

Energilager och Nätförluster-

Fallstudie Öland



Agron Fetahi

Division of Industrial Electrical Engineering and Automation
Faculty of Engineering, Lund University

Abstract

The development of the renewable energy sources and the amount installations in Sweden and also in other countries have increased a lot the last years, this is especially true for solar- and wind power. Main reason for the increase of the renewable energy sources is to decrease the usage of fossil fuels and thus to decrease the impact on the climate.

The integration of the renewable energy sources have meant a change for the electric grid. This is because the electric grid are suited to a predictable energy production often made of fossil fuels, waterpower and/or nuclear power. Renewable energy sources is however intermittent, which can cause problems for electricity grid. For a network to function, it is essential that electricity production and consumption are in balance. Other problems that renewable energy can cause is that the grid can be overloaded, high losses of transmission lines etc. The conventional method for solving problems related to renewable energy sources for the grid operators is to make power line upgrades but this is usually very expensive and many times other options are evaluated. An interesting theme nowadays is energy storage connected to the power grid, this is considered to be the next step in development to manage the various problems that renewable energy can cause the electricity grid.

The purpose with the thesis is to examine how much the losses in a 50 kV grid can be reduced with energy storage. It also includes using simulations to determine how large the energy storage needs to be. Further, electrochemical energy storage is evaluated and it is examined whether it is possible to avoid or postpone investments in the grid of the case study, which is the power grid of Öland.

The method in the work consists of a literature study regarding energy storage and a case study about the electricity grid of Öland. The simulation program Power System simulator for engineering (PSS/E) has been used and it has been done simulations with and without energy storage for e.g. to observe how much the losses can be reduced in the power lines. A simple model for the energy storage has been used, and historical hourly data for both active and reactive power is used in the simulations.

The results obtained show that it is possible to reduce the losses with an energy storage, but to make significant reductions a large energy storage is needed, for example with a power rating up to 10 MW and energy rating between 50 and 450 MWh. With today's prices, this is not a reasonable investment. A recommendation to E.ON grid is that they continue to operate the grid as they to today, however, one must not forget the power line losses which costs approximately 2.5 million SEK each year.

Sammanfattning

Utvecklingen av de förnyelsebara energikällorna och antalet installationer i Sverige och även många andra länder har ökat omfattande de senaste åren, speciellt för sol- och vindkraft. Största anledningen till ökningen av de förnyelsebara energikällorna är för att minska användningen av fossila bränslen och därmed minska påverkan på klimatet.

Integreringen av de förnyelsebara energikällorna har inneburit en förändring för elnäten. Detta beror på att elnäten är anpassade till en förutsägbar produktion som ofta består av fossila bränslen, vattenkraft och/eller kärnkraft. Förnyelsebara energikällor är däremot intermittenta, vilket kan ställa till problem för elnätet. För att ett nät skall fungera är det centralt att elproduktionen och förbrukningen är i balans. Andra problem som förnyelsebar energi kan innebära är att nätet överbelastas, höga förluster i ledningar m.m. Den konventionella metoden för att lösa problem i samband med förnybara energikällor för el-nätföretagen är att de gör nätuppgraderingar men detta är oftast väldigt dyrt och många gånger så utvärderas andra alternativ. Ett intressant tema i dagsläget är energilagring i elnätet, detta betraktas vara nästa steg i utvecklingen för att hantera de olika problemen som förnyelsebara energikällor kan orsaka i näten.

Syftet med detta arbete är att undersöka hur mycket förlusterna i ett 50 kV- nät kan reduceras med energilagring. Det ingår även att med hjälp av simuleringar bestämma hur stort energilagret behöver vara. Ytterligare så utvärderas olika elektrokemiska energilagring och det undersöks om det är möjligt att undvika eller skjuta fram investeringar för nätet i fallstudien, som är Ölands elnät.

Metoden i arbetet har varit att göra en litteraturstudie om energilagring och en fallstudie om Ölands elnät. Simuleringsprogrammet Power System Simulator for Engineering (PSS/E) har använts och det har gjorts simuleringar utan och med energilagring för att bl.a. kunna observera hur mycket förlusterna kan reduceras i ledningarna. En enkel modell för energilagret har använts och historisk data på både aktiv och reaktiv effekt har använts i simuleringarna.

De resultat som erhållits visar att det går att reducera förlusterna med ett energilagring, men för att göra betydelsefulla minskningar behövs ett stort energilagring med t.ex. en effekt på upp till 10 MW och energin mellan 50 och 450 MWh. Med dagens priser så är detta inte en rimlig investering. En rekommendation till E.ON elnät är att de fortsätter driva nätet på Öland som man gör idag, dock får man inte glömma effektförlusterna i ledningarna som kostar cirka 2,5 miljoner SEK varje år.

Förord

I det här examensarbetet så utvärderas batterier (Elektrokemisk lagring) som energilager i elnätet och som fallstudie har simuleringar gjorts på Ölands elnät där en havsbaserad vindkraftsanläggning ger risk för överbelastning i 50 kV- nätet. Arbetet har utförts under hösten/våren år 2014/2015 på E.ON elnät i Malmö och bygger på tre tidigare examensarbeten utförda i samarbete mellan E.ON och Lunds tekniska högskola. Det finns ett befintligt installerat Dynamic Line Rating (DLR)- system som håller reda på några kritiska ledningars maxkapacitet i realtid på Öland och i examensarbetet "*Dynamic Line Rating- Thermal Line Model and Control (2013)*" ges ett alternativ till detta DLR-system och så ges det också en komplett modell för både DLR och styrsystemet. I examensarbetet "*Grid Capacity Issues – A German case study (2014)*" finns ett avsnitt om energilager som handlar om Litiumjon, bly och flödes- batterier, det tas t.ex. upp viktiga parametrar för energilager samt också ekonomi. I examensarbetet "*Micro-generation in local power grids – Balancing intermittency with energy storage and demand response (2014)*" finns ett kapitel som överskådligt beskriver mekanisk, elektrisk, kemisk, elektrokemisk och termisk energi- lagring. För respektive kategori så ges exempel på energilagringmetoder.

Ett stort tack till min handledare Dr. Olof Samuelsson från Lunds tekniska högskola på institutionen Industriell elektroteknik och automation (IEA). Vill också tacka Alf Larsen som har varit min handledare på E.ON elnät i Malmö. Ytterligare så vill jag tacka Claes Ahlrot för den information han bidragit med gällande nätet i fallstudien och så vill jag avsluta med att tacka Ingmar Leisse som har varit till stor hjälp med simuleringsprogrammet.

Innehåll

Abstract	i
Sammanfattning	ii
Förord	iii
1. Introduktion.....	1
1.1. Bakgrund	1
1.2. Syfte	2
1.3. Metod	2
1.4. Avgränsningar.....	2
2. Energilager.....	3
2.1. Allmänt	3
2.2. Batterier för elnät- tillämpningar	4
2.2.1. Bly/syra	5
2.2.2. Litium jon.....	5
2.2.3. Natrium svavel.....	6
2.2.4. Nickel kadmium	6
2.2.5. Flödes	7
2.2.6. Viktiga batteri- parametrar	8
2.3. Ledningsförluster.....	8
2.4. Placering	9
2.5. Kostnad för batterier	9
2.6. Alternativ	10
3. Fallstudie Öland.....	13
3.1. Förutsättningar.....	13
3.1.1. Begränsningar i nätet	13
3.1.2. Åtgärder mot överbelastning	14
3.2. Förnyelsebar produktion	14
3.3. Förbrukning	14
3.4. Placering	14
4. Simuleringsmodell	17
4.1. Nätmodell.....	17
4.2. Batterimodell.....	19
5. Resultat.....	21
5.1. Simuleringar	21

5.1.1. Aktiva förluster, förlustreduktion och kostnader för energilager	35
5.2. Beräkningar	37
6. Slutsatser och fortsatt arbete.....	39
6. 1. Slutsatser	39
6.2. Fortsatt arbete.....	40
Referenser	41
Bilaga	43

1. Introduktion

Detta inledande kapitel innehåller bakgrund, syfte, metod och avgränsningar för examensarbetet.

1.1. Bakgrund

Utvecklingen av de förnybara energikällorna har gått fort de senaste åren och antalet installationer ökar allt mer i Sverige men även i många andra länder. Största anledningen till ökningen av den förnybara energin är just för att minska användningen av fossila bränslen och därmed reducera växthusgaserna.

Elnäten är byggda för en förutsägbar energiproduktion som ofta består av fossila bränslen, vattenkraft och/eller kärnkraft och med dessa kan energiproduktionen lätt matchas till energianvändningen. När det gäller förnyelsebara energikällor såsom sol-, våg-, och vindkraft så är den stora skillnaden att dessa energikällor är intermittenta och kan inte garanterat leverera den energi som behövs vid en viss tidpunkt, dessutom kan energiproduktionen variera kraftigt under dygnet. För att ett elnät skall fungera är det viktigt att det råder balans mellan el- produktion och förbrukning. Andelen ökade installationer av förnybara energikällor innebär alltså olika utmaningar för elnäten, för det första, osäkerheten av energiproduktion eller att det kan uppstå flaskhalsar och därmed riskeras att ledningar överbelastas. I samband med att ledningar överbelastas så är även förlusterna höga.

Ett begrepp som har använts de senaste åren är **smart elnät**, det kan sägas vara en samling av olika metoder för att bl.a. lösa de problem som uppstår i näten i samband med förnybar energi och innefattar även effektivisering av elnäten. Konventionella vägen för att öka nätkapaciteten är genom nätuppggraderingar, dock är detta alternativ oftast väldigt dyrt för företagen. Därför utvärderar ofta företagen om det finns andra alternativ än just nätuppggraderingar för att öka kapaciteten i näten. **Energilager** är en av metoderna i smarta elnät benämningen och på senare år har många företag utvärderat speciellt batterier som energilager då dessa har många önskvärda egenskaper som kan användas i elnäten. T.ex. kan överskottsenergi lagras med batterier och användas då elproduktionen är låg eller för att jämna ut den effekt som matas in från förnyelsebara energikällor.

År 2013 installerade E.ON vind en vindkraftspark på 48 MW i Kårehamn som ligger i norra delen av Ölands 50 kV- nät. Då nätet enligt traditionella metoder endast kunde ta emot 20-25 MW så behövde något göras för att denna vindkraftspark skulle kunna installeras. Lösningen blev ett Dynamic Line Rating- system, detta är till för att övervaka temperaturen i ledningarna och därmed undvika att överskrida den maximalt tillåtna nedhängningen för ledningarna. DLR- systemet bestämmer nätets kapacitet i realtid istället för att ha ett fast konservativt värde. Då DLR- systemet gör det möjligt att utnyttja vindens kyleffekt så innebär det att kapaciteten för att ansluta just vindkraft ökar.

Om det ändå skulle vara så att kapaciteten i nätet inte räckte till så infördes ytterligare ett system för att kunna styra ner vindkraftsproduktionen i de olika vindkraftsanläggningarna för att undvika överbelastning av 50 kV- nätet. Denna lösning har praktiskt fungerat utmärkt och har reducerat nödvändiga investeringar kraftigt. Nackdelen med att använda elnätets fulla kapacitet på detta sätt är att förlusterna i nätet är höga, vilka uppskattades vara maximalt 6 MW och de totala energiförlusterna under året uppskattades vara ca 15 GWh i norra Öland. Med denna utgång och att

priset på batterier har sjunkit de senaste åren så har det växt ett intresse att utvärdera om energilagring är en möjlig lösning på Ölands elnät.

1.2. Syfte

Syftet med denna studie är att utvärdera:

- i. Batterier som energilagring i elnätet
- ii. Energilagrets placering på Ölands elnät
- iii. Hur mycket de aktiva förlusterna kan reduceras med energilagring i elnätet
- iv. Hur stor kapacitet energilagret behöver ha
- v. Hur effektutjämnningen fungerar med ett energilagring anslutet
- vi. Om energilagret kan göra det möjligt att undvika eller skjuta fram investeringar i elnätet

1.3. Metod

I samarbete med E.ON Elnät Sverige AB har detta arbete utförts via Lunds Universitet – Lunds Tekniska högskola. För att få nödvändig information när det gäller elnätet i fallstudien så har jag varit i kontakt med specialister inom regionnät. Även gällande simuleringar så har kontinuerlig kontakt med erfarna personer skett. Fakta om energilagring har erhållits ur litteraturstudien och det har lagts fokus på batteriteknologier som energilagring. Vidare för att få ytterligare information om batteriteknologier så var jag på ett studiebesök på E.ON Innovation center – Energy Storage i Tyskland. Där presenterade jag en del av mina resultat och fick även feedback, det viktigaste dock var att få information om vad olika batterityper kostar.

Som simuleringsprogram har Power System Simulator for Engineering (PSS/E) används och det har används historisk data per timme för både reaktiv och aktiv effekt för att resultaten skall bli så verkliga så möjligt. För att erhålla resultat på hur hög effekt och energi ett energilagring behöver så har olika fall satts i simuleringarna och för varje fall så har förlustreduktionen i nätet granskats och beräkningar på den totala kostnaden har gjorts.

1.4. Avgränsningar

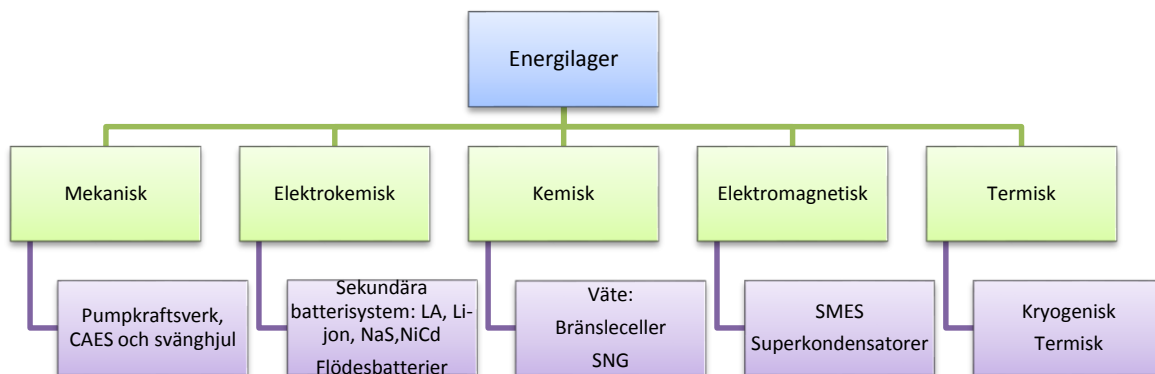
Data för reaktiv och aktiv effekt, beräkningar och simuleringar har avgränsats till Ölands norra elnät. Då energilagring delas in i följande kategorier: mekanisk, elektrokemisk, kemisk, elektromagnetisk och termisk energilagring så har avgränsningen blivit att lägga fokus på elektrokemisk lagring. Denna kategori innefattar olika batteriteknologier och det är dessa som studeras i denna rapport. När det gäller nätnyttan så har fokus legat på att undersöka möjligheten att reducera nätförluster med energilagring.

2. Energilager

De olika avsnitt som behandlas i detta kapitel är allmänt om energilagring, batterier i elnätet, ledningsförluster, placering av energilager, ekonomi och till sist avslutas kapitlet med att beskriva några alternativ till energilagring.

2.1. Allmänt

Elektrisk energi kan lagras i följande energiformer: mekanisk, elektrokemisk, kemisk, elektromagnetisk och termisk. I figur 2.1 ges de olika kategorierna för energilagring och för respektive ges exempel på energilagringsteknologi. Nedan kommer de olika kategorierna för energilagring att presenteras kort, för en djupare genomgång så hänvisas till [1]. Den installerade kapaciteten för energilagringssystem är 125 GW i världen, den största andelen består av pumpkraftverk som energilager. Denna kapacitet är ca 3 % av världens totala genereringskapacitet som är 3900 GW [2].



Figur 2.1: Klassificering av energilager [3].

Mekanisk energilagring

Mekanisk lagring innebär att t.ex. vatten eller luft flyttas och sedan utnyttjas dess rörelseenergi för att generera elektricitet [4]. De olika teknikerna som tillhör denna grupp är pumpkraftverk, tryckluft (CAES) och svänghjul.

Elektromagnetisk energilagring

Elektromagnetisk lagring sker då magneter eller kondensatorer används [4]. Ett supraledande magnetiskt energilager (SMES) är en enhet som lagrar energi i magnetfältet som genereras av den ström som leds genom en supraledande kärna. Denna teknologi är relativt ny och används inte i någon större utsträckning i elkraftstillämpningar. Ändå uppskattas det att ca 100 MW är installerad i världen [2].

Elektrokemisk energilagring

Elektrokemisk lagring sker i olika typer av batterier, bl.a. bly/syra-, litium jon-, nickel kadmium-, natrium svavel- och flödesbatterier. Kapitel 2.2 handlar om dessa olika batterisorter, för varje

batterityp tas följande upp: funktion, positiva/negativa egenskaper, tillämpningar och exempel på installationer i världen.

Kemisk energilagring

Kemisk lagring sker i bränsleceller där väte kan användas som bränsle eller som syntetiskt naturlig gas, dessa teknologier är under utveckling eller har utvecklats tekniskt dock så används de inte i någon större utsträckning [3].

Termisk energilagring

I termisk lagring så omvandlas energin till värme. Exempel på sådana system är varmvatten, smältsalt och fasomvandling. T.ex. används elektrisk energi för att värma vatten. Gemensamt för dessa termiska energilagrar är att värmen som bildas inte omvandlas till elektricitet [4].

Val av energilagringsteknik

Följande energilagringsteknologier kan användas i elnäten: pumpkrafts lagring, komprimerad luft lagring, batterier, svänghjul, supraledande magnetisk energilagring och superkondensatorer. För att kunna jämföra olika energilagringstekniker som kan användas i elnäten så används ett antal parametrar, de viktigaste nämns nedan och förklaras kort [5].

- **Energilagring kapacitet (kWh):** Andel energi som kan lagras.
- **Energidensitet (Wh/L):** Maximal lagringsenergi per volymenhet.
- **Effektdensitet (W/L):** Maximal effekt per volymenhet.
- **Laddnings/urladdnings varaktighet:** Den tid det tar för batteriet att laddas eller urladdas.
- **Typisk uteffekt:** Andel effekt som kan urladdas under urladdningstiden.
- **Responstid:** Tiden det tar för energilagret att leverera den effekt som behövs.
- **Livslängd (Cykler, år):** Livslängd för energilagret i cykler och/eller år.
- **Verkningsgrad (Anges i procent):** Förhållande mellan den mängd energi som urladdas och den mängd energi som krävs för att ladda energilagret inklusive förluster per cykel.
- **Kapitalkostnad (SEK/kW eller SEK/kWh):** Investeringskostnad för maximal effekt och energi för energilagret.
- **Andra parametrar:** Om utrustningen har någon påverkan på miljön.

2.2. Batterier för elnät- tillämpningar

Batterier som energilagringssystem (eng. Battery Energy Storage System) lagrar elektricitet i formen kemisk energi. Ett vanligt sekundärt¹ batteri består av ett antal låg-spännings/effekt battericeller som är sammankopplade parallellt och i serie för att uppnå önskad elektrisk egenskap. Varje battericell består av vätska, flytande massa eller fast elektrolyt tillsammans med en anod och en katod. När batteriet laddas så sker en intern kemisk reaktion genom att en spänning har applicerats på båda elektroderna. Reaktionen är det motsatta och låter batteriet leverera den absorberade energin vid urladdning.

¹ Benämningen sekundär används för batterier som är uppladdningsbara [6].

Än så länge har flera typer av sekundära batterier utvecklats för kommersiellt bruk, t.ex. bly/syra (Pb), nickel kadmium (NiCd), nickel metall hybrid (NiMH), litium jon (Li-jon) och natrium svavel (NaS) [3]. De olika batteriteknologierna delas in i låg temperatur (litium jon, bly/syra, nickel kadmium), hög temperatur (natrium nickel klorid, natrium svavel) eller Redox flödes (vanadin, zink bromid) [6]. I avsnitten nedan kommer det för varje batterisort att tas upp följande: funktion, tillämpningar, positiva/negativa egenskaper och exempel på installationer.

2.2.1. Bly/syra

Bly/syra batterier har används i många olika tillämpningar och de är fortfarande den mest använda laddningsbara elektrokemiska enheten för små/medium- skaliga energilagringssapplikationer. Vid installation av nya solcellssystem i Kina så har bly batterier används i 75 % av fallen, detta var 5 % av den totala bly batteri marknaden under år 2007. 70 % av bly batterierna används till fordon, 21 % används för telekommunikation och 4 % för andra applikationer [2]. Denna teknik har använts i drygt 100 år som startbatterier till bilar [4].

Några av bly batteriets viktigaste egenskaper är att kostnaden är låg, hög tillförlitlighet, stark överspänningskapacitet och hög verkningsgrad och de är lämpliga för avbrottsfri kraftförsörjning, effektkvalitet och som kraftreserv tillämpningar. Bly batterier är inte lämpliga för hantering av energiapplikationer och detta beror på att livstiden är kort, de kräver regelbunden underhållning, energidensiteten är låg, batteriet avger explosiv gas och syraångor och fungerar dåligt vid låga temperaturer, vilket kräver ett system som reglerar temperaturen. Det finns även ventilreglerade bly batterier. Dessa kräver mindre underhållning, ger mindre gas utsläpp och har lägre självurladdning. De primära tillämpningarna för dessa är backup kraftförsörjning och i telekommunikation [2]. Det har forskats en del om att utveckla bly batteriet, och under provning i laboratorium har prototyperna klarat mer än 1600 laddningscykler. Vanliga blybatterier klarar 300 till 500 cykler under motsvarande driftsförhållanden [4]. I tabell 2.1 ges några viktiga egenskaper för några av de olika batteriteknologierna.

I Berlin finns ett bly batteri installerat i elnätet som har energin 8,5 MWh [4]. Ett annat exempel är i Kalifornien där ett bly batteri med energin 40 MWh är installerat, detta är världens största och installerades redan år 1988. Tillämpningen för detta batteri var att den skulle jämna ut lasten i nätet [2].

2.2.2. Litium jon

Litium jon batterier kommersialiserades redan år 1991 av Sony. Efterfrågan på denna sorts batterityp har ökat exponentiellt i flertalet marknader. Största anledningen till ökningen anses bero på att batteriet har många önskvärda egenskaper, såsom verkningsgrader uppemot 95 %, lång cykel livslängd, klarar 3000 cykler om batteriet får urladdas med 80 %, hög energitäthet 200 Wh/kg och hög effekttäthet. De har även snabb urladdnings kapacitet och med de egenskaper som nämndes ovan så är litium jon batterier väldigt lämpliga inom tillämpningar för bärbara elektroniska enheter. Största hindren för storskaliga litium jon batterier är den höga kostnaden som är över 1200 USD/kWh och de kretsar som behövs för säkerhet och skydd [2].

Exempel på företag som utvecklar litium jon batterier för elkraftssystem industrin är A123 Systems och EaglePicher Technologies. År 2009 annonserade EaglePicher Technologies för en installation av

60 MWh batteri, detta motsvarar en yta som är lika stor som en fotbollsplan. Huvudsyftet med denna installation var att lagra vindenergi i Kansas, USA. A123 Systems utvecklar i nuläget litium jon-batterier för frekvensreglering, elnät stabilisering och som reservenheter [2].

Tabell 2.1: Egenskaper för några olika elektrokemiska energilagringstekniker [7].

	Bly/syra	Litium jon	Natrium - svavel	Vanadin Redox
Energitäthet (Wh/kg)	30	160 - 240	100	25
Livslängd (år)	6 - 12	10 - 15	15	< 35
Livslängd (cykler)	< 2000 (80 % DoD)	< 5000 (100 % DoD)	< 2500 (100 % DoD)	< 1300 (100 % DoD)
Verkningsgrad (%)	80 - 90	90 - 95	75	75
Självladdning (% / dag)	< 1	< 0,2	< 1 - 15	< 1

2.2.3. Natrium svavel

Ensam tillverkare för natrium svavel batterier är det Japanska företaget NGK. NGK har gjort ett flertal installationer där dessa batterier har använts i samband med variabla förnybara energikällor. Företaget planerade att öka den årliga produktionen från 90 MW år 2009 till 210 MW år 2011. Ett annat företag som försöker konkurrera med NGK är Beta R&D med deras natrium nickel klorid batterier. Dessa batterier är kända som ZEBRA batterier. Egenskaperna är liknande som natrium svavel batteriernas men skillnaden är att dessa kan fungera i temperaturintervallet -40 till 70 grader Celsius [2].

Natrium svavel batterier är en energilagringsteknologi som är väldigt attraktiv för variabla förnybara energikällor. Det finns många positiva egenskaper såsom, hög effekttäthet (150-240 W/kg), hög verkningsgrad (75-90 %) och har 600 procentig impuls kraft som kan vara i 60 sekunder. Fler fördelar är att NaS batterier kan dimensioneras från 50 kW till flera MW som maximal effekt. Generellt dimensioneras dock de i cirka 1 MW storlek. NaS batterier är förseglade och inga utsläpp tillåts under operation, vilket innebär att batterierna är miljövänliga. Dessutom så kan mer än 99 % av batteriets material återvinnas. Dock måste natrium behandlas som ett farligt ämne. Nackdelar med denna teknologi är att batterierna måste hållas vid temperaturen 300 till 350 grader Celsius under operation, och detta är en anledning till en hög investeringskostnad på 2000 USD/kW eller 350 USD/kWh [2].

Det största energilagringssystemet som installerats är natrium svavel batterier om man bortser från pumpkraftslagring och komprimerad luftlagring. Det Japanska företaget NGK står för denna installation som har effekten 34 MW och energin 245 MWh och syftet med detta energilager var att stabilisera en vindkraftspark som har en installerad kapacitet på 51 MW [2].

2.2.4. Nickel kadmium

I jämförelse med bly batterier har nickel kadmium batterier högre energitäthet (50-75 Wh/kg) och har också längre livslängd (2000-2500 cykler). De lämpar sig bäst för avbrottsfri kraftförsörjning och tillämpningar för start av generatorer. Nackdelen med denna sorts batterityp är den höga kostnaden

(1000 USD/kWh) för vissa applikationer. Nickel kadmium batterier är inte lämpliga att ha som energilager i samband med intermittenta produktionskällor. Anledningen är att de har minnesaffekt, vilket betyder att om batteriet inte urladdas helt innan det åter ska laddas så kommer batteriet att förlora i kapacitet. Då vind och solkraft inte är reglerbara och det är svårt att förutse andelen produktion, så är det svårt att dessa batterier skulle vara lämpliga ur ett ekonomiskt perspektiv i och med de problem som orsakas av minneseffekten [2].

Världens näst största batterisystem är av nickel kadmium typ och finns i Golden Valley, Fairbanks, Alaska. Effekten på detta system är 27 MW och den kan leverera 40 MW på 7 minuter och används främst för nätstabilitet och som kraftreserv i elnätet [2].

2.2.5. Flödes

Det finns tre olika sorters flödes batterier, vanadin redox batterier (VRB), zink bromid batterier (ZBR) och tetrasulfidbromid batterier. Flödes batterier är uppladdningsbara och fördelarna är att de har hög kapacitet, lång livscykel, snabb responstid och har hög tolerans för under- och överladdning. Största nackdelen med flödes batterier är den låga energidensiteten. Flertalet av de VRB- system som är installerade är som backup- lösningar, oftast finns de i avlägsna områden och har ingen anslutning till större nät. Exempel i den större skalan är i Japan med effekten 4 MW och den har klarat av 14 000 cykler[4].

Zink bromid batterier

Zink bromid batterier är en speciell typ av flödes batterier. Detta batteri lagrar minst en av dess flytande elektrolyter i en extern energilagringstank som flödar genom reaktorn för att lagra eller generera elektricitet. Resultatet av detta är att den lagrade energin kan vara oberoende av effekten, ingen gräns behöver sättas för hur mycket batteriet får urladdas och självurladdningsnivån är försumbar. Dessa egenskaper gör att flödes batterier kan användas i många tillämpningar, även vid årstids energilagring. De fungerar även utmärkt att användas med intermittenta energikällor för att följa den genererade effekten och för effektkvalitet. ZBR batterier har verkningsgraden 75 %, topp kapacitet på 200 %, laddningstid 3-4 h, energitätheten är 75-85 Wh/kg, cykel livslängd är över 2000 och förmågan att klara av djup urladdning är bra. Dessa och plug-and-play² egenskapen gör att ZBR batterier är lämpliga för småskaliga energiapplikationer [2].

Det finns två företag som har försökt att utveckla denna teknologi för ett kommersiellt syfte och dessa är ZBB Energy Corporation och Premium Power Corporation. ZBR batterier lämpar sig bäst för småskaliga tillämpningar, dock har medium skaliga applikationer testats redan år 1991 vid Kyushu Electric Power med effekt och energi 1 MW respektive 4 MWh. År 2009 uppskattades att 4 MW var installerad i världen med energin 8 MWh [2].

Vanadin redox batterier

Utvecklingen av vanadin redox batterier började redan på 1980 och i dagsläget så har det installerats över 20 MWh i världen. Tillämpningarna för dessa batterier är lastutjämning, stabilisering av förnyelsebar energi, avbrottsfri kraftförsörjning, reservkraft och effektkvalitet. Denna sorts batteri anses ha den minsta påverkan på miljön. Installationer kan uppgraderas till relativt små kostnader,

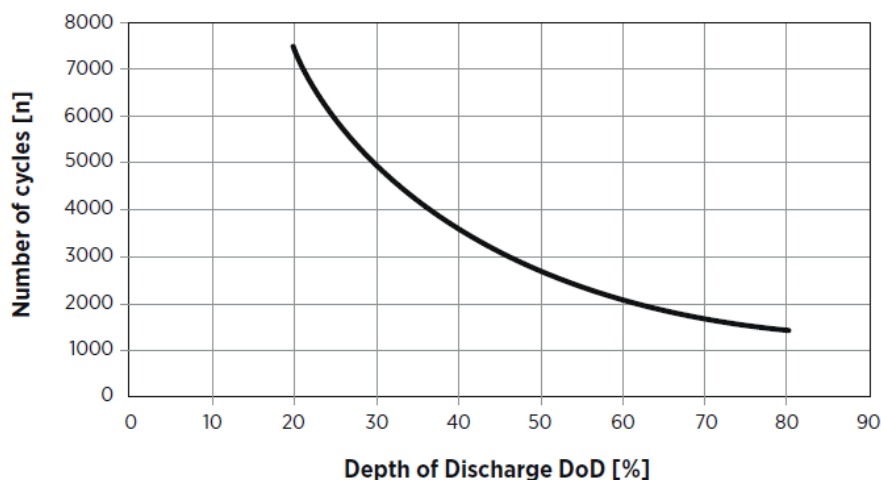
² Fungerar direkt vid anslutning utan konfigurering eller justering av användare.

detta görs genom att öka volymen på elektrolyten för mer lagrad energi eller genom att lägga till nya cellstaplar för ytterligare effekt [2].

VRB har en verkningsgrad som ligger mellan 75 % och 85 % och har en lång cykel livslängd som kan komma över 12 000 cykler där batteriet tillåts att urladdas till 100 %. Anledningen till att batteriet kan urladdas med hela dess kapacitet är att elektrolyterna inte degraderas. För att uppnå det höga antal cykler som nämns ovan så behövs det årlig underhållning. Nackdelen med VRB är att energitätheten är låg, 16-33 kWh/m³, detta innebär alltså att dessa batterier kräver ett stort utrymme. Av denna anledning så är de mest lämpliga för små- eller medium skaliga tillämpningar för variabla förnyelsebara energikällor [2].

2.2.6. Viktiga batteri- parametrar

Något som är avgörande för batteriers cykel livslängd (inte flödesbatterier) är hur djupt de får urladdas (eng. depth of discharge), vilket menas till vilken procentuell nivå av batteriets fulla kapacitet som batteriet får urladdas. Djup urladdningsnivå gör att den förväntade livslängden blir kortare, figur 2.2 är ett exempel på en illustration hur det kan se ut för ett batteri. Omgivnings temperatur är också en faktor som påverkar batteriets prestanda. T.ex. kan hög temperatur orsaka interna reaktioner i batteriet medan låg temperatur kan göra så att elektrolyten fryser fast. Många batterier förlorar i kapacitet i varma klimat. Batterier som litium jon och bly/syra, kan behöva ett system som reglerar temperaturen för att öka prestandan och säkerheten [6].



Figur 2.2: Hur livslängden påverkas av urladdningsdjupet. I detta fall så är det ett bly batteri [6].

2.3. Ledningsförluster

Den bästa regeln för att minska ledningsförlusterna är att minimera effekttopparnas höjd och längd. Spänningen i det studerade nätet är 50 kV och varierar väldigt lite. I ekvation 2.1 kan observeras att effektvariationen är linjär med strömvariationen i ledningarna eftersom spänningen är ungefär konstant. I ekvation 2.2 kan ses att förlusterna i ledningar beror på strömmen i kvadrat, detta bekräftas av figur 2.3 där det kan observeras att förlusterna ökar kvadratisk. Ledningsförlusterna beror också på vilket material ledningen består av och ledningens längd. Nedan ges ekvationen för effekt och för förlust i en ledning:

$$P_{ledning} = V * I \quad (2.1)$$

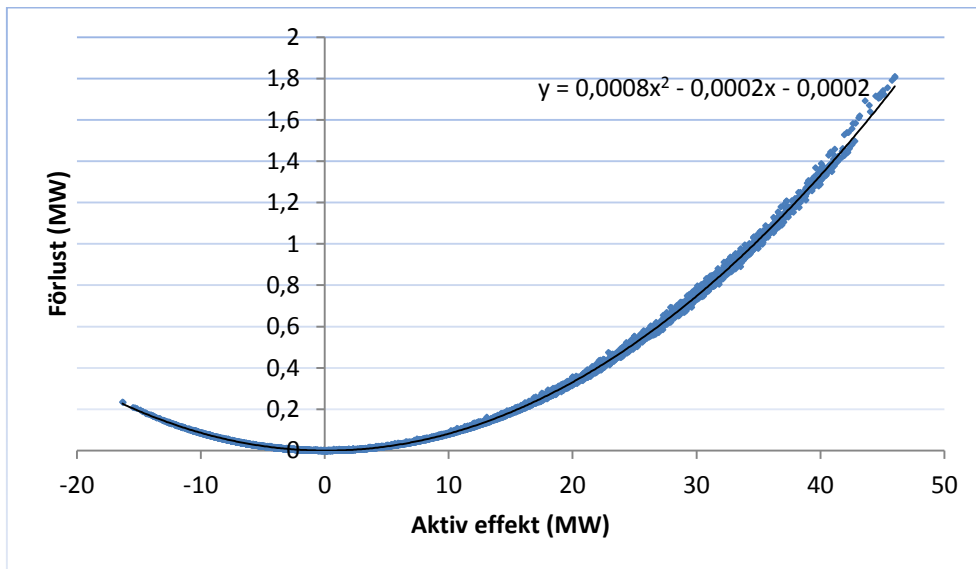
$$P_{förlust} = R * I^2 \quad (2.2)$$

Där:

$P_{ledning}$ = Aktiv effekt i ledning

R = Ledningens resistans

I = Ström i ledning



Figur 2.3: Förlusten i ledningen mellan Borgholm och Högsrum som funktion av den effekt som går genom den för varje timvärde under tidsperioden januari till den 20:e november 2014.

2.4. Placering

För att bestämma placering av olika energilagringstekniker så är det några olika faktorer som inverkar. Vissa teknologier är även beroende av topografiska förhållanden (pumpkraftsteknik och komprimerad luft lagring). Vanliga placeringar är att batterier integreras samman med vindkraftsparker men även placering på olika punkter i kraftnätet sker för olika syften. Syftena kan t.ex. vara att undvika eller skjuta upp transmissions investeringar, förbättra systemstabiliteten och reducera transmissions och distributions förluster. För närvarande så finns det endast ett fåtal publikationer som lyfter fram den optimala placeringen i ett kraftsystem med storskalig vind integrering [3].

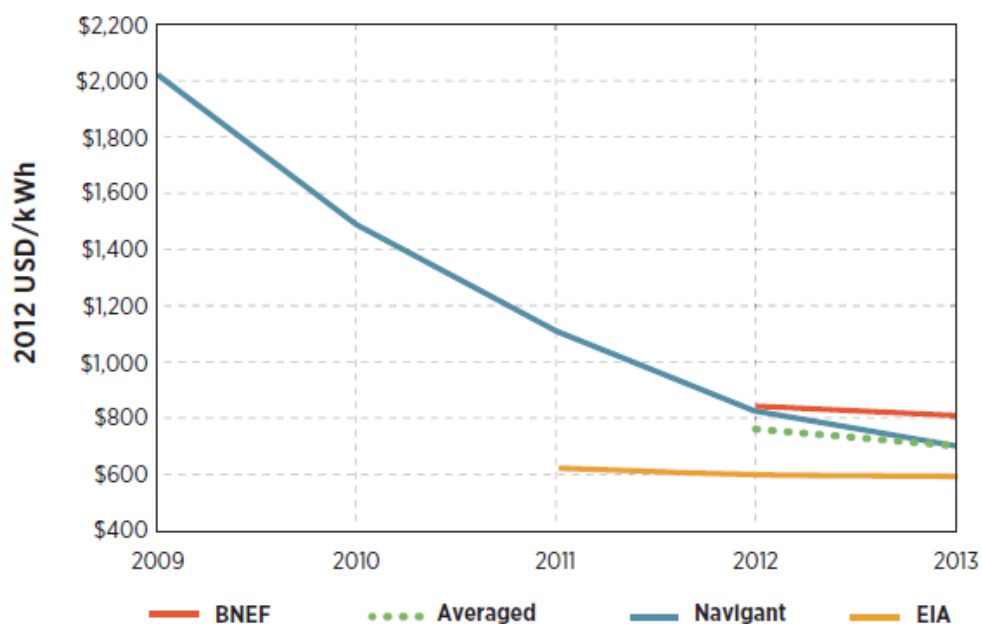
2.5. Kostnad för batterier

En sammanfattning av kostnaden för de olika batterisystemen som energilager ges i tabell 2.2. Priserna är kostnaden för själva batteriet, en batteriinstallation innebär även kostnader för kringutrustning. Kostnaden för kringutrustningen beror på om batteriet är små- eller storskaligt. Småskaliga batterier syftar till de batterier som har effekten och energin i kW och kWh, för dessa batterier står kringutrustningen för cirka $\frac{3}{4}$ av den totala kostnaden. Däremot för storskaliga batterier med effekten i MW och energin i MWh så står kringutrustningen för cirka $\frac{1}{4}$ av den totala kostnaden

[8]. Figur 2.4 visar hur priset per kWh på litium jon batterier har förändrats de senaste åren enligt några olika företag.

Tabell 2.2: Kostnad per kW och kWh för olika batteriteknologier som energilager [3], [9]. På nickel kadmium och ZBR har priserna omvandlats från dollar till Euro med dagens valuta för år 2015 som är 1 Dollar = 0,89 EURO.

Batterilagringstekniker	Kostnad	
	(EUR/kW)	(EUR/kWh)
Bly	150-200	84-350
Natrium Svavel	150-200	200-700
Nickel Kadmium	450-1350	700-1350
Litium jon	150-200	524-1000
Flödes:		
VRB	150-280	100-800
ZBR	620-2200	130-890



Figur 2.4: Kostnadsutveckling för litium jon- batterier enligt tre olika företag och också ett medelvärde [6].

2.6. Alternativ

Energilager är inte den enda lösning för att jämna ut den oregelbundna elproduktionen som kommer från vind och solkraft. Ett alternativ är att bygga ut el- förbindelser mellan regioner och länder. Elen kan i detta fall överföras där behovet finns. T.ex. så använder danskarna el från den svenska och norska vattenkraften för att balansera sin elproduktion från vindkraften [10].

När det gäller elnätet på Öland så finns alternativet att ansluta en kabel i norra Öland som är kopplat till fastlandet. Detta skulle då innebära att effektflödet vid ledningarna i Linsänkan skulle minska. Då effektflödet minskar så riskeras inte att ledningarna blir överbelastade och i så fall så behövs inte energilager.

Det finns fler alternativ än energilagring för att kunna öka mängden förnyelsebar energi i ett elnät, bl.a. traditionell nätplanering, reaktiv effektregering, ned- styrning av vind- produktion, styrbara laster, dynamisk kapacitetsgräns och utökning av tillåten överlast/överspänning. Dessa olika metoder förklaras nedan.

Traditionell nätplanering

Traditionell nätplanering handlar om att nätet förstärks genom t.ex. nya ledningar, kablar och transformatorer. Resultatet är att kapaciteten i nätet höjs och därmed kan mer förnyelsebar produktion anslutas. För transformatorer kan utnyttjas möjligheten att kyla, detta ökar dess kapacitet med cirka 30 %. Det är också möjligt att förbättra spänningskvaliteten med traditionell nätplanering, kan t.ex. göras genom att utöka antalet lindningskopplare [11].

Reaktiv effektregering

Genom att öka antalet utrustningar som kan reglera nätets reaktiva effekt så kan nätets kapacitet ökas, detta ökar också möjligheten till att förbättra spänningskvaliteten. SVC (Static Var Compensation), STATCOM och några enkla passiva lösningar såsom kondensatorer eller reaktorer i serie eller parallell är några olika exempel på utrustning som kan reglera den reaktiva effekten i näten [11].

Nedstyrning av vind- produktion

Vid några tillfällen per år kan det hända att maximal vind- produktion i kombination med låg förbrukning förekommer. Att dimensionera nätet efter dessa förutsättningar kan tyckas vara onödigt, så istället görs avtal mellan nätbolag och vindkraftsägare att nedstyrning (eng. curtailment) av vind- produktion tillåts då det är nödvändigt. På detta vis kan mer vindkraft anslutas till nätet [11].

Styrbara laster

Nätbolagen kan sluta avtal med el- användare om att de får ersättning, om de går med på att de styr sin energianvändning beroende på hur mycket energi som finns tillgängligt på nätet. Detta är ytterligare ett alternativ för att utöka mängden förnybart anslutet till nätet [11].

Dynamisk kapacitetsgräns (eng. Dynamic Line Rating)

Ibland begränsas vind- produktionen av en lednings överföringsförmåga, för detta finns det en metod där en mer exakt strömberäkning kan göras under olika väderförhållanden. Det går till så att olika parametrar mäts för att kunna uppskatta en lednings temperatur och också beräkningar för den strömmängd som kan gå igenom ledningen görs för olika förhållanden. Genom att göra såhär så kan det avgöras för vilken strömmängd där en ledning får maximal tillåten nedhäng. Detta är gynnsamt speciellt för vindkraft då vinden kraftigt ökar kylningen av ledningen [11].

Utökning av tillåten överlast/överspänning

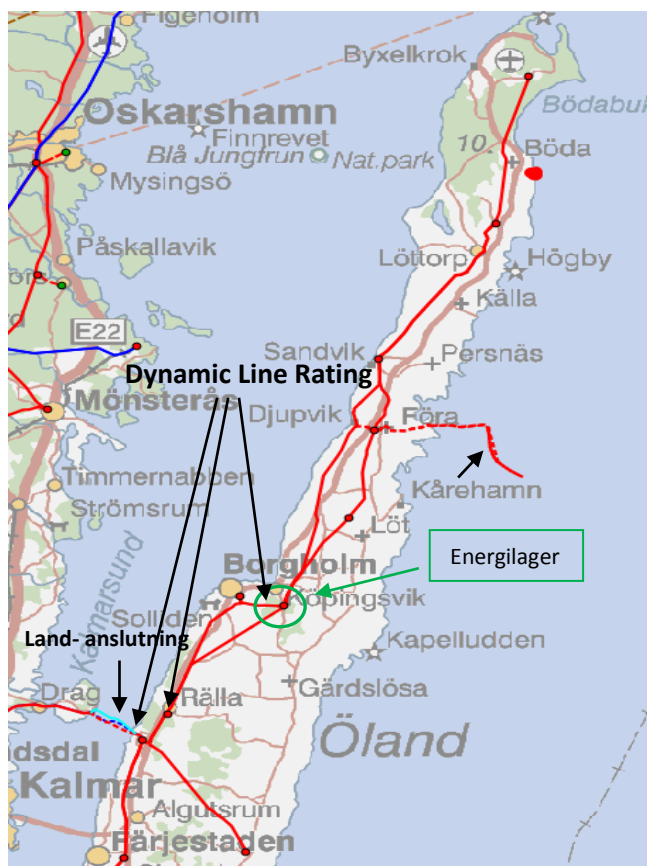
Detta alternativ handlar om att man tillåter att vissa delar av nätet överbelastas under korta perioder. Att göra på detta vis innebär att risken ökar för apparatfel och att livslängden för apparaterna minskar m.m. [11].

3. Fallstudie Öland

Följande kapitel går igenom förutsättningar, förnyelsebar produktion, förbrukning och placering för energilagrar på Ölands nät.

3.1. Förutsättningar

Elnätet på Öland är ett regionnät som ägs av EON. Spänningsnivån i nätet är 50 och 10 kV. Ledningarna som analyseras i denna rapport har spänningsnivån 50 kV. Nätet är också anslutet till land via en 130 kV kabel som är ansluten till Linsänkans station, se figur 3.1. När produktionen av el inte är tillräckligt hög för att möta efterfrågan så kan nätet matas från fastlandet. Då produktionen är högre än lasten i nätet så överförs överskottet till fastlandet. Ytterligare så är Ölands elnät ett maskat nät, detta innebär att det finns alternativa vägar för effektflödet.



Figur 3.1: Norra Ölands elnät inklusive anslutning till fastlandet.

3.1.1. Begränsningar i nätet

Det finns begränsningar i Ölands elnät, speciellt en överföringsledning och en mark- kabel som är nära Linsänkan. Överföringsledningen och mark- kabeln belastas som mest eftersom de är i en del av nätet där mycket av elproduktionen från norra Öland går igenom. Det höga effektflödet som går genom dessa kritiska ledningar innebär stora aktiva förluster.

3.1.2. Åtgärder mot överbelastning

Dynamic Line Rating är ett befintligt installerat system som är i drift på Öland. Funktionen är sådan den maximala tillåtna strömmen genom ledningen beräknas i realtid med hjälp av mätdata för vindhastighet, vindriktning och ledningens temperatur m.m. Vinsten med detta är att man kan hålla reda på maximal kapacitet genom ledningar i realtid. För just vindkraft är detta en bra metod då vinden kan kyla ner ledningarna, detta innebär alltså att den maximalt tillåtna strömmen i ledningarna ökar och därmed kan högre effekt tillåtas i nätet. I vanliga fall så har ledningar ett fast konservativt värde, men att göra på detta vis så kan man försäkra sig om att ledningarnas kapacitet inte överskrids och detta ökar i sin tur möjligheten till att installera ytterligare vindkraft. I figur 3.1 har det markerats i vilka ledningar övervakningen sker av ledningarnas kapacitet.

Om nätets kapacitet ändå inte skulle räcka så har ett **styrssystem** införts som kan styra ner vindproduktionen. Detta system får en signal från DLR- systemet om att ledningarnas kapacitet har uppnått ett kritiskt läge. Prioriteringen är sådan att de mindre vindkraftsenheterna styrs ner först och därefter vid behov så kan Kårehamn vindkraftspark styras ner eller stängas av helt om ledningarna blir för varma. Värt att notera är att det faktiskt inte har varit något behov att styra ner vindkraftsproduktionen än, dock är detta en säkerhetsåtgärd för att inte riskera att överskrida 50 kV- nätets kapacitet. Om ytterligare vindkraftsverk installeras i norra delen av Ölands elnät så kommer sannolikheten att vind- produktionen styrs ner att öka.

3.2. Förnyelsebar produktion

Det finns ett antal vindkraftsanläggningar på olika storlekar som genererar elektricitet på Ölands elnät. För att ta något exempel så kan Kårehamn vindkraftspark nämnas som är den största på 48 MW och sedan har vi ett antal andra vindkraftparker eller vindturbiner med varierande kapacitet som är spridda på Öland. Den totala produktionen på Öland är 160 MW. Ölands elnät är indelat i den norra och södra delen och den punkt där dessa möts är Linsänkan. Norra Öland har en produktion på 123,4 MW och södra Öland har en produktion på 36,44 MW [12]. I nuläget så finns det inga större solcells- anläggningar på Öland som är kopplade till elnätet, men däremot så finns det planer på att en park med solpaneler på 3 MW som skall byggas de närmsta åren [13].

3.3. Förbrukning

Figur 5.1 i resultat kapitlet visar hur den aktiva effekten varierar över året i ledningen mellan Köping och Borgholm. Här kan observeras när Öland förses med energi respektive när energi överförs från Öland till fastlandet. Inga större energikrävande industrier finns här. Däremot är energianvändningen något annorlunda än på fastlandet. Öland är en ort där många åker till på somrarna och därmed är elförbrukning högre än resten av året. På vintern däremot är elförbrukningen låg medan elproduktionen kan vara hög i samband med att det blåser mycket.

3.4. Placering

För att kunna bestämma placering av batterimodellen så behövdes kunskap om Ölands elnät. För det ägde ett möte rum med Claes Ahlrot som är teknisk specialist inom regionnät. I detta möte fick jag information om vilka överföringsledningar på Ölands elnät som kan bli mest belastade. De tillfällen när det blir högst förluster i elnätet är när hög produktion och låg förbrukning förekommer.

Ledningarna nära Linsänkan är de som utsätts för mest påfrestningar då all producerad energi från norra Öland går igenom här och därmed riskeras att ledningarnas kapacitet överskrids [13]. Genom att variera placering av batterilager i PSS/E så har det kommit fram till att det är rimligast att batteriet ansluts i Köping, se figur 3.1 som är en överskådlig bild av Ölands norra elnät, även energilagrets placering är markerad i figuren med en cirkel. Denna placering gäller om intresset är att reducera effekttopparna och därmed också förlusterna i överföringsledningarna.

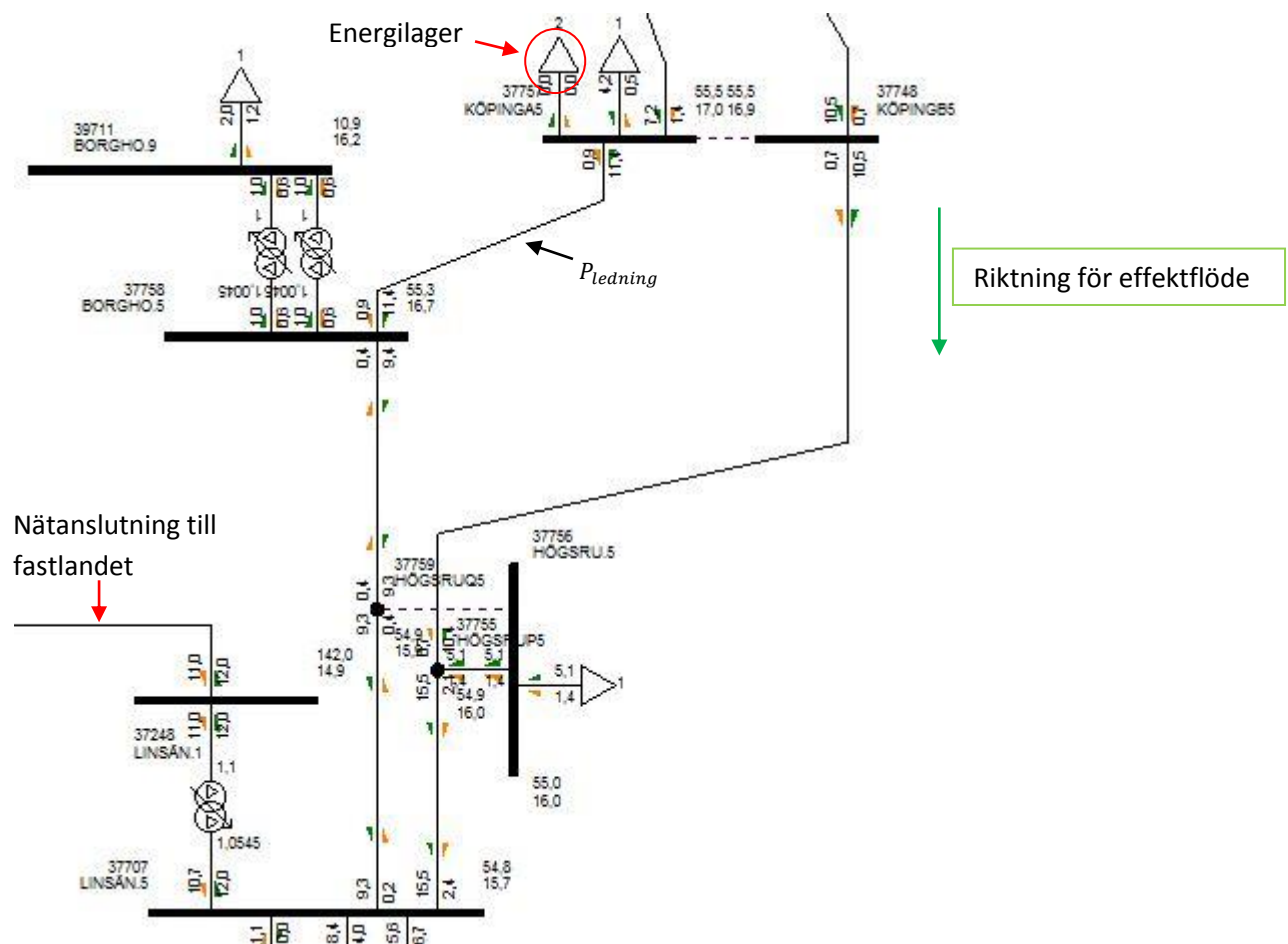
För att komma fram till denna placering har alltså energilagrets placering varierats i de olika stationerna i den södra delen av norra Ölands elnät. Detta gjordes för att få en uppfattning om var det gör störst skillnad i att sänka effektflödet och förlusterna i ledningarna. Ett annat alternativ var att placera energilagret vid Kårehamn vindkraftspark, tanken var att även detta skulle göras men tiden räckte inte till. Därmed är det svårt att avgöra vilket som är den optimala placeringen, men enligt litteraturen så kan placering av energilager ske där flaskhalsar kan uppstå i näten och det är det som har gjorts i detta arbete.

4. Simuleringsmodell

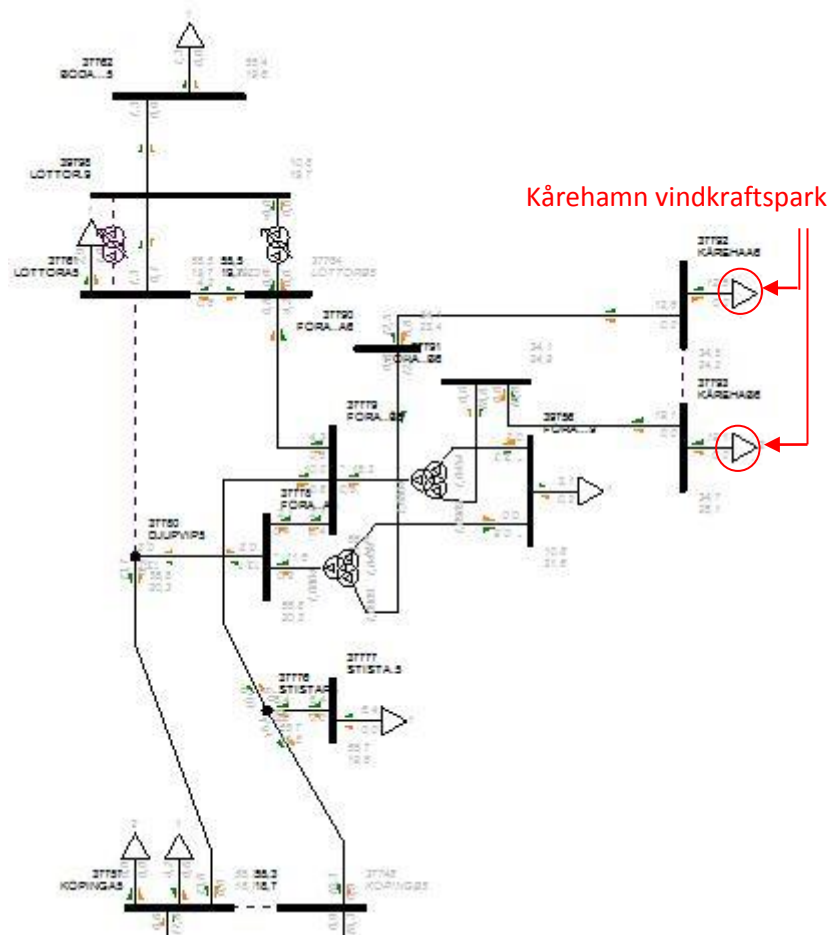
I kapitlen nedan beskrivs nätmodellen till Ölands elnät och även batterimodellen som har använts i simuleringarna förklaras.

4.1. Nätmodell

Nätmodellen som har använts i PSS/E under simuleringarna kan ses i figur 4.1 och figur 4.2. Detta är hela norra Ölands elnät där timvärden för aktiv och reaktiv används under simuleringarna på följande stationer: Högsrum, Borgholm, Köping, Stora Istad, Föra, Kårehamn, Löttorp och Böda. Simuleringarna har gjorts utan och med ett energilager anslutet. Simuleringar görs statistiskt i PSS/E vilket innebär att de görs en timme i taget. Detta var inte praktiskt så någon automatik behövde göras. Det gjordes möjligt att läsa av timvärden på aktiv och reaktiv effekt från en Excel-fil via Python och sedan köra dessa värden i PSS/E och slutligen få ut resultatet på förlusterna i en Excel fil. Med denna automatik kunde nu simuleringar göras över året för varje timvärde. De totala förlusterna som presenteras i resultat kapitlet gäller för ledningarna i figur 4.1, d.v.s. den södra delen av norra Öland.

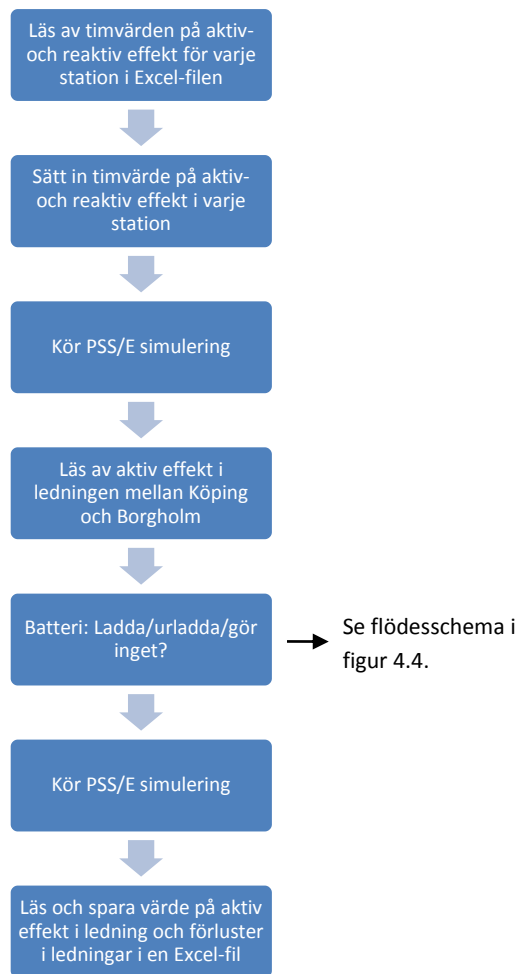


Figur 4.1: PSS/E nät- modell. I denna modell finns stationerna Linsänkan, Högsrum, Borgholm och Köping.



Figur 4.2: Nät- modellen från Köping och resten av norra Ölands elnät. Kårehamn vindkraftspark är markerad i figuren.

Ett förenklat flödesschema över hur simuleringen i PSS/E går till kan ses i figur 4.3. Timvärden för aktiv och reaktiv effekt från januari t.o.m. den 20:e november 2014 används under simuleringarna. Processen som beskrivs i flödesschemat görs för varje timme. För den intresserade så finns Python-koden som bilaga.



Figur 4.3: Förenklat flödesschema över process under en simulering.

4.2. Batterimodell

För att illustrera ett batteri som energilagring så har en last ansluten till en station används i PSS/E, placering av batteriet är markerad i figur 4.1. Ett batteri skall kunna laddas och urladdas, detta motsvaras av att värdet för aktiv effekt är positivt respektive negativt. Då hög produktion förekommer så sätts värdet på lasten till positiv vilket motsvaras av att batteriet ”lagrar” energi och medan produktionen är låg så får lasten ett negativt värde och detta motsvarar att batteriet levererar energi alltså urladdas. För att få en uppfattning när batteriet behöver laddas eller urladdas så är det nödvändigt att analysera hur effekten varierar i den ledning som väljs. Ytterligare för att förlustreduktionen i ledningen/ledningarna skall bli märkbar så behövs det att batteriet har hög effekt. Detta inses snabbt då Öland har mycket vindproduktion och oftast låg last så är effektlödet högt i ledningarna. För att kunna göra märkbara förlustminskningar behövs därför att batteriet kan ladda med några MW. Lagringskapaciteten för batteriet är energimängden i MWh. Energin är tidsintegralen av effekten. I simuleringsmodellen så är energin lika med summan av varje timvärde för den aktiva effekten. Nedan ges ett antal villkor som satts för batteriets funktion för olika simuleringsfall:

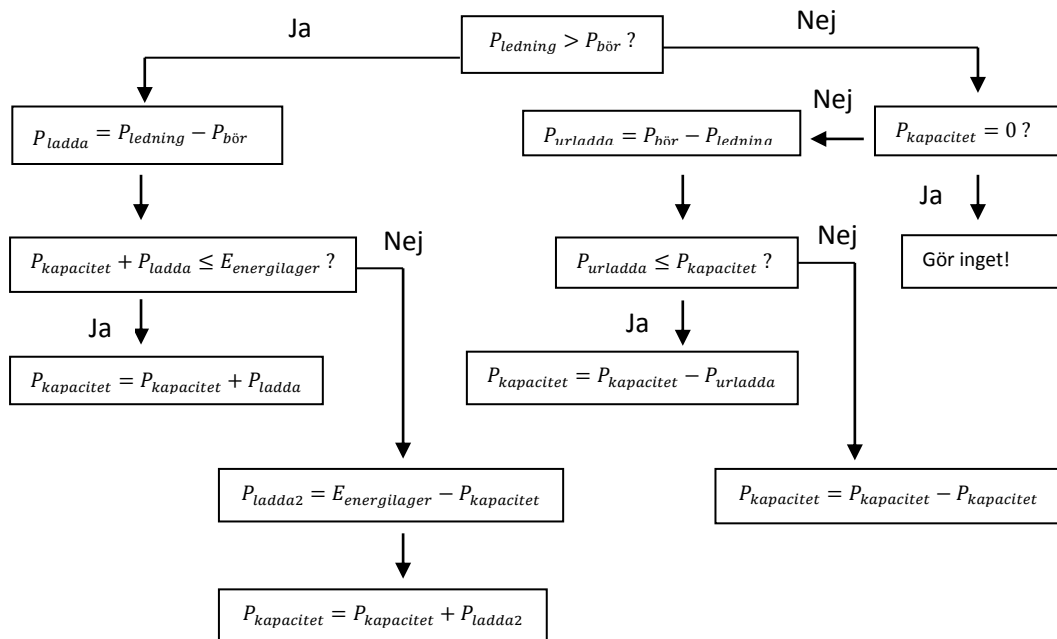
Fall 1: Ladda all effekt som överstiger 35 MW.

Fall 2: Ladda all effekt som överstiger 30 MW.

Fall 3: Ladda all effekt som överstiger 20 MW.

Fall 4: Ladda all effekt som överstiger 10 MW.

I alla dessa simuleringsfall avses den aktiva effekten i ledningen som finns mellan Köping och Borgholm, se figur 4.1. Detta motsvarar alltså börvärdet för denna ledning. Flödesschemat som visas i figur 4.4 gäller för de simuleringar där en begränsning har satts på energin för energilagret.



Figur 4.4: Flödesschema för energilagret i simulering.

De olika parametrarnas betydelse från flödesschemat i figur 4.4 ges nedan:

$P_{ledning}$ = Effekt i ledning mellan Köping och Borgholm

$P_{bör}$ = Börvärde för effekt i ledning mellan Köping och Borgholm

P_{ladda} = Den effekt som energilagret skall laddas med, d.v.s. effekt som är över börvärdet

$P_{kapacitet}$ = Variabel som har koll på energilagrets energi efter varje simulering

$E_{energilager}$ = Maximal energi för energilagret

P_{ladda2} = Den effekt som energilagret laddas med, detta görs för att försäkra att den maximala energin för energilagret inte överstigs.

$P_{urladda}$ = Den effekt som energilagret skall urladdas med

5. Resultat

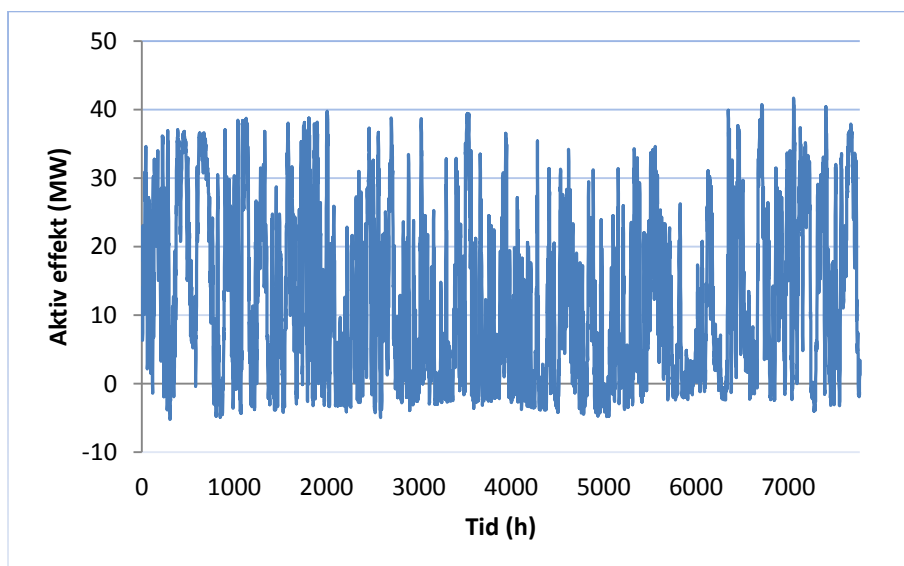
I detta kapitel presenteras resultat från simuleringarna gällande aktiv effekt och förluster i ledningar. En jämförelse görs mellan ett initialfall och olika fall då energilagrar är med under simuleringarna. För varje fall har maximal effekt och energi för energilagret erhållits. Även besparingen i förlustkostnader per år och investeringskostnaden för de olika fallen ges.

5.1. Simuleringar

Inget energilagrar under simulering

Först gjordes simuleringar utan energilagrar i nätmodellen. Detta gav en överblick över hur den aktiva effekten i ledningen mellan Köping och Borgholm varierar under året och som kan ses i figur 5.1. Det kan observeras att effekten varierar som mest från cirka -5 MW till 41,7 MW. Motiveringen till att ledningen mellan Köping och Borgholm har valts är att ett högt effektlöde passerar här och simuleringarna har visat att störst potential att reducera förlusterna var att ha ett energilagrar anslutet till Köping stationen. Läsaren kanske undrar vad positivt respektive negativt värde innebär, för att tydliggöra det så har riktningen för effektlödet markerats i figur 4.1, så positivt värde på effektlödet motsvaras av att effekten överförs söderut i riktning mot Linsänkan och det motsatta gäller för negativt värde.

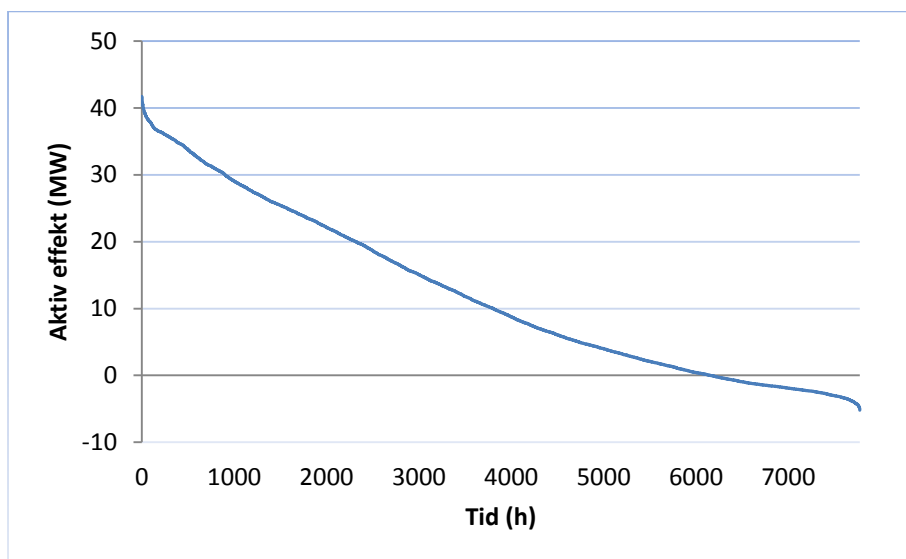
Genom att studera denna figur så har olika simuleringsfall bestämts för att göras med energilagrar. Efter ett antal simuleringar med låga värden på effekt och energi för energilagret så kunde det konstateras att det behövdes mer kapacitet för energilagret, både när det gäller effekt och energi. T.ex. en låg kapacitet på energi innebär att energilagret fylldes snabbt och fick stå oanvänt för det mesta. När det gäller maximal effekt för energilagret så kunde det även här konstateras att för lite effektkapacitet (enstaka MW) gav liten förlustreduktion.



Figur 5.1: Aktiv effekt under tidsperioden januari till november 2014 i ledningen mellan Köping och Borgholm.

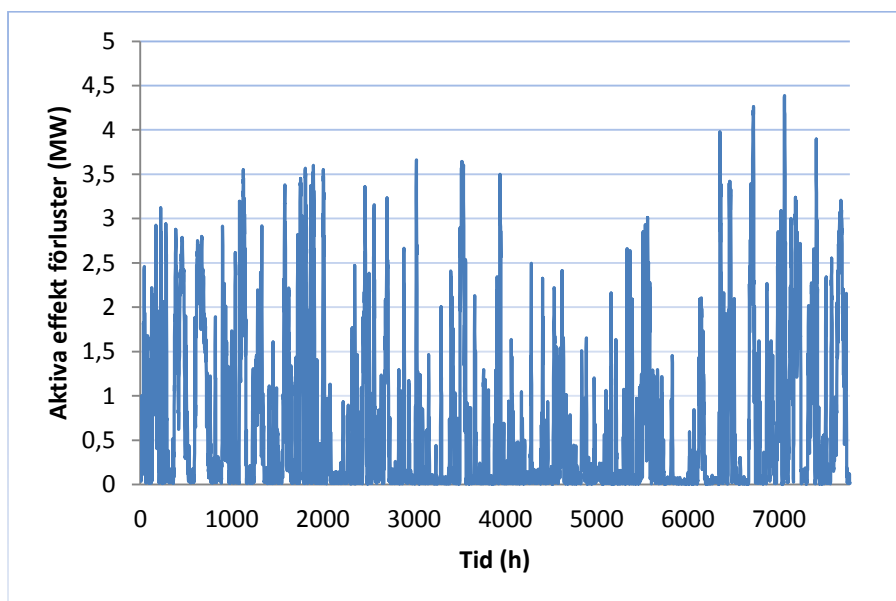
Figur 5.2 nedan är en varaktighetskurva som visar hur ofta olika värden på den aktiva effekten förekommer. För att erhålla denna figur så sorterades effektvärdena i figur 5.1 från största till minsta värdet. När det gäller energilagring så kan figur 5.2 ge en bra bild av hur mycket som egentligen

behöver lagras. Som ett enkelt exempel, säg att det finns intresse att lagra all effekt som är över 30 MW. Det kan observeras att ca 900 värden är över 30 MW och på ett ungefär så bildas en triangel mellan 30 och 40 MW i figuren. Enkelt räknat så blir det att 4500 MWh behöver lagras (Observera, i detta förenklade exempel tas inte hänsyn till att batteriet urladdas).



Figur 5.2: Varaktighetskurva (eng. duration curve) för aktiv effekt i ledningen mellan Köping och Borgholm under ca 11 månader.

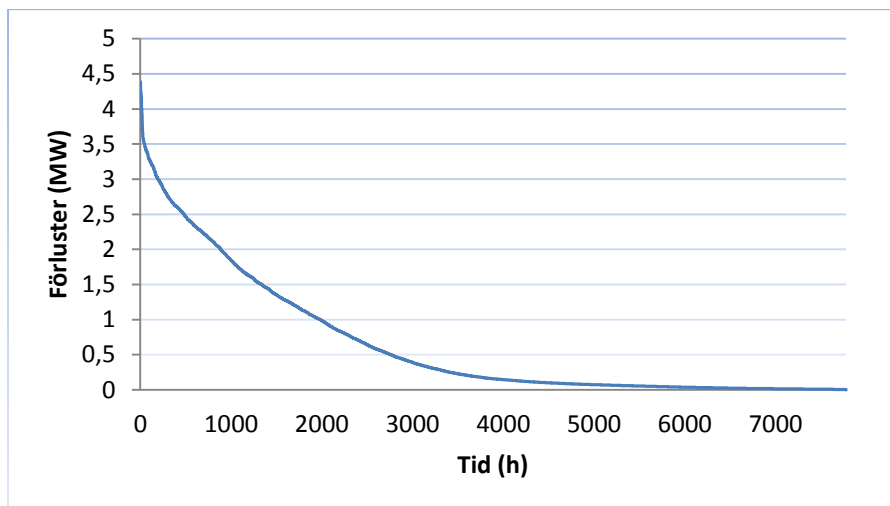
På liknande vis har summan av förlusterna för varje timvärde i dem ledningar som finns i södra delen av Ölands nät plottats under året. Det som kan utläsas här är den maximala förlusten, som kan ses i figur 5.3 och den är ca 4,4 MW. Ytterligare information som kan utläsas ur figuren är t.ex. att det sker många gånger under året där förlusterna är över 2 MW, sedan kan man också observera när under året förlusterna är som störst. Förlusttoppen ligger mot slutet av oktober.



Figur 5.3: Summan av de aktiva förlusterna i ledningarna nära Linsänkan för varje timvärde under tidsperioden januari till november 2014.

I figur 5.4 visas en varaktighetskurva över förlusten i ledningarna, här kan observeras hur stora förlusterna är och hur ofta de förekommer. Som ett exempel kan tas att vid ca 900 timmar så är den totala förlusten i ledningarna lika med eller större än 2 MW. För förluster på 1 MW eller högre så förekommer det i ca 1900 timmar. Energin för de totala förlusterna ges av ytan under varaktighetskurvan, d.v.s. tidsintegralen av förlusteffekten vilket kan beräknas genom att summera alla timvärden på de aktiva förlusterna.

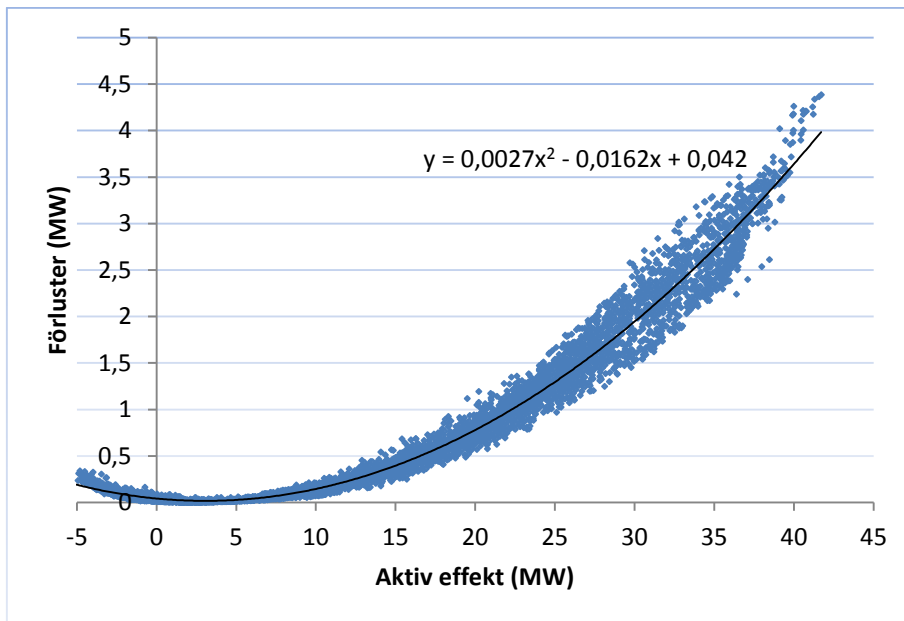
I avsnittet om ledningsförluster tidigare i rapporten så nämndes att för att minska förlusterna på Ölands elnät, så är en möjlighet att reducera effektflödet genom ledningarna. Det innebär att de höga förlusttopparna kapas och detta skulle resultera i att ledningarna inte riskerar att bli överbelastade. Det kan inses av ekvation 2.2 att om strömmen halveras så minskas förlusten i ledningen med en faktor 4. Då effekten i ledningen är strömmen gånger spänningen för ledningen (se ekvation 2.1) och att spänningen nästan är konstant vid normal drift så är en möjlighet att reducera strömflödet i ledningen genom att reducera effekten genom den. Detta skulle t.ex. kunna göras med ett energilager och på så sätt reducera förlusterna.



Figur 5.4: Varaktighetskurva över de aktiva förluster som förekommer i ledningarna i södra delen av nätet.

Ytterligare en figur ges där effekten för varje timme i ledningen mellan Köping och Borgholm plottas mot summan av förlusterna i varje ledning och för varje timme i den södra delen av nätet, se figur 5.5. Ledningarna som avses när det gäller förlusterna är alltså de som går mellan stationerna Köping - Borgholm, Borgholm - Linsänkan (2 ledningar här), Köping - Linsänkan (2 ledningar även här) och en ledning från fördelningsstationen till Högsrum, se nätmodell i figur 4.1.

En liknande figur har getts tidigare i rapporten, skillnaden är att i den figuren (figur 2.3) så har förlusten plottats mot effekten för En och samma ledning, medan i figuren nedan så har summan av förlusterna i flera ledningar plottats mot effekten i En ledning (Köping - Borgholm). Det kan ses hur spridda punkterna är och en linje har anpassats till dessa, i någon form så ökar förlusterna även i detta fall kvadratisk med effekten i ledningen. Punkternas spridning är inte en överraskning då summan av förlusterna i flera ledningar för varje timme plottas mot effekten i en ledning för varje timme.



Figur 5.5: Summan av förlusterna för ledningarna i södra delen av Ölands nät plottad mot effekten i ledningen mellan Köping och Borgholm för varje timme. En anpassad kurva till punkterna kan också ses.

Energilager med i simulering

I tabell 5.1 visas en kort sammanfattning om villkoren under de olika simuleringfallen. För fall 2 har simuleringar gjorts både med och utan begränsning på energin för energilagret. I fallen med begränsad energi för energilagret så har energin satts till 150, 100 respektive 50 MWh. Annars är förutsättningarna samma som i fallet då energin är obegränsad.

Tabell 5.1: Förutsättningar i de olika simuleringfallen.

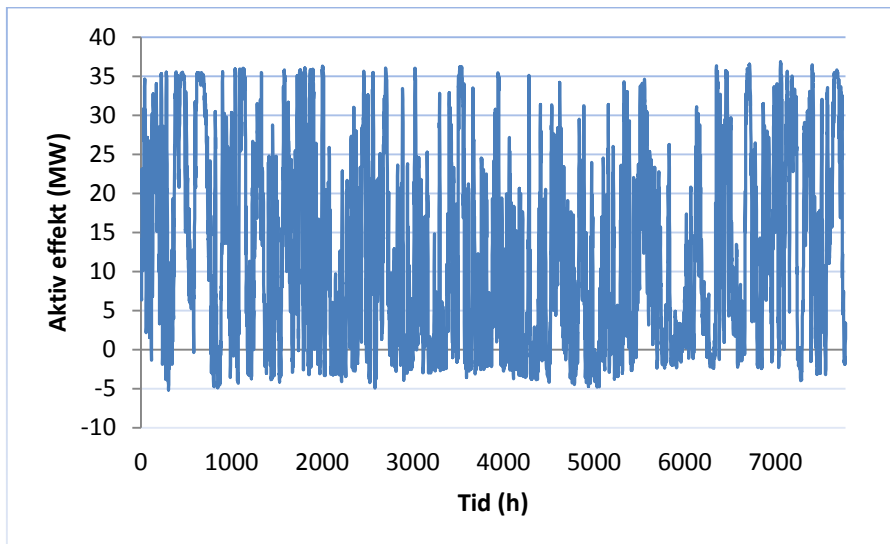
Simuleringar	Börvärde i kraftledning (MW)	Batteri energi (MWh)	
		Obegränsad	Begränsad
Fall 1	35	✓	
Fall 2	30	✓	150
			100
			50
Fall 3	20	✓	
Fall 4	10	✓	

Fall 1

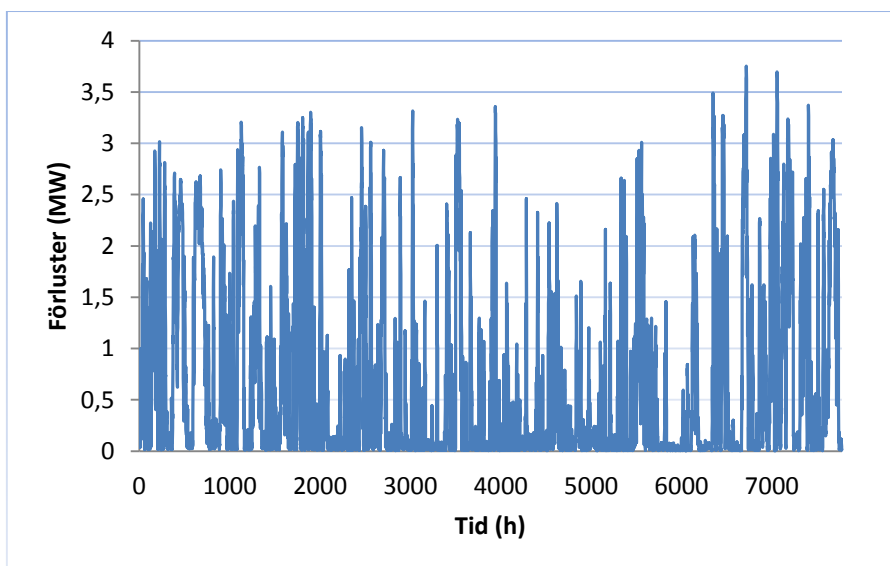
För första fallet har villkoren satts så att energilagret laddas när effekten i ledningen överstiger 35 MW och urladdas när den är under 35 MW, syftet med detta var att hålla effekten i ledningen på 35 MW. T.ex. om effekten i ledningen är 32 MW så urladdas batteriet med 3 MW om det finns tillräckligt med energi eller med den energi som är kvar för att ledningens effekt skall bli 35 MW. Figur 5.6 visar som väntat att det inte går att hålla effekten på 35 MW då batteriet inte har tillräckligt mycket energi. Det kan också observeras att effekten i ledningen inte hamnar på 35 MW trots att energilagret har lagrat resten av den effekt som är över 35 MW.

Syftet med att simulera på detta sätt är att kunna uppskatta hur mycket energi som behöver lagras om ett visst börvärde väljs i den ledning där energilagret är anslutet.

Figur 5.7 visar hur förlusterna i ledningarna varierar över året, jämförs denna figur med figur 5.3 som är fallet utan energilagret så kan observeras att maximala förlusten som var ca 4.4 MW är nu 3,75 MW vilket motsvaras att förlusten reducerats med drygt 14 procent. Denna förlustminskning är väntad i och med att effekten i ledningen också har minskat.



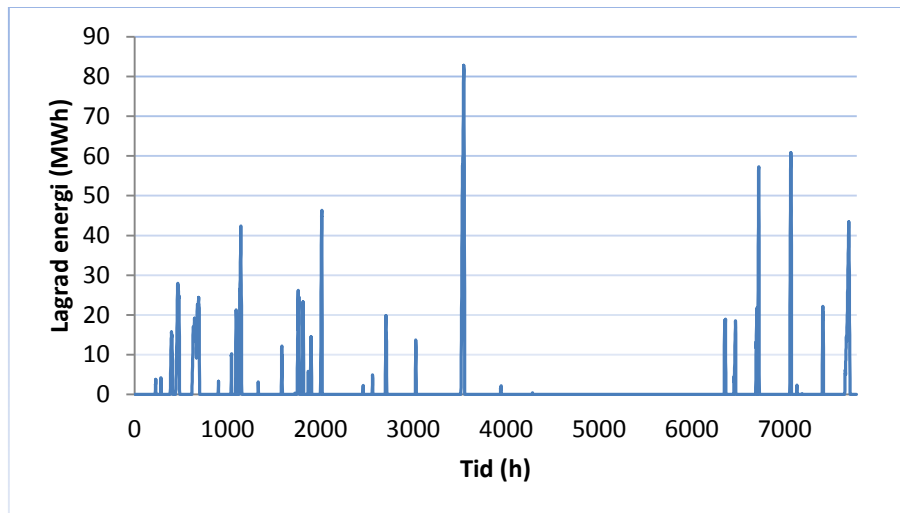
Figur 5.6: Effekt i ledning efter energilagring.



Figur 5.7: Summan av förlusterna i de olika ledningarna per timme.

För att hålla reda hur mycket energi som lagras i batteriet så användes en variabel som efter varje simulering visar hur mycket energi batteriet har. I figur 5.8 kan ses hur energin i batteriet varierar över tiden. Den högsta toppen motsvaras av maximal energi som ett energilagret behöver ha för att kunna ta hand om alla effekttoppar som överstiger 35 MW. Skulle ett batteri dimensioneras på detta vis så hade resultatet varit att den fylls en enda gång under året, vilket inte är rimligt och det är dessutom väldigt dyrt med ett batteri som har energi 83 MWh. Det kan också observeras när i tiden

denna topp ligger (efter ungefär 3500 h) vilket är i slutet av april. Den högsta toppen motsvaras alltså av att många värden på effekten varit över 35 MW och därmed har batteriet laddats till denna nivå.

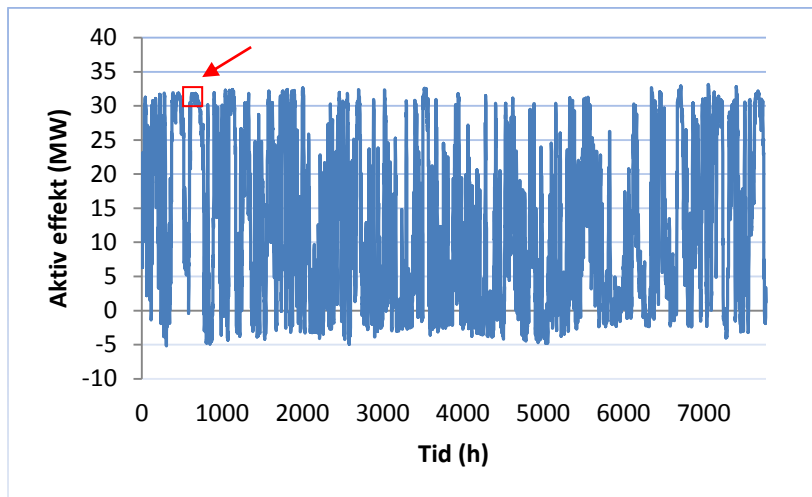


Figur 5.8: Energin för energilagret har plottats för varje timvärde, energitoppen visar maximal nödvändig energi för ett energilagret.

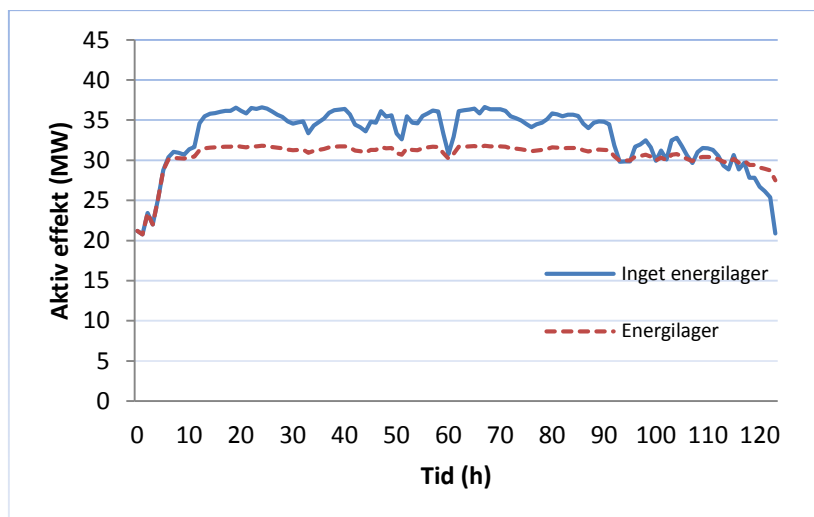
Fall 2

I detta fall skulle börvärdet i ledningen vara 30 MW och på samma sätt som i fall 1 så är ärvärdet inte lika med börvärdet, se figur 5.9. Dock kan ses att effektflödet reducerats en hel del, jämför med fallet då energilagret inte är med under simuleringen vilket kan ses i figur 5.1. Markeringen i figuren är den längsta effekttoppen som är över 30 MW under året, denna effekttopp har zoomats in och kan ses i figur 5.10. I denna figur visas effekten före och efter lagring.

Figur 5.10 ger en del information, för det första så är den en långvarig effekttopp på cirka 100 timmar, vilket förklarar den höga andel energi som energilagret behöver för att kunna hantera denna topp. Det andra som kan ses i figuren är hur energilagret reducerat effekten genom ledningen, dock inte ner till 30 MW som man kanske väntat sig i första hand. Ytterligare två observationer kan göras i denna figur, för de första timmarna i serien kan ses att effekten har samma värde både utan och med energilagret, detta är en indikation att batteriet inte har lagrat någon energi än och kan därmed inte bidra med någon effekt till nätet. Den andra observationen gäller för de sista timmarna i serien, här kan ses hur effekten är högre med energilagret än utan, detta visar att energilagret har energi och kan bidra med effekt för att ledningen skall nå sitt börvärde.

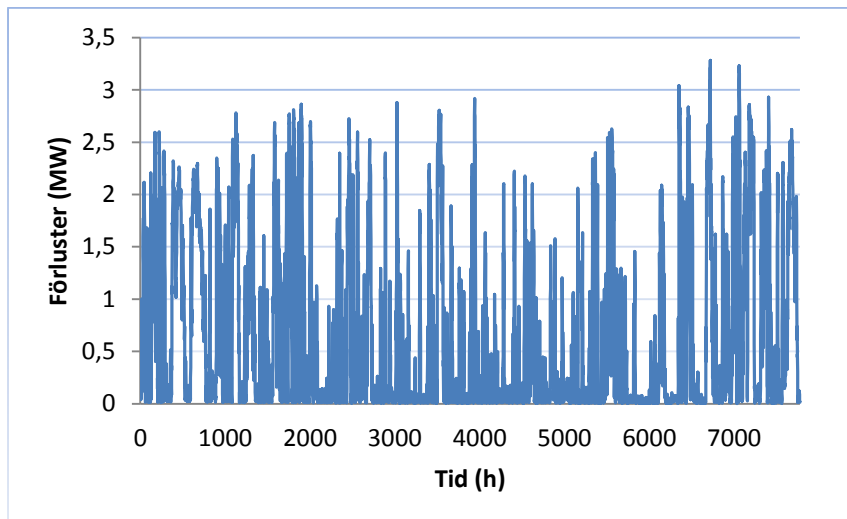


Figur 5.9: Aktiv effekt i ledningen efter lagring.

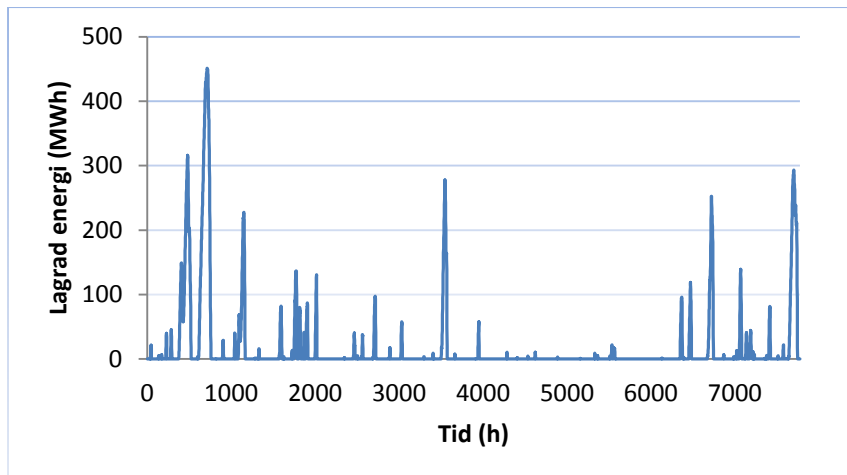


Figur 5.10: Det här är den längsta effekttoppen under året och det har zoomats in för att kunna observera tydligare hur det ser ut efter att energilagret har laddat de effektvärden som är över 30 MW i ledning.

Förlusterna har plottats i figur 5.11 då energilagret har laddats för effekten över 30 MW, jämförs det med basfallet och fall 1 så kan observeras att den maximala förlusttoppen har sänkts ytterligare, till cirka 3,3 MW vilket motsvarar en minskning på drygt 25 procent jämfört med basfallet. Om batteriet har tillräckligt med kapacitet, d.v.s. att den har laddats och har tillräckligt med energi så kan den även öka förlusterna för fallen då effekten är under börvärdet, vilket är naturligt då batteriet urladdas och därmed ökar effektflödet i ledningarna.



Figur 5.11: Förlust i ledningar efter energilagring under året.



Figur 5.12: Här visas hur energin varierar under året för energilagret.

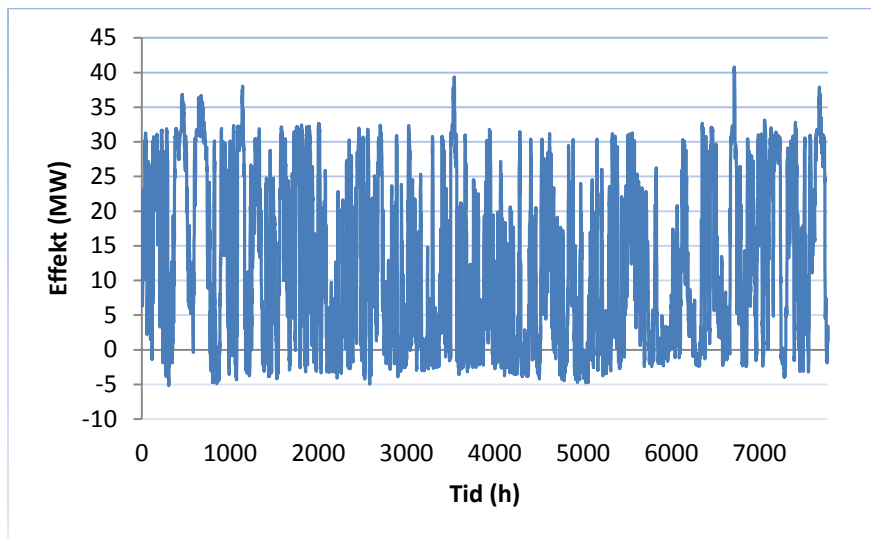
På samma vis som i fall 1 har energin för energilagret plottats då börvärdet i ledningen skall vara 30 MW. Den högsta energitoppen i figur 5.12 är ca 451 MWh, det är denna energi som behövs för att kunna hantera den effekttoppen som visats i figur 5.10. Kan också nämnas att denna effekttopp skedde i slutet av januari år 2014.

När det gäller hur energilagret skall dimensioneras för effekt och energi så är frågan om det är optimalt att installera ett energilagret som skall laddas helt endast en gång under året och därefter ha en outnyttjad kapacitet. Därför har ytterligare tre simuleringar gjorts där energin i batteriet har begränsats och resultatet presenteras nedan.

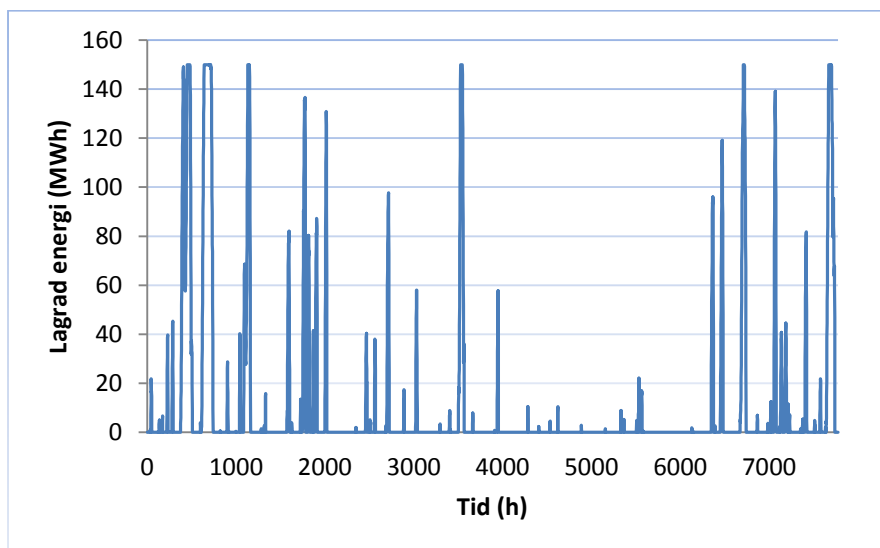
Begränsad energi på energilagret, 150 MWh

Två figurer visas nedan, den ena är hur effekten varierar och den andra är energin på energilagret under året. I figur 5.13 kan ses hur energilagret för det mesta kan hantera de effektvärden som är över 30 MW, dem effekttoppar som tydligt ses i figuren är indikation på att energilagret har laddats till full kapacitet och därmed är inte energilagret aktivt tills det åter har urladdats. Detta bekräftas av figur 5.14, här kan observeras att energilagret har laddats fullt ett antal gånger och kan därför inte

hantera alla effekttoppar. Tittar man noggrant på båda figurerna så kan man observera att de effekttoppar som inte har hanterats av energilagret ligger i samma tid som när energilagret är fulladdat.



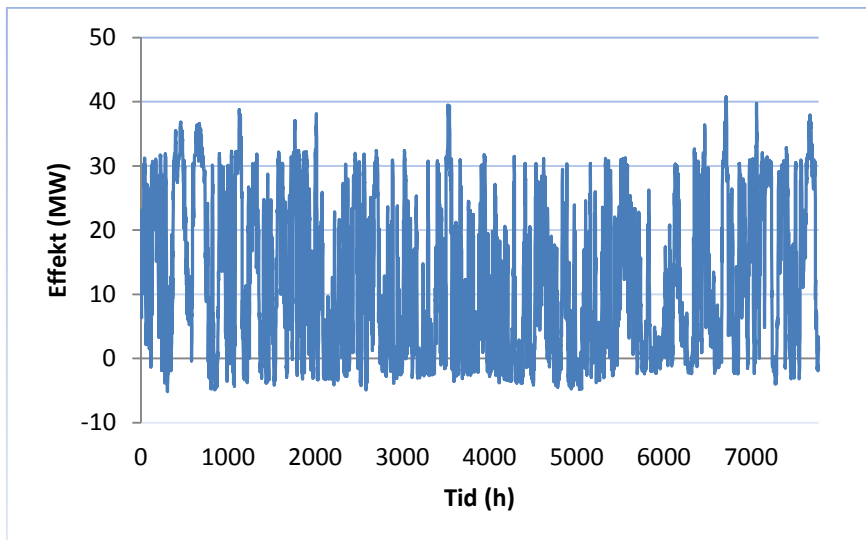
Figur 5.13: Effekten i ledningen plottad i det fall då begränsning på energi har satts på energilagret.



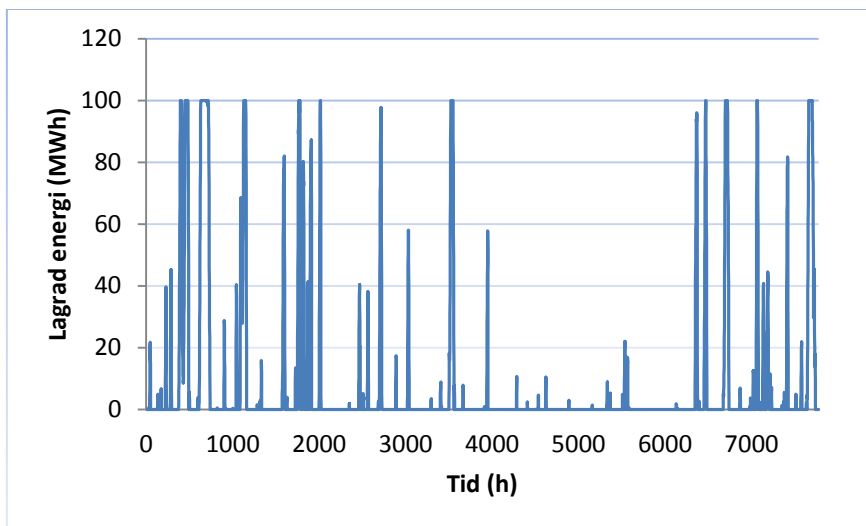
Figur 5.14: Energin för energilagret för varje timme.

Begränsad energi på energilager, 100 MWh

På samma vis som i föregående fall så har effekten i ledningen och energin för energilagret plottats i figur 5.15 respektive figur 5.16. Skillnaden här är att energilagrets energi i detta fall har begränsats till 100 MWh. Eftersom energilagret i detta fall har mindre energi så innebär det också att det kommer kunna hantera färre effektvärden och att förlusterna kommer öka i ledningarna. Det blir ju högre förluster i ledningar då effekten genom dem ökar.



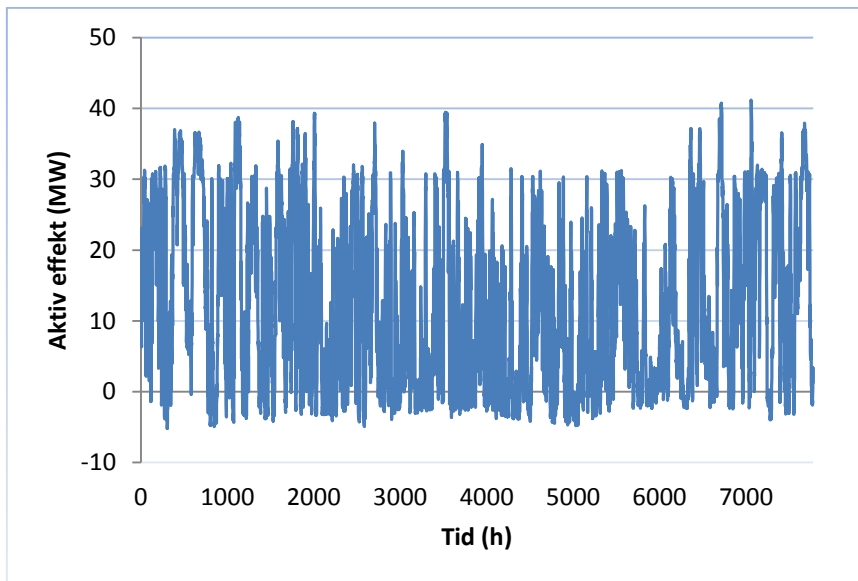
Figur 5.15: Effekten plottad för varje timme då energin på energilagret har begränsats till 100 MWh.



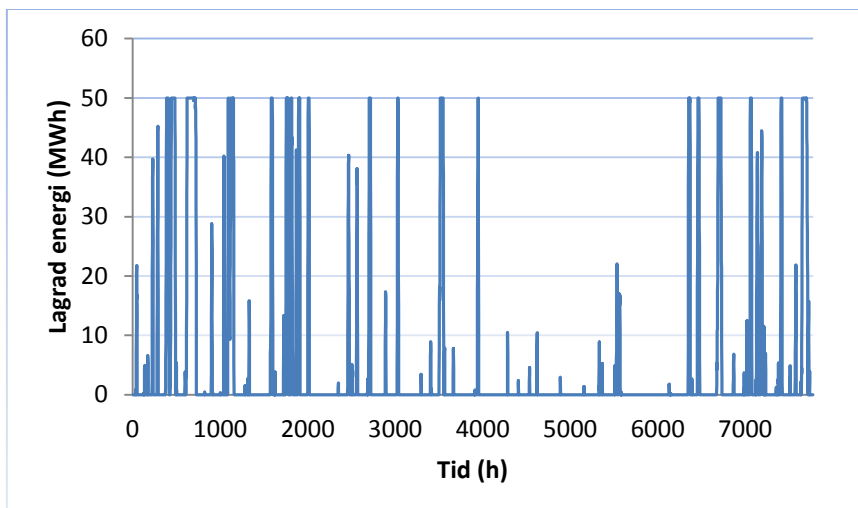
Figur 5.16: Energilagrets energi har plottats här för varje timme och det kan ses att batteriet laddas till full kapacitet, vilket är 100 MWh för detta fall.

Begränsad energi på energilager, 50 MWh

Precis som i föregående två fall där energilagret har en begränsad energi så har även detta fall, dock med ännu mindre energi simulerats, resultaten kan ses i figur 5.17 och 5.18. Det kan konstateras att ju längre ner vi går i energi desto oftare blir energilagret fulladdat och därmed kan det ta hand om mindre effektvärden som är över börvärdet. Detta innebär i sin tur att förlusterna i ledningarna ökar.



Figur 5.17: Aktiv effekt i ledningen där ett energilagrer med energin 50 MWh har använts.

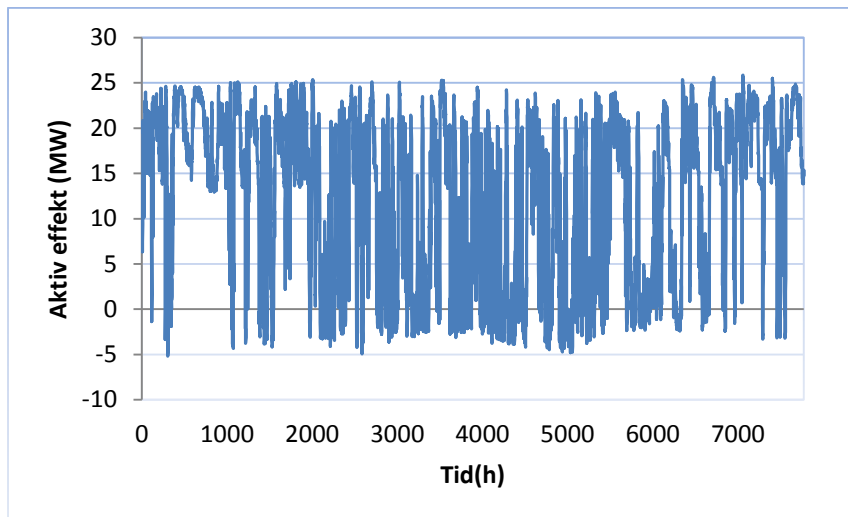


Figur 5.18: Energilagrets energi för varje timme kan ses här, det kan observeras att energilagret blir fulladdat flera gånger.

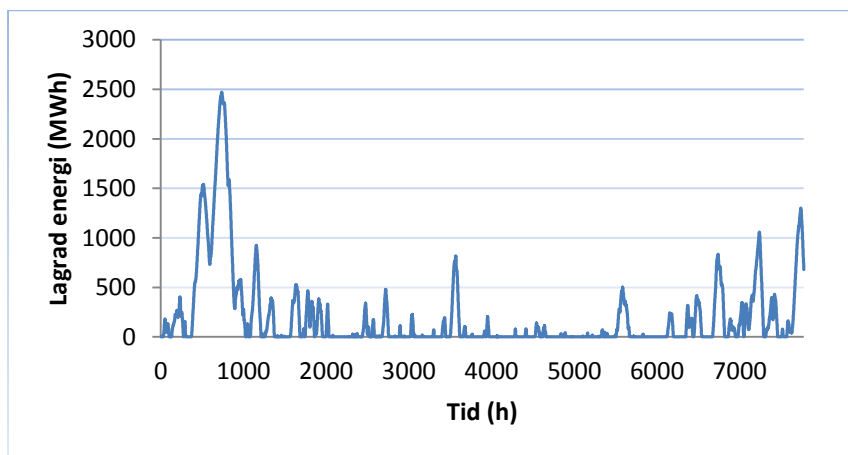
Fall 3

Resultaten för fallet då börvärdet på effekten i ledningen skulle vara 20 MW visas i figur 5.19 och 5.20. Första figuren bekräftar ytterligare att effekten i ledningen inte blir lika med börvärdet och anledningen till det är att det sker en effektbalans i nätet. T.ex. bara för att batteriet laddas med 10 MW för en viss timme innebär inte att värdet på effekten i ledningen mellan Köping och Borgholm minskar med 10 MW, utan med något mindre värde vilket kommer visas senare i rapporten.

I figur 5.20 kan observeras den stora mängd energi som energilagret behöver ha för denna simulering. Ju lägre börvärde vi sitter på effekten desto mer energi krävs för energilagret och detta är förknippat med höga kostnader, speciellt om energilagringstekniken är batterier.



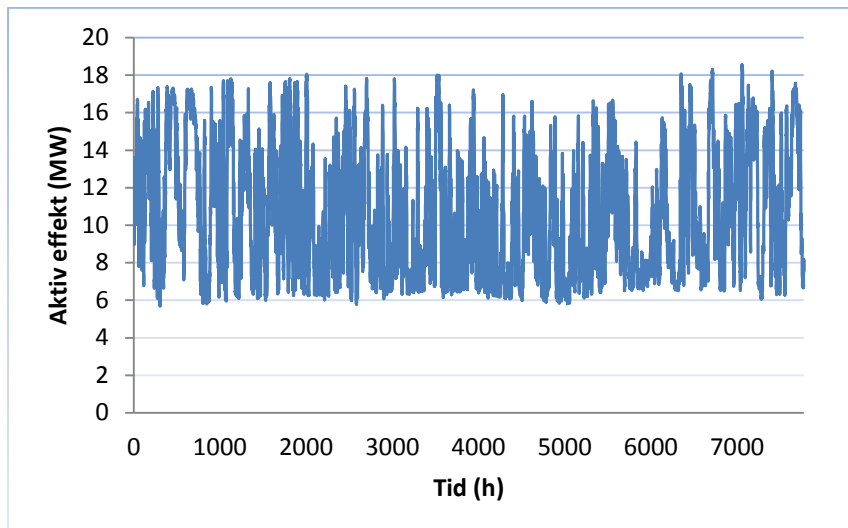
Figur 5.19: Effekt i ledning efter lagring.



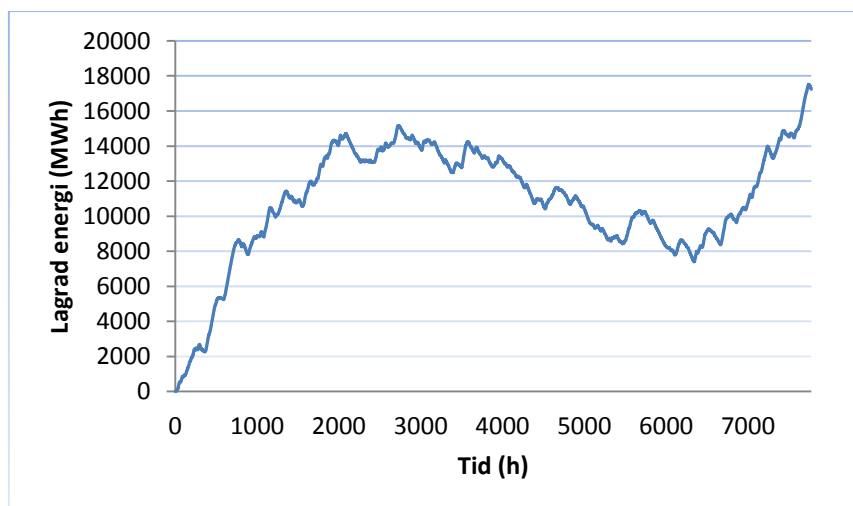
Figur 5.20: Den högsta energitoppen motsvarar maximal energi som behövs för energilagret i detta fall.

Fall 4

Detta fall visar tydligt hur det sker en effektbalans i nätet, vilket kan ses i figur 5.21. I första hand hade man förväntat sig att effekten i ledningen skulle vara som börvärdet, men så är inte fallet. Figur 5.22 bekräftar att det inte är rimligt att ha ett börvärde i ledningen på 10 MW då ett energilager aldrig hinner urladdas helt. Anledningen till det är att summan av de effektvärden som är över 10 MW är högre än de som är under detta värde.



Figur 5.21: Effekt i ledning med energilager i nätet.



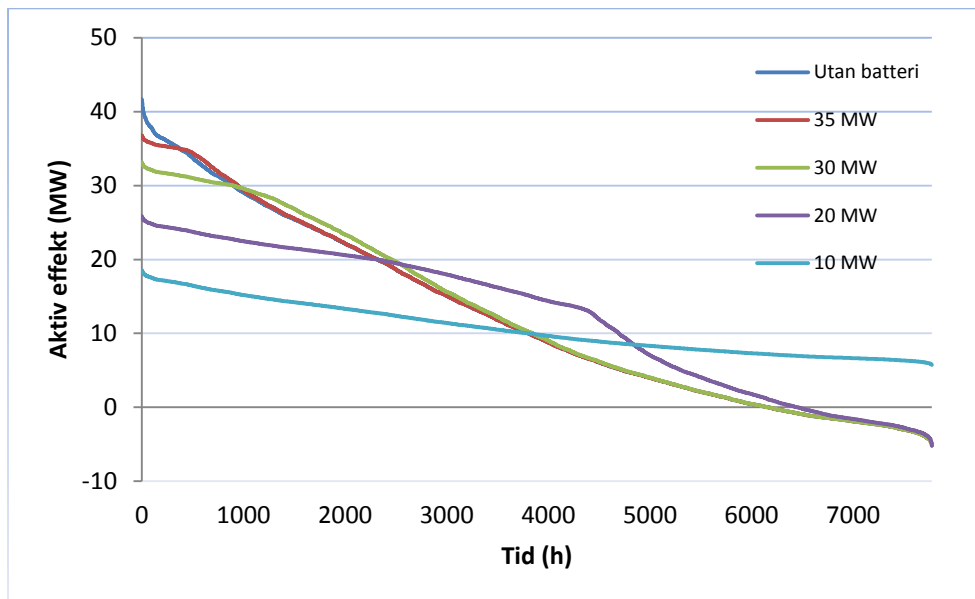
Figur 5.22: Energilagrets energi plottad per timme, det kan ses att energilagret aldrig urladdas helt.

Varaktighetskurva för fallen utan begränsning på energi för energilagret

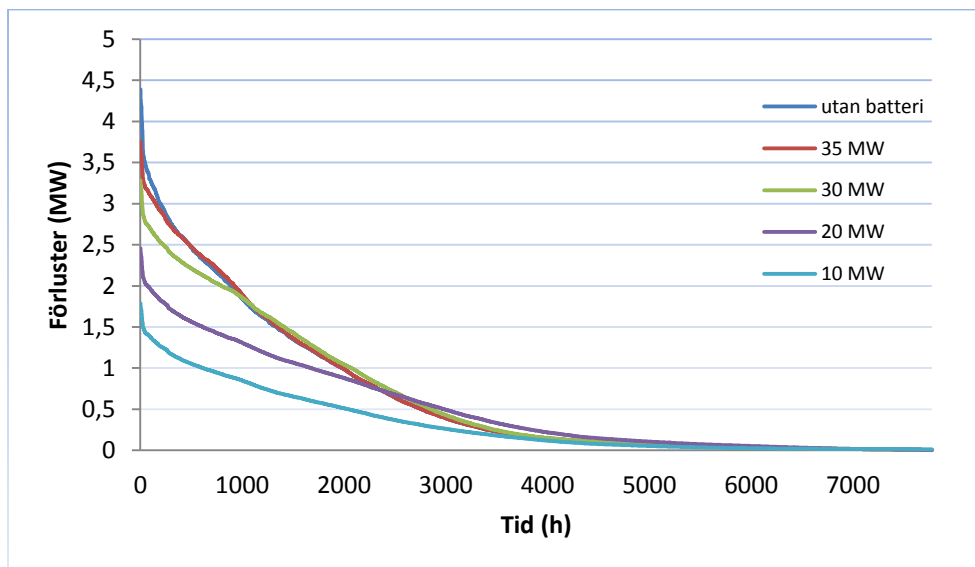
För att sammanfatta de simuleringsfall där energilagret inte har någon begränsning på maximal energi så har två figurer plottats, där varaktighetskurvor för varje fall finns med. I figur 5.23 visas varaktighetskurvor för effekten i ledningen för olika börvärden. Tolkningen av denna figur är följande, för de olika börvärdena så har den maximala effekten i ledningen reducerats för respektive fall. Speciellt för effekt värden som är över 30 MW kan det vara önskvärt att kunna reducera dessa värden om det finns risk att nätet kan överbelastas. Det kan också observeras att effektfördelningen har förändrats, t.ex. för fallet när börvärdet skulle vara 20 MW så har de värden som är under detta värde ökat i jämförelse med basfallet.

I figur 5.24 kan det ses hur förlusterna reduceras allt mer för lägre effekt på börvärdet i ledningen vilket är naturligt då effektförflödet i ledningarna minskar. För de fall då batteriet urladdas och beroende på hur mycket det urladdas så ökar förlusterna i ledningarna. Detta kan t.ex. observeras då varaktighetskurvan för börvärdet 20 MW är ovanför varaktighetskurvan för basfallet (utan batteri).

Då den totala förlustenergin motsvaras av ytan som är under varaktighetskurvan så vore det önskvärt att ha det energilagret som skall ladda de effektvärden i ledningen som överstiger 10 MW. Men som tidigare resultat visar så innebär det att mycket energi krävs för energilagret.



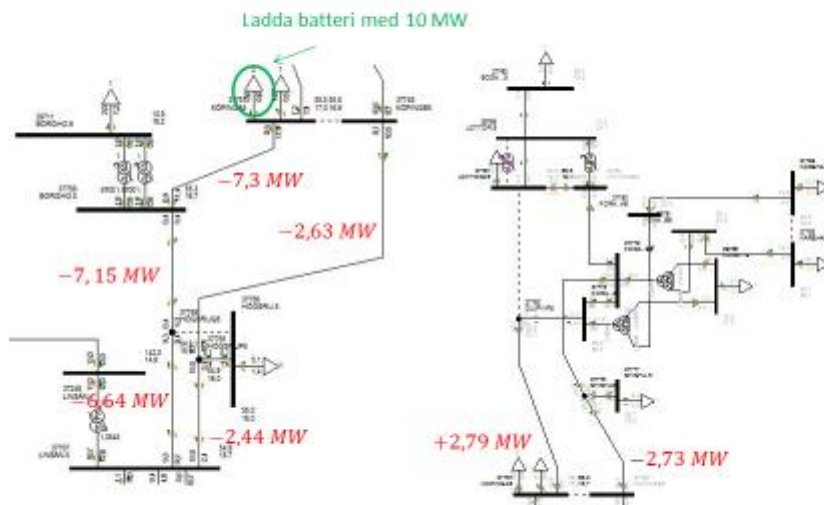
Figur 5.23: Varaktighetskurva för aktiv effekt för de fall då ingen begränsning på energi sätts för batteri.



Figur 5.24: Varaktighetskurva för totala förluster i ledningarna för de fall då ingen energibegränsning har satts på batteriet.

Energilagrets påverkan på effektflödet i ledningarna

Fullständiga simuleringar har också gjorts för att studera hur övriga ledningar i nätet påverkas när energilagret laddas och därmed bekräfta den effektbalans som sker i nätet. Villkoret sattes så att energilagret skulle ladda med 10 MW så fort effekten i ledningen var över 30 MW. Det som jämfördes var det högsta effektvärdet i ledningen då energilagret inte var med och sedan därefter då energilagret var med och skulle laddas med 10 MW, se figur 5.25.



Figur 5.25: Hur effektflödet i ledningarna påverkas av att energilagret laddas för en viss timme.

5.1.1. Aktiva förluster, förlustreduktion och kostnader för energilagrar

I basfallet då inget energilagrar används presenteras de totala förlusterna som beräknas enligt ekvation 5.1 och kostnaden för de i tabell 5.2. Det pris per MWh som används i beräkningen är 500 kr. Observera att det är årliga förluster, dessutom då simuleringarna gäller för ca 11 månader så innebär det att förlusterna är något högre för hela året. Summan av förlusternas energi beräknas genom:

$$E_{förlust} = \sum P_{förlust,i} \quad (5.1)$$

Där:

$E_{förlust}$ = Totala energiförlusten

$P_{förlust,i}$ = Effektförlust för varje timme

Tabell 5.2. Aktiva förluster utan anslutet energilagrar som fås fram ur simuleringar och den totala kostnaden för dessa förluster.

Basfallet (inget batteri)	Totala aktiva förluster (MWh)	SEK/MWh	Total kostnad (kr)
	5030	Ex. 500	2 515 000

Inledningsvis antogs oändlig lagerkapacitet och hänsyn togs inte till att batteriet skulle urladdas, det här gjordes för att få en grov uppfattning över maximal energi som behövs. I nästa steg så togs hänsyn till att batteriet skulle urladdas, dock har inga begränsningar satts på maximal laddnings respektive urladdnings effekt för batteriet. Resultatet blev att batteriet både kunde laddas och

urladdas fullt, genom att plotta energin för batteriet så kunde den största energi som behövdes för energilagret i MWh avläsas.

En sammanfattning från simuleringarna där ingen begränsning har satts på energin för energilagret ges i tabell 5.3. I fallet då batteriet har en lagringskapacitet på 83 MWh så är förlustminskningen relativt liten. Men det som är positivt i detta fall är att de effekter som överskridit 35 MW har klippts och därmed så riskeras inte att alltför höga effekter går igenom ledningen. Ytterligare information som ges av tabell 5.3 är maximal effekt och energi för batteriet, förlustminskningen och totala kostnader har beräknats för varje fall. De beräkningar som gjorts för den totala kostnaden är baserade på litium jon priser som har getts i tabell 2.1 tidigare i rapporten.

Värt att notera är att resultaten för fallen då urladdning tas med är något optimistiska och i verkligheten skulle mer lagringskapacitet krävas för batterierna. Detta beror på att ingen maxgräns har satts för den maximala effekten som lagret kan ladda/urladda med under simuleringarna. Och baserat på den aktiva effekt som har fåtts från simuleringarna så skulle det innebära att batteriet kan ha maximal effekt på 40 MW.

Tabell 5.3: Nödvändig effekt och energi för batteriet har bestämts genom simuleringar. Förlustminskningen i MWh och hur mycket pengar som kan sparas i förlustkostnader visas också. Total kostnad ges för varje fall.

Börvärde i ledning(MW)	Effekt batteri (MW)	Energi batteri (MWh)	Förlustminskning (MWh)	Sparat (SEK)	Kostnad (milj. EUR)
Inget batteri	0	0	0	0	0,26/år
35	40	83	16, (0,3 %)	8000	49,5
30	35	451	155, (3,1 %)	77 500	241,6
20	25	2472	1044, (20,8 %)	522 000	1300
10	32	17507	2561, (50,9 %)	1 280 500	9180

Det fanns också intresse att för fall 2, d.v.s. fallet då börvärdet i ledningen skulle hållas på 30 MW, att simulera för ytterligare 3 fall då energin för energilagret begränsades. Det är inte effektivt att ett energilagret endast fylls en gång under ett år och dessutom skulle vara väldigt dyrt, därför jämförs förlustminskningen, besparingen och total kostnad för fallen då energilagret har fått begränsning på energin och fallet utan begränsning, se tabell 5.4. Det kan också ses att förlusterna ökar med lägre energi på energilagret. Men kostnaden för energilagret reduceras kraftigt.

De kostnader som presenteras i tabell 5.4 kan jämföras med den kostnad som skulle fås för att installera en kabel från norra Öland till fastlandet inklusive nätupppgraderingar. Denna kostnad uppskattades vara cirka 300 miljoner SEK [12].

En viktig faktor är att verkningsgraden för energilagret har varit 100 % i simuleringarna, så är inte fallet i verkligheten. Till exempel om ett batteri har verkningsgraden 90 % så innebär det att förlustreduktionen kommer bli 10 % mindre än vad som erhållits i resultaten som visas i tabell 5.3 och 5.4.

Tabell 5.4: Förlustminskningen för fallen med och utan begränsning på energi för batteriet då börvärdet i ledningen är 30 MW. Även kostnadsbesparingar för nätförluster och total kostnad för respektive fall presenteras.

Börvärde i ledning (MW)	Effekt batteri (MW)	Energi batteri (MWh)	Förlustminskning (MWh)	Sparat (SEK)	Kostnad (milj. EUR)
30	35	451	155	77 500	241,57
30	35	150	107	53 500	83,85
30	35	100	86	50 000	57,65
30	35	50	50	25 000	31,45

5.2. Beräkningar

Priser som använts i beräkningarna är tagna från tabell 2.1, där **150 EUR/kW** och **524 EUR/kWh** har använts. Detta är alltså det lägre priset för litium jon batteriet. Den totala kostnaden för de olika fallen beräknades enligt följande:

$$\text{Total kostnad} = \left(\frac{\text{EUR}}{\text{kW}}\right) * P_{\text{batteri}} + \left(\frac{\text{EUR}}{\text{kWh}}\right) * E_{\text{batteri}} \quad (5.2)$$

Där:

$$P_{\text{batteri}} = \text{Effekt för batteri}$$

$$E_{\text{batteri}} = \text{Energi för batteri}$$

Fall 1:

Storlek på batteri: 40 MW, 83 MWh → *Total kostnad* = 49,5 miljoner EUR

Fall 2:

Storlek på batteri: 35 MW, 451 MWh → *Total kostnad* = 241,6 miljoner EUR

Storlek på batteri: 35 MW, 150 MWh → *Total kostnad* = 83,85 miljoner EUR

Storlek på batteri: 35 MW, 100 MWh → *Total kostnad* = 57,65 miljoner EUR

Storlek på batteri: 35 MW, 50 MWh → *Total kostnad* = 31,45 miljoner EUR

Fall 3:

Storlek på batteri: 25 MW, 2472 MWh → *Total kostnad* = 1,3 miljarder EUR

Fall 4:

Storlek på batteri: 32 MW, 17507 MWh → *Total kostnad* = 9,18 miljarder EUR

6. Slutsatser och fortsatt arbete

Nedan ges slutsatser för detta examensarbete och även förslag till fortsatt arbete ges.

6. 1. Slutsatser

Utifrån litteraturstudie pekar utvecklingen på att det kommer vara många olika batterisorter som kommer användas i olika tillämpningar, vissa passar bättre t.ex. för energiapplikationer och andra bättre när det behövs hög effekt under kortare tid. Några av teknologierna har båda dessa egenskaper, t.ex. litium jon och natrium svavel och än så länge anses dessa vara populärast när det gäller energilagring i elnätet. Viktigaste anledningen är att de har hög effekt- och energitäthet. Många av batteriteknologierna har också självurladdning, detta är viktigt att ta hänsyn till speciellt i de sammanhang då man vill lagra energi under en längre tid.

Effektflödet genom ledningarna i Köping har höga värden, t.ex. som högst upp till 41 MW. Ett batteri med låg maximal energi reducerar få av effektopparna, speciellt om ett lägre börvärde väljs i ledningen mellan Köping och Borgholm. Det är lätt hänt att effekten är hög under många timmar i följd, det kan ju blåsa många timmar eller kanske t.o.m. dagar i streck. Ett energilagring med låg energi innebär alltså att det fylls snabbt till full kapacitet och får sedan vara inaktivt tills det blåser mindre och kan urladdas. Mer önskvärt hade varit att effekten varierade mer kring börvärdet så att energilagret kunde laddas och urladdas oftare och därmed jämna ut den effekt som produceras från vindkraftverken. Från simuleringsfall 1 och 2 så kan det observeras att effekten inte reduceras ner till börvärdet. Detta beror på att nätet kompenserar för den effekt som energilagret laddar. Det fungerar på samma vis då energilagret urladdas.

Placering av batteriet har valts på en sådan strategisk plats för att kunna avlasta nätet från höga effektoppar. I samband med detta så reduceras också förlusterna genom ledningarna. Det är i dessa ledningar där den producerade effekten från norra Öland överförs och kan bli så hög att en inskränkning av vind produktion måste göras. Än så länge har det inte varit något behov att göra detta, men med de framtidsplaner på utökad vind produktion i Öland som finns så kan det hända att vind produktionen behöver styras ner fler gånger under året för att inte riskera att överskrida kapaciteten i ledningarna. Med anledning av detta kan det vara värt att tänka på en investering som kan reducera effektopparna, vilket kan innebära att uppgraderingar och/eller kabelutbyggnad i elnätet kan skjutas upp.

Gällande **batteridimensioneringen** så kan slutsatsen dras att värden på den lagrade energin trots att det redan är mycket, är något optimistiska. Det beror främst på två faktorer, den ena är att ingen begränsning har satts på maximal effekt och innebär att batteriet kan laddas med ca 7 MW och urladdas med upp till 40 MW. Den andra faktorn är att verkningsgraden för batteriet inte tagits med i simuleringarna, vilket innebär att också för detta fall så skulle det krävas mer lagrad energi. Om t.ex. verkningsgraden för någon energilagringsteknik skulle vara 90 % så innebär det att de erhållna resultaten för batteridimensioneringen skulle öka med 10 % (i fall 1 med 8,3 MWh → 91,3 MWh).

Styrningen av energilagret hade kunnat göras annorlunda, t.ex. så kunde villkoren när energilagret urladdas vara så att urladdning sker då effektflödet är lågt. Som exempel kan ges att energilagret hade kunnat urladdas då effekten i ledningen var mellan 10 och 20 MW under simuleringsfall 1 och 2.

Men detta skulle resultera i att energibehovet för energilagret skulle vara högre än vad som fåtts ur simuleringarna.

När det gäller reducering av förluster i ledningarna i fallstudien så är det svårt att minska de med ett småskaligt batteri, det är för att effekten i ledningen är väldigt hög och ett energilager med låg effekt gör inte så stor skillnad. Så alltså behövs ett energilager med hög effekt för att kunna reducera de höga förlusttopparna. Ur resultaten från de olika simuleringfallen så kan det observeras att **förlustreduktionen** i ledningarna är liten då batteriet laddas för de högre bör- värdena i ledningen (fall 1 och 2). En fördel är dock att höga effekttoppar reduceras vilket kan vara önskvärt om man inte vill riskera att ledningar överbelastas. Och för de lägre bör- värdena i ledningen så halveras förlusterna (fall 4) men priset på det är att energilagret är orimligt stort och det är mycket svårt att motivera en investering med tanke på de höga kostnader det skulle innebära. Då verkningsgraden för energilagret i simuleringarna har varit 100 % så innebär det att förlustreduktionen som har erhållits för de olika simuleringfallen hade blivit mindre med ett energilager som t.ex. har verkningsgraden 90 %. Som ett exempel kan tas fall 2 där förlustreduktionen är 155 MWh, med en verkningsgrad på 90 % för energilagret så hade förlustreduktionen minskat med 10 % (15,5 MWh).

Då det krävs batterier eller annan lagringsteknik med en energi mellan 50 - 450 MWh och antagligen behöva effekten 5 - 10 MW och med tanke på de priser som råder i dagsläget, trots att de förväntas sjunka så skulle en investering i energilager i denna storleksordning vara mycket dyr. Och med det befintliga styrsystemet som finns och som hittills inte behövt användas för att styra ner vind produktionen så är det bästa alternativet för E.ON elnät att köra nätet på Öland så som man gör idag (ur ett ekonomiskt perspektiv). Det bör dock finnas i åtanke med de framtidsplaner som finns på utökad förnyelsebar produktion såsom vind- och solkraft, att effektlödet i ledningarna kommer öka ytterligare och att ledningarna kommer köras ännu närmre sin maxkapacitet. Används styrsystemet ofta för att minska vind produktionen så innebär det en förlust för E.ON vind. Kanske kan de tänkas vara intresserade av att vara en del av en energilagring- investering om detta skulle ske. Värt att fundera på är dock hur ofta man kan tillåta att vind produktionen styrs ner, tanken med vindkraft är ju att det skall producera så mycket så möjligt.

6.2. Fortsatt arbete

Förslag till fortsatt arbete är:

- Reglera så att den aktiva effekten i ledningen efter att energilagret har laddats/urladdats hamnar på önskad nivå. Detta kan göras genom iteration i Python- koden. Hade denna form av iteration gjorts i simuleringarna så hade det inneburit ännu högre energi för energilagret än de erhållna resultaten.
- Andra förslaget handlar om att energilagret kan reglera reaktiv effekt, vilket kan användas för att påverka så att den aktiva effekten i ledningen hamnar på en önskad nivå. Detta kan undersökas närmre för att undvika att alltför hög energi behövs för energilagret.
- Placera energilagret på en annan station i simuleringssmodellen. T.ex. i Kårehamn för att utvärdera hur mycket förlusterna kan reduceras. Också här kan liknande metod som används i detta arbete användas för att bestämma effekt och energi för energilagret.
- Ett batteri eller flera batterier utspridda?
- Undersöka hur spänningskvalitén påverkas med ett energilager anslutet.

Referenser

- [1] Hansson, K. Olsson S. (2014). Micro-generation in local power grids - Balancing intermittency with energy storage and demand response. Lund: Lunds Universitet.
- [2] Beaudin, M., Zareipour, H, Schellenberg, A., Rosehart, W. (2015). Energy Storage for Mitigating the Variability of Renewable Electricity Sources. Pengwei, D. and Ning, L., Energy Storage for Smart Grids – Planning and Optimization for Renewable and Variable Energy Resources, 1-27. Calgary: Academic Press.
- [3] Zhao H., Wu Q. (2014). Review of energy storage system for wind power integration support, Applied Energy 137, s.545-553.
- [4] Larsson, Ö. Benjamin Ståhl, B. (2012). Lösningar på Lager - Energilagringstekniken och framtidens hållbara energiförsörjning. Vinnova.
- [5] Castillo, A., Gayme, D., F. (2014). Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: A survey, Energy Conversion and Management 87, s.885-894.
- [6] Kempener, R., Borden, E. (2015). Battery storage for renewables: Market status and technology outlook, International Renewable Energy Agency (IRENA).
- [7] Hille, C., Gödde M., Potratz, F. (2013). Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland- Marktanalyse und Bewertung, P3 energy.
- [8] Intern källa. (februari 2015). E.ON Innovation Center- Storage. Essen, Tyskland.
- [9] Hille, C. (2013). How to lower grid expansion costs in distribution grids, P3 energy and storage GmbH.
- [10] Alpman, M. "http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/energi/article2500713.ece", 2010-11-03. [Online]. [Använd 2014-11-21].
- [11] Borg, P. (2012). Förstudie energilager anslutet till vindkraft, rapport 12:44, ELFORSK.
- [12] Ahlrot, C., E.ON. (september 2014). Öland power grid (PowerPoint).
- [13] Ahlrot, C., E.ON. (oktober 2014). Växjö, Sverige.

Bilaga

Python- kod

```
def main():
    print("Program started...")
    psspy.beginreport()

    fn1 = "oland_w2_data_2014.csv "
    (p, q) = read_csv(fn1,1)
    fn3 = "oland_w2_data_2014.csv"
    (p1, q1) = read_csv(fn3,3)
    fn4 = "oland_w2_data_2014.csv"
    (p2, q2) = read_csv(fn4,5)
    fn5 = "oland_w2_data_2014.csv"
    (p3, q3) = read_csv(fn5,7)
    fn6 = "oland_w2_data_2014.csv"
    (p4, q4) = read_csv(fn6,9)
    fn7 = "oland_w2_data_2014.csv"
    (p5, q5) = read_csv(fn7,11)
    fn8 = "oland_w2_data_2014.csv"
    (p6, q6) = read_csv(fn8,13)
    fn9 = "oland_w2_data_2014.csv"
    (p7, q7) = read_csv(fn9,15)
    fn10 = "oland_w2_data_2014.csv"
    (p8, q8) = read_csv(fn10,17)

    print p
    print len(p)

    psspy.fnsI([1,0,0,1,0,0,99,0])
    """"7776""""
    tss = range(7776)
    losses = []
    loss_KpgBhm = []
    powerOld = []
    powerNew = []
    capacity = []
    powerKpgHgr = []
    powerBhmHgr = []
    powerHgrLin = []
    powerHgrHgr = []
    powerKpgDjupv = []
    powerKpgStista = []
    powerHgrLin2 = []
```

```

""""variabel som hela tiden har koll på nuvarande energimängd""""
pKap = 0
""""Batteri effektkapacitet (MW)""""
battP = 0
""""Batteri energikapacitet (MWh)""""
battW = 50
rest = 0
pKpg = 0
for ts in tss:
    change_load(37762, '1', p[ts]/1000, q[ts]/1000)
    change_load(37761, '1', p1[ts]/1000, q1[ts]/1000)
    change_load(39756, '1', p2[ts]/1000, q2[ts]/1000)
    change_load(37792, '1', p3[ts]/1000, q3[ts]/1000)
    change_load(37793, '2', p4[ts]/1000, q4[ts]/1000)
    change_load(37777, '1', p5[ts]/1000, q5[ts]/1000)
    change_load(37757, '1', p6[ts]/1000, q6[ts]/1000)
    change_load(37756, '1', p7[ts]/1000, q7[ts]/1000)
    change_load(39711, '1', p8[ts]/1000, q8[ts]/1000)
    change_load(37757, '2', 0, 0)
    psspy.fnsl([1,0,0,1,0,0,99,0])
    ierr, rval8 = psspy.brnmsc(37757,37758,'1','P')

    pKpg = rval8
    limit = 30
    if pKpg > limit:
        """"Här skall batteriet laddas""""
        rest = pKpg - limit
        if (rest + pKap) <= battW:
            change_load(37757, '2', rest, 0)
            pKap = pKap + rest
        else:
            rest2 = battW - pKap
            change_load(37757, '2', rest2, 0)
            pKap = pKap + rest2
    else:
        if pKap <= 0:
            change_load(37757, '2', 0, 0)
        else:
            discharge = limit - pKpg
            if discharge <= pKap:
                change_load(37757, '2', -discharge, 0)
                pKap = pKap - discharge
            else:
                change_load(37757, '2', -pKap, 0)
                pKap = pKap - pKap

```

""""Nu är batteriet urladdat""""

```
psspy.fnsl([1,0,0,1,0,0,99,0])
ierr, rval1 = psspy.brnmsc(37757,37758,'1','PLOS')
ierr, rval2 = psspy.brnmsc(37759,37758,'1','PLOS')
ierr, rval3 = psspy.brnmsc(37759,37707,'1','PLOS')
ierr, rval4 = psspy.brnmsc(37755,37748,'1','PLOS')
ierr, rval5 = psspy.brnmsc(37755,37707,'1','PLOS')
ierr, rval6 = psspy.brnmsc(37755,37756,'1','PLOS')
rval = rval1 + rval2 + rval3 + rval4 + rval5 + rval6
ierr, rval9 = psspy.brnmsc(37757,37758,'1','P')
ierr, rval10 = psspy.brnmsc(37748,37755,'1','P')
ierr, rval11 = psspy.brnmsc(37758,37759,'1','P')
ierr, rval12 = psspy.brnmsc(37755,37707,'1','P')
ierr, rval13 = psspy.brnmsc(37755,37756,'1','P')
ierr, rval14 = psspy.brnmsc(37759,37707,'1','P')
ierr, rval15 = psspy.brnmsc(37780,37757,'1','P')
ierr, rval16 = psspy.brnmsc(37776,37748,'1','P')
```

```
capacity.append(pKap)
losses.append(rval)
"""" Obs! Förlust Bhm-Hgr """"
loss_KpgBhm.append(rval2)
powerOld.append(rval8)
powerNew.append(rval9)
powerKpgHgr.append(rval10)
powerBhmHgr.append(rval11)
powerHgrLin.append(rval12)
powerHgrHgr.append(rval13)
powerHgrLin2.append(rval14)
powerKpgDjupv.append(rval15)
powerKpgStista.append(rval16)
```

```
fn2 = "losses.csv"
fn11 = "powerOld.csv"
fn13 = "capacity.csv"
fn14 = "powerNew.csv"
fn15 = "powerKpgHgr.csv"
fn16 = "loss_KpgBhm.csv"
fn17 = "powerBhmHgr.csv"
fn18 = "powerHgrLin.csv"
fn19 = "powerHgrHgr.csv"
fn20 = "powerHgrLin2.csv"
fn21 = "powerKpgDjupv.csv"
fn22 = "powerKpgStista.csv"
```

```

write_csv(fn2, losses)
write_csv(fn11, powerOld)
write_csv(fn13, capacity)
write_csv(fn14, powerNew)
write_csv(fn15, powerKpgHgr)
write_csv(fn16, loss_KpgBhm)
write_csv(fn17, powerBhmHgr)
write_csv(fn18, powerHgrLin)
write_csv(fn19, powerHgrHgr)
write_csv(fn20, powerHgrLin2)
write_csv(fn21, powerKpgDjupv)
write_csv(fn22, powerKpgStista)
print("Program finished...")

def change_load(bus, lid, p, q):
    """ change load data at bus"""
    ierr = psspy.load_chng_4(bus, lid, realar1=p, realar2=q)
    return ierr

def read_csv(fn, column):
    """ read data from csv file """
    fh = open(fn, 'r')
    fls = fh.readlines()
    fh.close()

    data = []
    for fl in fls:
        data.append(fl.split(';'))

    data = zip(*data)
    p = [float(x.replace(',', '.')) for x in data[column][1:8761]]
    q = [float(x.replace(',', '.')) for x in data[column+1][1:8761]]

    return (p, q)

def write_csv(fn, data):
    """ write data to csv file """
    data_list = [(str(x).replace('.', ',') + '\n') for x in data]

    fh = open(fn, 'w')
    fh.writelines(data_list)
    fh.close()

if __name__ == "__main__":
    main()

```