, vilket kan leda till problem med störningar av elektronik. Det högsta fältet, upp till ca 400 µT, uppmättes vid AC kabeln mellan kopplingstransformatoren och utgången till transformatorstationen. Eftersom personal inte långvarigt vistas inuti containern är dessa fält inte skadliga. För korttidsexponering anger ICNIRP en maxgräns vid 50/60 Hz på 1000 µT för elarbetare och 200 µT för allmänheten, medan vid 2 kHz gränserna är 100 µT resp. 20 µT.[12][13].

3.2 Tester av tillämpningsbara funktioner

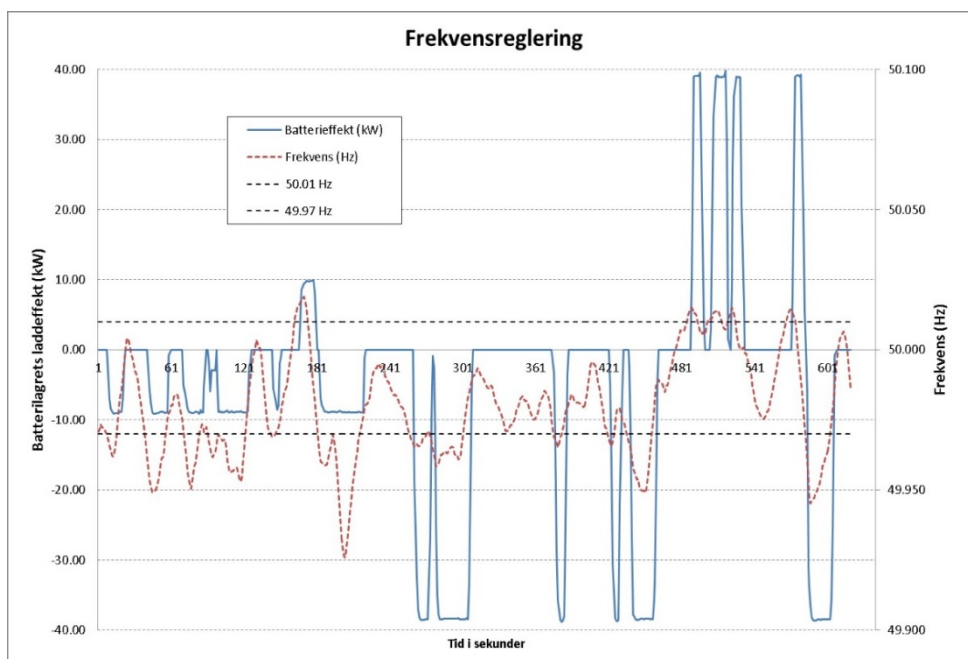
3.2.1 Frekvensreglering

Under testet sattes gränsvärdena för start av urladdning av energilagret till 49,97 Hz i Metrums PQ- instrument. Urladdningen av batterierna skedde med konstant effekt så länge frekvensen i elnätet var under gränsvärdet. När frekvensen gick över gränsvärdet stoppades urladdningen. Gränsvärde för start av laddning av energilagret sattes till 50.01 Hz i Metrums PQ- instrument. Laddning av energilagret skedde med konstant effekt så länge frekvensen i elnätet var över gränsvärdet. När frekvensen gick under gränsvärdet stoppades laddningen. Anledningen till att dessa gränsvärden valdes var att frekvensen under den aktuella tidpunkten för testet pendlade

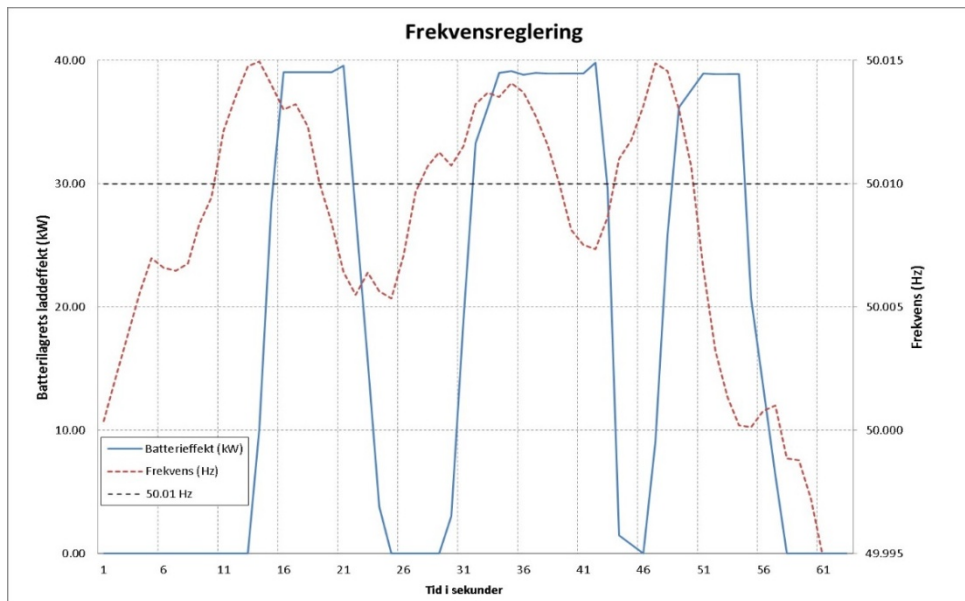
kring dessa värden vilket möjliggjorde att aktivering av både upp- och nedreglering kunde ske.

Testet visade, se Fig. 20 och 21, att:

- Urladdning av energilagret har aktiverats då elnätets frekvens understiger det definierade gränsvärdet i Metrums PQ-instrument
- Laddning av energilagret har aktiverats då elnätets frekvens överstiger det definierade gränsvärdet i Metrums PQ-instrument
- Det går att styra energilagret utifrån externa händelser i nätet och inte enbart via förutbestämda tider som tidigare



Figur 20. Frekvensreglering, ut zoomad frekvens. Under testet var gränsvärdet för start av urladdning 49.97 Hz och gränsvärdet för start av laddning 50.01 Hz. Energilagrets effektbörvärde är först 10 kW och sedan 40 kW.



Figur 21. Frekvensreglering, in zoomat kring upprepade laddningar. Under testet var gränsvärdet för start av urladdning 49.97 Hz och gränsvärdet för start av laddning 50.01 Hz. Energilagrets effektbörvärde är här 40 kW.

Från testerna kan det observeras att det finns en fördröjning på ett par sekunder innan energilagret börjar utbyta den efterfrågade effekten, se i Fig. 21. Det framgår att fördröjningen från det att händelsen triggas, det vill säga från det att frekvensen överstiger gränsvärdet till dess att energilagret börjar utbyta effekt, är cirka 2-3 sekunder och ytterligare cirka 3-4 sekunder innan full effekt uppnås. Fördröjningen i omriktarens respons består sannolikt av tre eller flera delar, som exempel:

- Fördröjning i Metrums utrustning och script från det att t.ex. frekvensen går över eller under gränsvärdet tills order ges till PLC:ns digitala ingång
- Fördröjningen från ingången på PLC:n tills order ges till PQF-kontrollen att ge effekt
- Fördröjningen internt i PQF-kontrollen från det att den får order tills ordern börjar verkställas
- Hur snabbt önskad maxeffekt ut/från nätet erhålls beror på reglerparametrarna i PQF kontrollen, bl.a. en parameter `"_fRamping"`, som anger hur snabbt effekten rampas. Under testet användes standardinställningen på 10 kW/s, vilket är ganska långsamt. Det bör vara fullt möjligt att genom intrimning av parametrarna i PQF-kontrollen göra systemet betydligt snabbare.

Man kan också se hur energilagret byter effektriktning och går ifrån att laddas med 40 kW till att laddas ur med 40 kW. Bytet av effektriktning orsakades av att frekvensen i elnätet gick ifrån att vara över 50.01 Hz till under 49.97 Hz vilket kan ses i Figur 20 efter ungefär 580 sekunder. Att byta effektriktning tog för energilagret ca 8-9 sekunder. Detta ger en uppmätt ramphastighet på ca 10 kW/s. Eftersom styrningen skett via en frekvensförändring som

registrerats hos Metrums utrustning, och därmed orsakat viss fördröjning, är det sannolikt en anledning till att det inte blev precis 10 kW/s.

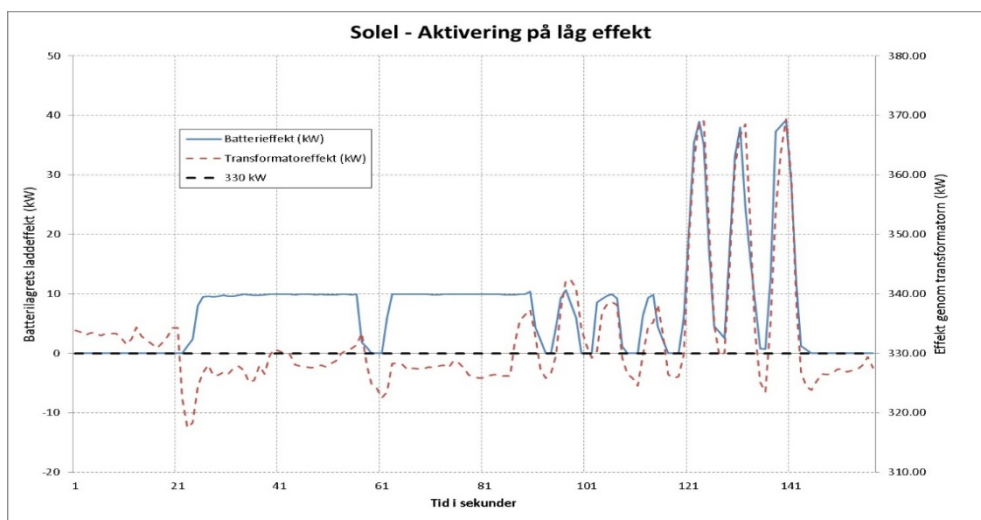
Slutsats

- Testet har visa att energilagrets aktiva effekt kan styras utifrån elnätets frekvens.
- Att energilagret kan styras från en effektnivå till en annan, genom att byta effektriktning, är viktigt för att energilagret ska vara flexibelt och användbart. En snabb effektstyrning möjliggör för energilagret att verka på flera marknader och utöka antalet användningsområden då energilagret på kort tid kan gå från en reglerfunktion till en annan. Detta ökar nyttan och effektiviteten hos att en framtida optimeringsfunktion, som vid varje ögonblick kan välja att energilagret ska erbjuda den mest lönsamma tjänsten.
- Responstiden och ramphastigheten är viktigt att känna till och bör i detta fall förbättras om energilagret skall användas för aggregering. För att små energilager ska kunna assistera DR hos kunderna måste energilager kunna reagera snabbt på en extern styrsignal, till exempel ett effektflöde[10].

3.2.2 Effektregering

Aktivering låg effekt

Gränsvärde för start av laddning av energilagret sattes till 330 kW effektflöde genom nätstationstransformatorn vid Marknadsgatan i Metrums PQ-instrument. Laddning av energilagret skedde med konstant effekt så länge effektflödet genom nätstationstransformatorn var under gränsvärdet. När effekten gick över gränsvärdet stoppades laddningen.



Figur 22. Aktivering låg effekt, energilagret börjar laddas om effekten genom nätstationstransformatorn understiger 330 kW. Energilagrets effektbörvärde är först 10 kW och sedan 40 kW.

Testet visar att:

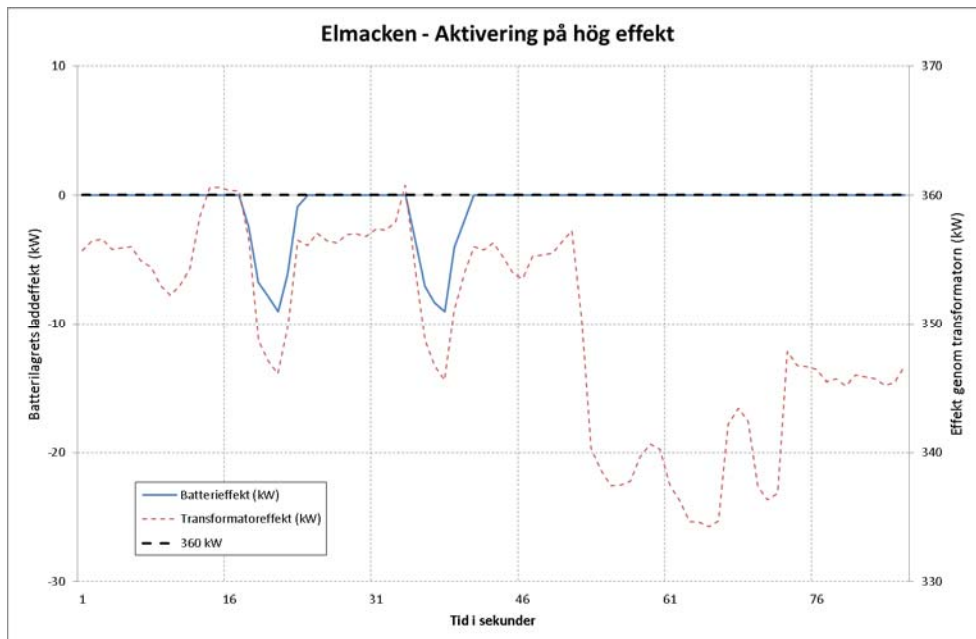
- Laddning av energilagret har aktiverats när den aktiva effekten genom transformatorn i Marknadsgatan går under det definierade gränsvärdet i Metrums PQ-instrument, se Fig. 22.

Aktivering hög effekt

Gränsvärde för start av urladdning av energilagret sattes till 360 kW effektförbrukning genom nätstationstransformatorn vid Marknadsgatan i Metrums PQ-instrument. Urladdning av energilagret skedde med konstant effekt så länge effektförbrukningen genom nätstationstransformatorn var över gränsvärdet. När effektförbrukningen gick under gränsvärdet stoppades urladdningen.

Testet visar att:

- urladdning av energilagret har aktiverats om den aktiva effekten genom transformatorn i Marknadsgatan överskrider det definierade gränsvärdet i Metrums PQ-instrument.



Figur 23. Aktivering hög effekt, energilagret börjar laddas ur om effekten genom nätstationstransformatorn överstiger 360 kW. Energilagrets effektbörvärde är 10 kW

Slutsats

Även om det krävs en viss vidareutveckling för att få ett automatiskt och säkert styrsystem visar testresultatet att:

- Energilagret skulle kunna användas för att lagra överskottsproduktion från solceller. Beroende på vilken effekt som mäts, solcellsproduktionen eller effekt genom nätstationstransformatorn, kan energilagret börja laddas antingen vid effektvärden över eller under gränsvärdet.

- b) Energilagret kan användas för att stötta nätet vid höga effektuttag under kort tid, t.ex. vid laddning av elfordon. Energilagret laddas ur om effekten till snabbbladdaren eller effekten genom nätstationen går över ett gränsvärde.

Denna adaptiva styrning ger ett ökat antal användningsområden och möjliggör fler affärsmodeller som kan bidra till att förstärka intäktströmmen hos ett energilager. Detta är ett steg mot ett smartare och mer flexibelt system där ett energilager i varje givet ögonblick avgör vilken tjänst som ska erbjudas utifrån status i elnätet, väderförhållanden och kundbehov. Kommunikation med kunder och aktörer skulle kunna ske via SMS vid meddelande om förändrade prioriteringar av energilagringstjänster[11].

3.3 Genomförda utredningar

3.3.1 Grid Codes

På uppdrag av den Europeiska kommissionen pågår ett arbete av bl.a. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) med att ta fram ett antal föreskrifter för Europas energibransch s.k. "Network Codes" eller "nätföreskrifter".

Eftersom våra nät hänger samman är det viktigt att titta på dessa som en enhet. Det är av största vikt att alla kraftverk, distributionsnät och laster möter de krav och har de tekniska egenskaper som är relevanta för att upprätthålla hög tillförlitlighet och driftsäkerhet i nätet.

Vissa krav, vilka definieras i föreskriften om tekniska krav på uttagslaster, inklusive elnät, kan komma att ställas på Fenab om detta bedöms som ett signifikant nät enligt nätföreskrifterna. Lagret kan då användas som ett verktyg för att uppfylla de kraven.

- Exempelvis skulle lagret kunna användas vid kravet på att automatiskt koppla bort (rätt andel) last inom 150 ms då gränsen för lägsta tillåtna frekvens uppnåtts.
- Lagret borde även kunna hjälpa Fenab vid behov av reaktiv effektkompensering mot överliggande nät.
- Det kan också vara värt att undersöka om lagret skulle kunna bidra med aktiv effekt under perioder med hög frekvensderivata.
- Det finns möjlighet att frivilligt erbjuda sig att tillhandahålla efterfrågefleksibilitet s.k. "Demand Side Respons" (DSR). För att kunna sälja in lagret som en last med DSR krävs specialavtal/undantag då lagret inte alltid har möjlighet att agera som en last med en specificerad konsumtion. I kraven för laster med DSR listas att de behöver kunna hålla den lastnivån de lovat under den tiden överliggande nätägare önskar, vilket skulle bli ett problem för lagret då det är laddat till sin maximala nivå.

Vissa krav kommer att ställas på lagret som en produktionsenhet om den bedöms som signifikant. Då lagret är inkopplat på en nivå som är lägre än

110 kV och har en kapacitet som är större än 0,8 kW men mindre än 1,5 MW klassas det som Typ A enligt de Europeiska nätföreskrifterna.

- Lagret ska fungera i minst 30 minuter om frekvensen är mellan 47,5 - 48,5 Hz eller 51,0 - 51,5 Hz.
- Lagret ska även automatiskt kunna kopplas ifrån vid en viss frekvens samt fungera vid upp till specificerad nivå för frekvensderivatan (RoCoF).
- Lagret ska dessutom ha möjlighet att aktivera en förändring av producerad aktiv effekt som en konsekvens av att frekvensen kommit över en viss nivå.

Dessa krav, eller eventuella indirekta krav, på energilagret leder till ett antal möjliga tester, som exempelvis att lagret ska kunna reagera inom angivet tidsintervall på en angiven signal eller triggningsnivå.

En definition av hur ett energilager² kan klassas som en last och/eller en produktionsenhet behöver fastställas. För mer information se bilaga 3, *Uttredningar*.

² "Pumped storage" (dammar) diskuteras specifikt i föreskrifterna, men inget om övriga typer.

4 Affärsmodeller

Internationellt växer nya affärsmodeller fram i takt med att förutsättningar för elbolag och kunder förändras, men affärsmodeller som exempelvis fungerar utmärkt i andra länder är inte direkt överföringsbara till den svenska marknaden. Sveriges elmarknad är inte konstruerad på samma sätt beträffande elbolagens roller, energipriser, olika incitament, gällande regelverk och marknadsvillkor. I Sverige har vi exempelvis delat upp så att elleveransen görs av lokalnätet (regionnät för stora kunder) och elen produceras av producenten men säljs i allra flesta fall av ett elhandelsföretag. Sverige har förhållandevist låga elpriser och små skillnader i elpriset över tid som medför mindre lönsamhet vid exempelvis handel av el.

Det finns idag ingen marknad för energilagret där man kan få betalt för dess kvalitetshöjande-, frekvens-³ eller effekttjänster. De affärsmodeller som presenteras här i rapporten är därför endast hypotetiska. Tanken är att förslagen på affärsmodellerna ändå kanske kan inspirera till ett visst nytänkande och bidra till att en förändring sker beträffande regelverk och incitament för energilager i framtiden.

4.1 Affärsmodell Aggregering

En aggregator (finns för närvarande inte på den svenska elmarknaden) kan samla ihop och hantera många olika flexibla laster och delta på elmarknaden genom att köpa och sälja effekt/energi från stora/små kunder. Man kan aggregera enheter så som värmesystem, kylanläggningar med energilager vilket då medför att man erhåller en förbrukarflexibilitet hos elkonsumenterna. Det finns idag ett flertal lösningar och tekniska plattformar för aggregering och DR (Demand Respons). En IT-plattform beskrivs här i rapporten. Genom att ansluta energilager mot en marknadsplats är det möjligt att aggregera flera enheter och få dessa att samverka som ett enda stort virtuellt energilager. Teoretiskt sett innebär det en möjlighet att kunna delta på hela den svenska elmarknaden med energilagret i Falköping.

I Power Circles rapport *Energilager i energisystemet*⁴ framgår det att en av de fem rekommendationerna, till Samordningsrådet för smarta elnät, är att man bör etablera aggregator som en ny aktörsroll. Eftersom mycket tyder på att det kommer att finnas ett behov av att fler bidrar med mer flexibilitet i elsystemet.

³ Kontroll- och reglersystemet är inte tillräckligt utvecklat för att kunna fungera på en frekvensmarknad men all hårdvara (batterier, omriktare) klarar kraven. Enligt Svenska Kraftnät är lager som tillhandahåller effekter kring kW godkända och om lagret tillhandahåller ca 30 kW så energilagret klarar att uppfylla kraven på frekvensreglering under åtminstone en timme.

⁴ <http://www.swedishsmartgrid.se/publication/view/energilager-i-energisystemet/2014-10-06>

4.1.1 Den svenska elmarknaden

Den svenska elmarknaden är tillsammans med elmarknaden övriga Norden med i elbörsen Nord pool. Nord pool är den börs där aktörerna kan sälja och handla el och det finns flera olika marknader. På marknaden för elbas sker handeln mellan slutet av inlämning av bud till spotmarknaden och en timme innan leverans. På elbasmarknaden kan producenter och elhandlare balansera upp sin produktion. På elspotmarknaden (spotmarknaden) sätts priset per timme ett dygn i förväg vilket innebär att produktionen måste förutses på dygnsbasis. För att handla upp kraftbehov på längre tidshorisont används ett antal finansiella marknader.

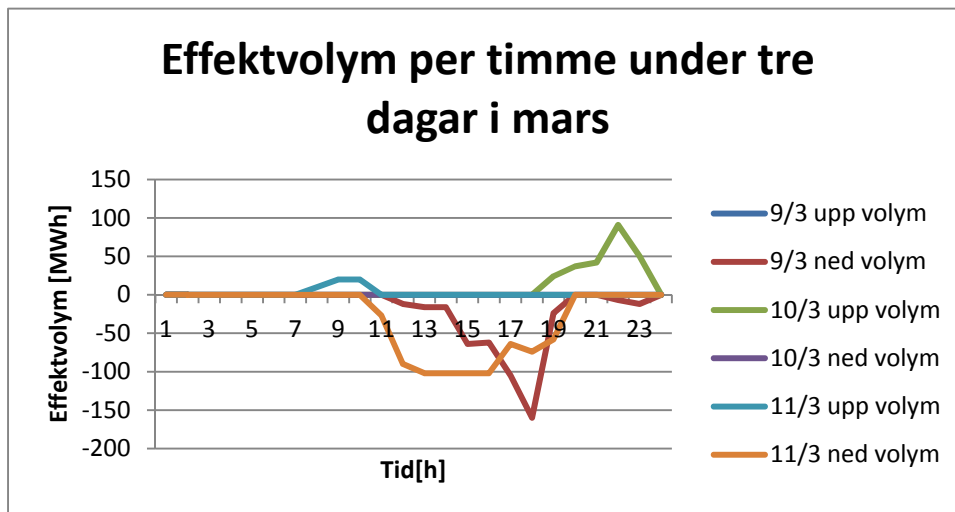
Reglermarknaden är den marknad som tas till under leveranstimmen. Den styrs av Svenska Kraftnät som ska se till att det råder balans mellan till- och utförsel av el i det avsedda el området. För att få delta på reglermarknaden måste vissa krav uppfyllas och för energilagret är aktiveringstiden och volymen de mest intressanta.

Det finns tre typer av reglering; Primär-, Sekundär- och Tertiärreglering. Primärreglering är ett samlingsnamn på den reglering som sker först och vars uppgift är att begränsa frekvensvariationen. Den 1 januari 2013 introducerades en ny typ av reglering; FRR-A (Frequency Restoration Reserves) vilket är en automatisk sekundärreglering för att förbättra frekvenskvaliteten i hela det nordiska elsystemet. Eftersom FRR-A är under utveckling kommer restriktioner gällande volymer att uppdateras efter provperiodens slut.

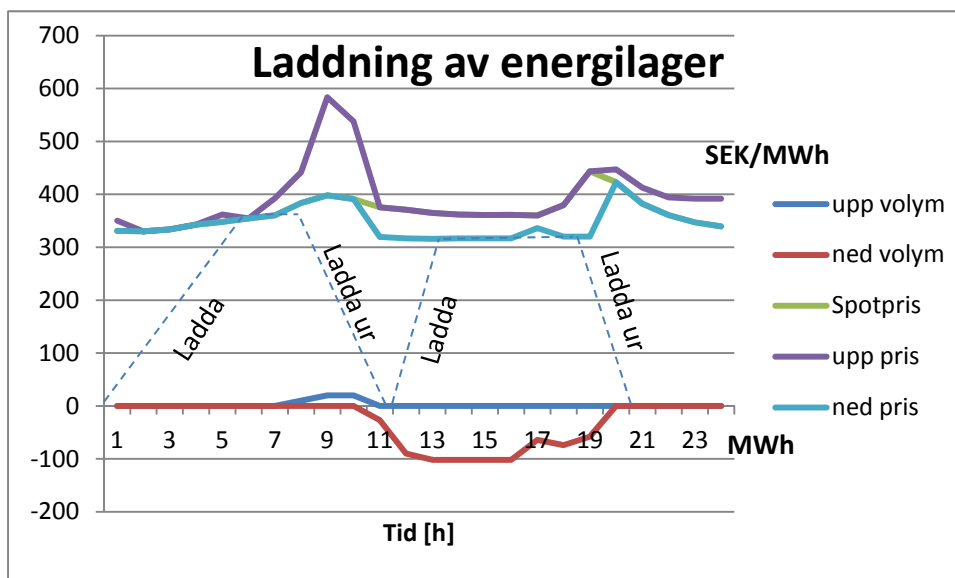
Balansregleringen tar vid där primärregleringen och den automatiska sekundärregleringen inte räcker till och denna styrs manuellt. Aktiveringstiden för ett reglerobjekt får max vara 15 min, volymen måste vara större än 10 MW samt att sälj- och köpbuden måste inkomma 45 min innan leveranstimmen. På reglermarknaden lämnas upp- eller nedregleringsbud där Svenska Kraftnät antingen köper energi av balansansvarig eller att balansansvarig köper energi av Svenska Kraftnät. Om ingen reglerkraft upp- eller nerregleras följer reglerpriset priset på elspot.

Att delta på reglermarknaden med energilagret kan ur ekonomisk synvinkel ge dubbel förtjänst. Eftersom energilagret både kan ladda och ladda ur, det vill säga både ta och ge energi så kan det delta på både upp- och nedregleringsbuden från Svenska Kraftnät.

I fig. 24 visas hur effektvolymerna på den Svenska balansmarknaden varierar under tre dagar i mars med både upp- och nedregleringsbud. Variation bland upp- eller nedregleringsbuden och dess effektvolym. Detta motiverar upp- och urladdning av energilagret enligt Fig. 25, som visar de laddningsmöjligheter som energilagret kan göra utifrån den studerade dagen. I figuren kan det urskiljas att det sker både upp och nedreglering samt till vilket pris. Det hade för den valda dagen varit önskvärt att bidra med uppreglering, dvs. sälja effekt, vid klockan 9 samt att hjälpa till att nedreglera klockan 11. [14].



Figur 24. Effekt som reglerades upp och ned på reglermarknaden under tre dagar i mars 2013⁵.



Figur 25. Upp- och urladdning av energilagret baserat på upp- och nedregleringspris samt upp- och nedregleringsvolym⁶.

4.1.2 Frekvensregleringstest kopplat till frekvensreglering i Norden

Då energilagret i Falköping är för litet för att kunna påverka frekvensen har ingen frekvensförändring i nätet kunnat uppmätas som direkt kan kopplas till energilagrets effektutbyte. Faktum är att det krävs en effektförändring i storleksordningen 100 MW eller mer för att på ett tydligt och direkt sätt kunna påverka frekvensen i det Nordiska elnätet. Det viktiga är istället att säkerställa att effektutbytet med nätet fungerar som planerat. Genom att utveckla funktionaliteten hos ett mindre energilager har steget minskats för

⁵ Nordpools hemsida, <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/> 2013-06-25

⁶ Nordpools hemsida, <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/> 2013-06-25

att senare installera ett större energilager som har större möjlighet att uppfylla de villkor som Svenska Kraftnät ställer på aktörer på reglermarknaden. I dagsläget accepteras reglerkapacitet i storleksordningen kW på primärregleringsmarknaden, dock måste effektnivån kunna upprätthållas under minst en timme.

För ett energilager på 80 kW och 90 kWh med en initial laddnivå (SOC) på 50 % skulle man alltså kunna bidra med 40 kW i primärregleringsmarknaden under en given timme. Inom primärregleringen bör effektutbytet med nätet även variera proportionellt mot frekvensavvikelse vilket ännu inte implementerats i energilagret. Det finns dock inga tekniska hinder för att implementera en sådan styrning.

Kravet på en timmes uthållighet kan i framtiden komma att minskas till exempelvis 15 minuter, mycket beroende på de stora last- och produktionsavvikelser som i dagsläget uppkommer vid tidskiftena men även för att kunna underlätta för andra typer av frekvensregleringsresurser än storskalig vattenkraft.

Den största fördelen hos ett energilager är dess potential att reagera på förändringar betydligt snabbare än konventionella produktionsenheter vilka är beroende av fysiska förändringar, t.ex. ett ändrat vattenflöde. Just snabbheten kan komma att bli betydligt viktigare om några år då nätets inbyggda rotationströghet minskar då fler generatorer och laster ansluts via frekvensomriktare.

Detta medför att en fränkoppling av produktion eller konsumtion kan komma att ge en snabbare och kraftigare frekvensförändring jämfört med en liknande händelse i dagens system. Här kan frekvensreglerande energilager komma att spela en viktig roll med en snabb reaktionsförmåga, som kan nå ner mot millisekunder, och beroende på dimensionering upprätthållas i minst 15 minuter. Testresultat från frekvensregleringstestet har visat att energilagret i dagsläget inte har möjlighet att nå ned emot en reglerhastighet på några millisekunder, men om en framtida anläggning dimensioneras enligt det kravet är det tekniskt möjligt[10].

4.1.3 IT-plattform för aggregering av energilager

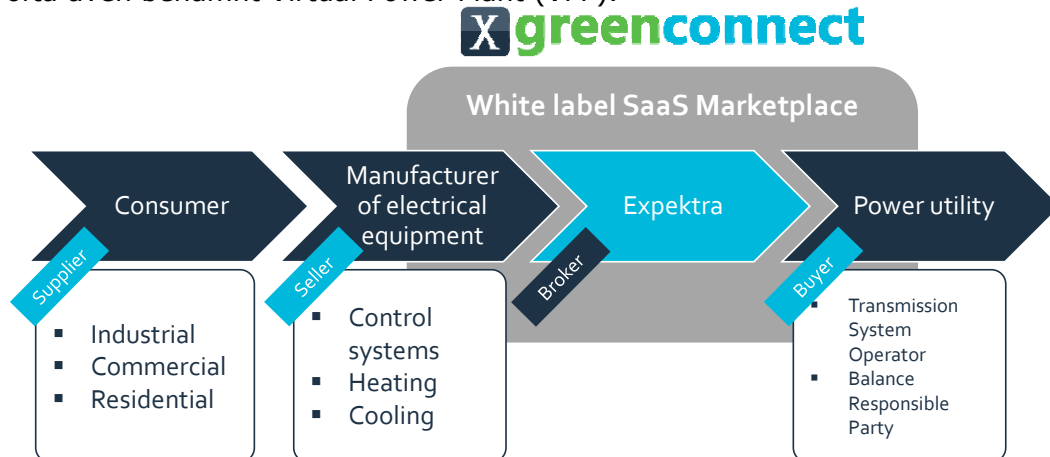
På marknaden finns till exempel Expektra som utvecklar en demand side management plattform, Expektra Green Connect, som möjliggör att flexibel elförbrukning från elektroniska apparater, till exempel industriella processer, kommersiella kylanläggningar eller privatägda värmepumpar, kan användas som ny balanskraft i elnätet.

Det bakomliggande systemet är en helautomatiserad marknadsplats där teknikleverantörer och balansansvariga elhandelsbolag kan handla med aggregerad förbrukarflexibilitet, det vill säga möjligheten att öka/minska förbrukning/produktion över en bestämd tidsperiod.

Teknikleverantörer, som tillhandahåller apparater med flexibel elförbrukning, blir säljare av flexibilitet genom att implementera ett kommunikationsgränssnitt i sina produkter, så att dessa automatiskt bjuder ut tillgänglig förbrukarflexibilitet på marknaden. Ägarna av dessa produkter,

det vill säga elabonnenterna, blir på detta sätt leverantörer av styrbar och automatiserad förbrukarflexibilitet. Teknikleverantörer kan härigenom ta del av nya intäktsströmmar som efter egen strategi t.ex. kan användas i nya produkter mot slutkund alternativt subventionera nyare produktserier.

Med plattformen kan man aggregera förbrukarflexibilitet från flera enheter såsom värmesystem, kylanläggningar, lokala energilager eller industriella applikationer och få dessa att samverka som ett stort virtuellt energilager, ofta även benämnt Virtual Power Plant (VPP).



Figur 26. Värdekedja för automatiserad förbrukarflexibilitet.

Balansansvarigt elhandelsbolag agerar ensam köpare på marknadsplatsen, vilket medför priseffektiv tillgång till styrbar förbrukarflexibilitet från flera olika teknologier kombinerat från privata, kommersiella och industriella kunder. Utan inledande investeringar kan elhandelsbolaget:

- Sänka balanskostnader
- Öka intäkter genom ökat deltagande i reglermarknader

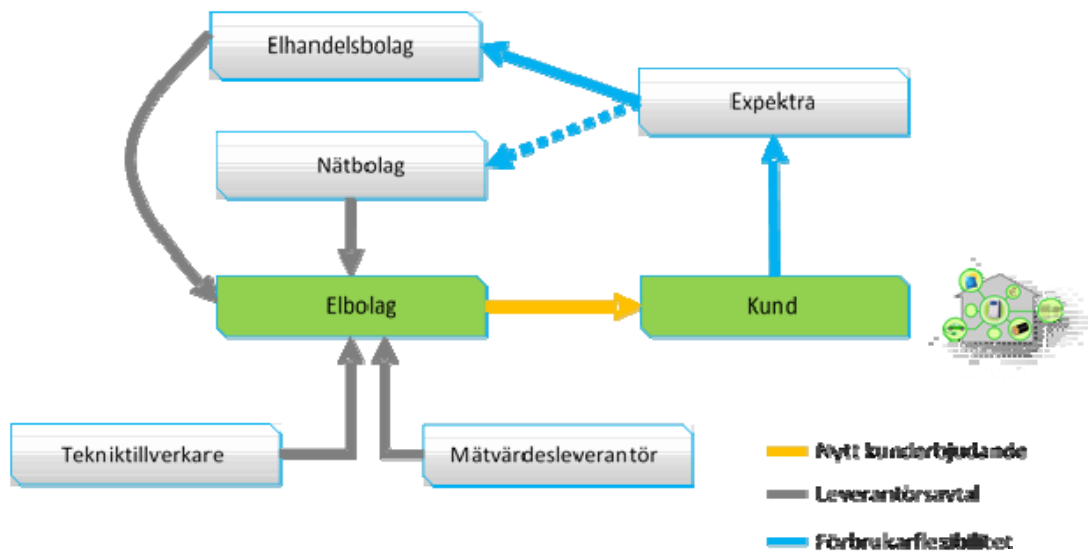
Plattformen levereras som en white-label SaaS (Software as a Service) för elhandelsbolag eller systemansvarig vilken kan använda denna som en komponent i dess demand-response program. Nyttan för teknikleverantörer och tillverkare av elektroniska apparater består i nya intäktsströmmar och produktmöjligheter. Ökad tillgång på balans- och reglerkraft genom förbrukarflexibilitet sänker kostnader för balanstjänsten och möjliggör större utbyggnad av förnybar elproduktion.

4.1.4 Affärsmodell

Kundkontakt och kunderbjudande (Push) av teknisk utrustning, till exempel energilager, sker genom ett elbolag. Kunderbjudande (Pull) sker genom anslutna elhandlare.

Tekniktillverkaren levererar teknisk lösning som kan leverera automatiserad förbrukarflexibilitet, samt ger teknisk support på levererade produkter. Mätvärdesleverantören levererar realtidsförbrukning för ett statistiskt urval av kundportföljen, till underlag för prognostisering av behovet av balanskraft. Expektra aggregerar tillgänglig flexibel förbrukning från uppkopplade tekniska

system och tillhandahåller denna till elhandelsbolaget och nätbolaget genom en webbportal, se Fig. 27.



Figur 27. Affärsmodell Aggregering

Detta kan ske i olika steg:

- Expektra tar in mätdata från mätvärdesleverantören och elhandelsprognoser från balansansvarig. I kombination med reglerkraftpriser från Nord Pool Spot beräknar Expektra en prognostiserad balanskostnad för elhandelsbolaget.
- Expektra visualiserar tillgänglig förbrukarflexibilitet för Elhandelsbolaget.
- Expektra möjliggör att Elbolaget kan avropa (=styra) delar av tillgänglig förbrukarflexibilitet.

Affärsmodellen för IT-plattformen medför att både elbolag och teknikleverantörer gynnas av högre volym tillgänglig förbrukarflexibilitet. Detta öppnar för möjligheten till kombinerad marknadsföring mellan elbolag och teknikleverantörer genom pull- och push kunderbjudanden som ger kunden incitament att välja produkter som levererar förbrukarflexibilitet framför produkter utan denna funktionalitet.

Teknikleverantören kan räkna med att dennes produkt har kapacitet att sälja en viss mängd styrbar förbrukarflexibilitet över sin produktlivslängd. Värdet av denna intäktström kan användas på flera sätt för att skapa ett attraktivt kunderbjudande:

- Subventionerad produkt som kan säljas till lägre pris än motsvarande produkt som inte levererar förbrukarflexibilitet.
- Erbjuda kunden en rörlig/fast återbäring i relation till den levererade förbrukarflexibiliteten över en period.

Elbolaget kan på motsvarande sätt erbjuda kunder med produkter som levererar styrbar förbrukarflexibilitet ett förmånligare elavtal:

- Fast ersättning för deltagande i demand - response program.
- Rörlig ersättning, baserad på total elförbrukning alternativt faktiskt levererad förbrukarflexibilitet.

Som tidigare nämnts i rapporten är det här en tänkt affärsmodell eftersom aggregatorrollen ännu inte finns på den svenska marknaden. Det är dock fullt tillåtet med dagens regler och avtalsstrukturer, så som dataplattformen beskrivs här, att aggregera många små förändringar i förbrukning i distribuerade punkter i syfte att minimera obalanskostnader för balansansvarig. Att aggregatorrollen ännu inte är etablerad i Sverige handlar snarare om att teknikleverantörer och framförallt balansansvarig ska acceptera den här metoden.

Lönsamhetsberäkningar kring detta skulle innebära omfattande beräkningar för bland annat respektive enhet med hänsyn till faktisk tillgänglig flexibilitet vid olika tider, uthållighet och balanspris. Däremot har Expektras egna simuleringar visat att affärsvärdet av privatapplikationer är lågt idag, vilket talar för att det är flexibilitet från kommersiella- och industriella applikationer som ligger närmast kommersiell användning.

4.2 Affärsmodell Lagra solel

Intresset för solceller fortsätter växa snabbt i Sverige. Enligt Energimyndigheten installerades 19 MW solceller i Sverige under 2013, jämfört med 8,3 MW under 2012. Den starka tillväxten beror främst på sjunkande systempriser samt fortsatt ökat intresse för solceller. Om man tittar på utvecklingen i Tyskland så har hushållen först under ett antal år installerat stora mängder solceller och därefter energilagring. Den 1 maj 2013 införde Tyskland ett bidrag på € 600/kW (eller högst 30 % av de stödberättigade kostnaderna) vid installation av ett energilagring (batteri) i solcellsanläggningar i storlekar upp till 30 kW⁷. Liknande utveckling skulle kunna ske i Sverige.

Energilagret kan hjälpa till att jämna ut belastningen och exempelvis användas för att lagra överskottsproduktion från solcellerna. Under sommarmånaderna producerar solceller generellt mer el än vad ett enskilt hushåll konsumerar under motsvarande period. Det gäller även om man tittar på hur solcellers elproduktion och konsumtion ser ut över ett dygn. Elproduktionen är som högst mitt på dagen medan elförbrukningen hos hushållen främst sker morgon och kväll. Genom tester har projektet visat att energilagret i Falköping kan startas om ett uppmätt effektförbrukningsflöde överskrider ett förbestämt värde och användas till att lagra solel.

Projektets ursprungsidé för affärsmodellen *Lagra solel* omfattade att nätbolag erbjöd sina slutkunder lagringsutrymme i energilagret. Problemet med den

⁷ http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Technologies_Storage/Energy-storage-boom-ahead-Germany-jumps-on-the-subsidy-bandwagon-6012.html/
2013-09-05

affärsmodellen var att regelverket är mer komplicerat för nätägare än för andra företag. Den affärsmodell som istället verkar vara mest intressant är om Feab eller någon annan aktör på elmarknaden skulle kunde erbjuda slutkonsumenterna en enkel och bekymmerfri installation och ägande av solceller som inkluderar ett lokalt placerat energilager.

4.2.1 Förutsättningar

Sverige har hittills inte infört någon nettodebitering⁸ för mikroproducenter av förnybar el. Det medför vanligtvis att kunder får "bäst betalt" om man själv sparar och konsumerar den egenproducerade elen, mot om man säljer den till en elhandlare. Att äga sitt eget energilager skulle också kunna innebära att kunden har en större möjlighet att påverka och minska sina egna kostnader för nätbolagens effektagifter⁹ genom att använda den lagrade elen för att minska sina effekttoppar. Det skulle innebära att exempelvis industriföretag och större fastighetsbolag, med höga och varierande effekttuttag, skulle vara bland de första som genom investering i energilager kunde uppnå lönsamhet. När energilager installeras på kundens sida kan man dessutom undvika anslutningsavgifter till nätbolagen.

Med mikroproducent avses:

- Produktionsanläggningen inte får producera mer el än vad som konsumeras under ett år.
- Produktionskällan ska vara solceller eller vindkraftverk.
- Abonnemanget får inte vara större än 63 A.
- Inmatning ska ske i samma punkt som utmatning.
- Max 43,5 kW

I rapporten *Energilager i energisystemet*¹⁰ är en av rekommendationerna att man i framtiden bör gynna lågt effekttuttag och självkonsumtion av lokalt genererad el. Rekommendationen bygger på att priserna för batterier faller snabbt och att systemvinsterna troligtvis blir som störst om slutkonsumenterna minskar sina maximala effekttuttag.

4.2.2 Nätbolag

Med dagens regelverk finns det begränsningar för nätbolag både vad som gäller avgifter man ta ut från sina kunder och vilken verksamhet man får bedriva. Elnätsavgifterna ska förutom att vara skäliga, även vara objektiva och icke-diskriminerande. Lagkravet på objektivitet handlar om att företagets samlade avgifter för en kundkategori måste reflektera de kostnader som nätföretaget har för just denna kategori. Företagen får ha olika avgifter för olika kundkategorier, till exempel villakunder och lägenhetskunder. Företagen får däremot inte gynna en kundkategori på bekostnad av en annan. Kravet på icke-diskriminering innebär att ett nätföretag inte får gynna en kund inom en kundkategori framför någon annan inom samma kundkategori. Likadana kunder ska ha likadana avgifter[16].

⁸ Nettodebitering, där mikroproducenter får kvitta den el de matar ut på nätet mot den el de köper.

⁹ Gäller de geografiska områden där nätbolagen har infört effekttariffer

¹⁰ <http://www.swedishsmartgrid.se/publication/view/energilager-i-energisystemet/2014-10-06>

Enligt Energimarknadsinspektionen gäller följande: "Nätägaren kan bedriva annan verksamhet såsom försäljning av solcellsanläggningar och energilager. Detta utgör dock inte nätverksamhet vilket innebär att kostnader och intäkter för denna "sidoverksamhet" inte får redovisas såsom nätverksamhet i årsrapporter och dylikt. Intäkterna och kostnaderna hamnar således utanför den reglerade verksamheten och ska därför inte heller ingå i intäktsramen varken på intäkts- eller kostnadssidan. Nätägaren får alltså sälja den här typen av utrustning men ska således hålla den särredovisad från nätverksamheten. När det däremot gäller att köpa in och använda solceller och energilager inom ramen för nätverksamheten så krävs det att anläggningarna används i nätdriften eller att elen produceras för att täcka nätförluster. Eftersom nätägaren inte får syssla med produktion eller handel av el så är det inte tillåtet att nätägaren äger anläggningar för produktion av el även om dessa är placerade på kundens sida om "elskåpet". Om nätföretaget skulle äga solcellerna så skulle man ju på så vis bli producent. Ägande av energilager på kundens sida om "elskåpet" kan vara tillåtet om det är så att lagret endast används för nätdriften i nätverksamheten". Om kunden äger utrustningen (växelriktaren) och på så vis producerar reaktiv effekt som nätbolaget värdesätter så finns det inget hinder för att nätbolaget ersätter kunden för den tjänsten [17].

4.2.3 Annat företag (tredje part)

Ett elbolag (Feab eller en tredjepartsaktör) är inte reglerad av lagar på samma sätt som ett nätbolag och har därför en friare ställning på elmarknaden. Elbolaget kunde exempelvis äga ett energilager eller annan utrustning på kundens sida av mätaren. Dels för att optimera energiflödet hos kunden och dels för att sälja tjänster till nätbolag och till elmarknaden. Om det sitter innanför mätaren hos kunden går det att använda kundens avtal för att ansluta energilagret. Däremot om elbolaget skulle placerat energilagret på nätägarens sida av elmätaren, som en helt fristående anläggning, tillkommer en anslutningsavgift till nätägaren. Det tillkommer också eget avtal med elhandlare och avgifter till nätägaren. I de flesta fall tjänar elproducenten/slutkunden troligtvis på att själv äga anläggningen, men den tjänst som en tredjepartsaktör kan erbjuda skulle innebära ett "bekymmersfritt" ägande för kunden.

4.2.4 Paketiösning solceller, växelriktare och energilager

Ferroamp Elektronik AB (Ferroamp) har konstruerat en ny prototyp av trefasväxelriktare (energihub). Med hjälp av energihuben kan elektrisk energi styras mellan solceller, ett lokalt energilager (Litium-Jon), lokal förbrukning och elnätet. Växelriktaren innehåller även samma funktioner som ett aktivt filter, dvs. den kan producera reaktiv effekt och kompenserar för övertoner i nätet.

Ferroamps energihub kombinerar solceller med ett lokalt energilager. Energihuben är en treports växelriktare och kan självständigt och automatiskt styra energiflöden mellan solceller, energilager och elnät så att nyttorna för elkunder och/eller energibolag maximeras, se Fig. 28. Energihuben styrs av

information som exempelvis aktuellt elpris, väder, status på energilagret, lokal förbrukning mm.



Figur 28 – Energihuben styr energiflödet mellan solceller, energilager, lokal förbrukning och elnät.

Ett exempel som visar nyttan av ett lokalt energilager är vid så kallad timmätning av el, där elpriset varierar över dygnet. Genom att lägga om sina vanor och när man förbrukar el kan elkunder minska sina elkostnader och sin miljöpåverkan genom att behovet av dyra toppkraftverk i elnätet minskar. I praktiken kommer detta att vara mycket svårt för många människor att utnyttja, speciellt då det kommer till att ändra vanor och förbrukningsmönster. Här erbjuder dock ett lokalt energilager en lösning; energihuben laddar automatiskt energilagret när priset är som lägst, sedan kan energin användas när som helst. Det vill säga elkunder kan fortsätta med de vanor och rutiner de trivs med, men ändå förändra ditt förbrukningsmönster och därmed sänka elkostnaderna och minska miljöpåverkan.

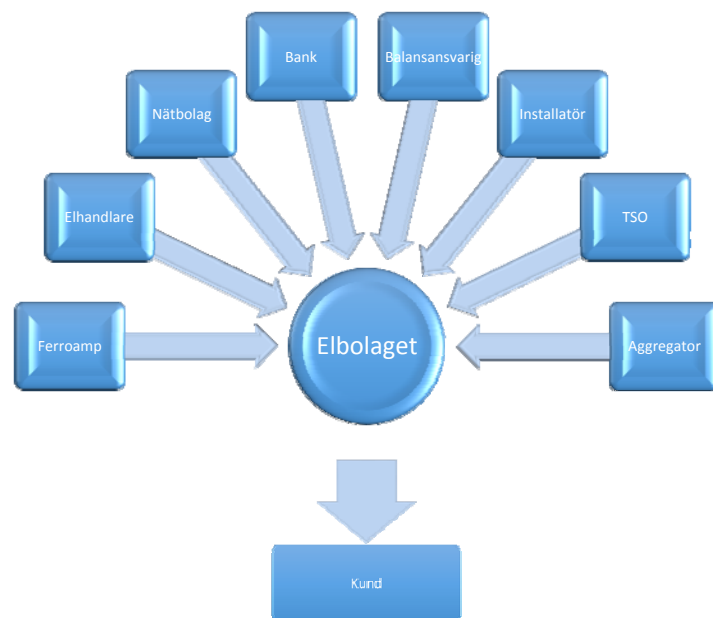
En annan fördel med ett lokalt energilager finns hos de elkunder som har så kallad effekttariffer eller effektavgift. Detta system återspeglar elnätbolagens faktiska kostnader bättre än tidigare system med säkringstariffer. Fler och fler elbolag går över till denna debiteringsmodell. Effekttariffer går ut på att elkunden betalar en avgift som beror på det högsta effektuttaget mätt under någon timme varje månad. Eftersom detta ofta handlar om korta toppar så kan dessa minskas med ett förhållandevis litet energilager.

Energihuben innehåller även en teknik för strömutjämning som flyttar energi mellan fasledarna så att utrymmet mellan huvudsäkringarna och lasterna ökas. Detta extra utrymme kan användas antingen för att minska huvudsäkringarna och därmed nätavgiften eller att öka belastningen, t ex för elbilsaddning. Detta bidrar även till att minska distributionsförlusterna i elnätet.

4.2.5 Affärsmodell

Då Feab eller ett fristående företag har en friare ställning på elmarknaden så skulle exempelvis elbolaget kunna ta rollen som förmedlare och hålla ihop en hel affär gentemot kunden. Elbolaget skulle kunna erbjuda en kontaktpunkt och bekvämlighet gentemot kunden genom en rad servicetjänster, se Fig. 29. Erbjudandet till kunden kunde innehålla:

- En anläggning bestående av solceller, energihub och energilagring
- Ordnad finansiering med bank (kreditgivare)
- Avtal med elhandlare
- Installation av Ferroamps produkter innanför kundens elmätare
- Optimering av kundens elproduktion kontra elanvändningen
- Service- och underhållsavtal för anläggningen



Figur 29. Beskrivning av olika aktörer som deltar i affärsmodellen.

Kunden får köpa anläggningen till självkostnadspris och vid behov hjälp med finansieringen. I gengäld, efter noga uppgjorda kriterier, skulle elbolaget få viss kontroll över energilagret. Elbolaget skulle kunna disponera den reaktiva effekten fritt och vid vissa tider och under vissa förutsättningar även en del av energin och den aktiva effekten. Ett alternativ skulle kunna vara att Elbolaget äger anläggningen och att kunden leasar solcellerna och får optimeringstjänsten, men det är troligtvis mest ekonomiskt lönsamt för kunden att äga lagret själv.

För kunden skulle hela affären innebära ett enkelt sätt att bli elproducent och ett bekymmerslöst ägande oavsett ägandeform. Det finns ett antal ekonomiska och miljömässiga fördelar med konceptet. Så länge det inte är införd någon nettodebitering i Sverige är det den egenproducerade elen som

man själv förbrukar värd mer än den ersättning man får när överskottsel från solcellerna säljs. El som säljs till elnätet är värd spotpriset från elhandlaren plus en nätnyttoersättning från nätbolaget, medan el som konsumeras direkt är värd spotpris plus energiskatt, kostnad för elöverföring och moms. Vidare innebär ett lokalt energilager att förbruknings- och produktionstoppar kan jämnas ut, detta kan användas för att minska effektaavgifter och minska behovet av stora huvudsäkringar. Ett lokalt placerat energilager kan även fungera som reservkraft för en kund i händelse av strömavbrott.

Elbolaget skulle kunna tjäna på uppgörelsen genom att få en viss provision för varje genomförd affär från:

- Ferroamp
- Installatörsföretaget
- Låneinstitutet (Bank)
- Elhandlare

Förutom värdet av service- och underhållsavtalet sälja eller förmedla tjänster till:

- Aggregator
- TSO (Transmission system operator)
- Elhandlare
- Nätägaren

Den reaktiva effekt som tillhandahålls av energihuben skulle kunna säljas till elnätbolagen för att reglera spänningen och filterfunktionen för att filtrera övertoner i lågspänningsnätet. Detta är något som i stort sett saknas ute i de lokala näten idag och troligtvis kommer behovet att öka i takt med att mer förnyelsebar energi kopplas in. Man kan även med hjälp av energilager öka acceptansgränsen¹¹ för hur mycket förnybar elproduktion som kan anslutas i en viss punkt i nätet. För den typen av tjänster finns det ännu ingen marknad.

Fördelen för nätbolagen skulle vara att den lokalt producerade elen och att energilager ute i elnätet skulle medföra minskande konsumtion- och produktionstoppar. Det skulle medföra att elnätet kan utnyttjas effektivare och distributionsförlusterna minskas. Detta minskar i sin tur elnätbolagens kostnader för el för att täcka förlusterna. Det kan även bidra till minskat behov av nätutbyggnad och förstärkningar i nätet. Nätbolagen ersätter elproducenter för den nätnytta idag.

4.3 Affärsmodell Elmacken

Kostnader för litium-jon batterier är på väg ner. Enligt Power Circles rapport¹² kostar ett komplett energilager (batterier) på 2 kWh cirka 15 000 kr och priset förväntas sjunka med 20 % per år. Att använda energilager, för att minska höga effektuttag i elnätet, vid snabbaddning av elbilar kan av flera skäl troligtvis bli lönsamt i framtiden.

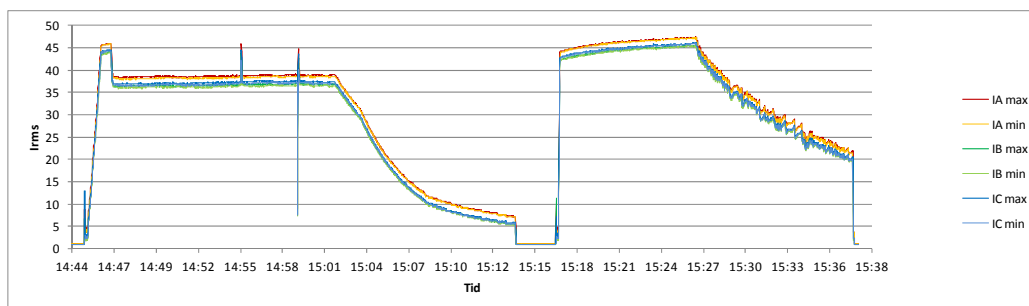
¹¹ http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=12_44 2014-10-09

¹² <http://www.swedishsmartgrid.se/publication/view/energilager-i-energisystemet/> 2014-10-06

4.3.1 Analys av snabbladdningsstandarder

Det finns olika sätt att ladda en elbil. Allra vanligast är att använda så kallad "Normalladdning", där bilen laddas hemma eller på arbetsplatsen under relativt lång tid. Laddeffekten brukar vara mellan 2 och 7 kW vilket innebär att bilen fulladdas på ca 6 till 10 timmar. Laddningen görs via ett eluttag (AC) på 230V/10A alt. 230V/16A. En annan metod som ofta nämns är så kallad "snabbladdning" där bilen laddas med en betydligt högre effekt, över 40 kW, vilket leder till att bilen kan laddas på ungefär en halvtimme. De två standarder som oftast nämns för snabbladdning är CHAdeMO och Combo/CCS.

Sundsvall elnät utförde i maj 2014 ett test för att jämföra dessa två snabbladdningsstandarder. Strömuttaget för de tre faserna vid detta test visas i figuren nedan. Strömmätningarna gjordes över varje sekund och både max- och minvärdet för varje sekund redovisas i figuren.



Figur 30. Strömuttag (max och min) vid snabbladdning av först en VW e-up med CCS standard och därefter av en Nissan Leaf med en CHAdeMO standard.

Den första laddcykeln mellan 14:45 och 15:15 är från en elbil av märket VW e-up med en CCS-laddare och den andra cykeln mellan 15:17 och 15:37 är från en elbil av märket Nissan Leaf med en CHAdeMO-laddare. VW har en maxeffekt på 40 kW medan Nissan har en på 50 kW.

Tabell 1. Redovisar några olika värden för två olika laddcykler

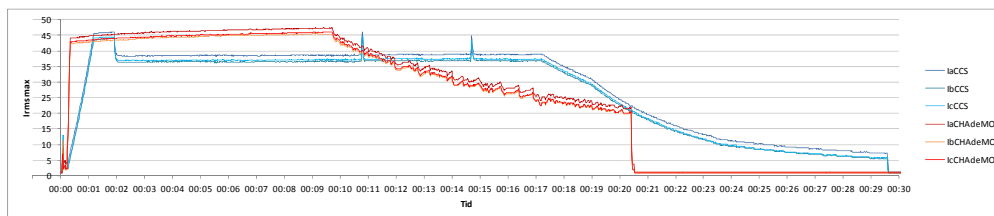
Typ av laddare	$I_{a\text{rms}}$ max [A]	I_{TOTrms} max [A]	P_{TOT} max ¹³ [kW]	E_{TOT} ¹⁴ [kWh]	effektfaktor ¹⁵
VW e-up (CCS)	46,0	134,6	25,0	9,3	0,981
Nissan Leaf (CHAdeMO)	47,4	139,0	29,0	8,9	0,979

¹³ Baserat på 10 min värden

¹⁴ Uppskattat ifrån arean under fasströmmarna, en huvudspänning på 400V samt effektfaktorn.

¹⁵ Medelvärde av de värden som kunnat räknas fram från uppmätta effekter (aktiv och reaktiv, 10 min värden)

För jämförelse ritas maxströmvärdet för varje sekund för de båda laddcyklerna med samma startpunkt i Fig. 31 nedan:



Figur 31. Jämförelse av maxströmvärdet vid varje sekund för de båda laddcyklerna.

Utifrån figurerna och tabellen ovan ses att Nissan Leaf med CHAdEMO laddaren har en högre max ström och max effekt, vilket innebär en större belastning på nätet. Strömderivatan för Nissan Leaf (CHAdEMO) vid uppstart är betydligt brantare än för VW e-up (CCS), vilket skulle ge ett snabbare spenningsfall vilket i sin tur kan ha en större påverkan på nätet.

Båda laddtyperna stängs av snabbare än en sekund. Nissan Leaf (CHAdEMO) går från en högre nivå ner till närmare 0, vilket skulle ge en större inverkan på nätet.

De flimmernivåer som uppmättes var i huvudsak låga. Båda laddtyperna visar förhöjda nivåer vid start, $P_{ST} \approx 0,2 - 0,3$. Den högsta flimmernivån $P_{ST} \approx 0,5$ uppmättes för VW e-up (CCS) då den strax innan 15:00 fick en mycket hastig strömdipp. Inget av dessa flimmervärden ligger över tillåtna gränsvärden, men vid anslutning till ett svagt nät skulle de kunna leda till höga flimmernivåer. Det behövs dock fler mätningar för att verifiera om detta är något återkommande. Nissan Leaf (CHAdEMO) ger större strömfluktuationer än VW e-up (CCS) då laddströmmen minskar. Dessa verkar dock inte ge upphov till förhöjda flimmervärden.

Båda laddtyperna verkar ha en positiv inverkan på spennings THD (total harmonic distortion). Nivåerna är ungefär lika för de båda laddtyperna. Även nivåerna för ström THD är ungefär lika för de båda laddtyperna (mellan 4 – 6 A).

En viss obalans mellan de olika faserna kan ses. Denna obalans är dock lika för de båda laddarna, varför den troligen orsakas av annat i nätet än laddarna. Inga spenningsmätningar fanns för detta testtillfälle.

Utifrån den mätning som gjordes den 8:e maj, tycks VW e-up med CCS laddaren vara lite skonsammare mot nätet, med undantag av den hastiga strömdipp som denna orsakade. För att kunna dra mer definitiva slutsatser om skillnaderna mellan de olika standarderna behöver upprepade tester köras, samt fler typer av bilar vara involverade.

4.3.2 Snabbladdningstest kopplat till energilager

Ytterligare tester genomfördes av Sundsvalls Elnät den 18 september 2014 och då mättes även spenningen i elnätet. De empiriska testerna har genomförts med godkänt resultat. Mätdata har samlats in som visar hur elnätet påverkas av laddning av elbilar i Birsta laddstation. Från testerna kan det ses att elnätet vid laddstationen är tillräckligt starkt för att hantera de

effekter som uppstår av laddning, det kan alltså fastslås att ingen förändring/åtgärd behövs för att klara av laddningen. De nuvarande laddnivåerna orsakar en viss spänningssänkning på cirka 1.5 % för 50 kW laddning. Samtidigt medför laddningen att andra elkvalitetsparametrar, så som andel övertoner (THD) i ström och spänning, förbättras under laddningen. Detta gäller både vid mätpunkten vid själva laddstationen samt vid nätstationen Gesällvägen. Från mätningarna kan det även ses att spänningsförändringarna (och andra effekter) är tydligast vid själva laddstationen och får mindre genomslag vid nätstationen. En spänningssänkning på grund av 50 kW laddning ger vid laddstationen i Birsta 1.5 % sänkning medan sänkningen vid nätstationen är 0.3 %. Det kan i allmänhet sägas att spänningsförändringarna under testet varit kraftigast vid frånslag av laddning och då orsakat spänningshöjningar (tillbaka till normalnivåer).

De spänningsförändringar som orsakas är inom rimliga nivåer men om en enskild laddare skulle vara 3-5 gånger så stor, ungefär 150-250 kW eller större, skulle de spänningsförändringar som orsakas kunna påverka angränsande kunder negativt. Via vanliga glödlampor hade de då kunnat märka av förändringar i ljusstyrka vid start och stopp av laddning. Detsamma hade kunnat orsakas även vid mindre laddnivåer om distributionsnätet hade varit svagare, till exempel ute på landsbygden. Om snabbladdningsstationer placeras utan hänsyn till elnätets kapacitet, eller om en lämplig placering med hänsyn till elbilarnas körmönster inte har ett tillräckligt starkt nät, skulle ett energilager kunna assistera nätet och motverka de spänningsförändringar som sker. Eftersom distributionsnätet har en förhållandevis hög andel resistivitet i förhållande till reaktansen (R/X), är det inte säkert att enbart reaktiv kompensering med kondensatorbatterier hade varit tillräckligt eftersom de endast tillhandahåller reaktiv effekt (kondensatorbatterier hade dessutom varit svåra att kontrollera med tillräcklig precision och även snabbt slitits ut på grund av de många till- och frånslagen). Av samma anledning är det osäkert om en SVC eller STATCOM (som bara kan utbyta reaktiv effekt med nätet) gett tillräckligt med hjälp. Ett energilager som motverkar förändringarna i nätet hade i dessa fall kunnat vara en bra lösning om en utbyggnad och förstärkning av nätet är för kostsam eller komplicerad[15].

4.3.3 Utbyggnad av laddningsstationer.

I Sverige pågår det en utbyggnad av snabbladdningsstationer för elbilar. Green Highway¹⁶ mellan Sundsvall, Östersund och Trondheim är ett exempel på projekt som innebär en större satsning på infrastruktur av laddningsstationer för elbilar i Norrland. När projektet är klart den 15 maj 2015 kommer 11 stycken nya snabbladdningsstationer och 82 stycken smartladdningsstationer¹⁷ att ha installerats på den svenska sidan av gränsen.

Ett annat exempel är Fortum¹⁸ som har drivit ett projekt som omfattar utbyggnad av snabbladdningsstationer längs de större vägarna i Norden och

¹⁶ <http://www.greenhighway.nu/tag/snabbladdning/> 2014-10-14

¹⁷ <http://www.energimyndigheten.se/Press/Nyheter/Smarta-snabbladdare-for-elfordon-ska-demonstreras-i-norr/> 2014-10-14

¹⁸ <https://www.fortum.se/countries/se/privat/charge-drive/snabbladdning/sidor/default.aspx> 2014-10-14

som är ett samarbete mellan Fortum, McDonalds, Nissan och Preem. Det har hittills installerats bland annat 20 stycken snabbladdare i Sverige vilket medför att man nu kan åka elbil mellan Oslo-Stockholm, Stockholm-Göteborg samt Göteborg-Malmö.

I september 2014 var 6730¹⁹ elbilar registrerade i Sverige. Enligt en artikel i NyTeknik²⁰ från den 16 april 2014 fanns det då 357 stycken publika laddplatser i Sverige, var av 32 stycken var snabbladdare.

I Norge, som är ett föregångsland med sina 25 000 elbilar, fanns det i april 100 stycken snabbladdningsstationer och Norges strategi är att det till år 2017 ska finnas 500 snabbladdningsstationer.

4.3.4 Förutsättningar

I en rapport från *Energimyndigheten, Förutsättningar för att elfordon ska få genomslag*²¹, har man undersökt privatpersoners inställning till elfordon. Resultatet visar att för att nå ett större genomslag för elbilar och laddhybrider krävdes bland annat en bättre laddinfrastruktur. Det är viktigt användandet av elbilar ökar eftersom de ger en mindre miljöpåverkan.

De flesta av de publika laddstolpar som exempelvis kommuner har satt upp i stadskärnor runt om i Sverige är för "normalladdning" vilket innebär cirka 6-8 timmars laddningstid. För att förare av elfordon ska få en möjlighet att använda elbilar utanför städerna behövs fler snabbladdningsstationer, vilket även kan komma att omfatta exempelvis elbussar i framtiden. Än så länge placeras snabbladdningsstationerna där nätet är starkt och klarar större effekttoppar. Om däremot utbyggnaden fortsätter och man vill att mindre landsvägar på landsbygden också ska ingå i "elbilsvägarna", kan man troligtvis hamna i lägen då det finns behov av att installera snabbladdare men att nätet är för svagt. Det skulle även kunna inträffa om behovet av snabbladdning i städer blir stort (bilar, taxibilar, budbilar, bussar och så vidare). Åtgärder man kan vidta då är exempelvis att bygga ut och förstärka elnätet eller installera ett energilager. Tester i det här projektet (effektreglering) har visat att energilagret kan användas för att stötta nätet vid höga effektuttag.

Det finns idag företag som erbjuder både produkter och tjänster inom området laddning av elfordon till energibolag, kommuner, fastighetsförvaltare med flera (ägare av laddplatser). Det är allt från produkter som laddstolpar, infrastruktur för strömförsörjning till tjänster som laststyrning, betallösningar, underhåll med mera. De som äger snabbladdningsstationer i Sverige är ofta el/elnätsbolag eller företag i samarbete med el/elnätsbolag. I projektet här föreslås en affärsmodell som bygger på att en tredjepartsaktör äger snabbladdningsstationer.

¹⁹ <http://elbilsstatistik.se/> 2014-10-17

²⁰ http://www.nyteknik.se/nyheter/fordon_motor/bilar/elbil/article3820957.ece 2014-10-17

²¹ <http://www.energimyndigheten.se/Press/Nyheter/Forutsattningar-for-att-elfordon-ska-fa-genomslag/> 2014-10-17

4.3.5 Affärsmodell

Om en tredjepartsaktör äger snabbladdningsstationer med ett integrerat energilagret skulle det innebära att man möjliggör snabbladdning av flera elfordon samtidigt även i svagare elnät. Det kan vara långt ut i elnäten på landsbygden eller i städer där man vill kunna snabbladda privata elbilar, eltaxibilar och elbussar med mera samtidigt, utan att först bygga om och förstärka nätet.

Alla elkunder är skyldiga att se till att deras anläggningar inte orsakar några elkvalitetsproblem, som exempelvis flimmer och spänningsvariationer, på det anslutande elnätet. Energilagret skulle i detta fall minska risken för störningar från snabbladdningen på nätet. Den här typen av anläggning skulle även medföra att man kan minska höga effektuttag från elnätet.

Ekonomisk skulle de innebära mindre kostnader för:

- Effektaavgifter
- Anslutningsavgift (krävs ingen förstärkning av elnätet) för snabbladdningsstationen

Möjligheten att både kunna tanka snabbt på landsbygden och i städerna är en tjänst som kommer att behövas i takt med ett ökat antal elbilar i Sverige. De snabbladdningsstationer som finns i dag är FoU- projekt eller installerade för att företag har en miljöstrategi och som även används i marknadsföringssyfte. Den här affärsmodellen skulle likna övriga tankstationer (bensin, diesel, etanol, biogas) som finns idag.

4.4 Optimerad drift av energilagret

Energilagret kan reglera aktiv effekt, reaktiv effekt och filtrera samtidigt, vilket kan ses som ett första steg av optimering. Det betyder att det går att leverera tre olika tjänster vid samma tillfälle i detta fall till nätägare med flera, se tabell 2.

Genom att prioritera de olika tjänsterna, se tabell 3, går det att få en överblick hur en optimerad drift kan se ut. I tabellen nedan visas att tjänsten *Frekvensreglering* som säljs till Svenska Kraftnät/Balansansvarig har fått högsta prioritet. När energilagret används för att lagra solceller och för snabbladdning avbryts tjänsterna peak shaving, reaktiv effektkompensering och aktiv filtrering.

De begränsningar som finns beträffande hårdvaran är:

P = Batterier 80 kW

S = Transformator 100 kVA

S = Omriktare 100 kVA

(för mer information beträffande hårdvaran se kapitel 2.4.2 Prestanda)

Tabell 2. Energilagrets funktion och tjänster

Storhet	Funktion	Tjänst	Prioritet	Kund
P	Reglera aktiv effekt	Peak shaving	4	Nätägare/industri/ annan elkund
P	Reglera aktiv effekt	Frekvensreglering	1	Svenska kraftnät/ Balansansvarig
P	Reglera aktiv effekt	Lagra solel	2	Solel AB
P	Reglera aktiv effekt	Snabbladdnings kompensering	2	Laddning AB
Q	Reglera reaktiv effekt	Reaktiv effektkompensering	4	Nätägare/vindkrafts- eller solkraftsproducenter
Q	Reglera reaktiv effekt	Spänningsreglering	3	Nätägare
I (Q)	Filtrering	Aktiv filtrering	4	Nätägare

Tabell 3. Prioritetsordning

Prioritet	Förklaring
1	Avbryter allt
2	Avbryter prioritet 4
3	Går in om stöd behövs till prioritet 4
4	Är alltid på där varianter av peak shaving kan ställas in på tid och effektnivå (reaktiv effektkompensering och filtrering på vid behov)

5 Erfarenhet och reflektioner

5.1 Slutsats

Energilagret har fungerat som förväntat. Alla tekniska lösningar och komponenter finns redan idag men de behöver utvecklas lite. Projektet har visat att energilagrets aktiva effekt kan styras utifrån elnätets frekvens. Kontroll- och reglersystemet är inte tillräckligt utvecklat för att kunna fungera på en marknad, men all hårdvara (batterier, omriktare) klarar kraven. Enligt Svenska Kraftnät är energilager som tillhandahåller effekter kring kW godkända och om lagret tillhandahåller ca 30 kW. Energilagret skulle klara att uppfylla kraven på frekvensreglering under åtminstone en timme. Energilagret kan även användas för tillämpningar som att lagra elproduktion och för att stötta elnätet vid höga effektuttag.

Tester har visat att med energilagret kan storheter som P , Q och I (Q) regleras. Ett första steg till optimering är att energilagret kan leverera både *peak shaving* och *reaktiv effektkompensering* samtidigt. Det har dock inte gått att visa energilagrets förmåga att filtrera övertoner på grund av ett för "fint" elnät.

Energilagrets effekt och kapacitet är inte optimalt i förhållande till det aktuella elnätet. Man borde kunna erhålla större förlustminskningar om energilagret, och även körcykeln, dimensioneras och anpassas bättre till det aktuella nätet. Förlusterna i energilagret kan minskas genom exempelvis en annan placering av komponenter som alstrar värme. Det vill säga att mellantransformator och omriktare inte placeras i samma utrymme som batterierna. Optimal arbetstemperatur för batterierna är cirka 20 grader. Det har dessutom visat sig att mellantransformatorn behövs för att separera energilagret från elnätet.

Det är mycket komplext att försöka komma fram till vilka nya affärsmodeller som kan bli genomförbara när varken marknader, aktörer eller kommande regelverk finns på plats ännu. Det här projektet har haft en omfattning som har sträckt sig från funktionstester till optimering och affärsmodeller, vilket kräver medverkan från specialister på många olika områden. Det är troligtvis mer effektivt om man avgränsar projekt till att omfatta endast tester eller optimering eller affärsmodeller.

5.2 Förslag på fortsatta studier

Affärsmodeller behöver utredas ytterligare. Det finns ett antal faktorer som påverkar vilken utformning och vilka förutsättningar det finns för olika nya affärsmodeller att bli lönsamma i Sverige. Bland annat utredningar från Samordningsrådet för smarta elnät, Sveriges nya röd/gröna regerings kommande energipolitik samt Energimarknadsinspektionens regleringsperiod från och med 2016. För att kunna räkna mer exakt på kostnader och intäkter bör till exempel elkvalitetens värde för nätbolag bestämmas. Man bör veta

vilka aktörer och vilka incitament det kommer att finnas samt vilka större satsningar som kommer att genomföras nationellt de närmaste åren. Det vill säga vilken plan Sverige kommer att anta beträffande energifrågorna framöver.

För att kunna *Optimera* energilagrets tjänster bör man grundligare utreda hur elförbrukning och elproduktions mönster ser ut i olika områden. Man bör kartlägga i vilka fall energilagrets tjänster kan levereras parallellt eller om olika intressen eventuellt kolliderar. En utredning av kostnader och intäkter för varje tjänst bör genomföras.

Störningstålighet. Det behövs en analys av störningståligheten av energilagret. En kartläggning över hur stor störning från överliggande nät krävs idag innan energilagret löser ut? En utredning om vid vilka kriterier energilagret ska stanna och när ska det fortsätta att leverera. För framtiden är det viktigt att definiera kraven på störningstålighet hos energilagret.

5.3 Sammanställning av möjliga fortsättningstester för Feab:s energilager

5.3.1 Rekommendationer efter genomförda tester

Testet har genomförts med godkänt resultat men det bör undersökas vad som kan göras för att få systemet att agera snabbare när frekvensen passerar satta gränsvärden och varför reaktionshastigheten hos energilagret verkar variera.

Vid nya tester bör det göras så att både frekvensen och effekten som energilagret utbyter med nätet mäts i samma mätsystem för att underlätta analysen av resultatet och minimera felkällorna.

Möjliga tilläggstest, som kräver ett mer avancerat styrsystem men som ger en mer avancerad och automatisk styrning av energilagret, är till exempel:

- Kapacitetsförändring. Undersöka hur energilagrets tillgängliga kapacitet (SOC) förändras under tiden som energilagret deltar i frekvensregleringen. Detta är av stort intresse eftersom ett energilager som deltar på frekvensregleringsmarknaden är beroende av att alltid ha tillgängligt reglerkapacitet både uppåt och nedåt. Efter att ha deltagit på frekvensregleringsmarknaden ett eller flera dygn är det inte säkert att energilagret har kvar sin initiala laddnivå, dvs ca 50 %.
- Kapacitetsåterställning. Visa hur energilagrets tillgängliga kapacitet kan styras tillbaka till ca 50 % av maximal kapacitet vid behov, i syfte att kunna reagera till lika stor grad på uppreglering som nedreglering. Detta är en viktig funktion för att få till ett automatiskt styrsystem.
- Verifiera Droop-kontroll. Visa att energilagret utbyter aktiv

effekt med nätet proportionellt mot en frekvensavvikelse.

- Spänningsstyrning. Visa att energilagret kan påverka spänningen i nätet, med hjälp av reaktiv effektregering, samtidigt som energilagret frekvensreglerar.
- Visa att energilagret både kan laddas och utbyta reaktiv effekt för att motverka spänningsförändringar som uppkommer av överskottsproduktion av sol.
- Visa att energilagret både kan bidra med aktiv effekt och utbyta reaktiv effekt för att motverka spänningsförändringar som uppkommer vid höga effektuttag under kort tid.

5.3.2 Rekommendationer efter utredning av *Grid Codes*

Föreskrift	Test	svarstid	trigger	kommentar
DCC, RfG	Testa så lagret fungerar och kan laddas/laddas ur i minst 30 minuter om frekvensen är mellan 47,5 - 48,5 Hz eller 51,0 - 51,5 Hz. (Här måste nätets frekvens styras, exempelvis om lagret är kopplat mot en reservgenerator eller alternativt ersätta den uppmätta frekvensen med en simulerad.)	-	-	Krav
RfG	Testa om lagret fungerar vid upp till specificerad nivå av RoCoF. (Här måste nätets frekvens styras, exempelvis om lagret är kopplat mot en reservgenerator eller alternativt ersätta den uppmätta frekvensen med en simulerad.)	-	-	Krav Ingen specificerad nivå
RfG	Minska mängd aktiv effekt som laddas ur efter signal från överliggande nät, reagera inom 5 s.	5 s	signal	Krav
RfG	Testa att lagret automatiskt kan kopplas ifrån vid en viss frekvens.	-	f	Krav Ingen specificerad nivå
DCC	Automatiskt koppla bort (rätt andel) last inom 150 ms då gränsen för lägsta tillåtna frekvens uppnåtts.	150 ms	signal	Ev. indirekt krav
DCC	Kunna bidra till reaktiv effektkompensering vid önskemål från överliggande nät.	-	signal	Ev. indirekt krav
DCC, RfG	Testa att mäta RoCoF och reagera på mindre än 2s. (Här måste nätets frekvensderivata styras, exempelvis om lagret är kopplat mot en reservgenerator eller alternativt ersätta den uppmätta frekvensen med en simulerad.)	2 s	Δf	Möjlig tjänst att erbjuda

6 Referenser

- [1] Pia Borg, "Projektbeskrivning Test och utvärdering av energilager", Elforsk, 2013-10-14.
- [2] C. Martinez et al, "Practical benefits of battery energy storage system in Falköping distribution grid", presented at CIRED, Stockholm, June 2013.
- [3] Carlos Nieto, "Voltage control by energy storage reactive power compensation", ABB rapport 1VPD110001A0158, 2014-03-05.
- [4] Jimmy Ehnberg, "Reduction of transformer losses", Pöyry report, 2012-04-03
- [5] Carlos Nieto, "Evaluation of Losses", ABB rapport 1VPD110001A0118, 2013-07-24.
- [6] Willy Hermansson, "Capacity measurements on BESS at FEAB: battery capacity, efficiency and pulse tests", ABB report SECRC/PT/TR-14/103, March 2014.
- [7] Willy Hermansson, "Field test 7, Capacity measurements on BESS at FEAB: Evaluation of degradation. Measurements in Sept 2014, 2014-09-20
- [8] Willy Hermansson, Evaluation of battery degradation after 1 year operation of the FEAB BESS. Field test 7, 2014-09-22
- [9] Pia Borg, Testrapport Tillgänglighet och Tillförlitlighet, Falbygdens Energi, 2014-10-14
- [10] Viktor Weidenmo, Testrapport av Frekvensreglering, Falbygdens Energi, 2014-09-12
- [11] Viktor Weidenmo, Testrapport av Effektstyrning, Falbygdens Energi, 2014-08-29
- [12] Carlos Nieto, "Evaluation of Ambient Conditions", ABB report 1VPD110001A0118, 2013-08-19.
- [13] Ener Salinas, "Magnetic Fields at Falköping's battery energy storage installation", ABB report SECRC/PT/2012, 2012-11-28.
- [14] Caroline Gustafsson, "Fortsatt testprogram för energilager", Falbygdens Energi, 2013-09-09.
- [15] Viktor Weidenmo, Testrapport av Snabb- och smartladdning. Sundsvall energi nät, 2014-10-07
- [16] Energimarknadsinspektionen <http://ei.se/sv/el/Elnat-och-natprisreglering/> 2013-12-12
- [17] Ellagen. http://www.riksdagen.se/sv/Dokument-Lagar/Lagar/Svenskforfattningssamling/Ellag-1997857_sfs-1997-857/?bet=1997:857 2013-11-20

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se

Filnamn: 14_58_rapport.docx
Katalog: G:\Gemensam\Rapporter\Elforsks_rapporter\2014_original\14_58
Mall: H:_MSOfficeMallar\Normal.dotm
Rubrik:
Ämne:
Författare: Pia Borg
Nyckelord:
Kommentarer: ELF500 v 1.0
2006-02-06
Datum: 2014-11-19 11:36:00
Version: 2
Senast sparad: 2014-11-19 11:36:00
Senast sparad av: KMO
Total redigeringstid: 2 minuter
Senast utskrivet: 2014-11-19 11:36:00
Vid senaste fullständiga utskrift
Antal sidor: 67
Antal ord: 20 113 (cirka)
Antal tecken: 106 599 (cirka)