

Energilagring

En kunskapssammanställning om
energilagringstekniker
&
en fallstudie om energilagring i
ett flerbostadshus

Tobias Nilsson

Examensarbete 2016
Institutionen för Teknik och samhälle
Miljö- och Energisystem
Lunds Tekniska Högskola



LUNDS UNIVERSITET

Lunds Tekniska Högskola

Energilagring

En kunskapssammanställning om energilagringstekniker & en fallstudie om energilagring i ett flerbostadshus

Tobias Nilsson

Examensarbete

September 2016

Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA vid Lunds universitet Institutionen för teknik och samhälle Miljö- och energisystem Box 118 221 00 Lund Telefon: 046-222 00 00 Telefax: 046-222 86 44	Dokumentnamn
	Examensarbete
	Utgivningsdatum
	Författare
	Tobias Nilsson

Dokumenttitel och undertitel

Energilagring

En kunskapssammanställning om energilagringstekniker
&
en fallstudie om energilagring i ett flerbostadshus

Sammanfattning

Detta arbete har delats in i två delar. Den första delen handlar om olika energilagringstekniker. Den andra delen handlar om att lagra egenproducerad elenergi i ett flerbostadshus.

Syftet med första delen har varit att samla information om olika energilagringstekniker i en kunskapssammanställning genom att studera dess funktion, aktuella status och framtidsutsikter. Den andra delen har haft i syfte att undersöka vilken energilagringsteknik som i dagsläget är lämplig att använda i flerbostadshus samt undersöka om det är ekonomiskt lönsamt att lagra egenproducerad elenergi på kort eller lång sikt, det vill säga dygnsvis eller säsongvis.

Den första delen om energilagringstekniker bygger på en litteraturstudie. I den andra delen har en fallstudie genomförts för två olika fastigheter i stadsdelen Linero i staden Lund. Mätdata för soletproduktion har baserats på en lokal solcellsanläggning som ägs av Krafringen Energi AB. Mätdata för fastighetselanvändning bygger på riktiga mätvärden från respektive studerad fastighet. Vidare har den ekonomiska lönsamheten undersökts med payback-metoden, där den ekonomiska livslängden på 30 år styrs av en planerad solcellsanläggning.

Resultatet från kunskapssammanställningen om energilagringsteknikerna visar att energilagringsinstallationer ökar i elsystemet och att olika energilagringstekniker har olika förutsättningar och egenskaper. Med olika förutsättningar och egenskaper måste energilagringstekniken väljas utifrån tilltänkt applikationsområde.

Den mest lämpliga energilagringstekniken för ett flerbostadområde är för närvarande ett batterilager. Resultatet från fallstudien visar att ett säsongslager inte är ekonomiskt lönsamt med givna förutsättningar i detta arbete. Det kräver enligt känslighetsanalysen särskilda omständigheter för att säsonglagring ska uppnå ekonomisk lönsamhet. Resultatet att lagra el över dygnet är ekonomiskt lönsamt om kalkylräntan är 4,5 % eller lägre med givna förutsättningar i detta arbete. Dock krävs särskilda omständigheter enligt känslighetsanalysen om solceller med ett batterilager ska nå en högre lönsamhet än enbart solceller.

Sidomfång	Språk	ISRN
124	Svenska	1102-3651

Organisation, The document can be obtained through LUND UNIVERSITY Department of Technology and Society Environmental and Energy Systems Studies Box 118 SE - 221 00 Lund, Sweden Telephone: int+46 46-222 00 00 Telefax: int+46 46-222 86 44	Type of document
	Master thesis
	Date of issue
	Author
	Tobias Nilsson

Title and subtitle

Energy storage

A knowledge compilation about energy storage technologies
&
a case study in a multi-family residential

Abstract

This master thesis is divided into two parts. The first part deals with a general study of different energy storage systems. The second part deals with the possibility to store own-produced electricity from solar panels in a multifamily residential area.

The purpose of the first part was to collect information about different energy storage systems in a general study, and examine their different functions, current status and future prospects. The second part had the purpose to examine the most suitable energy storage method of today for a multifamily residential area and examine if daily or seasonal energy storage is economically profitable with a system of own-produced electricity.

The first part, the general study of energy storage is based on a literature study. The second part is based on a case study that included two multifamily houses in the district of Linero in the city of Lund. Data on the electricity production from solar panels was based on a solar panel system owned by Krafringen Energi AB. Data for the use of property electricity was based on real values from Krafringen's database. Furthermore, the examination of the economical profitability was based on the pay-back method, where the economic life expectancy of the planned solar panels was set to 30 years, which worked as a maximum limit of profitability of the pay-back method.

The result from the general study on energy storage systems shows that energy storage installations in the world seem to increase and different energy storage methods has different prerequisites and properties. With different prerequisites and properties, energy storage systems must be chosen from intended type of application.

The most suitable energy storage system of today for a multifamily residential is based on battery storage. The results from the case study show that seasonal storage is not economically profitable, with the assumptions made in this work. The sensitivity analysis shows that a seasonal storage is to be economically profitable; certain requirements need to be fulfilled. On the other hand, daily energy storage can be economically profitable if the imputed rate of interest is a maximum of 4,5 %, with the assumptions made in this work. However, the sensitivity analysis shows that the investment of solar panels and batteries only become more profitable than only investing in solar panels under certain circumstances.

Number of pages	Language	ISRN
124	Swedish	ISRN LUTFD2/TFEM-- 16/5117--SE + (1-133)

Förord

Varje bidrag av teknisk eller teoretisk lösning som kan minska användningen av fossila bränslen får ses som ett vunnet slag i en kamp mot att minska en förhöjd växthuseffekt.

Med ovan inledande stycke är min förhoppning att detta arbete ska vara mitt lilla strå till stacken för att främja en hållbar utveckling. Examensarbetet har utförts på Krafringens affärs och innovationsavdelning i ett samarbete med Miljö- och energisystem vid Institutionen Teknik och samhälle på LTH. Jag vill också passa på att tacka alla handledare som hjälpt mig under arbetets gång att fungera som bollplank för tankar och idéer samt korrekturläsare.

Stort tack till (utan inbördes rangordning)!

Karin Ericsson (handledare på LTH)

Liisa Fransson (handledare på Krafringen)

Håkan Skarrie (handledare på Krafringen)

Jonathan Hallinder (handledare på Krafringen)

Johannes Sporre (handledare på Krafringen)

Samt till alla andra som har hjälpt mig med frågor och funderingar.

Examinator: Max Åhman

Lund, 2016-08-25

Tobias Nilsson

Innehållsförteckning

1 Inledning	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte och frågeställningar	3
1.3 Disposition, material och metod	4
1.4 Avgränsningar	5
2 Sveriges elproduktion, solceller, elnät och variabla förnybara energikällor	6
2.1 Den svenska elproduktionen	6
2.2 Solceller	8
2.3 Det svenska elnätet.	10
3 Energilagring.	11
3.1 Vad är energilagring?	11
3.2 Energilagring i Sverige och i världen	12
3.3 Energilagringens nytta i elsystemet	13
4 Energilagringstekniker.	17
4.1 Mekanisk energilagring	18
4.1.1 Pumpvattenkraft.	18
4.1.2 Tryckluft (CAES)	20
4.1.3 Svänghjul	23
4.2 Elektrisk energilagring	26
4.2.1 SMES.	26
4.2.2 Superkondensatorer	28
4.3 Kemisk energilagring.	30
4.3.1 Vätgas.	30
4.4 Elektrokemisk energilagring (Batterier)	34

4.4.1	Avancerade blysyra-batterier	34
4.4.2	Flödesbatterier	36
4.4.3	Natrium-svavelbatterier	39
4.4.4	Litiumjon-batterier	42
4.5	Sammanställning av egenskaper.	45
4.6	Prognostiserad kostnad för batterier.	47
5	Lagra elenergi i ett flerbostadshus	48
6	Fallstudien på Linero	50
6.1	Bakgrund.	50
6.1.1	Projektet CiTYFiED	50
6.1.2	Stadsdelen Linero	51
6.2	Systembeskrivning av fallstudien	51
6.2.1	Linero idag (Scenario 1)	53
6.2.2	Linero med solceller (Scenario 2)	54
6.2.3	Linero med solceller och säsongslager (Scenario 3)	55
6.2.4	Solceller och dygnslagring (Scenario 4)	56
6.3	Teori	57
6.3.1	Ekonomi vid köp och försäljning av el	57
6.3.2	Säkringsnivå och elnätsabonnemang.	59
6.3.3	Mikroproduktion av el	60
6.3.4	Kalkylberäkningar	60
6.4	Process/Metod för fallstudien	64
6.4.1	Data	64
6.4.2	Beräkningar för batteri	65
7	Resultat och känslighetsanalys	66

7.1 Resultat och analys	66
7.1.1 Resultat referensfall (scenario 1)	66
7.1.2 Resultat Linero med solceller (scenario 2)	68
7.1.3 Resultat Linero med solceller och säsongslager (Scenario 3)	71
7.1.4 Resultat Linero med solceller och dygnslager(Scenario 4)	74
7.2 Känslighetsanalys	80
7.2.1 Elhandelspriset ökar och batteripriset sjunker (säsongslagring)	81
7.2.2 Högre lönsamhet för säsongslagrings-batteri än enbart solceller	82
7.2.3 Elhandelspriset ökar (dygnslagring)	82
7.2.4 Lägre batteripris (dygnslagring)	84
7.2.5 Ingen skattereduktion på försäljning av el (dygnslagring)	87
7.2.6 Högre elhandelspris och batteripriset 50 % av dagsläget (dygnslagring)	88
7.2.7 Under vilka förutsättningar når ett scenario med solceller med batteri högre lönsamhet än enbart solceller? (dygnslagring)	91
7.2.8 Hur påverkas lönsamheten om differensen mellan inköpspriset och försäljningspriset av el ökar?	92
8 Diskussion	94
8.1 Reflektioner över metoder och data	94
8.1.1 Elpris	94
8.1.2 Kalkylberäkningar	96
8.1.3 Pris på solceller och batteri.	97
8.1.4 Data.	98

8.1.5 Är batteripris och elhandelspris jämförbara?	99
8.2 Diskussion kring scenarierna och känslighetsanalysen	99
8.2.1 Solceller utan lagring (scenario 2)	99
8.2.2 Solceller med batteri för säsongslagring (scenario 3).	100
8.2.3 Solceller med batteri för dygnslagring (scenario 4)	102
9 Slutsatser.	105
10 Förslag på framtida arbete	107
11 Referenser	108

1 Inledning

1.1 Bakgrund

De senaste årens svenska elproduktionstrend, tyder på ett ökat inslag av variabel förnybar elproduktion (Energimyndigheten, 2015). Det är framförallt vindkraft som vuxit mest de senaste åren men även solkraft i form av solceller har ökat i popularitet både bland privatpersoner och hos företag (Lindahl, 2014). Bara i Sverige ökade vindkraftproduktionen med 45 % mellan år 2014 och år 2015, och utgör därmed cirka 12 % av Sveriges totala elproduktion (Energimyndigheten, 2015). Sveriges elproduktion från solceller utgör cirka 0,06 % eller drygt 0,1 TWh av Sveriges totala elproduktion (Energimyndigheten, 2015).

Elsystemet är i behov att vara i balans. Med balans menas att elproduktionen och elanvändningen måste vara lika vid varje tidpunkt. Detta ställer höga krav på elsystemet, framförallt på elproduktion och elnät (Svensk Energi, 2015). Vindkraft och solkraft präglas av att dess elproduktion inte är planerbar till skillnad från exempelvis ett kärnkraftverk. Att vindkraft och solkraft inte är planerbara energikällor beror på att dessa är väderberoende och varierar över tid. En större andel variabla förnybara energikällor kommer att innebära en stor påverkan på elsystemets utformning och egenskaper. Om inga åtgärder vidtas, kommer utvecklingen att resultera i försämrad robusthet i elsystemet i form av försämrad leveranssäkerhet och känslighet för störningar (SVK, 2015).

Vattenkraft är en utmärkt energikälla för att reglera en varierande elanvändning och elproduktion (Svensk Energi, 2016). Hittills har variabiliteten och osäkerheten i elsystemet främst varit kopplat till elanvändningen, i form av kända elanvändningsmönster (SVK, 2015). Lägre elanvändning på sommaren och nattetid är att nämna två. Det är utifrån denna variation och osäkerhet som nuvarande reglerförmåga varit dimensionerad. I Sverige består reglerförmågan huvudsakligen av vattenkraft, emellertid finns en osäkerhet kring utbyggnadspotentialen av vattenkraft för att kunna möta ytterligare variabilitet som exempelvis ett ökat inslag av vind- och solkraft medför (Svensk Energi, 2016).

En annan utmaning ligger i att Sveriges energisystem är en del av ett större energisystem med sina grannländer, vilket gör det svårt att betrakta Sveriges energisystem som isolerat. Danmark och Tyskland är de grannländer som satsat mest på variabla förnybara energikällor. Tyskland har som mål att

ställa om sin elproduktion och fasa ut all sin kärnkraft till år 2022, som ett led i det lagförbundna projektet Energiewende (Bayer, 2015). En del av kärnkraften kommer ersättas med variabla förnybara energikällor, vilket kommer att ytterligare att belasta de länder med vattenkraft i det nordiska energisystemet.

Kompletterande sätt till vattenkraft att möta framtidens variabla förnybara elproduktion har föreslagits, bland annat genom ökad efterfrågefleksibilitet och överföringskapacitet samt göra elnäten smartare (Bollen, 2010). Ytterligare förslag grundar sig i större utbredning av installerad vindkraft- och solkraftproduktionskapacitet i olika geografiska områden (Delucchi and Jacobson, 2011). Och till sist vad detta arbete kommer handla om, energilagring.

De senaste åren har energilagring uppmärksammats i en rad statligt tillsatta utredningar, exempelvis framkom det av utredningsgruppen Power Circle, att energilager kan bli en viktig del av framtidens energisystem (Hansson et al, 2014).

Från år 2014 till juni 2016 hade energikommissionen och IVA (Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien) ett samarbete att utreda framtidens energiförsörjning, vilket gav upphov till projektet "Vägval el". Området energilagring ansågs vara så intressant att en speciell delrapport om enbart energilagring släpptes i september år 2015 "Energilagring, teknik för lagring av el" (Nordling et al, 2015).

En studie från det amerikanska forskningsinstitutet EPRI (Electric Power Research Institute) i samarbete med DOE (Department of Energy) identifierade totalt 14 stycken nyttor som energilagring kan medföra till energisystemet (Akhil et al, 2013).

Det är inte bara vindkraft som ökat de senaste åren, även solkraft har ökat i form av installerade solceller. I en rapport från Energimyndigheten installerades år 2014 totalt 36,1 MWp (Megawatt-peak) solceller i Sverige, vilket nästan innebar en dubbling från år 2013, då 19,1 MWp installerades (Lindahl, 2014). I takt med ökat intresse av egenproducerad el från solceller har ett intresse för lokal energilagring väckts. Ett flertal stora företag har hakat på trenden av lokal energilagring, exempelvis har företag som Tesla, Mercedes och Nissan släppt energilagringssystem i syfte att lagra egenproducerad el.

Med detta som bakgrund har detta arbete som syfte att undersöka ett antal frågeställningar som rör elenergilagringstekniker i ett övergripande perspektiv och elenergilagring i flerbostadshus.

1.2 Syfte och frågeställningar

Syftet med detta arbete är att återge en uppdaterad kunskapssammanställning av dagens elenergilagringstekniker och vad som karakteriserar dessa. Vidare är syftet att undersöka vilket typ av elenergilager som skulle vara lämpligt att implementera i flerbostadshus med egenproducerad el av solceller. Slutligen ska ett ekonomiskt perspektiv presenteras baserat på en fallstudie. Syftet med det ekonomiska perspektivet är att undersöka om en solcellsanläggning och ett energilager är ekonomiskt lönsamt. Energilagringen och dess ekonomiska lönsamhet kommer att undersökas på lång och kort sikt. Vidare ska en känslighetsanalys ge en fingervisning hur ingående parametrar, såsom elhandelspris och batteripris påverkar resultatet. Fallstudie baseras på ett flerbostadsområde i en stadsdel i Lund.

Arbetet ska besvara följande frågeställningar.

1. Vilka tekniker finns tillgängliga att lagra el och vad som karakteriserar dessa?
2. Vilka/vilken av dessa energilagringstekniker är lämplig att använda i ett flerbostadshus, med egenproducerad el från solceller?
3. Är det ekonomiskt lönsamt lagra egenproducerad el på lång (säsongslagring) och kort (dygnslagring) sikt i ett flerbostadshus?
4. Hur påverkas den ekonomiska lönsamheten av parametrar såsom batteripris och elhandelspris?

1.3 Disposition, material och metod

Arbetet är uppdelat i två delar.

Första delen handlar om energilagringstekniker i ett övergripande perspektiv. En kort introduktion av närliggande områden presenteras för att få en känsla för hur elsystemet samverkar. Vidare kommer en rad olika energilagringstekniker presenteras. Syftet är att ge läsaren en övergripande kunskapssammanställning om energilagringstekniker. För den intresserade finns också möjlighet att göra en kunskapsdykning för varje enskild teknik i den tekniska beskrivningen.

Material litteraturstudien

- Litteraturstudien grundar sig på forskningsrapporter, tidskrifter, material på internet, till exempel fakta från myndigheter, företag och organisationer, nyheter och vetenskaplig information via databaser.

Den andra delen handlar om att undersöka möjligheten att lagra elenergi i flerbostadshus i staden Lund och bygger på en fallstudie. Idén bakom elenergilagringen grundar sig i ett pågående EU-projekt, där en av projektets delar har syftet att undersöka möjligheten att lagra lokalt producerad elenergi, primärt från solceller som ska installeras på hyresfastigheternas tak.

Material och metod fallstudien

- Mätdata från fastighetsel användningen.
- Mätdata från en solcellsanläggning som ägs av Krafringen Energi AB.
- Ekonomisk analys (payback-metoden), beskrivs mer i kapitel 6.3.4.
- Övrig information angående systembeskrivning, teori och metod beskrivs i kapitel 6.

1.4 Avgränsningar

I detta arbete behandlas ellagring och därmed inte värmelagring.

Fallstudien på Linero styrs av följande villkor.

- Elandvändningen utgörs enbart av fastighetsel.
- Varje hyreshus betraktas som en separat enhet, då sammankoppling av eventuella ellagringssystem strider mot koncessionsplikten.
- Som följd av ovanstående är solcellerna på respektive tak bundna till respektive hyreshus.
- Inga system över 255 kW kommer att betraktas.

2 Sveriges elproduktion, solceller, elnät och variabla förnybara energikällor

2.1 Den svenska elproduktionen

Den totala elproduktionen i Sverige år 2015 uppgick till 158 TWh (Energimyndigheten, 2016).

Elproduktionen i Sverige kan delas in i tre kategorier; baskraft, variabel elproduktion och reglerkraft. Baskraften är den elproduktion som ej påverkas av väder eller vind och producerar el kontinuerligt under årets alla timmar. I Sverige består baskraften huvudsakligen av vattenkraft och kärnkraft. År 2015 producerades cirka 74 TWh eller 47 % vattenkraft och cirka 54 TWh eller 34 % kärnkraft av Sveriges totala elproduktion. Under ett normalår producerar vattenkraften cirka 65 TWh, men detta kan avvika beroende på mängden nederbörd under året. Den bränslebaserade elproduktionen av förbränningskraftverk stod för 13 TWh under år 2015, vilket är något mer än föregående år (Svensk Energi, 2016). Baskraften får betraktas som den planerbara och mest stabila produktionskategorin, eftersom det är baskraften som garanterar att varje slutlig elanvändare dagligen har tillgång till el. Reglerkraften utgörs också av planerbara energikällor, främst är det energikällan vattenkraft som används som reglerkraft, men även förbränningskraftverk kan ibland användas, om än i begränsad utsträckning. Reglerkraften har som uppgift att tillföra elnätet el i den mån skillnader uppstår mellan utbud och efterfrågan. Reglerkraften tillgodoser därmed att elen upprätthåller god elkvalitet i elnätet. Förbränningskraftverken kan utöver reglerkraft användas till höglastkraft, vilket innebär att förbränningskraftverken startas vid perioder av extra hög efterfrågan av el. Slutligen består elproduktionen av den variabla förnybara kategorin, som betraktas som oplanerbara energikällor, då dessa är väderberoende. De energikällor som vanligen kategoriseras som variabel förnybar elproduktion är vindkraft, solkraft och vågkraft¹ (Svensk Energi, 2016). År 2015 producerade vindkraften 16,6 TWh, vilket var nytt produktionsrekord. Det motsvarar drygt 12 % av Sveriges totala elproduktion och innebar 45 % högre produktion än under år 2014.

¹ Vågkraft är inte lämpligt för svenska förhållanden, då Sverige saknar tillräckligt stora vågor under längre tid av året (Byman, 2015).

Solkraften slog också nytt rekord år 2015 med en total produktion 0,01 TWh eller cirka 0,1 % av Sveriges totala elproduktion (Energimyndigheten, 2016).

Förutom produktionskategorierna är det även viktigt att förstå förbrukningssidan, då dessa går hand i hand. I Sverige varierar behovet av el över dygnet och över årstiderna. Förbrukningen under dygnet brukar karakteriseras av befolkningens beteende och industrins aktivitet. Årstiderna, brukar normalt sett vara temperaturberoende med högre elförbrukning under vinterhalvåret och lägre under sommarhalvåret. Förbrukningsgraden påverkas även av antalet soltimmar. Under en sommardag med många soltimmar, är behovet av exempelvis belysning lägre än en mörk vinterdag.

Elproduktionskapaciteten måste alltid vara tillräckligt hög för att möta de tider eller omständigheter som än råder. Elproduktionskapaciteten får därmed aldrig understiga det maximala effektuttaget. Sverige har idag en totalt installerad produktionskapacitet på ca 40 000 MW, vilket kan jämföras med det högsta effektuttaget 2014 som inträffade den 13 januari klockan 16 – 17 och uppgick till 24 760 MW (Energimyndigheten, 2016). Vid första anblick kan det verka som den installerade effekten överstiger det maximala effektuttaget med råge, vilket det teoretiskt sett också gör, ändå kan effektsituationen bli ansträngd. Detta förklaras med att den totalt installerade effekten inte kan användas samtidigt (Energimyndigheten, 2016). Exempelvis är utnyttjandet begränsat av vattenkraftverk som ligger i samma vattendrag eller vindkraft som är beroende av var och hur mycket det blåser. Om effektuttaget skulle överstiga den installerade effekten, kallas det för effektbrist. Elenergibrist är nära besläktat med effektbrist, men ska inte förväxlas. Elenergibrist definieras som en långvarig situation där tillförseln av el inte kan möta det samlade behovet av el över tid. Effektbrist och elenergibrist, två viktiga och aktuella begrepp ur ett elförsörjningsperspektiv på nationell nivå. Med högre osäkerhet i produktionsprognoserna med högre andel variabla energikällor, finns en risk att dessa situationer blir fler, främst i fallet av effektbrist (SOU, 2014:84). Sammantaget består den svenska baskraften idag i huvudsak av de planerbara energikällorna kärnkraft och vattenkraft, men detta håller på och förändras i takt med större andel variabla förnybara energikällor. Detta ställer inte enbart krav på elproduktionen utan även transmissionen, vilket kan komma förändra framtidens elnät (Nordling et al, 2015).

2.2 Solceller

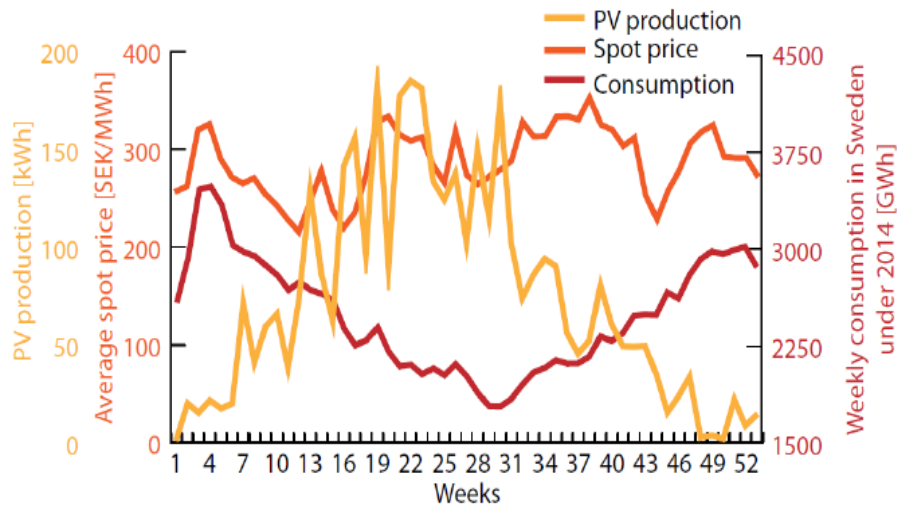
En solcell, eller fotovoltaisk cell, är en enhet som kan omvandla solljus direkt till elektricitet. Det sker genom fotoelektrisk effekt; ett halvledarmaterial (ofta kisel) har den inneboende egenskapen att frigöra elektroner när de träffas av fotoner. Frigörandet av elektroner skapar ett elektriskt fält i en extern krets till systemet. Varje cell genererar relativt låg spänning; spänningen kan ökas genom seriekoppling. På liknande sätt kan högre strömstyrka uppnås genom parallellkoppling (Ferry & Monoian, 2012).

De senaste åren har solcellsmarknaden vuxit kraftigt. Ur ett globalt perspektiv har solcellsmarknaden de senaste tio åren vuxit med 49 procent årligen (Lindahl, 2014).

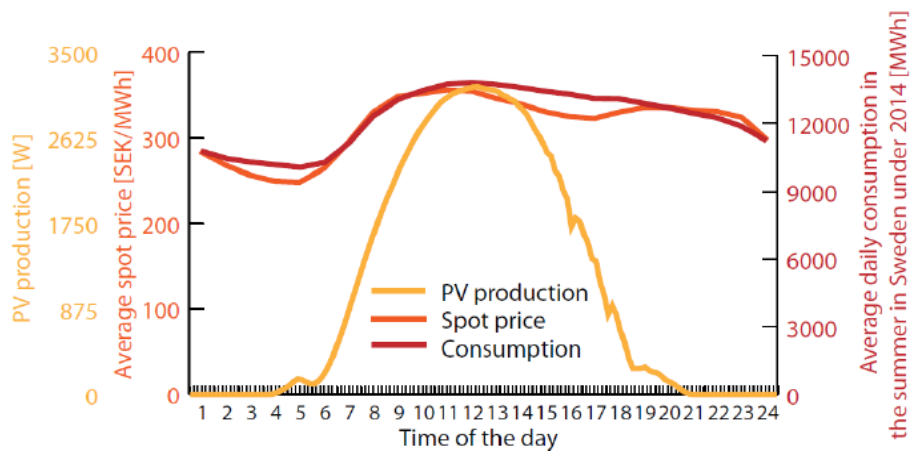
Sverige har i likhet med resten av världen följt den senaste trenden av installation av solceller. Störst andel av installationer under år 2014 gjordes inom den direktanslutna delen av elnätet med cirka 35 MWp (Lindahl, 2014). Den andra största sektorn stod hushållen för genom att installera cirka 10 MWp under samma år. Även kostnaderna för solceller följer en trend av lägre priser per installerad watt.

Solceller anses generellt vara en möjligvänlig metod för att producera el, men de är behäftad med en del begränsningar. Exempelvis, produceras ingen el när det är mörkt; effekten avtar vid molnighet och en hög installerad effekt innebär att stora ytor av byggnaden eller omgivning måste utnyttjas, då dagens "state of the art" solceller producerar cirka 190 W/m² (Energimyndigheten, 2016). Detta kan jämföras med den genomsnittliga elanvändningen för fastigheterna i fallstudien som ligger på 3800 W och ett maxvärde på 15 200 W.

Vanligtvis uppnås den högsta elproduktionen av solcellerna när elförbrukningen är som lägst. Exempelvis, producerar solcellerna mest el då solen står som högst vilket den gör under sommaren, men på sommaren är elanvändningen normalt sett också lägst. Liknande mönster kan identifieras under ett dygn, beroende på vilken elanvändningsprofil som studeras. Mitt på dagen producerar solcellerna mest el, medan elanvändningen vid samma tidpunkt är som lägst, för ett typiskt svenskt hem. Figur 1 visar den årliga solelproduktionen för en typisk svensk villa och figur 2 visar den dagliga solelproduktionen för en typisk svensk villa. I båda figurerna ställs detta mot en typisk elanvändning under samma period.



Figur 1. Elproduktion av en 4 kWp solcellsanläggning från år 2013. Elproduktionskurvan hade blivit jämnare om Sveriges totala solelproduktion hade tillämpats, dock saknas dessa data. Elanvändningen motsvarar Sveriges totala elanvändning veckovis. Spotpriset motsvarar veckovis upplösning för elområde SE3 (Lindhahl, 2014).



Figur 2. Genomsnittligt spotpris mellan 1/6 och 31/8 från Nordpool i elområde SE3. Genomsnittlig elanvändning i hela Sverige mellan 1/6 till 31/8 samt verklig elproduktion av en 4 kWp solcellsanläggning en solig dag i juni (Lindhahl, 2014).

2.3 Det svenska elnätet

Sveriges elnät är idag uppdelat i tre nivåer, stamnät, regionnät och lokalnät. Stamnätet kan liknas vid våra svenska motorvägar med hög spänning (400 kV) för att åstadkomma hög överföringskapacitet och reducera andelen förluster. Regionnäten (30-130 kV) kan representera våra landsvägar och dessa distribuerar elenergin vidare till lokalnäten som då slutligen representerar stadsgator. Det är i lokalnäten som kunden plockar ut den normala hushållselen på 230 V (Svensk Energi, 2016).

Kraftsystemet har allt sedan det var rikstäckande karaktäriserats av tydliga roller mellan producent, konsument och elnät. Dessa roller håller emellertid på att suddas ut och framtiden tenderar till att gå mot sammanflytande roller (Nordling, 2016). Trenden verkar gå mot fler och mindre stokastiska produktionsenheter så som vindkraft och solceller, vilket i sin tur minskar lönsamheten och följaktligen antalet stora produktionsenheter som exempelvis kärnkraft. Med fler oplanerbara och mindre produktionsenheter, kommer smarta nät att få ökad betydelse i det svenska elnätet (Nordling, 2016)

Smarta nät, ett begrepp som används flitigt inom energibranschen, kanske till och med så mycket att definitionen ständigt fått ny innebörd. För att tydligt uttrycka vad detta arbete menar med "smarta nät" anges följande definition nedan.

"Intelligenta nät, eller smarta elnät, är samlingen av ny teknologi, funktioner och regelverk på elmarknaden, m.m. som på ett kostnadseffektivt sätt underlättar introduktionen och utnyttjandet av förnybar elproduktion, leder till minskad energiförbrukning, bidrar till effektreduktion vid effekttoppar samt skapar förutsättningar för aktivare elkunder" (Bollen, 2010, s.93).

Nyckelordet för framtidens elnät kan sammanfattas i flexibilitet, då utmaningen ligger i att på ett smart sätt integrera förnyelsebara energikällor och spara energi, utan att äventyra god leveranssäkerhet.

3 Energilagring

3.1 Vad är energilagring?

Vad är energilagring? Energilagring är en möjlighet att i mata ut en tidigare producerad energi vid önskat framtida tillfälle (Akhil et al, 2013).

Energilagring är ett samlingsnamn för olika sätt att lagra energi. Denna rapport kommer enbart att betrakta elenergilagring. Fortsättningsvis kommer denna rapport inte göra någon skillnad på energilagring och elenergilagring. Emellertid bör läsaren vara medveten om att det finns andra sätt att lagra energi genom exempelvis värme, kyla, petroleumprodukter etc.

Nedan presenteras ett antal centrala begrepp inom energilagring.

Energikapacitet är ett mått på hur mycket energi energilagringstekniken kan rymma över tid och uttrycks i Wh (wattimar).

Energitäthet uttrycker energikapaciteten med avseende på massa eller volym, vilket beror på typ av energibärare och uttrycks i Wh/kg, Wh/L eller Wh/m³.

Effektkapacitet är ett mått på hur mycket effekt lagringstekniken kan avge eller uppta momentant. Effekttäthet uttrycks i W (watt).

Effekttäthet är effektkapacitet med avseende på massa eller volym, vilket beror på typ av energibärare och uttrycks i W/kg, W/L eller W/m³.

Livslängd hänvisar till hur många laddningscykler energilagringstekniken klarar under sin tekniska livslängd.

Verkningsgrad är ett mått på hur mycket energi som kan omvandlas tillbaka till "nyttig energi", i sammanhanget betyder nyttig energi el som kan användas och inte går förlorad som värme. Vanligtvis mäts verkningsgraden under en laddningscykel och verkningsgraden är dimensionslöst tal och uttrycks i decimalform eller procentform.

Responstid är ett mått på hur snabbt energilagringssystemet reagerar. Responstiden räknas från den tidpunkt el efterfrågas till den tidpunkt energilagringssystemet matar ut önskad effekt. Responstiden mäts ifrån millisekunder till timmar, beroende på energilagringsteknik.

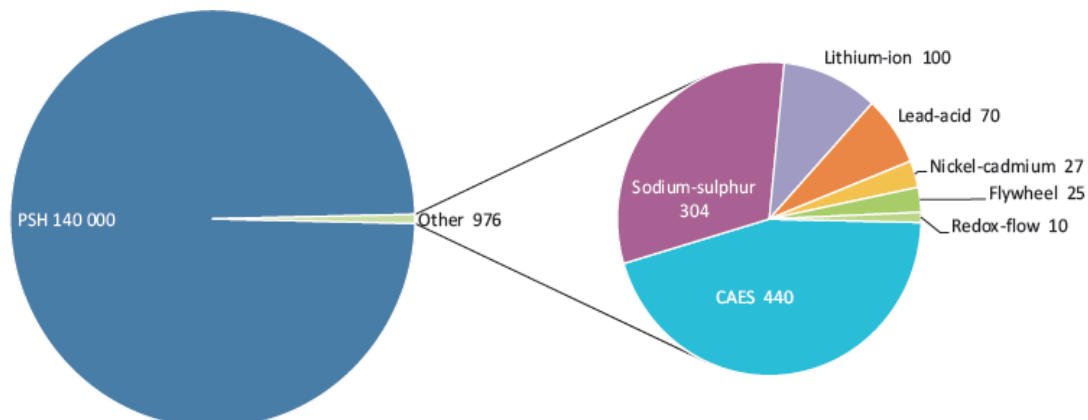
Storskalig energilagring (eng. *bulk energy storage*) är ett uttryck för energilagringstekniker med hög energikapacitet eller effektkapacitet, ofta i skalan MW. Dessa ligger ofta i anslutning till stamnätet (Carbon Trust, 2016). Exempel på storskalig energilagring är pumpvattenkraft, tryckluftslagring, vätgaslagring och vissa fall svänghjul.

Distributionsenergilagring är energilagring i elnätets distributionsled och innefattar en mycket mindre skala än storskalig energilagring. Dessa är per definition anslutna mot regionnät (Carbon Trust, 2016).

Lokal energilagring är energilagring i liten skala. Energilagringen är ansluten till det lokala elnätet. Exempelvis kan det handla om energilagring som lagrar överskottsel producerad av solceller i ett flerbostadshus (Carbon Trust, 2016).

3.2 Energilagring i Sverige och i världen

Figur 3 är en sammanställning av de vanligaste energilagringsteknikerna och hur stor andel installerad effekt var och en har av den totala energilagringensmarknaden i världen. Energilagring har varit på frammarsch i ett flertal länder i världen, framförallt i industrinationerna Tyskland och USA. Pumpvattenkraft utgör idag den i särklass största andel av alla energilagringstekniker, den motsvarar hela 99 % av marknaden (IEA, 2014).



Figur 3. Total installerad effekt av energilagring i världen som är ansluten till respektive lands elnät uttryckt i MW. Den största PSH *Pumped-storage hydroelectricity* (pumpvattenkraft), *Sodium-sulphur* (natriumsvavelbatteri), CAES *Compressed Air Energy Storage* (tryckluftslagring), *Flywheel* (svänghjul), *Redox-flow* (flödesbatteri) (IEA& EPRI, 2014).

Nuvarande elenergilagring i Sverige är synnerligen begränsat (Hansson et al, 2014). Pumpvattenkraft är idag det största energilagret i Sverige. Det finns i dagsläget två pumpvattenkraftverk i Sverige, det ena ligger i Letten och det andra i Kymmen. Totalt sett har dessa en installerad effekt på 91 MW och producerar cirka 100 GWh/år (Vattenkraftinfo, 2016).

Nyligen genomförde Falbygdens Energi AB ett projekt med att installera ett batterilagring för lågspänningsnätet (lokálnätet). Energilagret består av litiumjon-batterier med en lagringskapacitet på 90 kWh och en effekt 75 kW (Borg, 2014).

3.3 Energilagringens nytta i elsystemet

Energilagringens nyttor kan uppstå i alla delar av elsystemets nivåer. För att förtydliga vilka nyttor och var de uppstår i energisystemet har en schematisk beskrivning upprättats i figur 4. Figuren är baserad på Energimarknadsinspektionens utredning om energilagring (Energimarknadsinspektionen, 2016). Sammanställningen har fördelats på följande nivåer elproducenter, systemansvariga (TSO, Transmission System Operator), nätföretagen (DSO, Distribution System Operator) och slutanvändare. I Sverige är TSO synonymt med Svenska kraftnät.

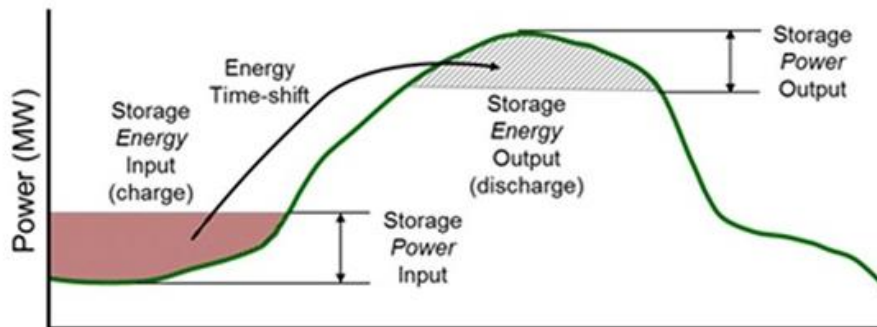
Viktigt att notera; det finns fler nyttor än de som angivits i figur 4, enligt Hansson et al (2013) identifierades totalt 21 stycken.



Figur 4. Energilagringens systemnytta uppdelat kolumnvis för energisystemets olika nivåer. Det är värt att notera, att slutanvändare också kan vara elproducent (Widegren, 2016).

Time-Shift

Time-shift är ett sätt jämna ut produktionen över tid med energilager. Exempelvis kan energilager hjälpa till att jämna ut produktionen genom att lagra elenergi när elöverskott råder och mata ut elöverskottet igen vid en tidpunkt då effektuttaget är högt (ESA, 2016). Figur 5 visar hur den producerade elen skulle kunna flyttas i tid, om ett energilager används.



Figur 5. Principen bakom time-shift, elöverskott matas in vid högt effektuttag för att jämna ut elproduktionen (ESA, 2016).

Peak shaving

Peak shaving är ett sätt att minska lastvariationer och på så sätt skapa en jämnare lastprofil (ABB, 2016). För slutanvändaren kan syftet exempelvis vara att minska säkringsnivån kopplat till elnätet, vilket normalt sett sänker abonnemangskostnaden. För producenten innebär detta att de kan spara kostnader genom att tillhandhålla lägre effektkapacitet i sin elproduktion.

Arbitrage (Utnyttjande av prisdifferenser)

Normalt sett sjunker elpriset då utbudet av el är högt. Exempelvis kan detta inträffa vid hög elproduktion av variabel förnybar energi. Istället för att elproducenten ska mata ut elproduktionsöverskottet på marknaden vid ett tillfälle vid låga elpriser, kan elöverskottet lagras och säljas vid ett tillfälle då elpriset är högt. Alternativt köps el när det råder lågt elpris för att sälja vid ett senare tillfälle då elpriset är högt. Båda fallen är ett sätt att utnyttja prisdifferenser (arbitrage) genom att förskjuta energi över tid genom energilagring (Akhil et al, 2013).

Black-Start

Black-start är en process för att elsystemet ska återhämta sig efter fullständigt eller partiellt nedstängning av transmissionssystemet då elproducenterna förlorat stora delar av sin produktionseffekt. Black-Start innebär att isolerade kraftgenererande anläggningar startas för att driva igång de konventionella kraftverken. De flesta konventionella kraftverk behöver någon form av elförsörjning för att fungera (Nationalgrid, 2016). De isolerade kraftgenererande anläggningarna skulle i detta fall kunna bestå av energilager.

Skjuta upp investeringar i transmissions- och distributionssystemet

Energilager kan skrinlägga stora investeringar genom att förlänga systemets tekniska livslängd eller hantera flaskhalsar som kan uppstå vid elöverföring över nätets kapacitetsgräns (Energimarknadsinspektionen, 2016). Rimligtvis bör investeringen för energilagringen vara lägre än vad det skulle kosta att ersätta eller utöka det gamla systemet.

Reglerkraftmarknaden

Energilagring kan underlätta reglerkraftmarknadens bud och avrop, vilket skulle kunna fungera på kort, mellan och lång sikt. I reglerkrafttekniska termer innebär detta primär- (sekunder), sekundär- (min) och tertiärreglering (timmar) (Söder et al, 2014).

Systemstabilisering

Systemstabilisering innebär att svängmassan i elsystem ökar, energilager är ett sätt att öka elsystemets svängmassa. Svängmassan är trögheten i elsystemet mot förändringar (Svenska kraftnät, 2015).

Frekvenshållning

Frekvenshållning sker genom roterande reserver. Frekvensen i hela elnätet i Sverige ligger på 50 Hz; detta måste upprätthållas konstant med endast en tiondels avvikelse (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Elkvalitet

Elkvalitet innebär störningsfri elleverans. Exempelvis kräver känslig utrustning högre elkvalitet (Unipower, 2016). Detta kan regleras med hjälp av energilager.

Leveranssäkerhet

Leveranssäkerhet innebär få driftstopp samt att slutanvändaren har tillgång till el under årets alla timmar. Energilager kan skapa robusthet mot eventuella elavbrott (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Lokal optimering

Lokal optimering med energilagring innebär ett sätt för slutanvändaren att sänka sina elkostnader. Detta kan ske exempelvis genom att kapa effekttoppar och därmed sänka sin säkringsnivå, arbitragemöjligheter och ett högre utnyttjande av egenproducerad el.

Reservkraft

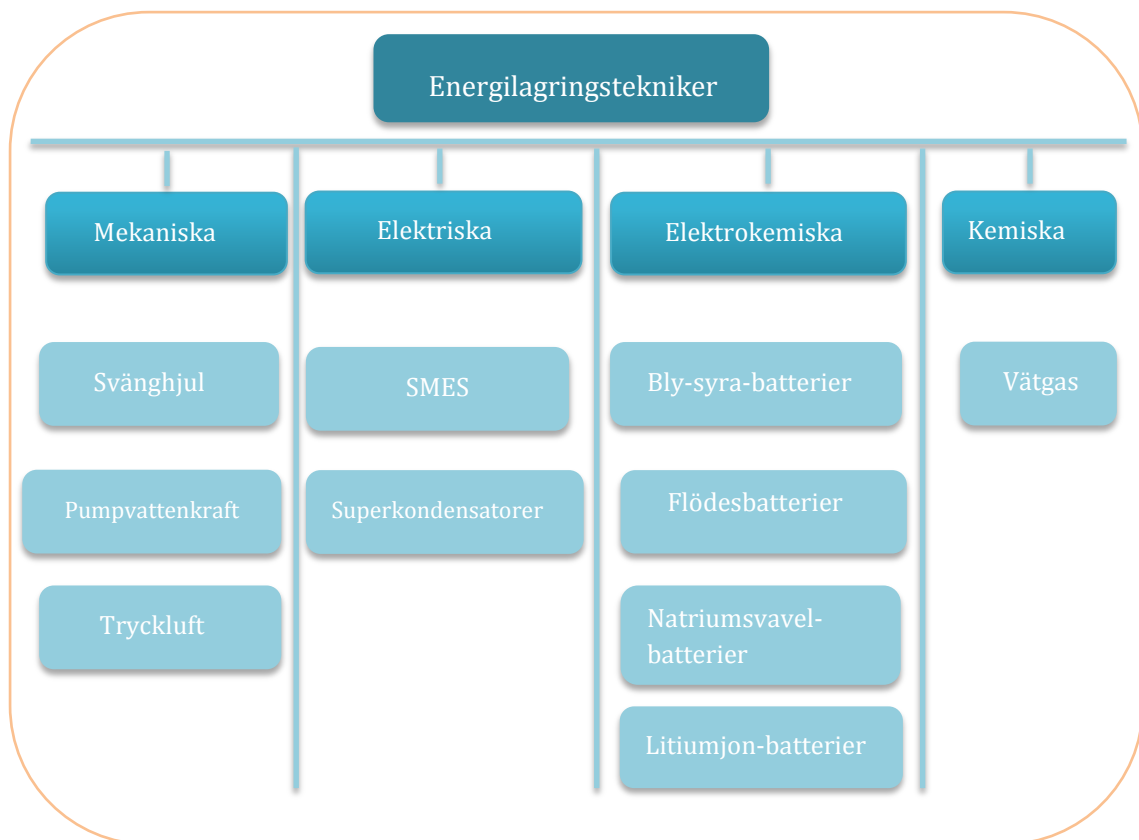
Energilagret kan utnyttjas som en reservkraft och försäkring vid eventuella strömavbrott.

Stöd till mikronät

Mikronät är ett mindre isolerat elnät som brutits loss från det vanliga elnätet. Alternativt kan ett mikronät vara ett nyskapat elnät i ett samhälle där kostnaden är lägre att bygga ett mikronät än ansluta sig till det vanliga elnätet. Energilager kan stötta mikronätet genom gör det mer robust mot störningar (ERA, 2015).

4 Energilagringstekniker

Detta kapitel behandlar merparten av dagens energilagringstekniker. Uppdelningen av energilagringsteknikerna är gjord enligt figur 6 med fyra stycken huvudkategorier mekaniska, elektrisk, elektrokemiska och kemiska. Varje enskild energilagringsteknik beskrivs utifrån funktion, aktuell status och framtidsutsikt. I slutet sammanställs, samtliga i texten berörda energilagringstekniker, med jämförelsedata, och alla i texten berörda batterityper med jämförelsedata.



Figur 6. En schematisk sammanställning indelad utifrån energilagringsteknikens fysikaliska princip (Nordling et al, 2015).

4.1 Mekanisk energilagring

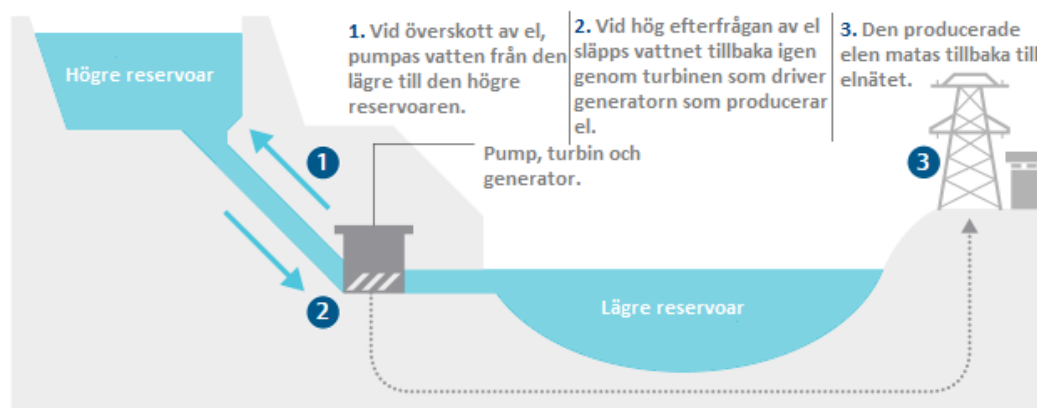
Inom mekanisk energilagring används principerna rörelseenergi, potentiell energi samt tryck.

4.1.1 Pumpvattenkraft

Pumpvattenkraft (eng. *Pumped Hydro Storage*) är för närvarande den mest använda energilagringstekniken i andel installerad kapacitet, den utgör hela 99 procent av energilagringmarknaden (IEA, 2014).

Funktion

Pumpvattenkraft bygger på principen om potentiell energi, det vill säga att omgivningens topografi (landskapets höjdskillnader) utnyttjas enligt figur 7.

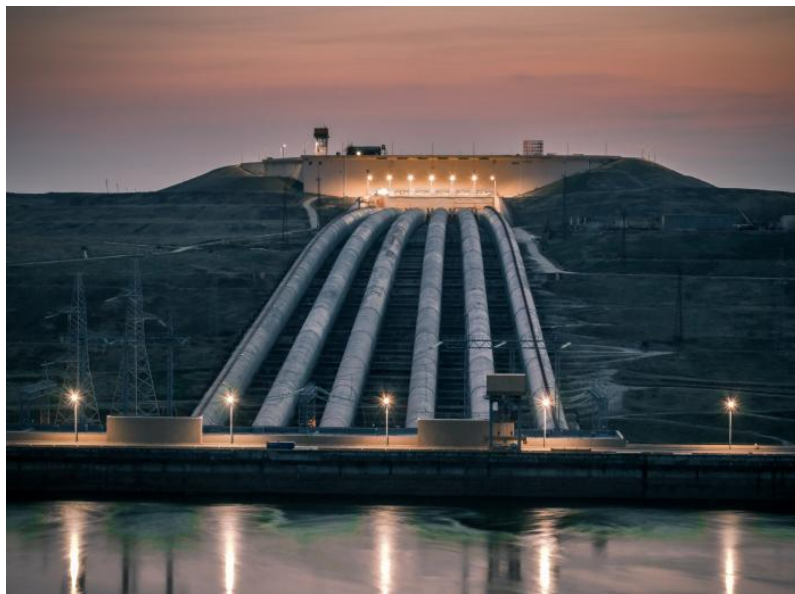


Figur 7. En principskiss av ett pumpvattenkraftverk (Rastler, 2010).

Genom att förflytta stora volymer vatten från en låg till en hög reservoar, ökar den potentiella energin. Ett kraftverk som ligger i anslutning till den nedre reservoaren drivs som en pumpstation när överskott av el är tillgängligt i elnätet. Vattnet pumpas upp till den högre reservoaren och därmed ökar dess potentiella energi. När elsystemet identifierat ett underskott av el, släpps vatten tillbaka igen till den lägre reservoaren. Vattnet omvandlar den ökade potentiella energi till rörelseenergi. När vattnet och dess rörelseenergi når turbinen, börjar turbinen och rotera för att i sin tur driva en generator. Generatoren alstrar el som matas ut på elnätet.

Aktuell status

Pumpvattenkraft har länge varit en mogen teknik och är etablerad på ett flertal platser på jorden. Det är också den energilagringstekniken med högst total installerad effektkapacitet. Den största pumpvattenkraftstationen ligger i Bath, USA och har en effektkapacitet på 3 GW och energikapacitet på cirka 30 GWh (DOE, 2016). Figur 8 visar en pumpvattenkraftverksanläggning i Sergiev Posad, Ryssland. Bilden visar hur vattnet kan pumpas upp till den övre reservoaren genom de 6 stycken stora rören som löper längs höjden.



Figur 8. Zagorsk pumpvattenkraftstation i Sergiev Posad, Ryssland med en effektkapacitet på 1,2 GW och energikapacitet på 1,9 GWh. Bilden är vald för att den tydligt visar principen bakom ett pumpkraftverk (Wikimapia, 2016).

Framtidsutsikter

Utbyggnad av storskaliga anläggningar i Europa är begränsad av geografiska skäl, det finns alltså få platser kvar där tekniken är lämplig vilket till stor del på att tekniken är utrymmeskrävande. Strikta miljökrav och hänsyn till landskap och natur är en annan viktig begränsning (Larsson & Ståhl, 2012). Indien och Kina har störst potential för utbyggnad pumpvattenkraft, vilket beror på goda topografiska förutsättningarna (Nordling et al, 2015).

Utöver konventionella pumpvattenkraftverk finns flertalet koncept som ännu inte lämnat ritbordet. Det amerikanska företaget Gravity Power LLC har

utvecklat en patenterad pumpvattenkraftlösning som bygger på en likvärdig princip som en bilmotor (Gravity Power, 2016). Ett cylinderformat schakt borrar ner i marken och en kolv placeras vilande ovanpå en vattenpelare. När det råder överskott av el pumpas vatten in i cylindern som gör att kolven stiger och därmed ökar den potentiella energin. Vid underskott går systemet i motsatt riktning genom kolvens tyngd pressar vattnet som i sin tur driver en turbin som driver en generator. Det tyska Gravity Power AG, dotterbolag till Gravity Power LCC, har som plan att bygga ett demonstrationsprojekt i liten skala i Weilheim, Tyskland under 2016. Planen är att producera 1 MW under 30 min (Gravitypower, 2016).

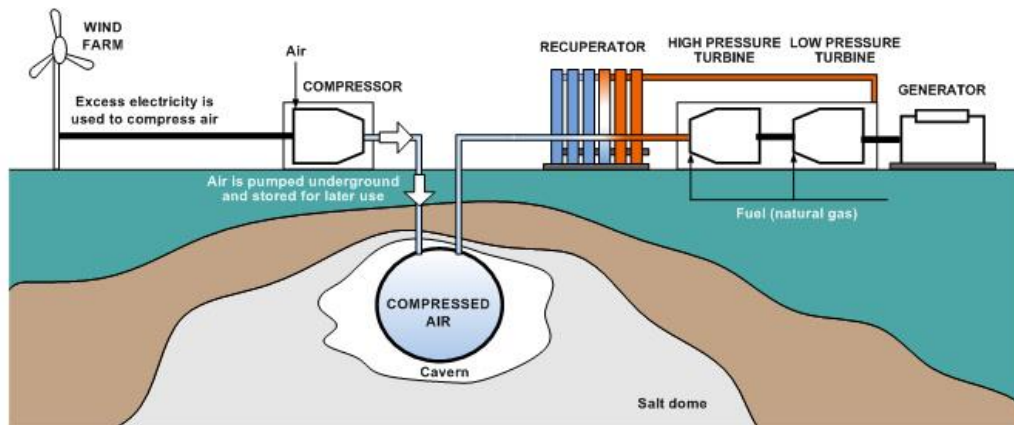
Konsultföretaget *Keuring van Elektrotechnische Materialen te Arnhem* (KEMA) har föreslagit ett koncept där pumpvattenkraft ligger i direkt anslutning vindkraft och utgör ett direkt sammanbundet system (KEMA, 2009). Förslaget går ut på att bygga en konstgjord ö som består av en ring av skyddsvallar i exempelvis en grund del av Nordsjön. Skyddsvallarna utgör då en barriär mellan havet och den konstgjorda reservoaren och på skyddsvallarna placeras de vindkraftverk som ska producera el. När väl ett överskott av el produceras pumpas vatten tillbaka till den högst belägna reservoaren, vilket kan vara havet eller konstgjorda reservoaren. KEMA föreslog i sitt koncept att den högsta reservoaren skulle utgöras av det omgivandet havet. Det viktiga är att vatten kan pumpas från en lägre till en högre höjd för att fungera som ett energilager. Vattnet kan sedan flöda ner från havet till den konstgjorda reservoaren och driva en generator som produceras el vid underskott. Ön skulle ligga ca 15 km från kusten bestå av en yta på 60 km², vilket motsvarar arealen av hela Lidingö. De uppskattade beräkningar som gjordes skulle detta koncept med motsvarande förutsättningar leverera en effektkapacitet på 1500 MW med en energikapacitet på 20 GWh (KEMA, 2009).

4.1.2 Tryckluft (CAES)

Den för närvarande näst största energilagringstekniken bygger på tryckluft och gasturbinteknik (eng. CAES, Compressed Air Energy Storage). Idag finns det cirka 1440 MW totalt installerad tryckluftslagring i världen (Nordling et al, 2015).

Funktion

Tekniken bygger på att pumpa ner luft i ett hålrum med hjälp av en kompressor, för att vid ett senare tillfälle använda den komprimerade luften för att driva en gasturbin enligt figur 9.



Figur 9. En principskiss av tryckluftslagring (Succar & Williams, 2008).

Luften kommer därmed att komprimeras när det finns överskott av el och släppas ut igen genom turbinen vid underskott.

I själva verket är tryckluftstekniken idag en gasturbin. Skillnaden mellan en konventionell gasturbin och en som används vid tryckluftslagring är att luften lagras mellan komprimeringssteget och förbränningskammaren vid tryckluftslagring.

När överskott av el identifieras startar kompressorn att komprimera den omgivande atmosfäriska luften i ett eller flera steg, oftast mer än ett. Luften komprimeras från atmosfäriskt tryck upp till 70 bar, vilket får luften att stiga till temperaturer över 600°C. I en konventionell gasturbin leds den varma luften direkt in i brännkammaren och utgör på så sätt ett mindre problem än för ett tryckluftslager, där luften mellanlagras i ett hålrum. Därmed måste luften kylas mellan komprimeringstegen för att inte äventyra säkerheten, då tryck på 70 bar och temperaturer över 600°C innebär stora påfrestningar för lagringsutrymmet. Genom kylning kan den ingående temperaturen till hålrummet sänkas ner till drygt 50°C, vilket ökar säkerheten och sänker påfrestningen på de omgivande väggarna i hålrummet. Lagringen sker oftast under jordytan i en saltkupa, akvifer eller likvärdigt underjordiskt kärl. Alternativet är att lagra ovan jord i rörledningar eller större tryckkärl. När luften nått steget mellan hålrummet och inloppet till förbränningskammaren, värms den inkommande luften i ett värmeåtervinningssystem. Den heta

gasen som värmer den inkommande luften genereras av turbinen. Den inkommande förvärmade luften från hållrummet och sedermera värmeväxlaren, går sedan vidare till förbränningskammaren där gasen expanderar kraftigt och ökar sin hastighet över turbinbladen som i gengäld driver en generator. En del av den heta expanderade gasen leds tillbaka till gasturbinens värmeåtervinningssystem för att värma nästa del av den inkommande luftens kontinuerliga flöde. I en konventionell gasturbin är det turbinen som driver kompressorn, men i ett tryckluftslager är det överskott av el från elnätet som driver kompressorn, därmed kan turbinen istället avvara mer energi till att generera el, vilket ökar verkningsgraden.

Aktuell status

Tryckluftslagring används vid krav på hög energikapacitet och hög effektkapacitet. Det är också den enda storskaliga energilagringstekniken jämte pumpvattenkraft som är i kommersiellt bruk. Tekniken lämpar sig att lagra energi upp till 24 timmar.

En del utmaningar kvarstår dock. För det första är det en komplicerad teknik som innefattar en gasturbin. Gasturbiner innebär hög investeringskostnad. Det krävs alltså goda förutsättningar för att energilagringen ska bli ekonomiskt försvarbar. Med goda förutsättningar menas exempelvis lämplig berggrund, god anslutning till elnät och naturgasnät, men framförallt tillräckligt stort underlag av slutanvändare. För det andra är alla dagens kommersiella gasturbiner fossildrivna, vilket innebär att energilagringen tappar en del av sitt syfte att verka mot en fossilfri värld. Visserligen bedrivs forskning inom möjligheten att byta bränsle från naturgas mot biogas samt CCS (carbon capture and storage), vilket kan bidra till att lösa problemet med fossila bränslen på sikt (IEA, 2014).

Olika typer av hållrum har studerats utifrån sin lämplighet att lagra luft. Huvudsakligen har tre alternativ fått den största uppmärksamheten, saltdomen, berggrund och akvifer. Lagring i saltdomer sker vid konstant volym men varierande tryck och har fördelen att omgivningen ger luften minimala tryckförluster eftersom syret har en låg reaktionsförmåga med salt. Lagring i akvifer eller uttömd bergfyndighet sker istället med konstant tryck men varierande volym. Att lagring sker i stora kammare i beror på luftens låga energidensitet, vilket måste kompenseras med stora volymer luft.

För nuvarande är de största anläggningarna placerade i Hunthorf, Tyskland (321 MW och 0,641 GWh) och McIntosh, Alabama, USA (110 MW och 2,86 GWh). Den tyska anläggningen har funnits sedan 1978 och används som reservkraft. Effektkapaciteten ligger på drygt 321 MW i upp till 2 timmar,

vilket ger en energikapacitet på 0,641 GWh. Systemet används i snitt var tredje dag eller ungefär 100 gånger per år. Anläggningen i McIntosh en effektkapacitet på 110 MW i 26 timmar, vilket ger anläggningen en energikapacitet på 2,86 GWh.

Framtidsutsikter

Nästa generation av tryckluftslagring (AA-CAES, *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*) går ut på att göra processen adiabatisk, vilket innebär att värmen som avges vid kompressionen lagras och återges till luften som ska expandera i brännkammaren, något som inte görs med nuvarande teknik (ESA, 2016). Ett demonstrationsprojekt av nästa generations AA-CAES har annonserats och påbörjats i Tyskland vid staden Sachsen-Anhalt. Projektet förväntas stå klart år 2020 och anläggningen kommer då ha en effekt på 90 MW och en energikapacitet på 360 MWh.

Flertalet projekt ligger i planeringsfasen och utvärderingsstadiet i USA. Det största projektet *Pathfinder Wind and Energy Storage (CAES) Project* presenterades i juni år 2015. Tanken är att lagra variabel förnybar energi från en vindkraftpark i syd-östra Wyoming i USA. Vindkraftparken har en installerad effekt på 2100 MW (EPRI, 2015). Första etappen i projektet beräknas energilagret ha en effektkapacitet på 317 MW och en energikapacitet på drygt 15,2 GWh och ska vara placerat i centralvästra Utah. I nästa fas ska effektkapaciteten öka genom fler gasturbiner och uppgå till 1 268 MW, vilket kommer minska energikapaciteten eftersom hålrummet är töms snabbare. Även om naturgas kommer driva gasturbinerna, är målet att släppa ut hälften av växthusgaser i jämförelse med en likvärdig kombicykelanläggning eller CCTC (combustion turbine combined-cycle) (EPRI, 2015).

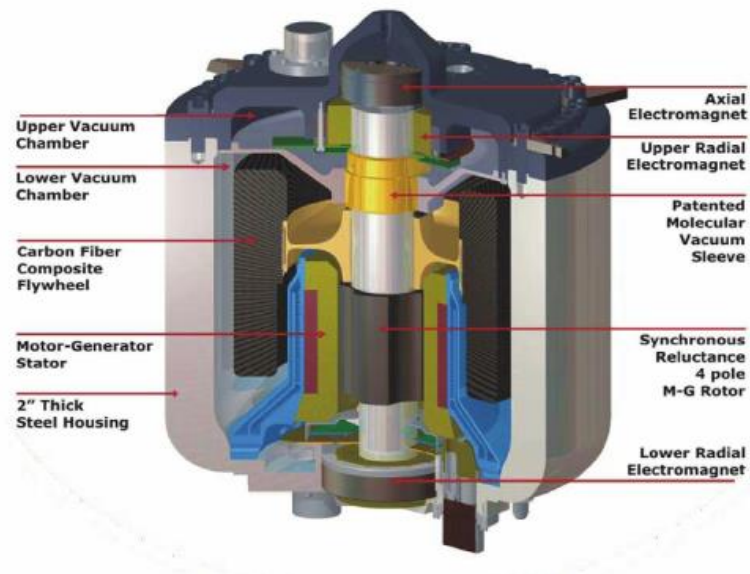
4.1.3 Svänghjul

Svänghjul (*flywheel*) är en mekanisk anordning som bygger på att bevara rörelseenergi genom det lagrande föremålets rotation.

Funktion

Vid ett överskott av elproduktion ökar svänghjulet sin totala energi genom att öka rotationshastigheten. Genom nästintill friktionsfria lösningar mellan axel och hjul kan rörelseenergin bevaras i hög utsträckning, vilket ger en hög verkningsgrad mellan 90-95 procent. De nästintill friktionsfria lösningarna består av homopolära elektrodynamiska lager, en lagertyp som bygger på att den roterande delen svävar fritt med hjälp av magnetiska krafter. Vid

underskott av el sker istället en urladdning, genom att en del av det roterande lagringsföremålets hastighet och tröghetsmoment omvandlas tillbaka till el via en generator. På detta sätt kan elenergi lagras och återföras vid behov. Figur 10 visar en principskiss av ett svänghjul och dess ingående komponenter.



Figur 10. Genomsnitt av en svänghjuls cylinder (Powerthru, 2016).

Nedanstående formel beskriver mängden lagrad energi (E) i svänghjulet.

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

I = Tröghetsmomentet ω = Vinkelhastigheten

Det finns två sätt att öka energin i ett svänghjul, antingen genom att öka vinkelhastigheten eller tröghetsmomentet. Energin i ett svänghjul är proportionell mot vinkelhastigheten i kvadrat och linjär mot tröghetsmomentet (ESA, 2016).

Aktuell status

Enligt Nordling et al (2015) finns idag cirka 988 MW installerad effektkapacitet av svänghjul i världen.

Tekniken lämpar sig för ett flertal branscher, exempelvis transport, variabla förnybara energikällor samt inom industrin (Clerens et al, 2013). Inom transport och industrin används svänghjul för att höja verkningsgraden. För variabla förnybara energikällor handlar det om nätstabilisering, spänningsstöd och frekvensreglering.

Svänghjul används också som back-up-system inom verksamheter som är känsliga för driftstörning, exempelvis sjukhus, banker, serverhallar, kasino etc. (Beacon Power, 2016).

Eftersom svänghjul används under korta intervaller (sekunder) utelämnas ofta information om energikapaciteten uttryckt i kWh i produktspecifikationerna. Istället ges effektkapaciteten kW eller MW under ett antal sekunder. Enligt Clerens et al (2013) finns det cirka 20 företag som tillverkar svänghjul i världen. För att öka effekten kopplas svänghjulen samman i ett system. Företaget *Piller* tillverkar svänghjul (*Powerbridge Flywheel*) med en effekt på 2,4 MW och som kan matas ut i 8 sekunder med rotationshastigheter mellan 1 500-3 600 rpm. Företaget erbjuder hela system upp till 40 MW (Piller, 2016). Företaget *Beacon Power* driver idag tre olika anläggningar i delstaten New York med total kapacitet på cirka 40 MW, varav det största systemet är på 20 MW (Beacon Power, 2016). Företaget *Powerthru* erbjuder ett mindre svänghjul med högre rotationshastigheter mellan 30 000-50 000 rpm med en maxeffekt på 225 kW.

Framtidsutsikter

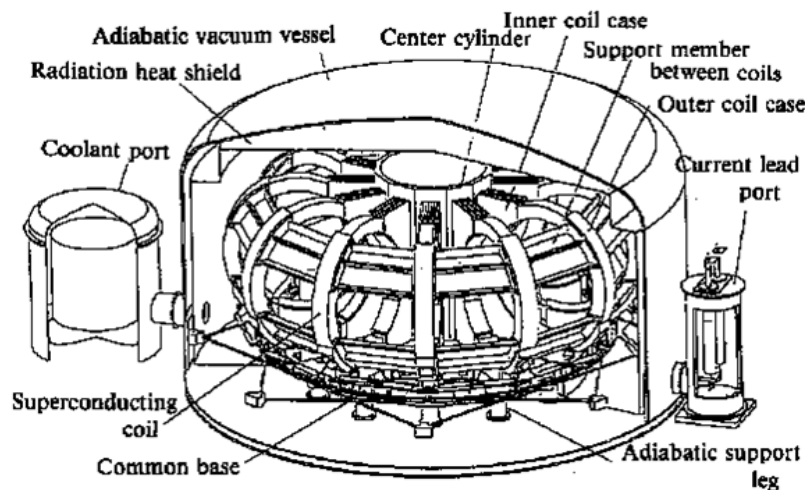
Avancerade höghastighetssvänghjul (*Advanced FEES, Flywheel Energy Storage Systems*) har rotationshastigheter upp till 100 000 rpm (ESA, 2016). Vanligtvis är rotationshastigheten lägre för kommersiella svänghjul, från 5 000 rpm och upp till 40 000 rpm. De höga rotationshastigheterna kräver att svänghjulet inkapslat i någon form av hölje. Höljet används i två syften, dels för säkerheten, men även för att kunna skapa en omgivning av vakuum för att minska friktionen. En annan utmaning med höga rotationshastigheter är att materialet i den roterande disken utsätts för stora påfrestningar och kan slitas sönder. Nya kompositmaterial med låg vikt och hög hållfasthet håller på att utvecklas för att möta dessa påfrestningar (ESA, 2016).

Företaget Amber Kinetics har kontrakterat med PG&E (*Pacific Gas and Electric Company*) en svänghjulsanläggning i Fresno, Kalifornien, som ska ha en effektkapacitet på 20 MW och en energikapacitet på 80 MWh. Det betyder att anläggningen ska ha en varaktighet på 20 MW i 4 timmar. Anläggningen förväntas stå klar år 2020 (Amber Kinetics, 2016).

4.2 Elektrisk energilagring

4.2.1 SMES

SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) lagrar energi i ett magnetfält runt en supraledare enligt en principskiss i figur 11.



Figur 11. En principskiss av ett SMES-system (WTEC, 1997).

Funktion

När en ström går igenom en spole, blir spolen en elektromagnet. Det är i magnetfältet runt spolen som energin lagras. Följande formel visar mängden lagrad energi (E) för en spole.

$$E = \frac{1}{2} * L * I^2 \quad (2)$$

$L =$ Induktans $I =$ Ström

Ovanstående formel visar att om energin ska öka måste antingen strömmen eller induktansen eller båda två öka (Gomathinayagam et al, 2015).

Att öka strömmen är inte problemfritt på grund av materialets resistans. Enligt "Joules första lag" kan även det mest värmebeständiga material smälta vid för stor ström. Även om strömmen inte är så stor att materialet smälter,

kommer strömmen i en konventionell spole att avges relativt fort till omgivningen i form av värme då strömkällan slås av. För att minska resistansen används två strategier. För det första används material med mycket god ledningsförmåga och för det andra kyls spolen ner till temperaturer där resistansen är mycket nära noll. Denna typ av spolar benämns vanligtvis som supraledare. Priset som får betalas av låg temperatur och resistans nära noll, betalas i form av energi, det vill säga att det krävs mer energi för att kyla till lägre temperaturer (Barbour, 2016).

Induktansen ökar med antalet varv spolen lindas. Detta innebär emellertid också en ökad materialkostnad. För att kretsen ska bli ett energilager kortsluts den ström som skickats in i spolen. Teoretiskt sett kan strömmen med sitt magnetfält vara fångad i kretsen under väldigt lång tid beroende på resistansens storlek. För att återföra den lagrade energin öppnas kretsen och kan portioneras ut helt eller delvis (Rashmi, 2015).

Normalt sett brukar SMES-tekniken delas in i två grupper, lågtempertur spolar (LTC, Low Temperature Coils) och högtemperatur spolar (HTC, High Temperature Coils). Magneterna i sig är väldigt tunga och sätter naturliga begränsningar på hur mycket de kan skalas upp. Även tjockleken på ledningsmaterialet är begränsat, då ökad tjocklek också innebär ökad värmeutveckling som sänker verkningsgraden. Vanligtvis ligger dagens effekttäthet i SMES-tekniken mellan 1-10 MW, men forskning sker inom större SMES-system där effekttätheten förväntas ligga mellan 10-100 MW.

Aktuell status

En av de första kommersiella anläggningarna byggdes i Japan år 1986 av det japanska företag Hitachi, och är ett 1,4 kWh system som integrerades med en kraftledning på 6,6 kV, i syfte att stabilisera och höja elkvaliteten. År 1998 invigdes ytterligare en SMES-anläggning i Japan på 100 kWh i projektet ISTEK (Larsson & Ståhl, 2012). Dagens användningsområden är främst inom högspänningsapplikationer som återfinns inom Europa, Japan och USA.

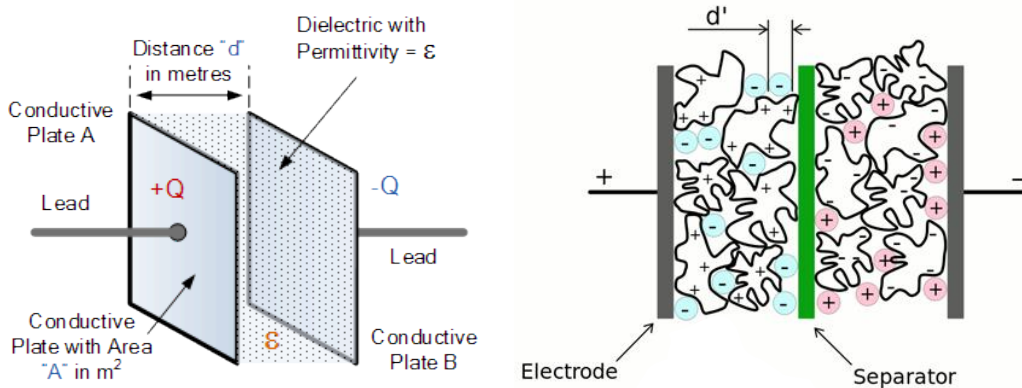
Framtidsutsikter

Tyskland, USA och Japan förväntas bli de viktigaste marknaderna för SMES-tekniken i framtiden. Forskning sker på nya material med bättre ledningsförmåga samt högre temperaturer utan att den supraledande förmågan försvinner. Forskare anser sig nått ett nytt rekord med att skapa supraledande förhållande med -70°C , vilket är 19°C varmare än tidigare rekord (Drozdov et al, 2015). Att skapa en supraledande funktion vid högre

temperaturer är eftersträvansvärt då mindre mängd energi krävs att kyla anläggningen.

4.2.2 Superkondensatorer

Kondensatorn har under många år varit en viktig komponent inom elektrotekniken. Superkondensator är en vidareutveckling av kondensatorn och har potential att lagra större mängd energi. Figur 12 visar principen bakom en vanlig kondensator och en superkondensator.



Figur 12. Till vänster en vanlig kondensator och till höger en superkondensator (Maxwell Technologies, 2006 & Electronic tutorials, 2016).

Funktion

Antalet varianter av kondensatorer varierar idag i stor utsträckning men principen är huvudsakligen densamma. En kondensator består av två ledande plattor samt ett mellanliggande lager som är dielektriskt eller en uttryck i en vanligare term, en isolator. För att beskriva hur en kondensator fungerar brukar "vattenanalogin" användas. Om vi tänker oss ett rör med vatten där ett elastiskt membran är placerat i mitten av röret. Båda sidor om membranet är omgivet med vatten och inget vatten kan passera membranet. När flödet av vatten ökar på ena sidan vilket representerar ökad strömstyrka kommer membranet att sträcka sig, vilket medför att den potentiella energin ökar. Därmed kommer det finnas mer vatten på ena sidan och mindre på den andra. I en kondensator representerar detta en ökad potentialskillnad av

spänningen mellan de två ledande plattorna. Detta tillstånd motsvarar uppladdningsfasen. Ju mer membranet kan sträcka sig desto mer laddning och energi kan lagras. Membranet klarar enbart sträcka sig inom ett begränsat område innan det spricker, i likhet med en kondensator som enbart klarar en given strömstyrka. När systemet sedan urladdas återgår membranet till sin ursprungliga form, för kondensatorn motsvarar detta att potentialskillnaden återgår till noll. Kapacitansen, som ofta nämns i samband med kondensatorer, är kondensatorns förmåga att bevara den elektriska laddningen (Axotron, 2016).

Skillnaden mellan en vanlig kondensator och en superkondensator är att en superkondensator använder sig av ett elektriskt dubbelskikt, som ger kondensatorn en mycket hög kapacitans. Detta beror på att det elektriska dubbelskiktet har mycket stor yta i jämförelse med en vanlig kondensator. Den stora ytarean är ett resultat av att molekylerna i det elektriska dubbelskiktet ligger veckade kring varandra. Sammantaget innebär detta att lagringskapaciteten är 1000 gånger högre i en superkondensator än i en vanlig kondensator. Nedanstående formel beskriver kapacitansen (NyTeknik, 2015).

$$C = \frac{k * A}{d} \quad (3)$$

C = Kapacitans k = Dielektrisk konstant av medium A = Ytarea

d = Avstånd mellan plattor

Aktuell status

Applikationsområden för dagens superkondensatorer är ofta kopplat till att förbättra elkvalitet, konsument elektronik, militär- och rymdteknik. El- och hybridbilar är en växande marknad där superkondensatorer möjligen kan bli konkurrenskraftig i framtiden jämte dagens etablerade tekniker. Dock kvarstår en del utmaningar vad beträffar den låga energikapaciteten, som begränsar tiden som energin kan användas.

Framtidsutsikter

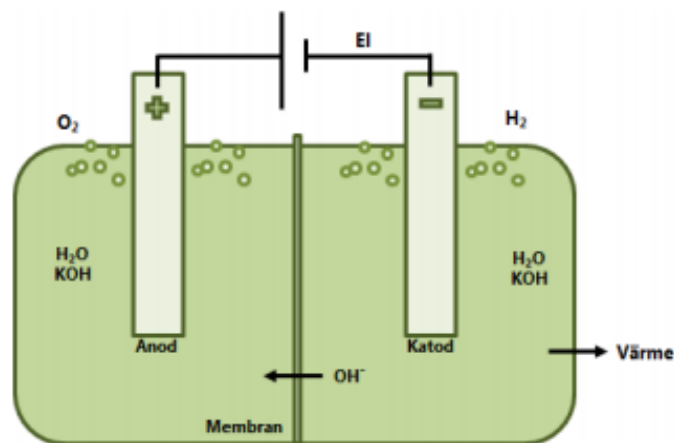
Framtidsutsikterna för superkondensatorn ser lovande ut. Forskningen har riktat stort fokus mot att lösa problemet med den låga energikapaciteten. Enligt forskare från University of California har de utvecklat en

tredimensionell hybrid-superkondensator (*three-dimensional hybrid supercapacitors*) (El-Kady et al, 2015). Idén bakom är att använda nanoteknologi, där en nanostruktur av en metalloxid sammanvävt i ett 3D nätverk av grafen skapar en mycket stor area med väldigt god ledningsförmåga. Enligt forskarnas resultat har den nya konfigurationen en överlägsen energikapacitet i jämförelse med dagens kommersiella kondensatorer och superkondensatorer. Forskarna hävdar att tillverkningen är relativt enkel vilket i förlängningen bör innebära ett rimligt pris. Möjligheten att implementera tekniken som energilager i solcellsanläggningar är ett möjligt användningsområde, vilket rapporten visar i ett småskaligt demonstrationsprojekt.

4.3 Kemisk energilagring

4.3.1 Vätgas

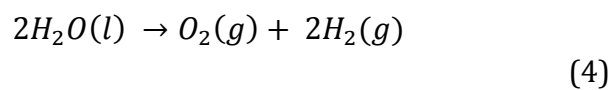
Med hjälp av el går det att spjälka vatten till syre och vätgas enligt figur 13. Vätgasen kan sedan lagras i någon form av behållare (eng. *Power to Gas.*). Väte är det lättaste och vanligaste grundämnet som existerar i universum, men det är i princip alltid bundet i någon kemisk förening, exempelvis vatten. Utmaningen ligger i att frigöra vätgasen utan för stora energiförluster. Dagens vätgas produceras huvudsakligen från naturgas. Denna process kallas ångreformering och är idag den vanligaste och mest kostnadseffektiva (Energigas, 2016).



Figur 13. En övergripande illustration över alkalisk elektrolys (Energigas, 2013).

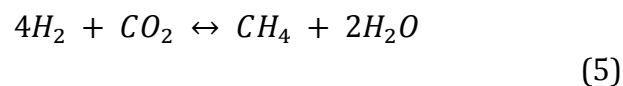
Funktion

Det finns andra sätt än ångreforming att framställa vätgas; ett av dem är genom elektrolys. Elektrolys innebär att vattenmolekyler spjälkas med hjälp av el vilket bildar syrgas och vätgas. För att minska motståndet i elektrolyten (vattnet) och öka vattnets ledningsförmåga tillsätts exempelvis kaliumhydroxid (KOH). När ström går in via katoden frigörs vätgas (H_2) och joner (OH^-). Jonerna leds igenom ett membran till anoden; vid anoden frigörs då elektroner (e^-) och syrgas (O_2). Formel 4 beskriver hur vatten spjälkas till syrgas och vätgas.



Denna process är ett exempel av alkalisk elektrolys. Den alkaliska elektrolysen är den enklaste och vanligaste av elektrolysteknikerna (Benjaminsson et al, 2013). Andra exempel på elektrolystekniker är PEM-elektrolys (Proton Exchange Membrane eller Polymer Electrolyte Membrane) och SOEC-elektrolys (Solide Oxide Electrolysis Cell). Dessa har högre verkningsgrad och men mer komplex elektrolyt. Alkalisk elektrolys kan enbart drivas åt ett håll, medan de andra två är reversibla och därmed kan återgå till elektricitet genom syrgas och vätgas. Dessa är med andra ord också en bränslecell (Benjaminsson et al, 2013).

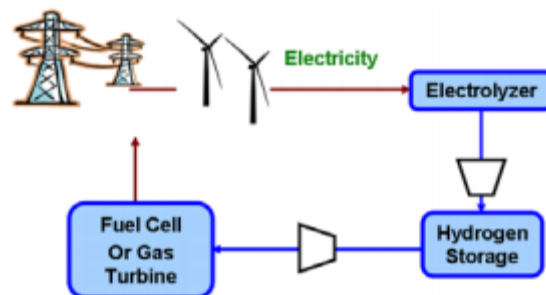
Beroende på vad vätgasen ska användas till, kan det ibland vara lämpligt att metanisera vätgasen genom en Sabatier-process. Sabatier-processen är ett sätt att framställa syntetiskt metan. Formel 5 beskriver metanisering genom att tillföra koldioxid till vätgasen (Benjaminsson et al, 2013).



Anledningen till att vilja omvandla vätgas till metan kan variera. Fyra skäl har identifierats:

- Högre energiinnehåll i metangas än vätgas.
- Metangas är mer kemiskt stabil och inte lika explosiv som vätgas.
- Dubblera mängden metan genom använda koldioxid från biogas².
- Det finns en infrastruktur för metangas i många länder.

När den lagrade gasen sedan ska omvandlas tillbaka till el, sker detta genom en bränslecell eller en gasturbin enligt figur 14.



Figur 14. Ett flödesschema över principen bakom elenergilagring av vätgas (National Renewable Energy Laboratory, 2010).

Aktuell status

Lagring sker normalt sett genom att vätgasen omvandlas till metangas och förs ut på naturgasnätet. Vätgas kan föras direkt ut på naturgasnätet, men bara i mindre omfattning. Vanligtvis brukar andelen vätgas endast få uppgå till 5 volymprocent³ i naturgasledningen (Byman et al, 2014). Då gasen förs ut i naturgassystemet ombildas en del tillbaka till el genom kraftvärmeverk,

² Biogas innehåller upp till 50 % koldioxid och genom att ombilda denna koldioxid till metan kan produktionen i befintliga anläggningar nästan dubblas (Benjaminsson et al, 2013)

³ Enligt nuvarande standard [DVGW, 2013] får max 5 volymprocent vätgas matas in i det tyska naturgasnätet. Vissa aktörer, bl.a. GERG - the European Group on the Gas Research, ser en potential att öka vätgasandelen till 6- 20 volymprocent (Byman et al, 2014).

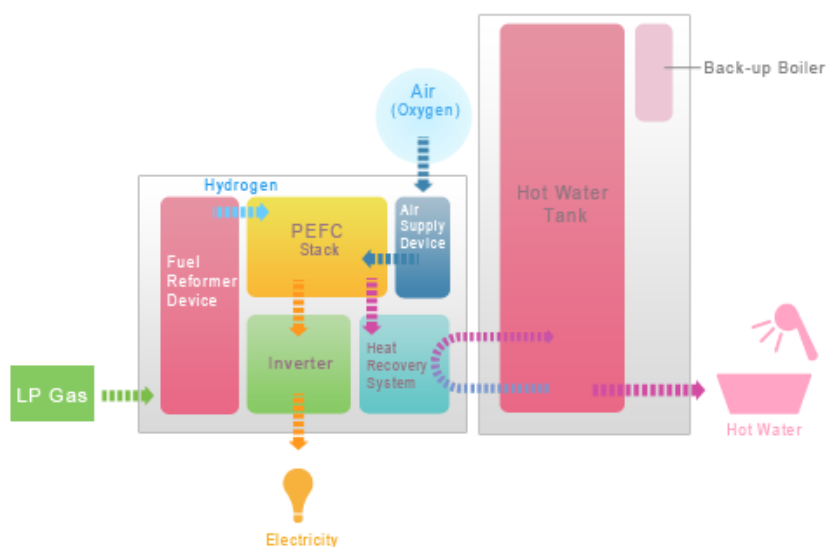
men en stor del utnyttjas i industriella processer eller som uppvärmning av byggnader (Energigas, 2016).

Ett mindre traditionellt sätt att lagra vätgas är att först producera vätgas från naturgas genom elektrolys, sedan bevara vätgasen i någon form av kärl, och i ett senare skede omvandla tillbaka vätgasen till el genom bränsleceller. Nackdelen är de stora förlusterna som sker på vägen, då många omvandlingssteg innebär låg verkningsgrad.

I Tyskland som kraftigt ökat sin andel av variabla förnyelsebara energikällor har energilagring i form av vätgas blivit ett strategiskt forskningsområde. Tyskland är ett av de länder som är i framkant och sjösatt ett antal demonstrationsprojekt, däribland världens största, Energipark i Mainz som invigdes i juli 2015 (Persson, 2016). Anläggningen har en möjlighet att ta emot 6 MW el och producera 1000 kubikmeter vätgas per timme.

Framtidsutsikter

I Japan år 2009 startade försäljning av kommersiella vätgasanläggningar för hushåll ("ene-farms") enligt figur 15. Sedan dess har det sålts drygt 100 000 stycken små enheter, där hushållen kan producera nästan hälften av sin elanvändning (Bloomberg, 2015). Vätgasen omvandlas till el genom bränsleceller och anläggningen är ungefär stort som ett kylskåp. En vätgasanläggning för hushåll kostade ungefär 16 000 dollar år 2014. Målet är att 5,3 miljoner hem vilket motsvarar drygt 10 % av alla hushåll i Japan ska ha en bränslecell vid år 2030 (Bloomberg, 2015).



Figur 15. Ett flödeschema över en vätgasanläggning för hushåll "ene-farm". PEFC-stack (Polymer Electrolyte Fuel Cell) är enheten där vätgasen lagras (Japanese LP Gas Association, 2016).

Forskningsprojektet "HyCon" har som mål att förenkla systemet för småskaliga vätgasanläggningar där solenergi omvandlas till vätgas. Forskarna hoppas på att kunna sänka omvandlingsförlusterna med 20 % med den nya tekniken. Målet att introducera HyCon-tekniken i kommersiellt syfte har inte skett i den takt som förväntades, framförallt i jämförelse med de storskaliga "wind to power"-projekten som har nått kommersiell status (Persson, 2016).

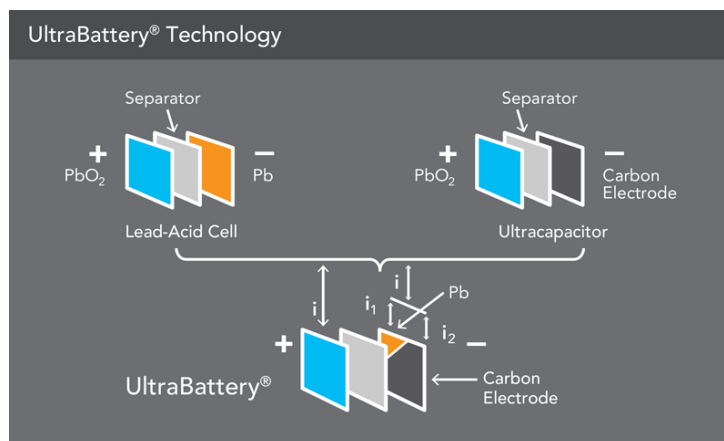
4.4 Elektrokemisk energilagring (Batterier)

Vanligtvis delas batterier in i två grupper, primära och sekundära. Primära batterier definieras som engångsbatterier och sekundära tillhör kategorin uppladdningsbara. Detta avsnitt kommer uteslutande handla om sekundära, eftersom multipla uppladdningar är en förutsättning för att skapa ett energilager.

Fokus är riktat mot fyra typer av batterier, blysyra-batterier, flödesbatterier, natriumsvavel-batterier och litiumjon-batterier.

4.4.1 Avancerade blysyra-batterier

Blysyra-batterier utgör idag den största marknadsandelen av alla uppladdningsbara batterier, med drygt 60 % (Larsson & Ståhl, 2012). Varje år säljs över en halv miljard blysyrabatterier globalt till fordonsindustrin. Merparten av dessa är konventionella blysyra-batterier ("våtcells-batterier") och är mindre lämpliga för energilagring, då de har för lågt urladdningsdjup. Vid energilagring används huvudsakligen två typer av blysyra-batterier, avancerade blysyra-batterier eller kolbaserade blybatterier (DOE, 2013). Anledningen grundar sig i att dessa batterityper har generellt bättre egenskaper, exempelvis större urladdningsdjup (upp till 100 %) och högre energitäthet. Figur 16 visar hur en superkondensator kan kombineras med ett blysyra-batteri, en hybridvariant i syfte att kunna utnyttja fler laddningscykler utan påverka blysyra-batteriet.



Figur 16. En illustration hur ett vanligt blysyra-batteri kombinerat med en superkondensator skapar ett kolbaserat blybatteri (Ultra Battery Technology, 2016).

Funktion

Alla blybaserade batterier baseras på samma kemiska princip. Den positiva elektroden är gjord av bly-dioxid och den negativa elektroden av rent bly "svampbly". Termen svampbly kommer från att elektroderna är porösa för att kunna maximera ytan där den kemiska reaktionen ska ske (McKeon et al, 2014). Elektrolyten består av svavelsyra.

Avancerade blysyra-batterier brukar kallas "torrcells-batterier". Anledningen är att elektrolyten antingen är glasfiberinkapslad genom AGM-teknik (Absorbed Glass Mat) eller gel-substans (McKeon et al, 2014).

Kolbaserade blysyra-batterier är en hybridvariant av ett batteri och en superkondensator som visades i figur 16. Den positiva elektroden är gjord av standard bly medan den negativa elektroden fungerar som en superkondensator och består av aktivt kol. Det aktiva kolet används på grund av dess höga porositet, vilket i sin tur ger hög ytarea och följaktligen högre energikapacitet.

Aktuell status

Idag finns cirka 40 stycken operativa batterianläggningar i världen som är blysyra-baserade (DOE, 2016). Storleken sträcker sig från 8 kW till 36 000 kW. Den största anläggningen som är registrerad har en effektkapacitet på 36 MW och en energikapacitet på 27 MWh och ligger i anslutning till en 153 MW vindkraftspark i Goldsmith, Texas. Anläggningen installerades år 2013 och kostade 22 miljoner dollar, den visas i figur 17.



Figur 17. Ett batterilager med avancerade blysyra-batterier med effektkapacitet på 36 MW och energikapacitet på 27 MWh. Ligger i Goldsmith, Texas (Duke-Energy, 2016)

Framtidsutsikter

Ett flertal företag fortsätter utveckla idén att kombinera ett avancerat blysyra-batterier med en superkondensator, vilket tillåter att batteriet kan laddas och urladdas miljoner gånger, om urladdningsdjupet på de flesta laddningscykler är relativt lågt (Larsson och Ståhl, 2012). En tumregel för de flesta batterier är, desto djupare batteriet urladdas desto färre laddningscykler klarar batteriet under sin livslängd. Meningen med superkondensatorn är att bistå som ett komplement då urladdningen är låg, vilket betyder att batteriet inte slits i onödan.

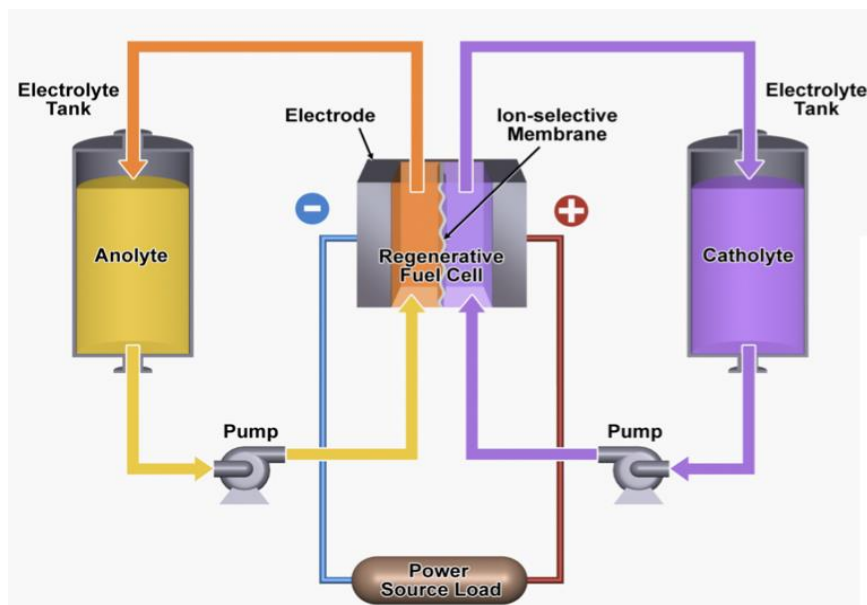
Axion Power International har annonserat ett energilagringsprojekt 10 mil norr om Pittsburgh. Tanken är att installera ett avancerat blysyra-batteri-system med en energikapacitet på 12,5 MWh och effektkapacitet på 12,5 MW. Systemet ska ha som syfte att stabilisera frekvensregleringen i det lokala nätet (PR Newswire, 2016).

4.4.2 Flödesbatterier

Flödesbatterier skiljer sig från övriga typer av batterier då flödesbatteriets elektrolyter cirkulerar i en sluten krets, därav namnet flödesbatterier. *Flow battery* eller *Redox Flow Batteries* (RFB) är den engelska beteckningen för flödesbatterier. Termen "*Redox*" kommer från de kemiska reaktionerna reduktion och oxidation som sker då flödesbatteriet laddas och urladdas.

Funktion

Moderna flödesbatterier använder två olika elektrolyter som pumpas in till en cell där ett membran skiljer elektrolyterna åt. Membranet är konstruerat så att enbart önskvärda joner kan passera igenom. Beroende på om batteriet laddas upp eller urladdas, avger elektrolyterna en elektron eller tar emot en elektron, vilket visas i figur 18. Detta gör processen reversibel och batteriet kan därmed laddas upp eller urladdas upp till 10 000 cykler (Nordling et al, 2015).



Figur 18. En schematisk bild av ett flödesbatteri (University of Kentucky, 2016).

Flödesbatterier skiljer sig från konventionella batterier då elektrolyten lagras i separata tankar. De vanligaste elektrolytlösningar som används idag är vanadin (eng. vanadium-redox), zink-bromid (Zn-Br), polysulfid-bromid och järn-krom (Fe-Cr). Främst är det vanadium-redox som används. Anledningen till att vanadium-redox används i högre utsträckning grundar sig i att alla nuvarande membran släpper igenom en viss mängd elektrolyt vid varje kemisk reaktion som sker vid membranet. Detta betyder att elektrolyterna blandas över tid och batteriet förlorar sin potentialskillnad. En lösning på detta problem har varit att använda elektrolyter av samma ämne (vanadin), fast med olika laddning, vilket minskar känsligheten vid blandning av elektrolyterna (Skeppas-Kazacos, 2012).

Aktuell status

Flödesbatterier är en kommersiellt mogen teknik med ett flertal installationer världen över. Det är främst vanadium-redox-tekniken som varit kommersiellt framgångsrik (DOE, 2013). Storleken på dagens installerade flödesbatterier varierar från 5 kW och 60 kWh (RedT, 2016) till det största på 5 MW och 10 MWh (Rongke Power, 2016). Nedan visas några exempel på flödesbatterianläggningar och deras syften.

UniEnergy Technologies Energy Storage System, är ett system med en effektkapacitet på 1 MW och energikapacitet på 4 MWh. Det ägs idag av *Avista Utilities* och är installerades i Pullman, Washington år 2015. Systemet används för frekvensreglering, time-shift och distributionsavbrott samt som backup vid kritiska spänningsvariationer vid *Schweitzer Engineering Laboratories* (Greentechmedia, 2015). Ett annat exempel är ett 50 kW, 100 kWh med syftet att kapa effekttoppar (*peak shaving*) hos en tillverkningsindustri i Gongju, Sydkorea enligt figur 19 (DOE, 2016).



Figur 19. Ett flödesbatteri tillverkat av Enerflow med effektkapacitet på 50 kW och energikapacitet på 100 kWh, installerat i Gongju, Sydkorea (DOE Global Energy Base, 2016).

Framtidsutsikter

Framtidens utmaningar handlar om att göra elektrolyten billigare samt öka den energitätheten. Nuvarande flödesbatterier (*"state of the art"*) uppnår en energitäthet på mellan 25-60 Wh/L (Chen & Lu, 2016). Vidare i samma rapport har Chen och Lu själva tagit fram ett nytt koncept av flödesbatteriteknik med en energitäthet på drygt 580 Wh/L. Flödesbatteriet

bygger på en teknik som Chen & Lu (2016) kallar *multiple redox semi-solid-liquid* (MRSSL).

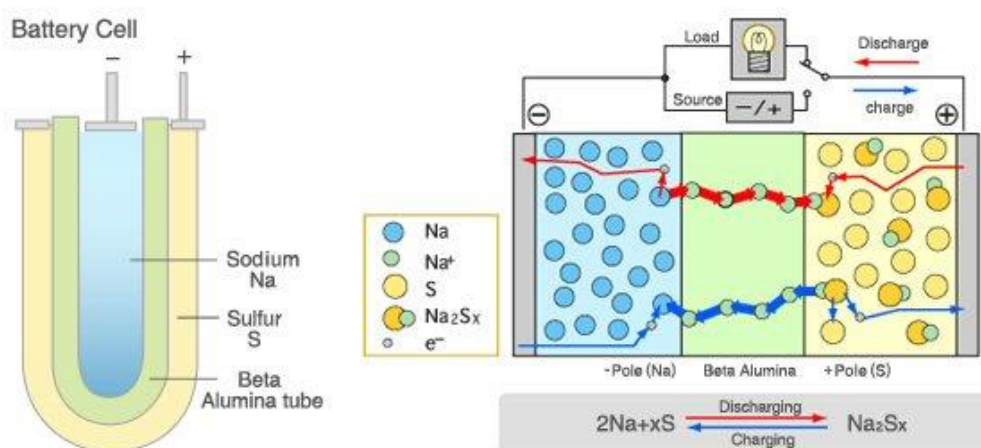
Vid staden Dalian i provinsen Liaoning, Kina, planeras det byggas ett 20 MW och 80 MWh stort vanadium-redox-batteri som ska stå klart år 2020 (DOE, 2016). Tanken är att batterianläggningen ska stabilisera elnätet vid de kraftiga oväder som brukar drabba provinsen. Samtidigt räknar *China National Energy Administration* med att batterianläggningen ska kunna kapa 8 % av staden Dalians effekttoppar.

4.4.3 Natriumsvavel-batterier

Natriumsvavel-batterier (eng. *sodium-sulfur*) eller smältsalt-batterier är den energilagringsteknik bland batterier som står för största andel installerad effektkapacitet (Akhil et al, 2016).

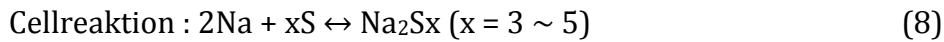
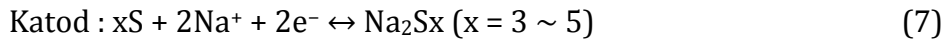
Funktion

Natriumsvavel-batterier är vanligtvis utformade i tubform som visas i figur 20. Beta-aluminiumet fungerar som en solid elektrolyt samtidigt som den är en isolator mellan natrium-anoden och svavel-katoden (Wei et al, 2013). Den solida elektrolyten släpper enbart igenom positivt laddade natriumjoner. Natriumjonerna tillsammans med svavel bildar sedan natriumtetrasulfid. När batteriet sedan ska laddas upp sker reaktionen i omvänd ordning och natriumtetrasulfiden förlorar de positivt laddade natriumjonerna enligt figur 20.



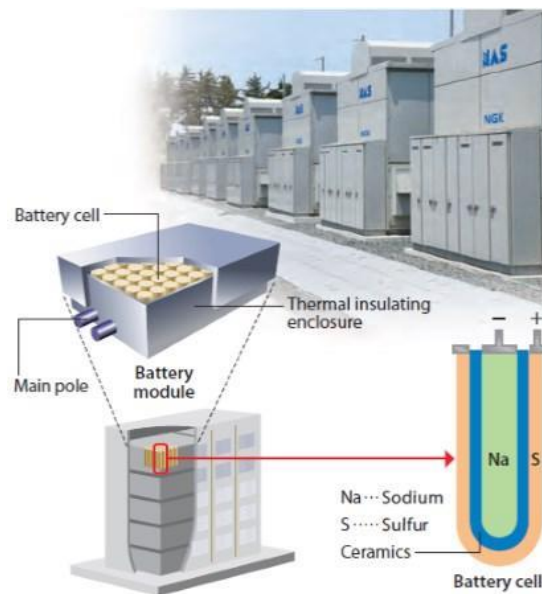
Figur 20. En schematisk illustration av en cell av ett natrium-svavelbatteri (ESA, 2016).

De kemiska reaktionerna kan ses nedan i formel 6,7 och 8.



Natrium-svavelbatterier arbetar vanligtvis i temperaturer mellan 300-350 °C för att behålla de två substanserna i smält form. Vid dessa temperaturer kan cellen generera en spänning på 1,780 - 2,076 V. Den solida elektrolyten, vanligtvis beta-aluminium, anses vara den avgörande komponenten för drift och kostnad (Wei, et al 2013). Samtidigt måste tuben som helhet och dess ingående komponenter vara gastät och korrosionsbeständig, för att behålla säkerhet och prestanda. Sammantaget innebär dessa utmaningar en kostnad.

Normalt sett består ett natrium-svavel batteri av ett flertal celler som är sammankopplade enligt figur 21.



Figur 21. Figuren visar hur natriumsvavel-cellerna är paketerade i en termiskt isolerad låda. Lådorna kan sen byggas ihop till stora moduler. Längst ner till höger kan tubformen ses (NGK, 2016).

Aktuell status

Enligt IRENA (2015) uppgick den installerade effektkapaciteten år 2014 av natriumsvavel-batterier till drygt 400 MW. I dagsläget finns cirka 30 stycken natrium-svavelbatterianläggningar, med en effektkapacitet upp till 50 MW (DOE, 2016). Den största anläggningen på 50 MW och 300 MWh är placerad i Buzen, Japan och ägs idag av Kyushu Electric Power Co och visas i figur 22. Det är företaget Mitsubishi Electric Corp. som har tillverkat anläggningen. Anläggningen är ett pilotprojekt med syftet att bättre möta obalanser mellan utbud och efterfrågan av el (DOE, 2016).



Figur 22. Världens vid tillfället största natrium-svavelbatterianläggning är placerad i Buzen, Japan med en effektkapacitet på 50 MW och en energikapacitet på 300 MWh (DOE, 2016).

Framtidsutsikter

Framtidens utmaningar är kopplat till kostnad och säkerhet (Wei et al, 2013). Framförallt handlar det om att göra den solida elektrolyten och övriga komponenter billigare och säkrare. De aktiva substanserna svavel och natrium är relativt billiga, medan elektrolyten av vanligtvis beta-aluminium är att betrakta som dyr. Att förbättra säkerheten handlar om att sänka arbetstemperaturen. Enligt Wei et al (2016) har de lyckats demonstrera ett

stabil natriumsvavel-batteri som kan arbeta i rumstemperatur med en teoretisk energitäthet på 1274 Wh/kg. Hittills har enbart 100 cykler uppnåtts.

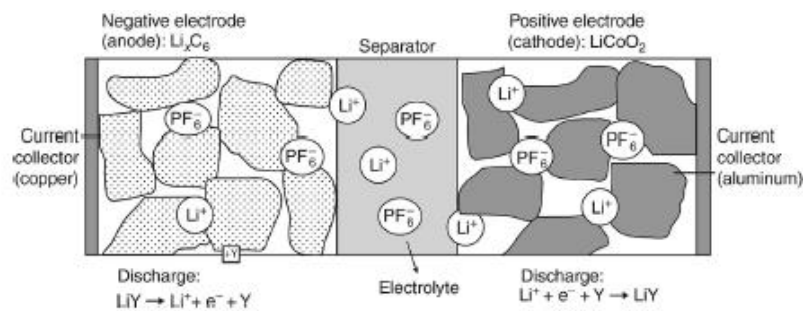
Inga framtida projekt har annonserats enligt DOE (2016).

4.4.4 Litiumjon-batterier

Litium är den lättaste och mest reaktiva av alla alkalimetaller (Kurzweil, 2015). Mest reaktiv innebär att litium har den högsta elektrokemiska potentialen. De första litiumbatterierna var långt ifrån lika stabila som dagens varianter då litium tidigare användes i sin renaste form. Att använda litium i sin renaste form innebär ett instabilt batteri, vilket i sin tur utgör en säkerhetsrisk (Kurzweil, 2015). Det var inte förrän från år 1991 som Sony utvecklade det första stabila litiumjon-batteriet (Litium-kobolt, LCO) genom interkalering⁴. Genom att ändra sammansättningen av litium, infoga eller legera litium med exempelvis annan metall, ökar stabiliteten. Det är framförallt den låga vikten i relation till den höga cellspänningen som ligger till grund för att litium ökat i popularitet bland forskare och företag.

Funktion

Som många andra laddningsbara batterier består litium-batterier av en eller flera kraftgenererande utrymmen, som kallas celler enligt figur 23.



Figur 23. En principskiss över hur ett generellt litiumjon-batteri fungerar (Kurweil, 2015).

Varje cell har huvudsakligen tre komponenter, en negativ och positiv elektrod samt en elektrolyt. Inom varje cell är materialen förenade jonisk

⁴ Infogande av annan molekyl i en redan befintlig molekyl, exempelvis infoga en av en syremolekyl i en litiummolekyl.

men inte elektroniskt, vilket betyder att elektrolyten kan leda joner men inte elektroner. Att elektrolyten enbart kan leda joner uppnås genom en separator mellan den positiva och negativa elektroden. Separatoren består av ett poröst isolerande material, ofta någon form av saltlösning.

Eftersom elektronerna inte kan gå igenom separatoren väljer de istället omvägen genom en extern krets när en last kopplas mellan elektroderna, exempelvis en lampa.

Idag finns en mängd olika elektrodmaterial för litiumjon-batterier, den tekniska funktionen är i princip densamma för alla, det som skiljer är att materialen har olika egenskaper i form av energitäthet, livslängd, storlek och vikt. De vanligaste materialsammansättningar som idag används kommersiellt, är en negativ elektrod av kolbaserad interkalering med litium och en positiv elektrod av metalloxid och litium. Generellt sett, ökar prestandan med mindre partikelstorlek, vilket ger större partikelytarea och mindre avstånd som litiumjonerna måste vandra mellan elektroderna (Kurzweil, 2015).

Själva uppbyggnaden av litium-celler brukar utformas antingen cylindriskt eller prismatiskt. Anledningen till olika konstruktioner, beror på vilket sammanhang batteriet ska användas till, exempelvis är en prismatisk konstruktion mer lämplig för ett mobiltelefonbatteri, då konstruktionen tillåter att batteriet är platt.

Aktuell status

Idag är litiumjon-batterier en av de mest lovande teknikerna inom elektrokemisk energilagring. Den främsta anledningen är den höga specifika energitätheten, jämfört med andra typer av batterier. För nuvarande finns det cirka 500 installerade litiumjon-batteri-anläggningar världen över. Den största litiumjon-batteri-anläggningen finns för nuvarande i Fukushima, Japan med en installerad effektkapacitet på 40 MW och energikapacitet på 40 MWh. Syftet med anläggningen är att stabilisera elnätet för oönskade frekvenssvängningar och som reservkraft vid strömavbrott eller spänningsbortfall (Toshiba, 2016). Figur 24 visar en bild över anläggningen.



Figur 24. Den nuvarande största litiumjon-batteri-anläggningen i Fukushima, Japan. Den installerade effektkapaciteten och energikapaciteten är 40 MW respektive 40 MWh (Toshiba, 2016).

De senaste årens solcellstrend i Tyskland har medfört att antalet mindre batterianläggningar för hushåll har ökat. I februari år 2016 lämnades en rapport av Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, rapporten visade att den totala installerade effektkapaciteten av energilagring för tyska hushåll uppgick till 68 MW (Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische, 2016). Drygt 73 % av de 68 MW installerade batterierna var litium, resterande del blysyra-batterier. Enligt studien innebar detta att 78,5 GWh den producerade solenergin år 2015 kunde lagras i batteri, istället för att mata ut elöverskottet på det lokala elnätet. Studien fann att fördelen med att inte mata ut elöverskottet på det lokala elnätet innebar exempelvis minskad risk för stockning av elöverföring samt bättre förmåga att kunna styra obalansen mellan utbud och efterfrågan.

Framtidsutsikter

Framtidens utmaningar för litiumjon-batterier är att hitta nya kombinationer av elektrodmaterial som har förbättrade egenskaper av ökad livslängd, högre energi- och effekttäthet samt består av miljövänliga material (Kurzweil, 2016).

Ett framtida alternativ är litium-luft-batteriet, som verkar ha en lovande framtid sett till energitäthet med praktiskt värde på mellan 1700-2400 Wh/kg, jämfört med dagens högsta på drygt 250Wh/kg (Jernkontoret, 2016).

Ett flertal nya litiumjon-batteri-anläggningar har annonserats och kommer uppföras inom de närmsta åren (DOE, 2016).

4.5 Sammanställning av egenskaper

Tabell 1 och tabell 2 är en sammanställning av de mekaniska, kemiska och elektrisk energilagringsteknikerna och dess egenskaper.

Tabell 1. En schematisk tabell över olika energilagringstekniker och dess egenskaper (Díaz-González et al, 2012, DOE, 2013; Nordling, 2015).

Energilagringsteknik	Energikapacitet	Effektkapacitet	Energitäthet	Effekttäthet
Pumpvattenkraft	500-8000 MWh	10-1000 MW	-	-
Tryckluftslagring	1980 MWh ²	300 MW	3,2-5,5 Wh/kg	-
Svänghjul	0.025-5 MWh	0.1-20 MW	5-100 Wh/kg	11 900 W/kg
Vätgas ¹	120 MWh	0,3-50 MW	100-150 Wh/kg	-
Superkondensatorer	10 kWh	0,05-0,25 MW	1-10 Wh/kg	800-2000 W/kg
SMES	1-15 kWh	1-100 MW	10-75 Wh/kg	-

¹ El - vätagas - el

² Ett tryckluftslagringsprojekt som håller på att byggas i Larne, Storbritannien och ska stå klart år 2017 (Gaelectric, 2015).

Tabell 2. En schematisk tabell över olika energilagringstekniker och dess egenskaper (Díaz-González et al, 2012, DOE, 2013; Nordling, 2015).

Energilagringsteknik	Verkningsgrad	Livslängd	Responstid	Användningstid
Pumpvattenkraft	65-87 %	30-50 år	s-min	1-24 h
Tryckluftslagring	70-75 %	~35 år	min	1-24 h
Svänghjul	85-95 %	~20 år	ms-min	s-min
Vätgas ¹	35-40 %	~15 år	min-timmar	s-månader
Superkondensatorer	80-90 %	10-20 år	ms	ms-s
SMES	80-95 %	~20 år	ms	ms-s

¹El-vätgas-el

Tabell 3 och tabell 4 är en sammanställning av de elektrokemiska (batterier) energilagringsteknikerna och dess egenskaper.

Tabell 3. En schematisk tabell över olika batterilagringstekniker och dess egenskaper (Díaz-González et al, 2012, DOE, 2013; Nordling, 2015)

Energilagringsteknik (Batteri)	Energikapacitet	Effektkapacitet	Energitäthet	Effekttäthet
Bly-syrabatterier	0,001-40 MWh	0,05-10 MW	30-50 Wh/kg	~200 W/kg
Flödesbatterier	2-10 MWh	5 MW	25-35 Wh/kg	166 W/kg
Natriumsvavelbatterier	0.4-245 MWh	0,05-34 MW	150-240 Wh/kg	150-230 W/kg
Litiumjon-batterier	400 MWh ¹	100 MW	180 Wh/kg	100-5000 W/kg ²

¹År 2021 ska ett 100 MW litium-jonbatteri stå klart i stadsdelen Long beach i Los Angeles (AES, 2014).

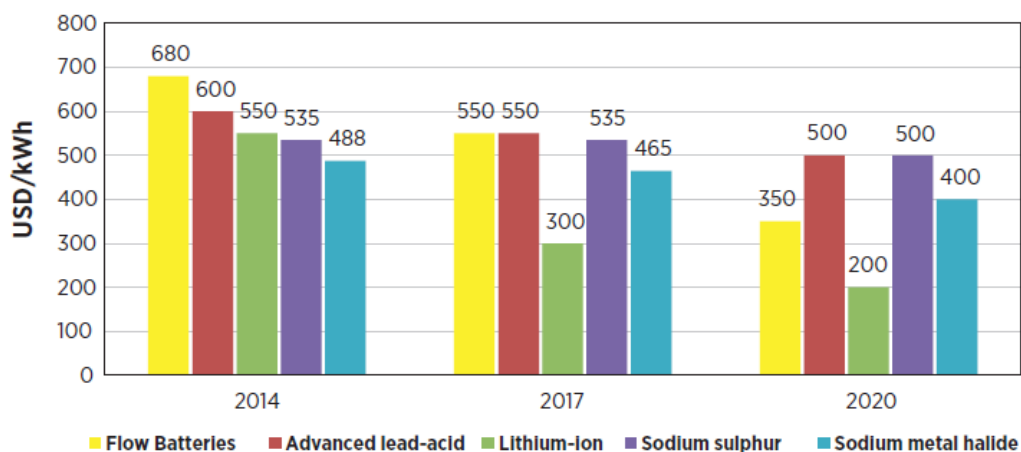
² Hitachi Automotive systems släppte år 2015 ett litiumjon-batteri med en effektkapacitet på 5000 W/kg och en energikapacitet på 80 Wh/kg (Hitachi, 2015).

Tabell 4. En schematisk tabell över olika batterilagringstekniker och dess egenskaper (Díaz-González et al, 2012, DOE, 2013; Nordling, 2015)

Energilagringsteknik	Verkningsgrad	Livslängd	Responstid	Användningstid
Bly-syrabatterier	60-95 %	5-15 år	ms	s-15h
Flödesbatterier	~85 %	10-20 år	ms	s-12h
Natriumsvavelbatterier	85-95 %	12-20 år	ms	s-10h
Litiumjon-batterier	85-98 %	~15 år	ms	s-10h

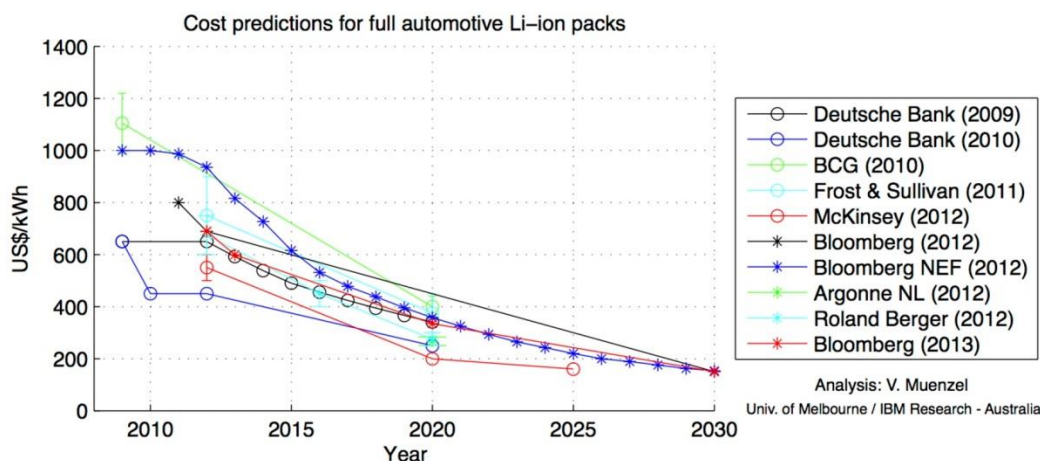
4.6 Prognostiserad kostnad för batterier

Figur 25 visar en prognostiserad kostnadsutveckling för olika batterityper. Enligt Irena (2015) ska den prognostiserade kostnadsutvecklingen betraktas med försiktighet då många antaganden är gjorda och svårigheten med att jämföra olika tekniker vilket ofta är likställt med olika företag. Olika företag har olika mätsystem för prestanda samt en del uppgifter är företagshemligheter. Att litiumjon-batterier är prognostiserad till mest gynnsamma utvecklingen, sett till lägst kostnad, är en konsekvens av teknikens fördelaktiga egenskaper samt sjunkande materialkostnader (Irena, 2015).



Figur 25. Prognostiserad kostnad för olika batterityper. Prognosen bygger på USD per installerad kilowattimme (Irena, 2015).

Figur 26 visar en prognostiserad kostnadsutveckling för enbart litiumjon-batterier.



Figur 26. En prognostiserad kostnadsutveckling för litiumjon-batterier enligt olika studier. (Muenzel et al, 2014).

Både figur 25 och figur 26 visar på liknande trendutveckling, prognosen tyder på lägre batteripriser i framtiden. Värt att notera i figur 26 är de olika utgångspriser från år 2010, enligt *Deutsche Bank* skulle priset för litiumbatteri vara cirka 630 USD medan *Boston Consulting Group* tror på mellan 1000-1200 USD. Om detta beror på att de betraktat olika typer av litiumjon-batterier av olika ingående material framgår inte.

5 Lagra elenergi i ett flerbostadshus

I teoridelen om energilagringstekniker togs olika metoder upp för att kunna lagra elenergi. Troligen kommer det aldrig utvecklas en energilagringsteknik som passar alla tillämpningsområden eller på alla nivåer i elnätet. Alla energilagringsteknikerna har sina för- och nackdelar, vilket blir extra tydligt då de ska implementeras för en specifik applikation.

Vilka energilagringstekniker är lämpligt att använda i ett flerbostadshus?

Samtliga mekaniska energilagringstekniker pumpvattenkraft, svänghjul och tryckluftslagring är i dagsläget anpassade för storskalig energilagring, och därmed inte lämpliga för bostäder som exempelvis hyreshus eller villor. Vanligtvis installeras dessa energilagringssystem med avseende för regionnät eller stamnät. Dessutom bär de mekaniska energilagringsteknikerna på väldigt stora investeringskostnader.

Inom kategorin elektrisk energilagring har superkondensatorn en lovande framtid för att konkurrera med batteriets goda egenskaper, men detta ligger så pass långt fram i tiden att tekniken ej är aktuell i dagsläget. Idag är hybridvarianter mellan exempelvis batteri och superkondensatorer en möjlig lösning. Dock är denna hybridteknik så nära besläktad med batteri, att tekniken anses falla inom kategorin batteri. SMES-tekniken kommer sannolikt att fortsätta utvecklas för större system i som kräver hög elkvalitet och kommer i första inte att hand lämpa sig för flerbostadshus. Dessutom har tekniken i dagsläget för låg energikapacitet samt de är för dyra för att implementera i ett flerbostadshus.

Vätgaslagring kan möjligen vara en kandidat för att lagra el i flerbostadshus i framtiden. Idag finns system för mindre hushåll som visas i figur 27. Det

japanska företaget Panasonic och energibolaget Tokyo Gas Co. tror på en fortsatt utveckling av vätgaslagring för både mindre hushåll och större hyresfastigheter, framförallt om nuvarande japanska statliga subventioner fortlöper (Bloomberg, 2015). I samma artikel tror den japanska handelsministern att vätgaslagring kan öka i ännu snabbare takt, om vätgasenergilagringssystemen blir billigare och mindre (Bloomberg, 2015).



Figur 27. En installation av vätgaslagring för hushåll. Värt att notera är att detta system bygger på naturgas, principen bakom kan ses i figur 15 (Ene-Farm, 2016).

Kvar finns de elektrokemiska energilagringsteknikerna. Batteritekniken är i princip den enda teknik som är kommersiellt mogen som energilager för flerbostadshus. Tabell 5 nedan hämtad från The European Association for Storage of Energy (EASE), styrker denna slutsats i sin rapport (Clerens et al, 2013).

Tabell 5. Visar vilka energilagringstekniker och dess lämplighet för olika användningsområden. Kolumnen kundservice (Customers services) innefattar bland annat sektorn flerbostäder. Notera även raden kemiska (Chemical) som innebär att vätgasenergilagring möjligen kan vara ett alternativ för kundsektorn (Clerens et al, 2013).

Technologies aggregate in focus	Conventional generation	Renewable Generation	Transmission	Distribution	Customers services
Pumped hydro energy storage	●	●	●	●	●
Compresses air energy storage	●	●	●	●	●
Electrochemical	●	●	●	●	●
Chemical	●	●	●	●	●
Electro-magnetic Energy Storage, Flywheels	●	●	●	●	●

● Suitable ● Possible ● Unsuitable

6 Fallstudien på Linero

Denna del innefattar en fallstudie i ett flerbostadsområde. Syftet är att ge ett ekonomiskt perspektiv på energilagring i ett flerbostadshus. Det finns dock inga hinder att den principiella analysen skulle kunna användas för mindre hus, exempelvis villor.

6.1 Bakgrund

6.1.1 Projektet CiTYFiED

CiTYFiED är ett EU-projekt med koppling till den pågående urbaniseringstrenden. CiTYFiED står för (repliCable and innovaTive Future Efficient Districts and cities). Målsättningen är att alla deltagare, från hyresgäst till kraftbolag, ska rikta fokus mot minskad energianvändning, sänkta utsläpp av växthusgaser och ökat användande av förnybara energikällor. Detta ska förverkligas genom att utveckla och implementera ny teknik inom byggnation, smarta el- och fjärrvärmenät och informationsteknologi. De tre städer som tilldelats ekonomiskt EU-bidrag och ingår i CiTYFiED-projektet är, Laguna de Duero-Valladolid (Spanien), Soma (Turkiet) och Lund (Sverige). Tanken är att dessa tre ska agera fullskaliga demosajter och tillika vägvisare för liknande områden i framtida projekt. Genom att skapa en holistisk och replikerbar samverkansmodell, ligger förhoppningen i att andra städer ska följa efter och utveckla denna samt bidra till en aggregerad kunskapsbank.

Lund ansökte om att vara en av deltagarna i det utannonserade projektet CiTYFiED. Projektet startade i april 2014 samtidigt som det beviljades drygt 500 miljoner SEK och ska löpa över en 5-årsperiod. I Lund kommer CiTYFiED drivas genom ett samarbete mellan energibolaget Kraftringen Energi AB (kommunalt ägt energibolag), forskningsinstitutet IVL (Svenska miljöinstitutet), Lunds Kommun samt LKF (Lunds Kommuns Fastigheter AB).

6.1.2 Stadsdelen Linero

Det är stadsdelen Linero som ligger i sydöstra Lund som är utgångspunkt i projektet. Närmare bestämt har kvarteren Eddan och Havamal valts ut; varav 16 av dessa trevåningshus belägna på Vikingavägen ingår i projektet. Totalt rör det sig om 379 stycken lägenheter och drygt 1150 hyresgäster. Fastigheterna som ligger i kvarteren Eddan och Havamal ägs idag av det kommunala bostadsbolaget LKF och är uppförda i början på 1970-talet och var en del i miljonprogrammet. I takt med att stora delar av centrala Linero genomgår en till- och ombyggnad, kommer även en modernisering utföras av de äldre miljonprogrammen i området, där Eddan och Havamal ingår. Förutom en rent estetisk förändring, har LKF med samarbetspartners planer på förbättra fastigheternas energiprestanda. Målet är att minska energianvändningen med 31 %, reducera växthusgaser med 26 % samt att fjärrvärmens ska bestå av 93 % förnybar energi till år 2020 beräknat med 2016 års omvandlingsfaktorer. För att lyckas nå detta resultat ska en rad åtgärder genomföras, bland annat täta husen genom tilläggsisolering, nya ventilationssystem med värmeväxling och installation av solceller för lokalt egenproducerad elenergi.

6.2 Systembeskrivning av fallstudien

De tre hyreshusen som denna fallstudie omfattar har idag varken solceller eller elenergilagring men solceller kommer att installeras under projektets gång. Enbart två av de tre hyreshusens fastighetsdelar kommer ligga till grund för analys; dessa innefattar fastigheterna på Vikingavägen 14 och Vikingavägen 24. Den producerade elen från solcellerna kommer att baseras på samma värden för båda hyreshusen. Det innebär att ingen hänsyn kommer att tas till solcellernas placering, vilket kan skilja sig i form av vädersträck eller vinkel, vilket i sin tur kan påverka produktionskapaciteten.

Analysunderlaget kommer att baseras på fyra scenarier enligt nedan.

Scenario 1: Referensfallet är kopplat till hur systemet ser ut idag utan solceller eller batterilager.

Scenario 2: Solceller (cirka 72 kW) installeras på tre hyreshus. Varje hyreshus betraktas som en separat enhet; alltså kommer varje hyreshus ha en installerad effekt på ca 24 kW.

Scenario 3: Solceller och ett stort batterilager installeras. Syftet med det stora batterilagret är att lagra el under en hel säsong. Exempelvis lagra sommarmånadernas elproduktionsöverskott till vintermånadernas elproduktionsunderskott. Varje hyreshus har ett eget säsongslager.

Scenario 4. Solceller och ett mindre batterilager för dygnslagring. Syftet med det mindre batterilagret är att lagra elproduktionsöverskott under dagtid för att använda under de timmar då solcellerna slutat producera el. Om batteriet är fullt säljs elöverskottet direkt ut på elmarknaden. Varje hyreshus har ett eget dygnslager.

Avgränsningar

- Enbart fastighetsel⁵.
- Hyreshusen⁶ betraktas separat.
- Elpriser grundar sig på en genomsnittlig kostnad.
- Enbart två av de tre hyreshusen kommer ingå i analysen.
- Inga banklån kommer att betraktas i fallstudien, det vill säga ränta på lånade pengar kommer inte beräknas.
- Inga solcellssystem över 255 kW kommer att betraktas⁷.

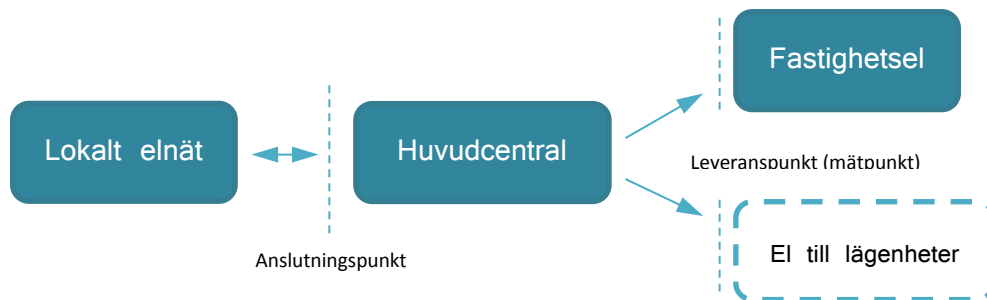
⁵ Fastighetsel är ett samlat begrepp för exempelvis belysning, ventilation och gemensamma utrymmen samt en del utomhusanläggningar.

⁶ Hyreshus och fastighet kommer användas synonymt.

⁷ Solcellsanläggningar över 255 kW måste betala energiskatt (Skatteverket, 2016)

6.2.1 Linero idag (Scenario 1)

Idag matas elen direkt ifrån elnätet in till hyreshusens anslutningspunkt, till en huvudcentral enligt figur 28. Från huvudcentralen leds elen i separata kablar till varje enskild kund, en "leveranspunkt". I de flesta fall sammanfaller "mätpunkten" med leveranspunkten. Mätpunkt är precis vad ordet antyder, en mätpunkt som elleverantören använder för att avläsa hur mycket el kunden har använt.

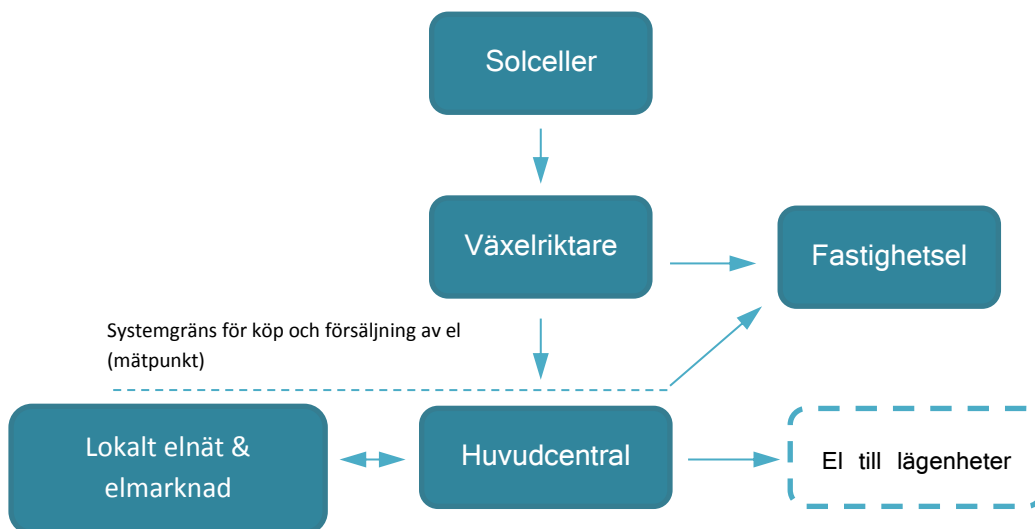


Figur 28. En schematisk systembeskrivning av referensfallet. Notera att el till lägenheter inte ingår i analysen.

6.2.2 Linero med solceller (Scenario 2)

Med enbart solceller finns ingen möjlighet att lagra el. Allt producerat elöverskott kommer därmed säljas tillbaka till energibolaget, i detta fall Krafringen. Det betyder att när solcellerna inte producerar tillräckligt mycket el, måste elunderskottet täckas upp genom att köpa in från elleverantören.

När solcellerna producerar el kommer fastighetens elbehov att prioriteras. Den solcellsproducerade elen går då via en växelriktare direkt till fastighetselens leveranspunkt (se fig. 29). Om solcellerna producerar mer än vad fastigheten använder, kommer överskottet att säljas till det lokala elnätet. Om däremot solcellerna inte kan producera tillräckligt mycket el för att täcka behovet av fastighetsel, kommer el köpas in från det lokala elnätet för att täcka underskottet.

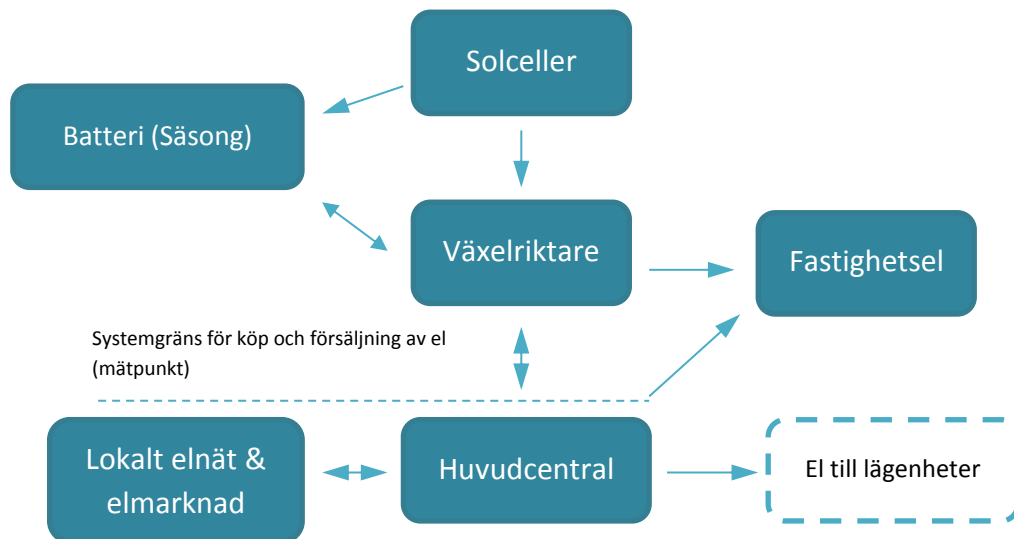


Figur 29. En schematisk systembeskrivning av scenario 2. Notera att systemgränsen tillika mätpunkten är dragen mellan huvudcentral och solcellssystem samt fastighetsel. Anledningen är att denna fallstudie ej omfattar enskilda lägenheter. Den el som matas till lägenheterna kommer att ha varit ute och handlats på elmarknaden.

6.2.3 Linero med solceller och säsongslager (Scenario 3)

I scenario 3 är syftet att analysera hur den årliga elkostnaden påverkas av införande av ett säsongslager. Säsongslagret består av ett batteri som lagrar allt elöverskott som solcellerna producerar under sommaren. Det kräver ett batteri med mycket hög energikapacitet. Batteriet kommer sedan att användas successivt under vintern då underskott av solkraft uppstår, eftersom antalet soltimmar sjunker. Det finns ingen garanti att solkraftsproduktionen täcker den totala användningen av fastighetsel, utan det är solcellssystemet på 24 kW och antalet soltimmar som styr mängden el som produceras under året.

Figur 30 visar hur systemet med säsongslagring fungerar. Som i scenario 2 prioriteras el producerad av solcellerna till användning av fastighetsel. Dock, kommer elen vid produktionsöverskott inte att säljas direkt till elmarknaden i scenario 3, utan istället ackumuleras i batteriet. Det är inte förrän batteriet är fullt och solcellerna producerar överskott av el, som el kommer säljas till elmarknaden. Om det råder underskott av el från solcellerna kommer batteriets lagrade el att användas tills batteriet är tömt. Om batteriet skulle bli tomt kommer resterande del att köpas in för att täcka behovet. Det finns också möjlighet att köpa in el till batteriet direkt från elnätet, detta kommer dock inte betraktas som utgångspunkt i scenario 3.

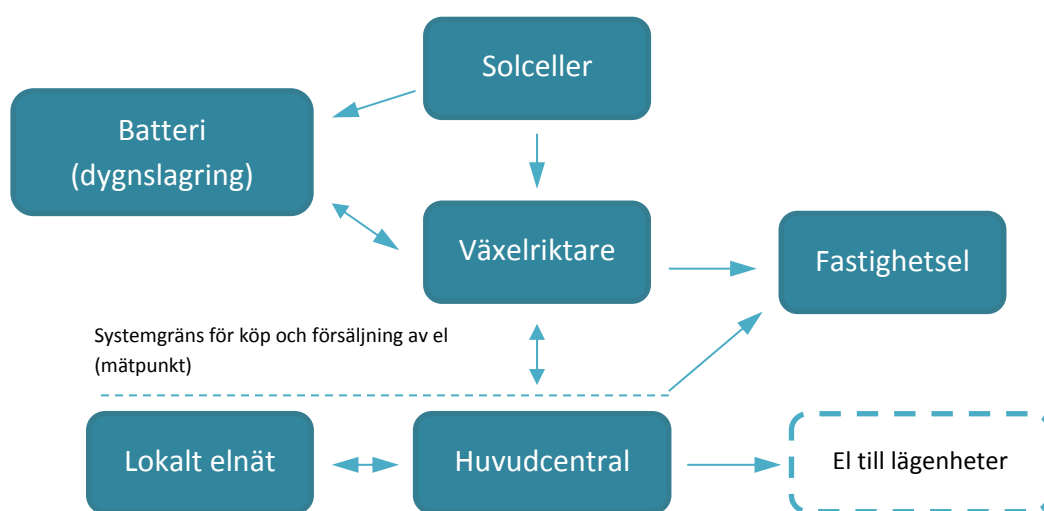


Figur 30. En schematisk systembeskrivning av scenario 3. Batteriet har i detta scenario en mycket stor energikapacitet i storleksordningen MWh.

6.2.4 Solceller och dygnslagring (Scenario 4)

I scenario 4 är syftet att analysera hur den årliga elkostnaden påverkas av införande av ett dygnslager (se fig. 31). Dygnslagret består av ett batteri som lagrar allt elöverskott som solcellerna producerar under dagen och inte används som fastighetsel. Det lagrade elöverskottet kommer sedan att täcka det elunderskott som inträffar då solen gått ner. Det elöverskott som inte kan lagras i batteriet, då batteriet är fullt, säljs på elmarknaden.

Det är egentligen ingen större principiell skillnad på scenario 3 och 4, förutom att i scenario 4 (dygnslagring) löper det cykliska laddningsförloppet över ett dygn istället för över en säsong.



Figur 31. En schematisk systembeskrivning av scenario 4. Batteriet har i detta scenario en mycket mindre energikapacitet än i scenario 3, från 10 kWh till cirka 50 kWh.

6.3 Teori

I detta avsnitt presenteras olika antagande som gjorts i samband med beräkningar och resultat.

6.3.1 Ekonomin vid i köp och försäljning av el

Inköp

Det totala elpriset kan delas in i tre huvuddelar elhandelspris, elnätsavgifter och statliga avgifter.

Elhandelspriset styrs av utbud och efterfrågan på elmarknaden (Nordpool), vilket innebär att elpriset varierar över tid. Elpriset kommer som utgångspunkt i detta arbete bestå av ett genomsnitt av de senaste fyra åren, år 2012-2015.

De statliga avgifterna består av skatt, moms och elcertifikat.

Energiskatten på el för år 2016 bestämdes till 29,2 öre/kWh⁸.

Momsen är idag på 25 %.

Elhandlarens påslag antas vara ca 2 % av elpriset, påslaget kan variera med elanvändarens avtal (Persson et al, 2012).

Elnätsavgifter är indelat i en rörlig och en fast del. I tabell nedan är enbart den rörliga delen inkluderad. Den rörliga elnätsavgiften är ett antagande baserat på Krafringens prismodell (Krafringen, 2016).

Tabell 6. Kostnad vid inköp av el.

Köp av el	kr/kWh
Elpris (inkl. elcert)	0,31 kr
Elhandlarens (\cong 2%)	0,01 kr
Energiskatt	0,29 kr
Moms (25 %)	0,08 kr
Nätavgift (rörlig)	0,18 kr
Totalsumma	0,86 kr

⁸ Elskatten är något lägre i kommuner i norra Sverige med hög elproduktion.

Försäljning

Vid försäljning av egenproducerad el till elhandlaren består intäktens komponenter av elpris, elnätsavgift, elcertifikat, skattereduktion och ursprungsgaranti.

Elpriset är baserat på samma antagande som vid köp av el. Dock, tar vanligtvis elhandlaren ut en avgift för var kWh. Antagandet här följer Kraftringens köpstruktur, vilket betyder att Kraftringen tar 2 öre för varje producerad kWh.

Elnätsersättningen är antagen utifrån schablonersättning på 5 öre.

Elcertifikatsystemet syftar till att stimulera förnyelsebar elproduktion. Elcertifikatpriset styrs av marknaden, vilket betyder att priset varierar över tid. I detta arbete kommer elcertifikatpriset att utgå ifrån ett genomsnitt från år 2015.

Skattereduktionen är baserad på en statlig subventionsmodell för att stimulera egenproducerad el. I avsnittet mikroproduktion (kap. 7.3.3) står mer utförligt vilka regler och begränsningar som gäller.

Ursprungsgarantin är ett sätt att redovisa hur och varifrån elen är producerad.

Tabell 7. Intäkter vid försäljning av el.

Försäljning av el	
	kr/kWh
Elhandelspris (-2 öre)	0,29 kr
Elnätsersättning	0,05 kr
Elcertifikat	0,15 kr
Skattereduktion	0,60 kr
Ursprungsgaranti	0,01 kr
Totalsumma	1,10 kr

6.3.2 Säkringsnivå och elnätsabonnemang

Varje hyreshus har två abonnemang med olika säkringsnivå, de är indelat i A och B, det vill säga Vikingavägen 14A och 14B samt Vikingavägen 24A och 24B. Fastighetselen för abonnemang A har något lägre förbrukning än B, vilket ligger till grund för att enbart B kommer analyseras. Anledningen är dels att underlätta analysen men även att de tilltänkta solcellsanläggningarna enbart ska vara knutna till ett abonnemang per fastighet. Rimligtvis kommer solcellerna vara knutna till det abonnemang som har högst elanvändning, det vill säga Vikingavägen 14B och 24B. Antagandet bygger alltså på att det är abonnemang tillhörande 14B och 24B.

Det årliga elnätsabonnemanget är den fasta delen av elnätsavgiften. Elnätsabonnemanget är baserat på vilken säkringsnivå som fastigheten har, högre säkringsnivå betyder generellt högre pris. Tabell 8 nedan visar olika säkringsnivåer och dess respektive pris.

Tabell 8. Säkringsnivå och kostnad för respektive abonnemang.

Elnätsavgifter	fr.o.m. 2016-05-01
Säkring	Abonnemang
16 A	3 439 kr
20 A	5 383 kr
25 A	6 761 kr
35 A	8 799 kr
50 A	12 249 kr
63 A	15 316 kr
80 A	20 465 kr
100 A	25 933 kr
125 A	34 098 kr
160 A	44 091 kr
200 A	54 901 kr

Säkringsnivån för trefas beräknas genom följande formel:

$$I = \frac{P}{(3 * U)}$$

(9)

P = Effekt (W)

I = Ström (A)

U = Spänning (antagen spänning 230 V)

6.3.3 Mikroproduktion av el

Från och med den första januari år 2015 trädde nya regler i kraft angående mikroproduktion av förnyelsebar el. Mikroproduktion innebär att de som producerar och säljer elöverskottet har möjlighet till skattereduktion på 60 öre/kWh, om högst 18 000 kronor per år eller 30 000 kWh/år per anslutningspunkt, vilket är samma sak. Säkringen till fastigheten får inte överstiga 100 A. Både fysiska personer och juridiska personer kan få skattereduktion (Skatteverket, 2016).

Energiproducerande anläggningar under 255 kW är undantagna energiskatt (Skatteverket, 2016).

6.3.4 Kalkylberäkningar

Årlig kostnad

Den årliga kostnaden grundar sig i referensfallet. Referensfallets kostnad är den elkostnad fastigheten betalar idag. Syftet med att investeringar i solceller med batteri är att minska den årliga elkostnaden (referensfallets kostnad). Investeringen ska därmed innebära en besparing av nuvarande elkostnader. Den årliga kostnaden i referensfallet utgör en alternativkostnad i arbetets fiktiva scenarier, det vill säga hur kostnaden påverkas om dagens elkostnader⁹ skulle användas på ett alternativt sätt.

⁹ Dagens elkostnader kan också ses som en tillgång, då elkostnaderna måste betalas oavsett vilket scenario som uppstår.

Årlig återbetalningsmarginal

Återbetalningsmarginalen uppstår i samband med att investeringar görs och sänker den årliga kostnaden. Exempelvis för referensfallet är den årliga återbetalningsmarginalen noll, då inga investeringar gjorts, vilket inte har bidragit till några besparingar. Då investeringar görs höjs den årliga återbetalningsmarginalen och sänker den årliga kostnaden, vilket bidrar till att investeringen kan avbetalas i den takt den årliga återbetalningsmarginalen tillåter.

Sammantaget antas referensfallets elkostnad som utgångspunkt, det vill säga att detta är en kostnad som kommer uppstå om inga investeringar görs. Syftet med investeringarna är att minska den årliga kostnaden, vilket i sin tur resulterar i större återbetalningsmarginal. Med större återbetalningsmarginal kan investeringen återbetalas på kortare tid. Återbetalningsmarginalen är ett resultat av följande formel för scenario 2, 3 och 4: (referensfallets kostnad – årlig kostnad).

Pay-backmetoden

Den ekonomiska analysen kommer grunda sig på pay-backmetoden som ett mått på ekonomisk lönsamhet.

Tre olika räntenivåer ingår i analysen, 0 %, 4,5 % och 9 %.

Pay-backmetoden utan räntan (0 %) har till syfte att spegla det utfall där inga avkastningskrav är satta. Detta skulle exempelvis kunna handla enbart om miljönytta.

Ränta på 4,5 % är en ungefärlig uppskattning som följer energimarknadsinspektionens regulatoriska avkastningskrav för elnätföretagen under tillsynsperioden år 2016-2019 för energirelaterade investeringar (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Ränta på 9 % är en dubbling energimarknadsinspektionens regulatoriska avkastningskrav och är ett uppskattat avkastningskrav hos en godtycklig person eller företag.

Pay-backmetoden utan ränta enligt formel 10

$$n = \frac{G}{a} \quad (10)$$

n = antal år det tar att återbetala investeringen

G = grundinvestering

a = återbetalningsmarginal

i = ränta

Pay-backmetoden med ränta enligt formel 11

$$n = - \frac{\ln(1 - \frac{G}{a} * i)}{\ln(1 + i)} \quad (11)$$

Anmärkning: $\ln 1 = 0$ och tal som är negativa är odefinierade (ogiltiga), vilket betyder att återbetalningsmarginalen är mindre än noll.

Återinvestering av växelriktare och batteri

Dagens växelriktare och batterisystem uppskattas ha en teknisk livslängd på 15 år. Det betyder att dessa måste återinvesteras en gång eftersom solcellssystemet uppskattas ha en teknisk livslängd på 30 år.

Grundinvestering solceller och batteri

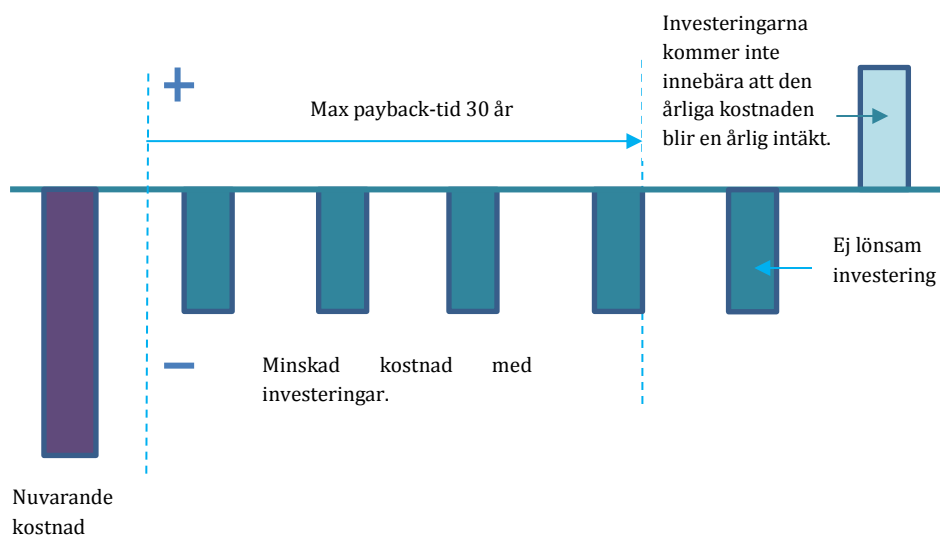
De tre solcellsanläggningarna kommer uppskattningsvis kosta 975 000 SEK. I detta pris ingår växelriktare, montage och projektering. Det innebär att varje anläggning kommer kosta cirka 325 000 SEK. Växelriktaren kommer uppskattningsvis utgöra 20 % av detta pris, det vill säga drygt 65 000 SEK.

Säsongslagringsbatteriets kostnad är uppskattat utifrån figur 25, där 2017 års litiumbatterier uppskattas kosta 2400 SEK/kWh. Detta skulle betyda att ett batteri som har en energikapacitet på 8 MWh skulle kosta drygt 20 miljoner SEK.

För korttidslagring (dygnslagring) bygger analysen på dagens lägsta pris för 10 kWh batterisystem. Enligt Tesla (2016) kostar ett batterisystem 10 kWh utan montage cirka 30 000 kr, uppskattningsvis ligger montagekostnaderna på 20 % vilket innebär en total kostnad på 36 000 SEK.

Tolka resultat

Det är viktigt att betona att investeringarna har som syfte att spara pengar inte tjäna pengar. För att kunna tjäna pengar hade försäljningsintäkterna behövt överstiga kostnaderna. Dessutom hade detta krävt att solcellsanläggningen kan producera tillräckligt mycket el för att täcka fastighetselens behov under hela året samt ett överskott till försäljning (se fig. 32).



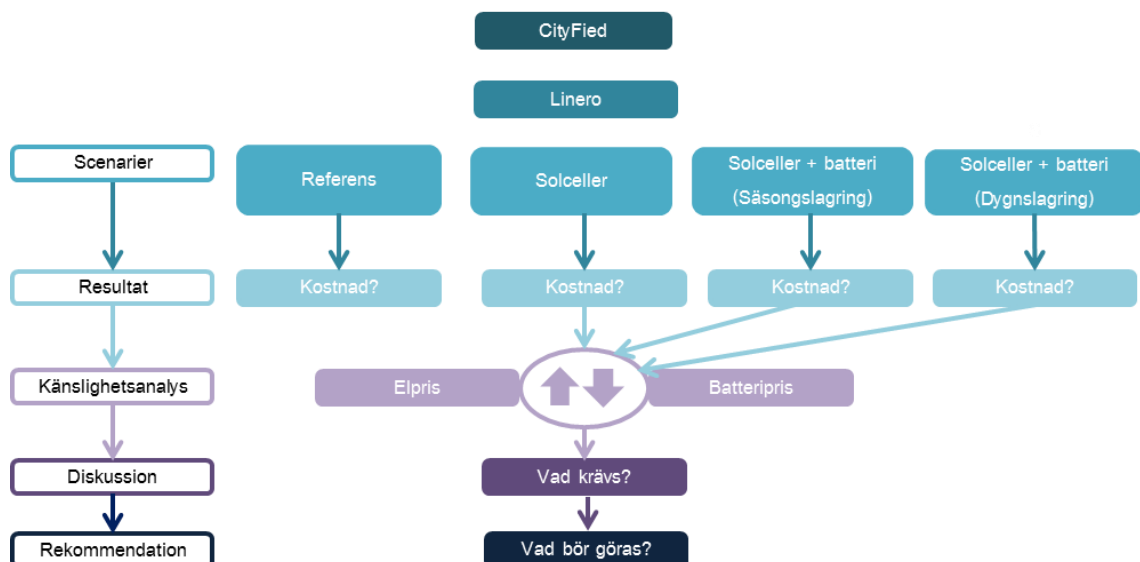
Figur 32. En bild som beskriver hur resultaten ska tolkas.

I detta arbete har en investering som syfte att sänka den nuvarande årliga elkostnaden, vilket också ökar den årliga återbetalningsmarginalen. Detta innebär att den lägre årliga kostnaden kommer vara aktuell tills det att den tekniska/ekonomiska livslängden löpt ut. Om investeringen inte hinner betalas tillbaka under den förutsatta tekniska livslängden (30 år), anses

investering inte lönsam. Anledningen är att de lägre årliga elkostnaderna som kunde utnyttjas under den tekniska livslängden inte kan utnyttjas längre, exempelvis att solcellerna har slutat producera el, dock kvarstår det att återbetala på investeringen. Om däremot investeringen kan betalas på kortare tid än 30 år, kommer investeringen vara lönsam. Kortare återbetalningstid visar på större lönsamhet, då den årliga kostnaden är lägre eller kan det ses som att återbetalningsmarginalen är högre.

6.4 Process/Metod för fallstudien

Figur 33 beskriver processbeskrivning av arbetsgången.



Figur 33. En schematisk beskrivning av processförfarandet under arbetets gång med fallstudien.

6.4.1 Data

Information om elanvändning och el producerad av solceller är baserad på mätdata från Kraftringen.

Den uppskattade solelproduktionen bygger på mätdata från en solcellsanläggning som Kraftringen tillhandahåller i Lund. Denna anläggning har en lägre installerad effekt (toppeffekt på 4,2 kW) än de planerade

anläggningarna på Linero (toppeffekt 24 kW/anläggning). För att uppskatta elproduktionen från de nya anläggningarna på Linero, har år 2012 mätdata av soletproduktion extrapolerats från den befintliga anläggningen i Lund.

I och med att de nya anläggningarna är på 24 kW och den befintliga på 4,2 kW, kommer de nya producera cirka 5,7 gånger mer. Soletproduktionens mätpunkter är baserat på timvärden.

Fastighetselanvändningens mätpunkter är också baserat på timvärden från år 2015 och är hämtad från Krafringens databas år 2016.

6.4.2 Beräkningar för batteri

Beräkningarna för kostnaden att lagra el i batterier bygger på en del antaganden, vilka beskrivs nedan:

- Batterierna har en livslängd på 15 år, det vill säga klarar 365 laddningscykler per år.
- Batterierna har enligt gängse tumregel en energikapacitet och en effektkapacitet på förhållandet 2:1 (Powercircle, 2016). Det betyder att ett batteri med energikapacitet på 20 kWh har en effektkapacitet på 10 kW.
- Priset på batteriet för dygnslagring är antaget från det idag billigaste med önskade egenskaper.
- Priset på ett större batteri följer en linjär modell, det vill säga om 10 kWh kostar 36 000 SEK, kostar 20 kWh 72 000 SEK.
- För dygnslagring är utgångspunkten ett batteri med en energikapacitet på 10 kWh, eftersom detta är ett standardutförande av tillverkarna.
- Priset på batterierna för säsongslagring är baserat på IRENA (2015) prognostiserade priser för år 2017. Priserna bygger på en kostnad för installerad kWh för litiumjon-batterier.

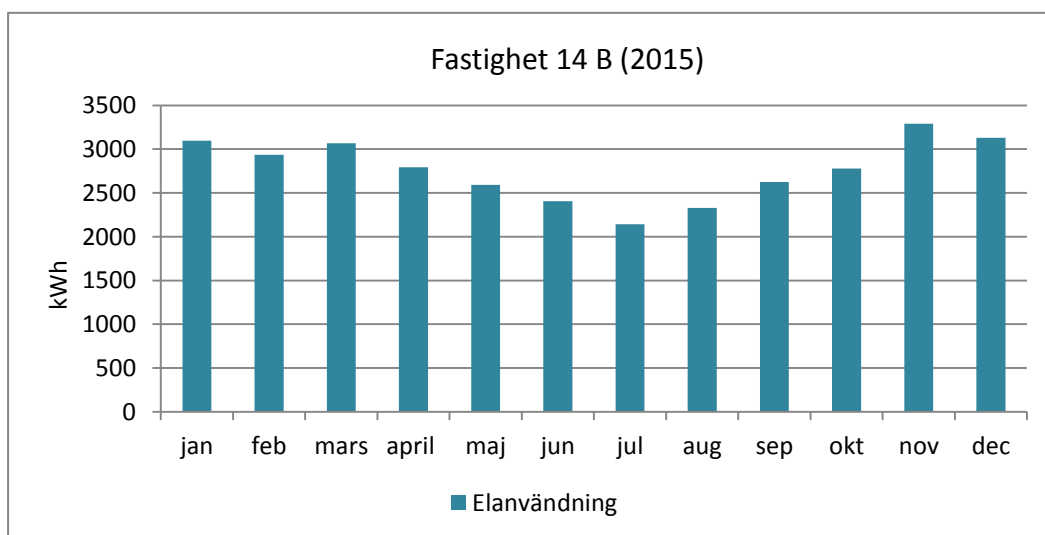
7 Resultat och känslighetsanalys

7.1 Resultat och analys

7.1.1 Resultat referensfall (scenario 1)

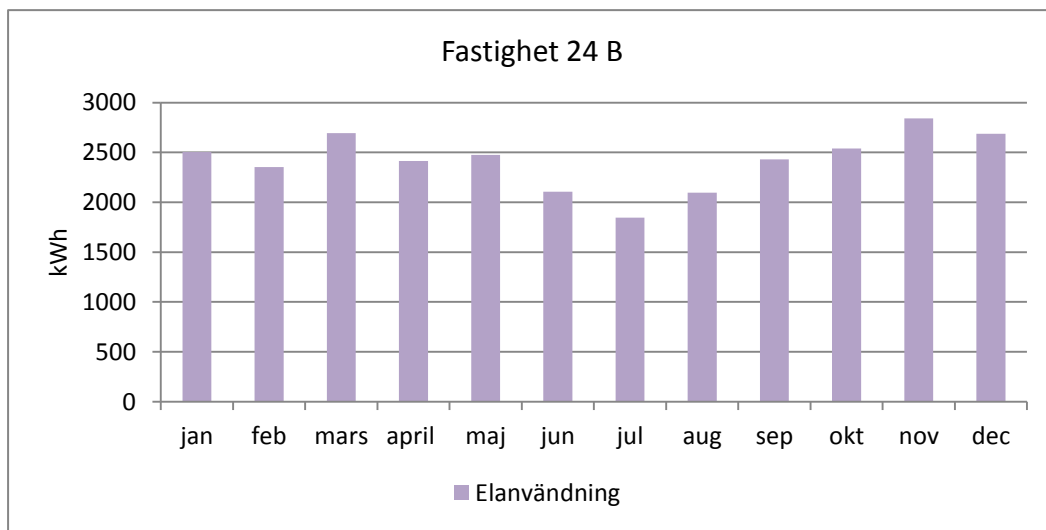
Figur 34 och 35 visar hur fastighetselanvändningen såg ut under år 2015. Båda grafer visar ett liknande mönster av mindre elanvändning under sommarmånaderna. I övrigt är lasten relativt konstant.

Den totala elanvändningen för fastighet 14 B uppgick till 33 187 kWh under år 2015.



Figur 34. Diagram över månadsvis elanvändning av fastighetsel för hyreshus 14 B under år 2015.

Den totala elanvändningen för fastighet 24 B uppgick till 28 988 kWh under år 2015.



Figur 35. Diagram över månadsvis elanvändning av fastighetsel för hyreshus 24 B under år 2015.

Tabell 9 och tabell 10 visar den nuvarande kostnaden för fastighetselanvändningen. Referensfallets årliga kostnad fungerar som utgångspunkt i scenario 2, 3 och 4.

Tabell 9. Kalkyl över hyreshus 14 B kostnader för fastighetsel. Referensfallett avser de kostnader som uppstår om inga investeringar görs.

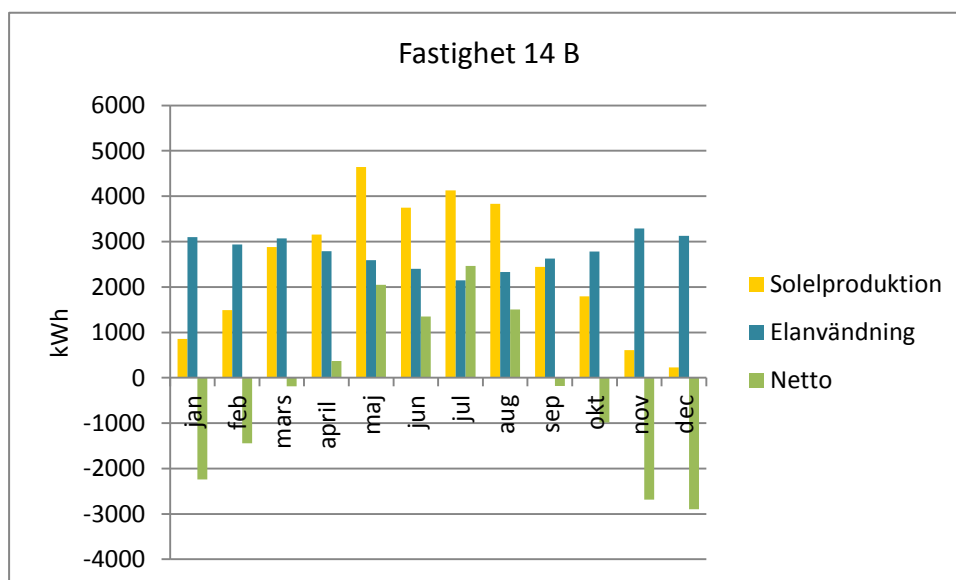
Fastighet 14 B	Referensfall
Elförsäljning [kr]	0
Inköp av el	28669
Elnätsavgift (säkringsnivå)	12249
DoU, solcell	0
DoU, batteri	0
Reinvestering solcell (15 år)	0
Reinvestering batteri (15 år)	0
Årlig energikostnad [kr]	40918
Årlig återbetalningsmarginal	0

Tabell 10. Kalkyl över hyreshus 24 B kostnader för fastighetsel. Referensfallet avser de kostnader som uppstår om inga investeringar görs.

Fastighet 24 B		Referensfall
Elförsäljning	[kr]	0
Inköp av el		25041
Elnätsavgift (säkringsnivå)		8799
DoU, solcell		0
DoU, batteri		0
Reinvestering solcell (15 år)		0
Reinvestering batteri efter 15 år		0
Årlig energikostnad	[kr]	33840
Årlig återbetalningsmarginal		0

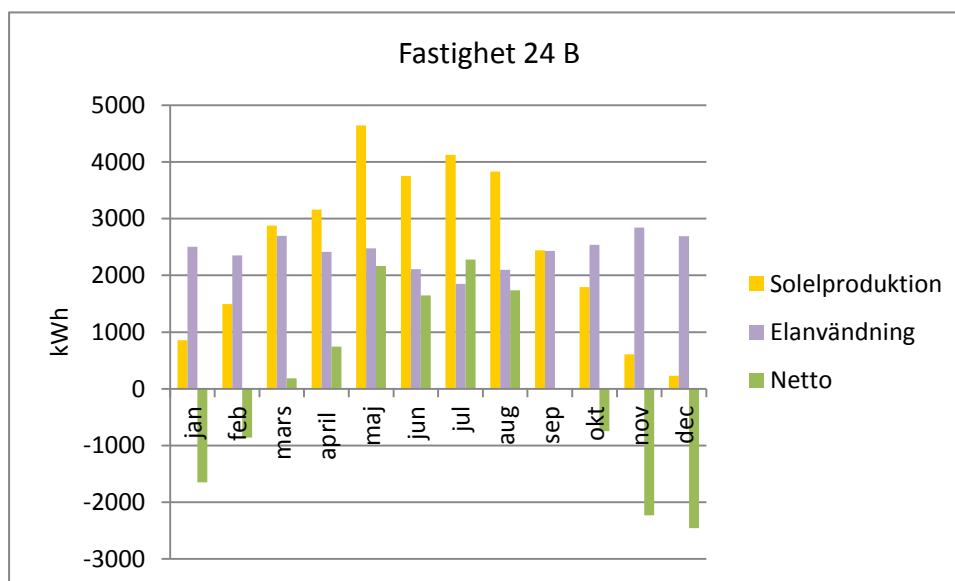
7.1.2 Resultat Linero med solceller (scenario 2)

Solelproduktionen för var och en av fastigheterna beräknades genom extrapolering fram till 29 808 kWh under ett år. Den totala elanvändningen (33 187 kWh) för fastighet 14 B är högre än solelproduktionen, vilket resulterar i ett netto som är negativt. I figur 36 visas solelproduktionen, elanvändningen och vilket netto som uppstår mellan solelproduktion och elanvändning per månad för fastigheten 14 B.



Figur 36. Diagram för månadsvis elanvändning (år 2015) och solelproduktion (år 2012). Nettot utgörs av elanvändning minus solelproduktion.

Den totala elanvändningen (28 988 kWh) översteg inte soletproduktionen (29 808 kWh) för fastighet 24 B, vilket resultera i ett netto som är positivt. I figur 37 visas soletproduktionen, elanvändningen och vilket netto som uppstår mellan soletproduktion och elanvändning per månad för fastighet 24 B.



Figur 37. Diagram för månadsvis elanvändning (år 2015) och soletproduktion (år 2012). Nettot utgörs av elanvändning minus soletproduktion.

Både fastighet 14 B och 24 B visar liknande mönster med högre soletproduktion sommartid än vintertid. Elanvändningen visar däremot på ett jämnare användningsmönster under hela året, med marginell minskning under sommartid.

Resultatet visar två olika utfall baserat på olika säkringsnivåer, 50 Ampere och 35 Ampere. Hyreshuset 14 B har idag en säkringsnivå på 50 Ampere, men möjlighet att gå ner till 35 Ampere med solcellsanläggning. Hyreshuset 24 B har idag en säkringsnivå på 35 Ampere, men möjlighet att gå ner till 25 Ampere med solcellsanläggning. Anledningen till detta grundar sig i att solcellsanläggningen ligger bakom huvudcentralen där säkringsnivå är placerad. Solcellsanläggningen kan därmed täcka upp helt eller delvis den el som måste köpas in. Detta betyder att lägre effekt går genom huvudcentralen vilket i sin tur skapar utrymme att sänka säkringsnivån. I denna studie är det

nettotimvärdet som avgör vilken säkringsnivå som är möjlig. Den lägsta möjliga säkringsnivå med givna förutsättningar för hyreshus 14 B resultera i 35 Ampere, vilket minskade de årliga kostnaderna med 3450 SEK. Av liknande anledning minskar årliga kostnaderna för hyreshus 24 B med 2038 SEK.

Tabell 11 visar resultatet av att fastighet 14 B investerar i solceller. Med en säkringsnivå på 50 A respektive 35 A, utan ränta och med ränta på 4,5 % är ekonomiskt lönsamt, då återbetalningstiden är under 30 år. Det mest gynnsamma utfallet med 4,5 % ränta är om säkringsnivån sänks från 50 A till 35 A. Resultatet för kalkylräntan på 9 % är investeringen inte ekonomiskt lönsam för säkringsnivån på 50 A men att den är lönsam med en säkringsnivå på 35 A.

Notera att [Reinvestering solcell (15 år)] betyder att växelriktarens tekniska livslängd är nådd, och behöver bytas ut. Kostnaden för en ny växelriktare har fördelats på solcellernas livslängd (30 år), vilket innebär en årlig kostnad på 2167 SEK.

Tabell 11. Kalkyl över fastighet 14 B med installerade solceller.

Fastighet 14 B	Solceller (50A)	Solceller (35A)
Referensfallets elkostnad [kr]	40 918	40 918
Elförsäljning	20 115	20 115
Inköp av el	18 302	18 302
Elnätsavgift (säkringsnivå)	12 249	8 799
DoU, solcell	200	200
DoU, batteri	0	0
Reinvestering solcell (15 år)	2167	2167
Årlig energikostnad [kr]	12 802	9 352
Årlig återbetalningsmarginal	28 115	31 565
Grundinvestering, solceller [kr]	325 000	325 000
Grundinvestering, batteri	0	0
Pay-back utan ränta [Återbetalningstid]	12 år	10 år
Pay-back med ränta (4,5%)	17 år	14 år
Pay-back med ränta (9%)	N/A	30 år

Tabell 12 för fastighet 24 B visar liknande resultat som i fallet med 14 B, investeringen är ekonomiskt lönsam då räntan är noll respektive 4,5 %. Återbetalningstiden för räntan 4,5 % och lägst antagna säkringsnivå är marginellt längre för 24 B än 14 B, vilket är en följd av lägre kostnadsminskning av säkringsnivån för 24 B än 14 B, jämför 3450 SEK mot 2038 SEK.

I detta fall uppnås ingen lönsamhet med en kalkylränta på 9 %.

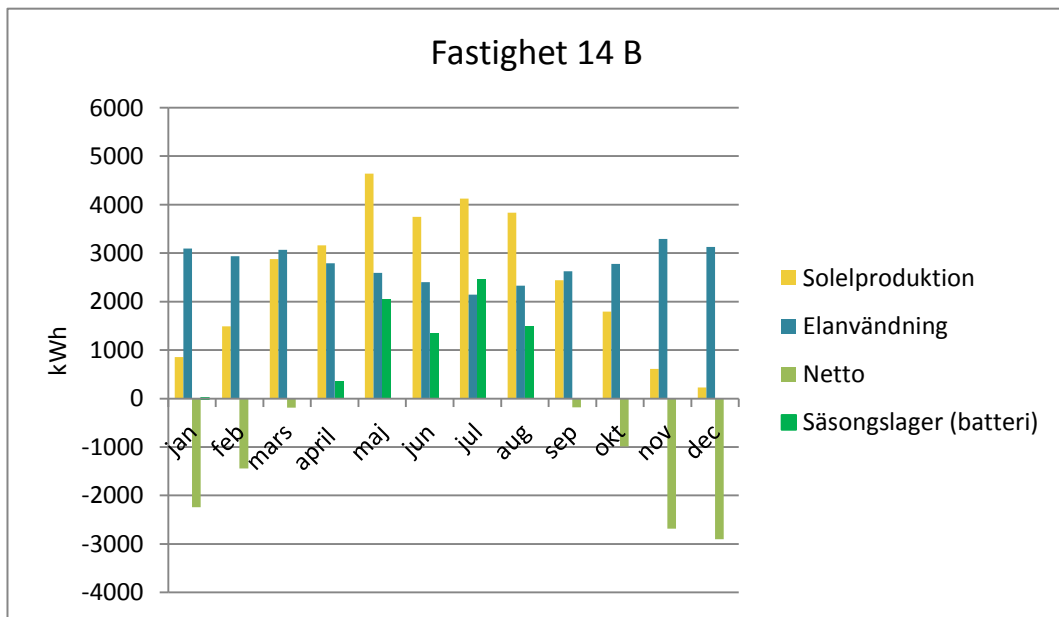
Tabell 12. Kalkyl över fastighet 24 B med installerade solceller.

Fastighet 24 B	Solceller (35A)	Solceller (25A)
Referensfallets elkostnad [kr]	33 840	33 840
Elförsäljning	21 330	21 330
Inköp av el	16 044	16 044
Elnätsavgift (säkringsnivå)	8 799	6 761
DoU, solcell	200	200
DoU, batteri	0	0
Reinvestering solcell (15 år)	2 167	2 167
Årlig energikostnad [kr]	5 880	3 842
Årlig återbetalningsmarginal	27 961	29 999
Grundinvestering, solceller [kr]	325 000	325 000
Pay-back utan ränta [Återbetalningstid]	12 år	11 år
Pay-back med ränta (4,5%)	17 år	15 år
Pay-back med ränta (9%)	N/A	41 år

7.1.3 Resultat Linero med solceller och säsongslager (Scenario 3)

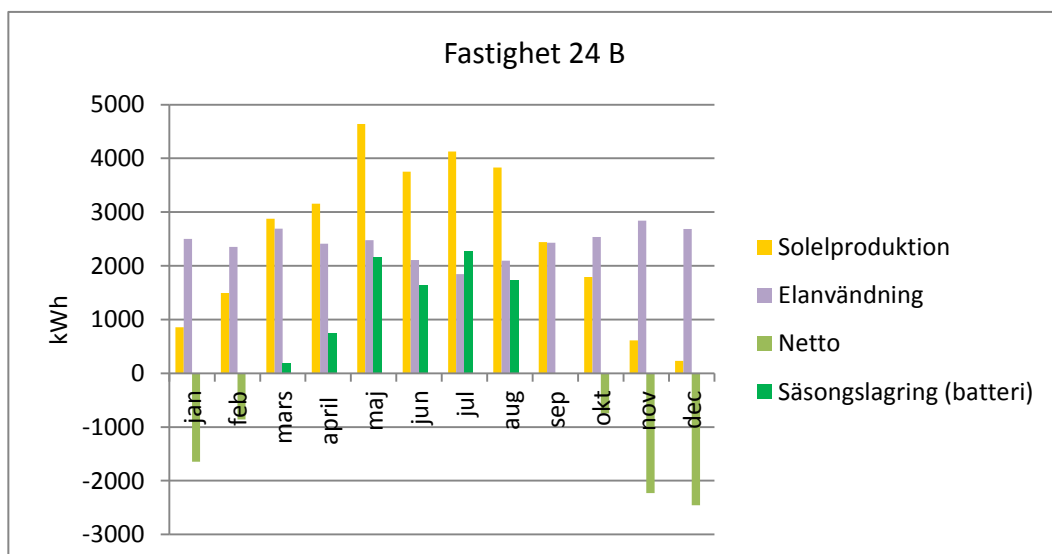
I scenario tre har ett säsongslager införts. Det innebär att den överproduktion som solcellerna producerar under de månader då nettot var positivt, sparas i ett batteri som har samma energikapacitet som nettoöverskottet. För fastighet 14 B innebar detta ett nettoöverskott på cirka 7,7 MWh. Det installerade batteriet antogs i båda fastigheterna vara lika stort, det vill säga med en energikapacitet på 8 MWh och till en uppskattad kostnad på 20 miljoner SEK.

Figur 38 visar ett diagram över soletproduktion, elanvändning och lagringsmöjlighet under ett år för fastighet 14 B.



Figur 38. Ett diagram som visar vilka månader som fastighet 14 B har ett nettoöverskott som kan lagras i ett säsongslager.

För fastighet 24 B blev nettoöverskottet cirka 8 MWh. Som nämdes i scenario 2 blev det årliga elnettoöverskottet negativt för 14 B (-2897 kWh) inte täcka hela årets elanvändning, vilket betyder att 14 B måste även med säsongslager köpa in 2897 kWh. För fastighet 24 B blev det årliga elnettoöverskottet positivt (820 kWh) vilket betyder att 820 kWh el kan säljas under året. Figur 39 visar ett diagram över soletproduktion, elanvändning och lagringsmöjlighet under ett år för fastighet 24 B.



Figur 39. Ett diagram som visar vilka månader som fastighet 24 B har ett nettoöverskott som kan lagras i ett säsongslager.

Ingen av fastigheterna visar ekonomisk lönsamhet med solceller och ett stort batteri för säsongslagring (se tabell 13 och 14). Kostnaden för ett batteri med en energikapacitet på 8 MWh är helt enkelt för dyrt i nuläget. Inget har ännu nämnts angående effektkapacitet, anledningen är att med så stort batteri på 8 MWh kommer effektkapaciteten ungefär ligga på hälften, det vill säga 4 MW. Så stora laster som 4 MW kommer ingen av fastigheterna att uppnå; jämför med maxeffekten som går genom huvudcentralen för 14 B (21,9 kWh) respektive 24 B (21,6 kWh).

Notera att reinvesteringen av batterier efter 15 år är beräknat som en engångskostnad, det betyder att denna summeras i likhet med grundinvesteringen. Reinvesteringen för solcellerna (växelriktaren) är däremot en fördelad kostnad över 30 år. Sammantaget spelar detta ingen roll för beräkningarna eftersom resultatet blir likadant. Anledningen varför detta är gjort för säsongslagringen är att den årliga kostnaden av 20 miljoner SEK delat på 30 år blir så hög att återbetalningsmarginalen blir negativ. Istället för att återbetalningsförmågan ska bli negativ, behandlas reinvesteringen för säsongslagret som en grundinvestering, vilket resulterar istället i en ökning av antalet återbetalningsår.

Tabell 13. Kalkyl över fastighet 14 B med solceller och säsongslager med en energikapacitet på 8 MWh.

Fastighet 14 B		Solceller + Batteri (säsong)
Referensfallets elkostnad	[kr]	40 918
Elförsäljning		
Inköp av el		2 503
Elnätsavgift (säkringsnivå)		1 774
DoU, solcell		200
DoU, batteri		100
Reinvestering solcell (15 år)		2 167
Årlig energikostnad	[kr]	6 743
Årlig återbetalningsmarginal		34 174
Grundinvestering, solceller	[kr]	325 000
Grundinvestering, batteri		20 000 000
Reinvestering batteri (15 år)		20 000 000
Pay-back utan ränta	[år]	1 180 år
Pay-back med ränta (4,5%)	[år]	N/A
Pay-back med ränta (9%)	[år]	N/A

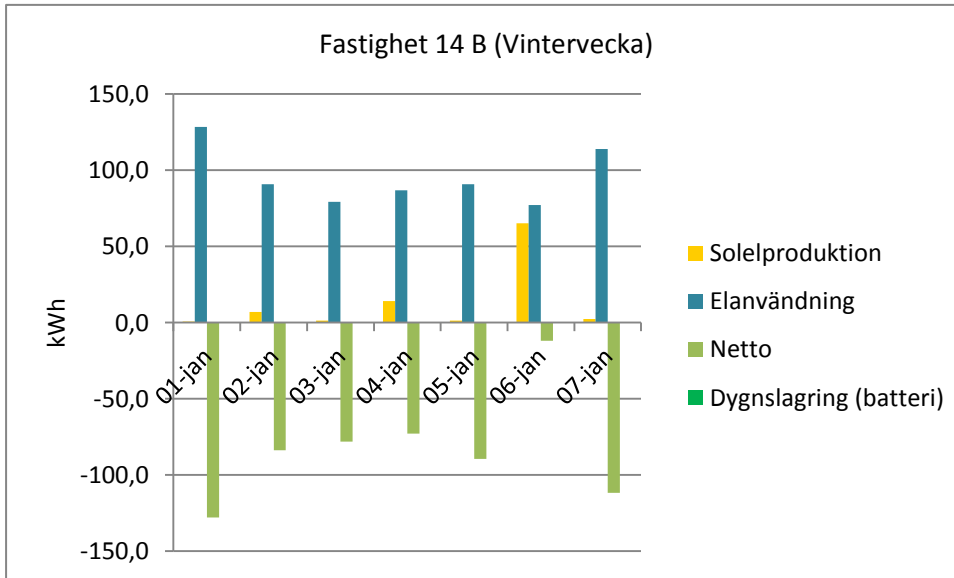
Tabell 14. Kalkyl över fastighet 24 B med solceller och säsongslager med en energikapacitet på 8 MWh.

Fastighet 24 B		Solceller + Batteri (säsong)
Referensfallets elkostnad	[kr]	33 840
Elförsäljning		
Inköp av el		708
Elnätsavgift (säkringsnivå)		1 774
DoU, solcell		200
DoU, batteri		100
Reinvestering solcell (15 år)		2 167
Årlig energikostnad	[kr]	4 949
Årlig återbetalningsmarginal		28 892
Grundinvestering, solceller	[kr]	325 000
Grundinvestering, batteri		20 000 000
Reinvestering batteri efter 15 år		20 000 000
Pay-back utan ränta	[år]	1 331 år
Pay-back med ränta (4,5%)	[år]	N/A
Pay-back med ränta (9%)	[år]	N/A

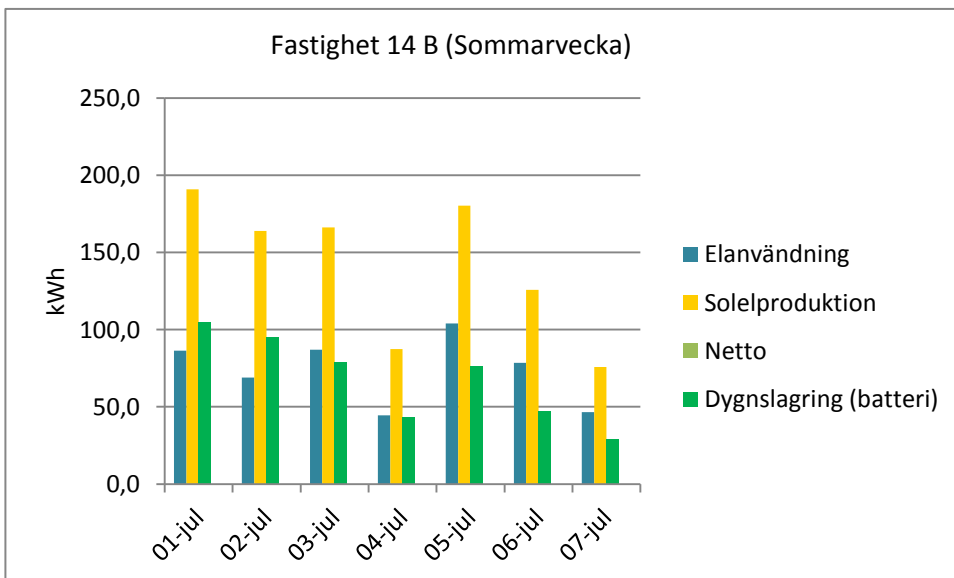
7.1.4 Resultat Linero med solceller och dygnslager(Scenario 4)

För dygnslagring har en typisk sommarvecka och en typisk vintervecka valts för att visa skillnaderna mellan sommar och vinter.

Figur 40 och 41 speglar hur ojämn fördelningen är av solelproduktion mellan vinter och sommar. Framförallt är detta en konsekvens av Sveriges geografiska placering. Det är alltså främst under tider med nettoöverskott av solel som dygnslagringen fyller någon funktion. Tider med låg eller ingen solelproduktion kräver att el köps in från det lokala elnätet. För tider med hög solelproduktion krävs ett batteri med tillräckligt hög energikapacitet för att kunna lagra så stor del som möjligt av den egenproducerade elen.

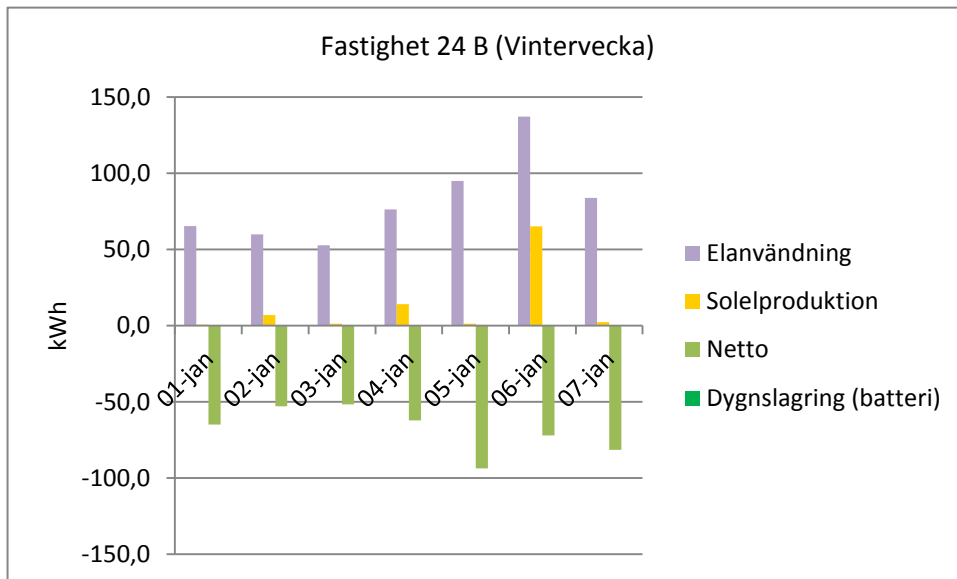


Figur 40. Dygnslagring under första veckan i januari i fastigheten 14 B.

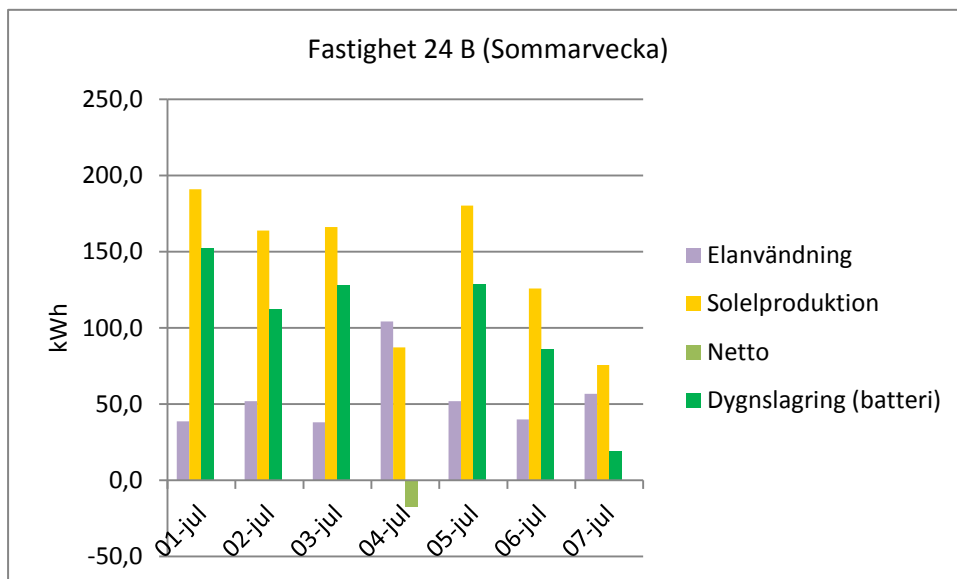


Figur 41. Dygnslagring under första veckan i juli i fastigheten 14 B.

Liknande mönster av solelproduktionen kan ses för fastighet 24 B i figur 42 och 43. Notera att elanvändningen för båda fastigheterna uppvisar ett relativt konstant mönster mellan sommar och vinter.



Figur 42. Dygnslagring under första veckan i januari i fastigheten 24 B.



Figur 43. Dygnslagring under första veckan i juli i fastigheten 24 B.

Sammantaget är dygnslagring mer aktuell under sommaren med givna förutsättningar. Anledningen är att solelproduktionen är så mycket högre under sommaren då solen lyser under fler timmar av dygnet, vilket ger utrymme att lagra el.

Det ekonomiska resultatet visar för båda fastigheterna, att det kan vara lönsamt att investera i ett batteri på antingen 10 kWh eller 20 kWh enligt tabell 15 och 16.

Tabell 15. Kalkyl över fastighet 14 B med solceller och dygnslagring, det vill säga batteri i två storlekar (10 kWh respektive 20 kWh).

Fastighet 14 B	10 kWh batteri (35 A)	20 kWh batteri (35 A)
	<i>Solceller + batteri(dygn)</i>	<i>Solceller + Batteri (dygn)</i>
Referensfallets elkostnad [kr]	40 918	40 918
Elförsäljning	16 675	14 197
Inköp av el	17 178	15 287
Elnätsavgift (säkringsnivå)	8 799	8 799
DoU, solcell	200	200
DoU, batteri	100	100
Reinvestering solcell (15 år)	2 167	2 167
Reinvestering batteri (15 år)	1 200	2 400
Årlig energikostnad [kr]	12 968	14 756
Årlig återbetalningsmarginal	27 949	26 162
Grundinvestering, solceller	325 000	325 000
Grundinvestering, batteri [kr]	36 000	72 000
Pay-back utan kalkylränta	13 år	15 år
Pay-back med ränta (4,5%)	20 år	26 år
Pay-back med ränta (9%)	N/A	N/A

Tabell 16. Kalkyl över fastighet 24 B med solceller och dygnslagring, det vill säga ett batteri i två storlekar (10 kWh respektive 20 kWh).

Fastighet 24 B	10 kWh batteri (25 A)	20 kWh batteri (25 A)
	<i>Solceller + Batteri (dygn)</i>	<i>Solceller + Batteri (dygn)</i>
Referensfallets elkostnad [kr]	33 840	33 840
Elförsäljning	17 150	14 649
Inköp av el	14 767	12 658
Elnätsavgift (säkringsnivå)	6 761	6 761
DoU, solcell	200	200
DoU, batteri	100	100
Reinvestering solcell (15 år)	2 167	2 167
Reinvestering batteri (15 år)	1 200	2 400
Årlig energikostnad [kr]	8 045	9 637
Årlig återbetalningsmarginal	25 795	24 204
Grundinvestering, solceller	325 000	325 000
Grundinvestering, batteri [kr]	36 000	72 000
Pay-back utan ränta	14 år	16 år
Pay-back med ränta (4,5 %)	23 år	30 år
Pay-back med ränta (9 %)	N/A	N/A

Beräkningar gjordes även för batteri med större energikapacitet än 20 kWh, allt annat lika, men det visade sig att lönsamheten sjönk, det vill säga att pay-backtiden blev längre.

Säkringsnivån kunde inte sänkas mer vid installation av batterier jämfört med enbart solceller. Anledningen till detta är att maxvärdet för varje producerad eller använd kilowattimme¹⁰ inte minskades nämnvärt. Maxvärdet på in- och uteffekt styr vilken säkringsnivå som systemet kräver. Lägre säkringsnivå innebär lägre årlig fast kostnad, se *avsnitt 7.3.2*.

I beräkningarna förutsattes att säkringsnivå inte kunde klara mer än utsatt nivå. Ett räkneexempel baserad på formel 9 är gjord för att förtydliga.

Räkneexempel.

A: Maxvärde under alla årets timmar = 23 kW

B: Maxvärde under alla årets timmar = 25 kW

Säkringsnivå A: Klarar sig på en säkringsnivå på 35 Ampere.

$$\frac{23\,000\text{ W}}{(3 * 230)} = 33,33\text{ A} < 35\text{ A}$$

Säkringsnivå B: Klarar inte sig på en säkringsnivå på 35 Ampere.

$$\frac{25\,000\text{ W}}{(3 * 230)} = 36,23\text{ A} > 35\text{ A}$$

Sammantaget visar det sig att enbart solceller med lägre säkringsnivå än i nuläget är det mest lönsamma utfallet under givna förutsättningar. Tabellerna nedan är en sammanställning av respektive utfall för fastighet 14 B och 24 B.

¹⁰ För att beräkna säkringsnivån krävs egentligen den högsta in- eller uteffekten, materialet i denna studie bygger på genomsnittlig användning per timme, det betyder att högre effekttoppar än det genomsnittliga värdet kan förekomma i underliggande data. I detta arbete antas dock att den genomsnittliga effekten per timme ligger till grund för säkringsnivån, vilket betyder att det genomsnittliga mätvärdet per timme och effekt per sekund är lika.

I tabell 17 finns en sammanställning från scenario 2, 3 och 4 för fastighet 14 B.

Tabell 17. Sammanställning av de olika scenarierna och dess utfall för fastighet 14 B.

Fastighet 14 B	Scenario 2		Scenario 3	Scenario 4	
	Solceller 50A	Solceller 35A	Säsongslagring 8 MWh	Dygnslagring 10kWh (35A)	Dygnslagring 20kWh (35A)
Pay-back utan ränta	12 år	10 år	1 180 år	13 år	15 år
Pay-back med ränta (4,5%)	17 år	14 år	N/A	20 år	26 år
Pay-back med ränta (9%)	N/A	30 år	N/A	N/A	N/A

I tabell 18 finns en sammanställning från scenario 2, 3 och 4 för fastighet 24 B.

Tabell 18. Sammanställning av de olika scenarierna och dess utfall för fastighet 24 B.

Fastighet 24 B	Scenario 2		Scenario 3	Scenario 4	
	Solceller (50A)	Solceller (35A)	Säsongslagring 8 MWh	Dygnslagring 10kWh (25A)	Dygnslagring 20kWh (25A)
Pay-back utan ränta	12 år	11 år	1 331 år	14 år	16 år
Pay-back med ränta (4,5%)	17 år	15 år	N/A	23 år	30 år
Pay-back med ränta (9%)	N/A	41 år	N/A	N/A	N/A

7.2 Känslighetsanalys

I föregående avsnitt framgick att ju större batteri desto sämre lönsamhet. Det framgick också att solceller med lägre säkringsnivå utan energilagring (batteri) var den mest lönsamma investeringen under givna förutsättningar.

I denna känslighetsanalys kommer det undersökas om och hur lönsamheten påverkas i de olika scenarierna om elpriset skulle stiga och/eller batteripriset skulle sjunka. Hur påverkas utfallet i scenarierna om skattereduktionen för egenproducerad el försvinner?

Fall som betraktas i känslighetsanalysen

Säsongslagring

1. Elhandelspriset stiger och batteripriset sjunker till fyra olika nivåer av nuvarande pris (20 %, 10 % och 5 %). Endast en räntenivå på 4,5 % kommer att beräknas.
2. Vad krävs för att solceller med ett säsongslagrings-batteri ska nå högre ekonomisk lönsamhet än enbart solceller?

Dygnslagring

3. Elhandelspriset stiger
4. Batteripriset sjunker.
5. Skattereduktionen på 60 öre per kWh tas bort.
6. Elhandelspriset stiger och batteripriset sjunker till 50 % av dagens kostnad.
7. Under vilka förutsättningar når ett scenario med solceller med batteri högre ekonomisk lönsamhet än enbart solceller?
8. Hur påverkas den ekonomiska lönsamheten om differensen mellan inköpspriset och försäljningspriset av el ökar?

Avgränsningar

- Känslighetsanalysen kommer enbart bygga på fastighet 14 B

7.2.1 Elhandelspriset ökar och batteripriset sjunker (säsongslagring)

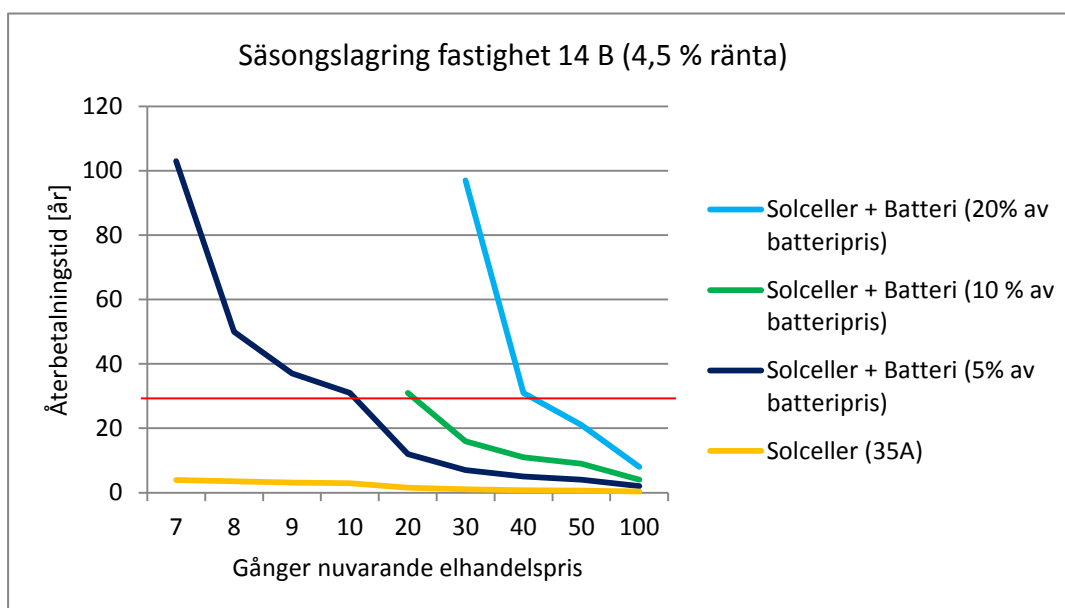
I detta fall studeras den kombinerade effekten av ökade elhandelspriser och sjunkande batteripriser på lönsamheten (återbetalningstiden).

Resultatet i figur 44 visar följande:

- Batteri med 20 % prisnivå av nuvarande pris, kommer nå en lönsamhet om elhandelspriset uppnår en 40 gånger högre nivå än idag.
- Batteri med 10 % prisnivå av nuvarande pris, kommer nå en lönsamhet om elhandelspriset uppnår en 20 gånger högre nivå än idag.
- Batteri med 5 % prisnivå av nuvarande pris, kommer nå en lönsamhet om elhandelspriset uppnår en 10 gånger högre nivå än idag.

Ingen hänsyn tas till försäljning av el i detta utfall, då all lagrad el används. Om 24 B hade valts istället hade el kunnat säljas (820 kWh), då 24 B har ett årligt nettoöverskott. Ett nettoöverskott hade gett 24 B lägre årlig kostnad och kortare återbetalningstid. Notera att fastighet 24 B endast tas upp i detta fall i syfte att belysa hur situationen hade varit vid ett årligt positivt nettoöverskott av el producerat av solceller. Ändamålet har således inte haft som syfte att jämföra resultat mellan fastighet 14 B och 24 B.

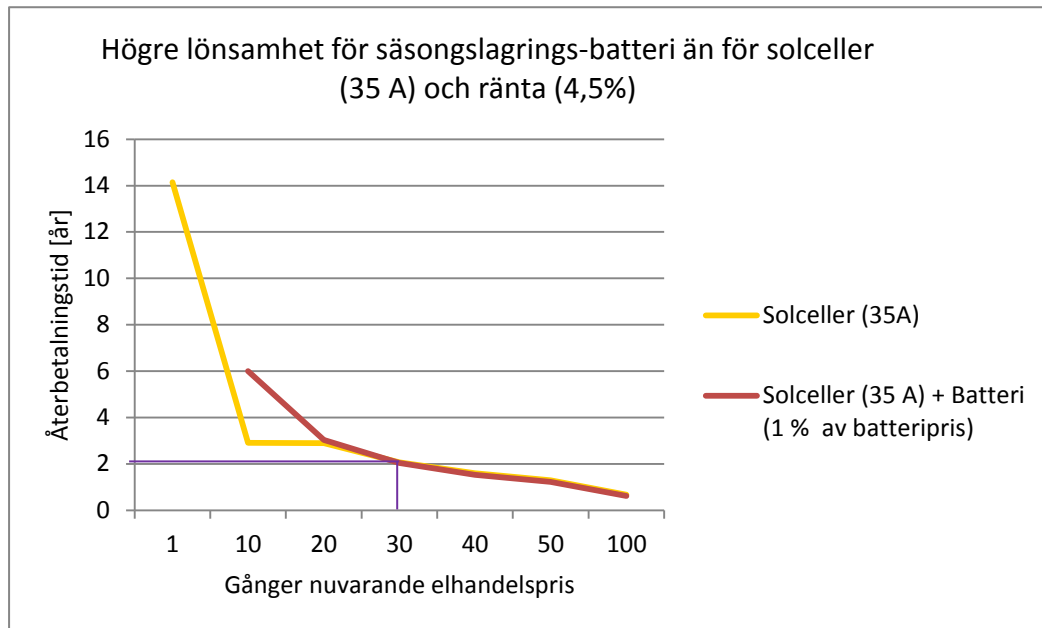
Notera att enbart en räntenivå har använts (4,5 %) och att grafen som representerar 10 % av batteripriset startar vid en återbetalningstid på 30 år, detta beror på att ingen lönsamhet (N/A) kunde uppnås vid lägre elhandelspris.



Figur 44. Fall 1 för säsongslagring i känslighetsanalysen. Den röda linjen representerar solcellernas beräknade livslängd (30år), vilket också betyder att graferna under denna linje representerar ekonomisk lönsamhet med avseende på payback-metoden. Notera att x-axelns skala ej är linjär.

7.2.2 Högre lönsamhet för säsongslagrings-batteri än enbart solceller

Vid ytterligare beräkningsförsök av lägre batteripriser enligt figur 45, uppnåddes högre lönsamhet för säsongslagrings-batteri än enbart solceller först vid ett batteripris av 1 % av nuvarande pris, samtidigt som elhandelspriset måste vara drygt 30 gånger högre än idag. Under dessa förutsättningar skulle återbetalningstiden ligga på drygt 2 år.

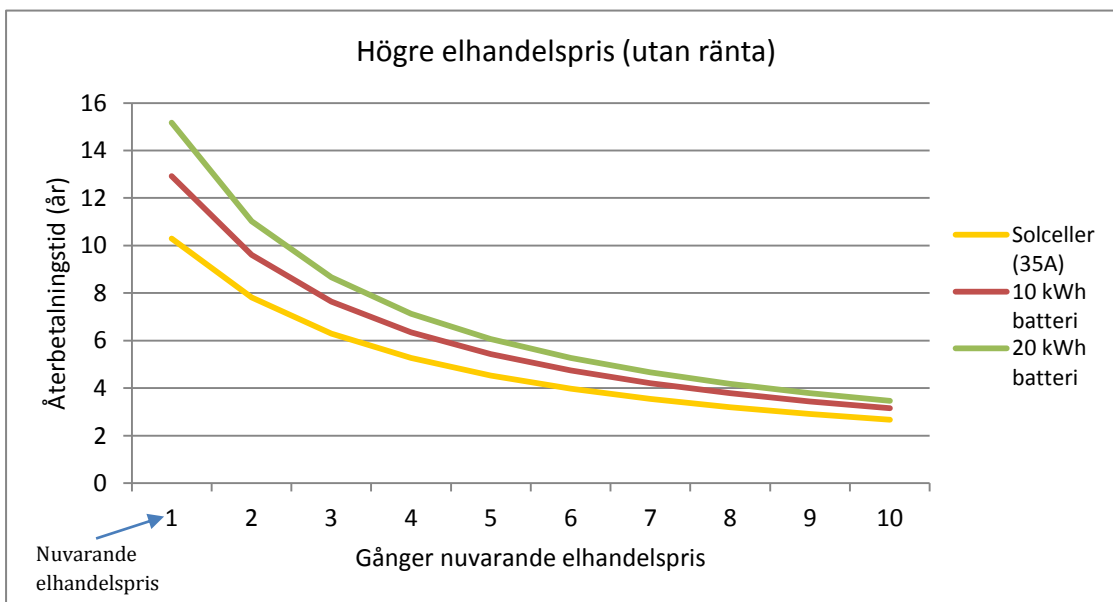


Figur 45. Ett diagram som visar när ett säsongslagrings-batteri (scenario 3) når högre lönsamhet än enbart solceller.

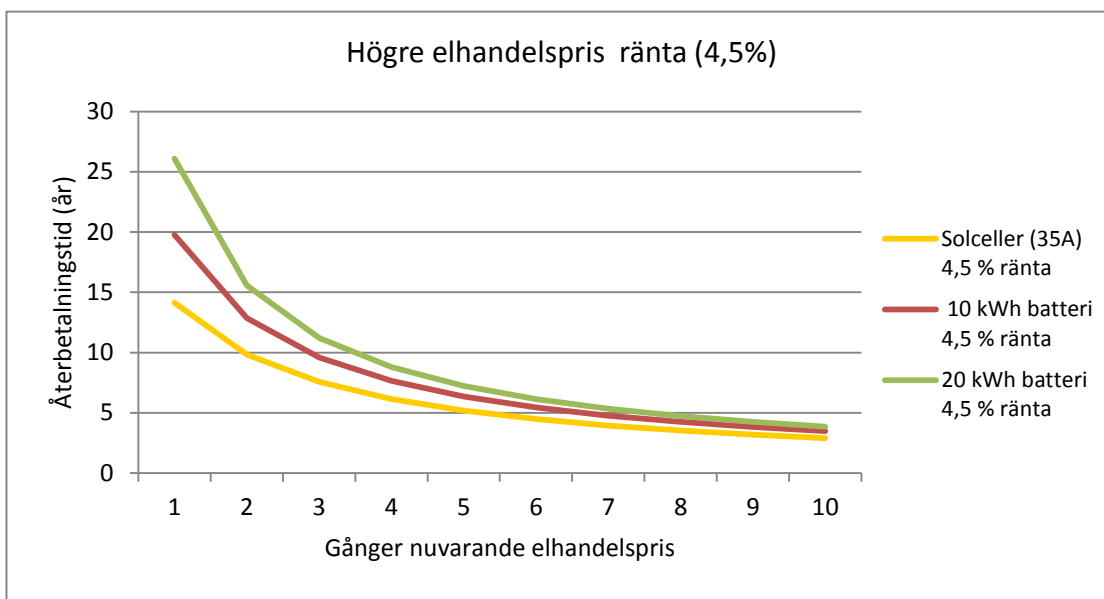
7.2.3 Elhandelspriset ökar (dygnslagring)

I detta fall studeras vilken effekt högre elhandelspriser får på återbetalningstiden. Det enbart elhandelspriset som ökar, det vill säga allt annat lika. Ökningen är baserad på det beräknade elhandelspriset i kapitel 7. Ursprungsvärdet multiplicerat med 1 är utgångsvärdet och analysen sträcker sig upp till 10 gånger ursprungsvärdet. Ökningen kommer att gälla både försäljningspriset och inköpspriset, då dessa är kopplade till elmarknaden.

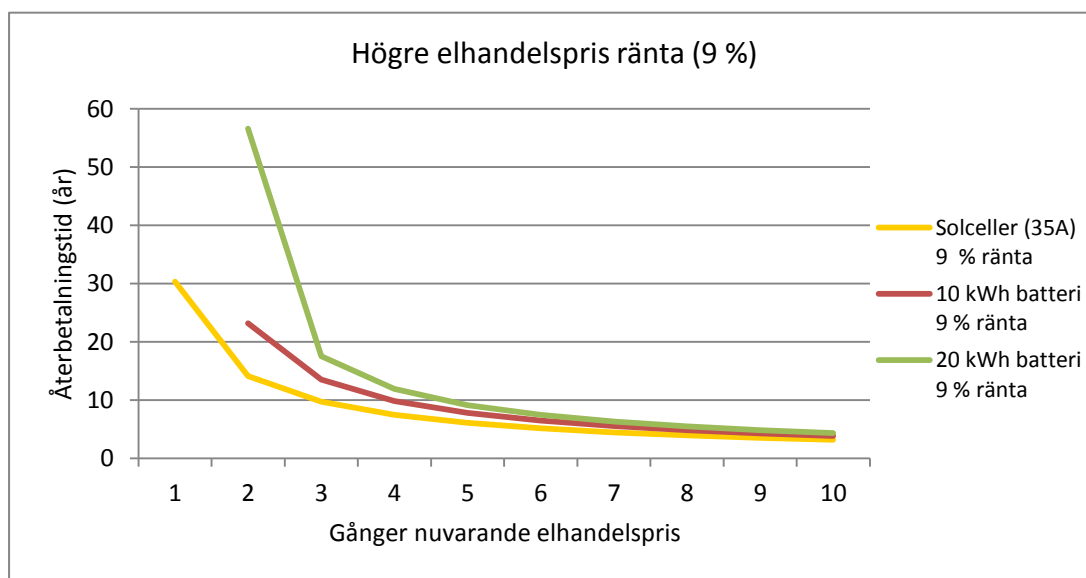
Känslighetsanalysen genomförs för tre olika räntenivåer och resultatet visas i figurerna 46, 47 och 48.



Figur 46. Elhandelsprisets effekt på återbetalningstiden. Payback-tiden är beräknad utan ränta i detta fall.



Figur 47. Elhandelsprisets effekt på återbetalningstiden. Payback-tiden är beräknad med 4,5 % ränta i detta fall.



Figur 48. Elhandelsprisets effekt på återbetalningstiden. Payback-tiden är beräknad med 9 % ränta i detta fall.

Ett ökat elhandelspris kommer sänka återbetalningstiden, detta gäller i samtliga fall med eller utan ränta. Resultatet visar att samtliga grafer planar ut mer eller mindre vid 4 gånger högre pris. Anledningen till detta är att återbetalningsmarginalen inte ökar lika mycket som elhandelspriset gjorde vid 1, 2 och 3 gånger nuvarande elpris. Annorlunda uttryckt, skillnaden mellan referensfallets kostnad och årlig kostnad blir lägre och vid högre elhandelspris, samtidigt som återbetalningstiden blir kortare, om än i lägre takt än de tre initiala värdena.

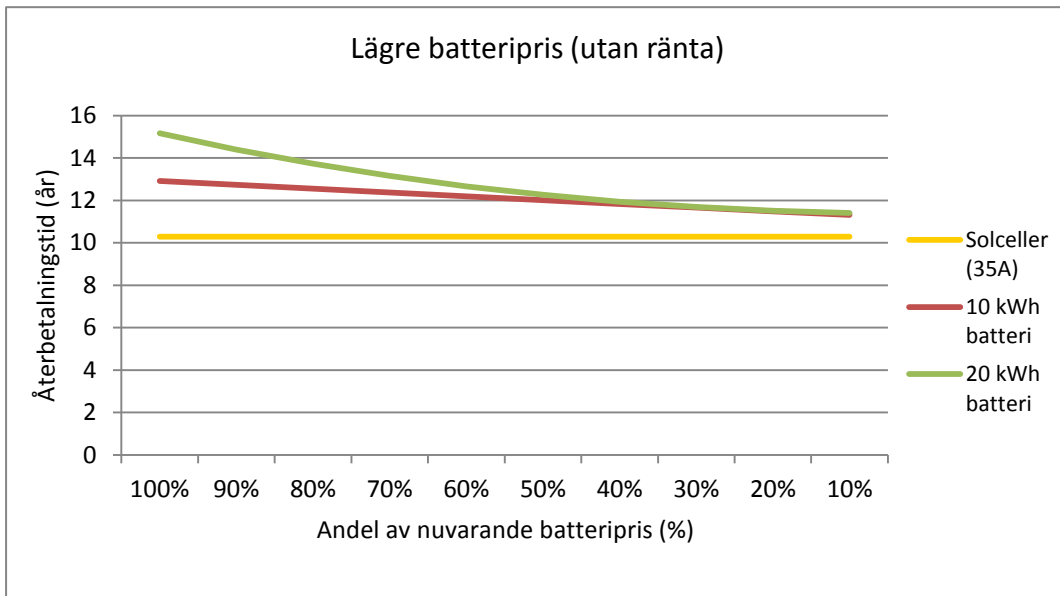
Notera att graferna för batterierna i diagrammet med 9 % ränta inte startar förrän det dubbla elhandelspriset, anledningen är att payback-metoden inte är tillämplig vid lägre pris (N/A) under givna förutsättningar.

Sammanfattningsvis betyder ett ökat elpris högre incitament för att lagra energi, då ett dyrare inköp av el främjar att använda egenproducerad el i större utsträckning.

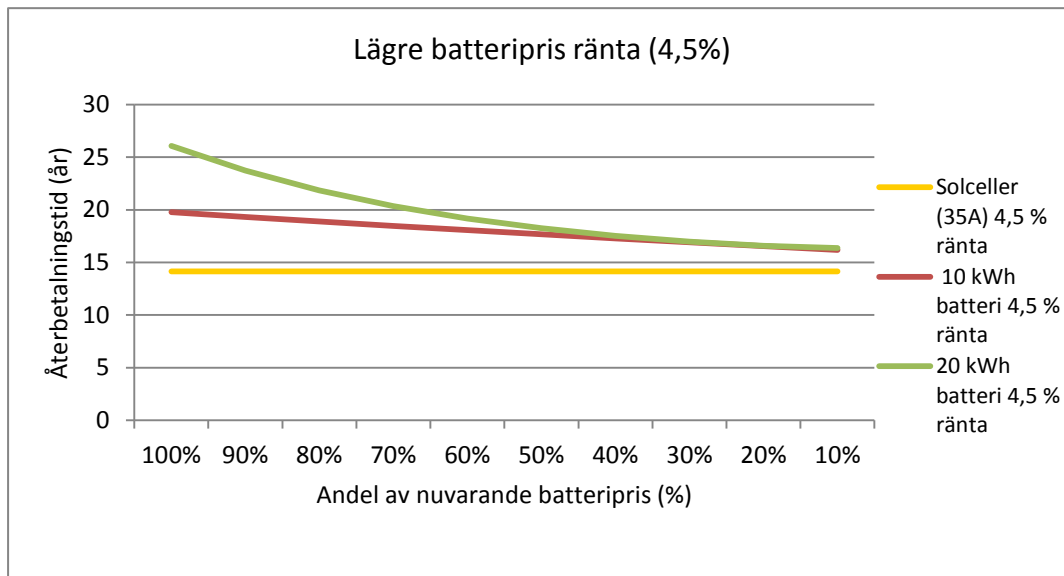
7.2.4 Lägre batteripris (dygnslagring)

I detta fall undersöks hur mycket ett lägre batteripris kommer att påverka investeringarnas lönsamhet, allt annat lika.

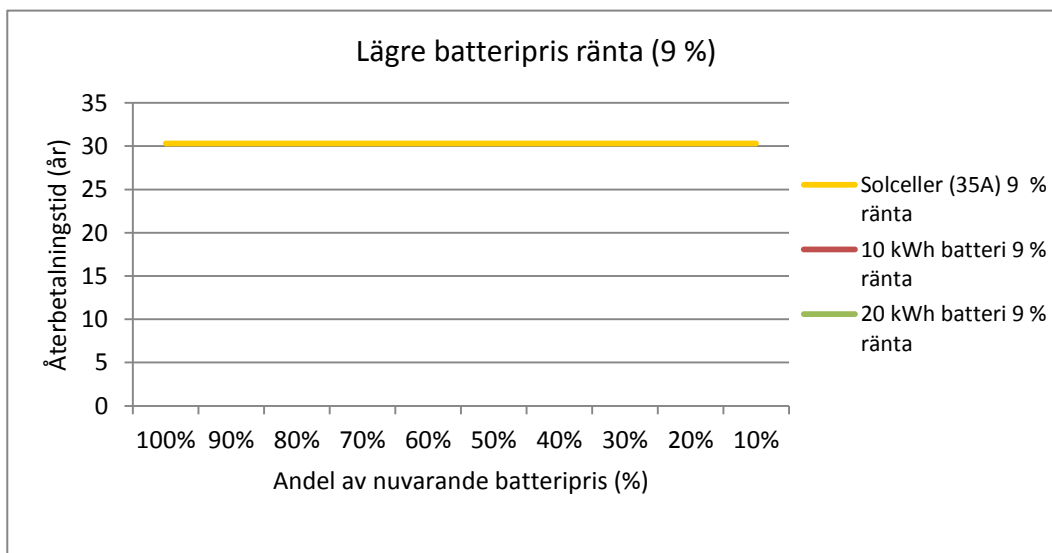
Känslighetsanalysen genomförs för tre räntenivåer och resultaten visas i figurerna 49, 50 och 51.



Figur 49. Ett diagram som visar vad som händer med återbetalningstiden då batteripriset sjunker. Payback-tiden är beräknad utan ränta i detta fall.



Figur 50. Ett diagram som visar vad som händer med återbetalningstiden då batteripriset sjunker. Payback-tiden är beräknad med 4,5 % ränta i detta fall.



Figur 51. Ett diagram som visar vad som händer med återbetalningstiden då batteripriset sjunker. Payback-tiden är beräknad med 9 % ränta i detta fall. Notera att scenariot med solceller och batterier (10 kWh respektive 20 kWh) ej är definierade, vilket betyder att de är ej lönsamma.

Resultaten visar att sänkning av batteripriset inte påverkar lönsamheten lika positivt som en höjning av elpriset, jämför figur 49, 50 och 51 med figur 46,47 och 48. Diagrammen med högre elhandelspris visar initialt grafer med en brantare lutning än lägre batteripris. Det tyder på att elhandelspriset påverkar återbetalningstiden mer än lägre batteripris. I likhet med utfallet högre elhandelspris tenderar graferna att konvergera längre ut på x-axeln, det vill säga skillnaden minskar mellan batteristorlek och enbart solceller. Att figur 51 med 9 % ränta saknar båda graferna med investering av batteri, grundar sig i att ingen lönsamhet kunde uppnås vid denna ränta trots en tiondel av priset.

Då inga värden kunde erhållas vid en ränta på 9 % enligt figur 51, undersöktes en ränta på en procentenhet lägre (8 %), vilket gav resultaten i tabell 19. Resultatet visar att kalkylräntan påverkar beräkningarna i relativt hög utsträckning. Resultatet tyder också på att räntesteget mellan 9 % och 8 % har varit en omslagspunkt, då beräkningar vid 9 % ränta inte var tillämpbar för att nästan nå lönsamhet vid 8 %.

Tabell 19. En sammanställning av en undersökning med en ränta på 8 %, istället för 9 %. Undersökningen innefattar även tre olika prisnivåer av dagens batterier 50 %, 25 %, 10 %.

	Scenario 2	Scenario 4	
Fastighet 14 B	Solceller (35A)	Dygnslagring 10 kWh-batteri	Dygnslagring 20 kWh-batteri
Pay-back med ränta (8 %) 50% av batteripris	23 år	31 år	52 år
Pay-back med ränta (8 %) 25% av batteripris	23 år	30 år	34 år
Pay-back med ränta (8 %) 10% av batteripris	23 år	29 år	32 år

Att scenariot med enbart solceller inte påverkas av sänkt batteripris är ganska uppenbart, då batterier inte ingår i scenariot.

Sammanfattningsvis ger ett högre elhandelspris större positiv effekt med avseende på lönsamheten i jämförelse med ett lägre batteripris.

7.2.5 Ingen skattereduktion på försäljning av el (dygnslagring)

I detta fall studeras vilken effekt ett slopande av skattereduktionen får på lönsamheten, allt annat. Resultaten visas i tabell 20 och 21. Tabell 20 är enbart en referenstabell och innefattar skattereduktion, med syftet för att underlätta jämförelsen med och utan skattereduktion.

Med skattereduktion

Tabell 20. Kalkyl för fastighet 14 B med skattereduktion på 60 öre per kWh.

	Scenario 2	Scenario 4	
Fastighet 14 B	Solceller (35A)	Dygnslagring 10kWh-batteri	Dygnslagring 20kWh-batteri
Pay-back utan ränta	10 år	13 år	15 år
Pay-back med ränta (4,5 %)	14 år	20 år	26 år
Pay-back med ränta (9 %)	30 år	N/A	N/A

Utan skattereduktion

Tabell 21. Kalkyl för fastighet 14 B utan skattereduktion på 60 öre per kWh.

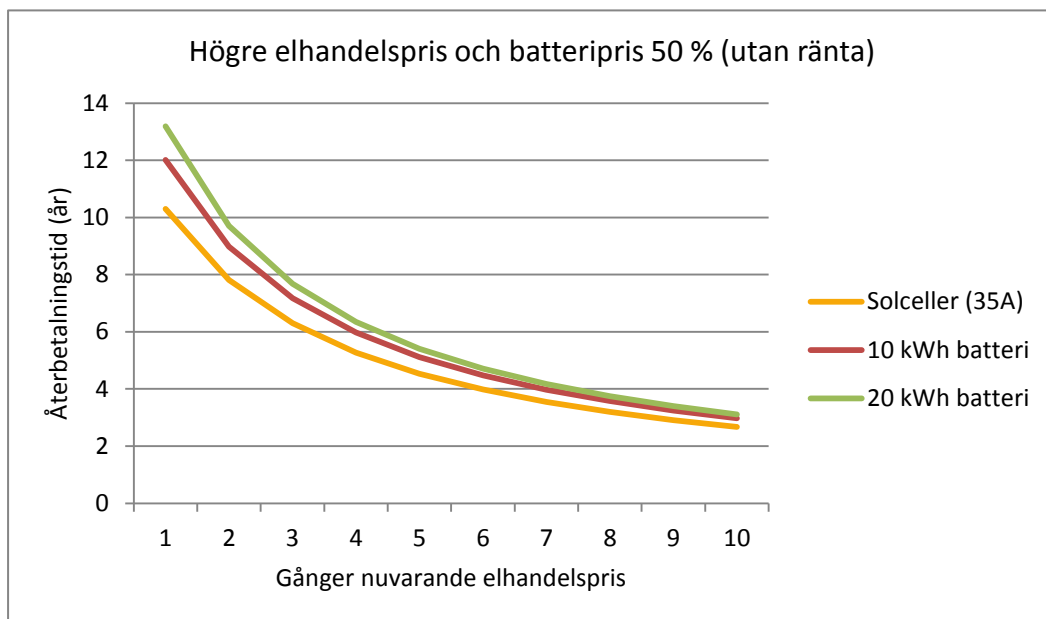
	Scenario 2	Scenario 4	
Fastighet 14 B	Solceller (35A)	Dygnslagring 10kWh-batteri	Dygnslagring 20kWh-batteri
Pay-back utan ränta	16 år	19 år	22 år
Pay-back med ränta (4,5 %)	28 år	45 år	80 år
Pay-back med ränta (9 %)	N/A	N/A	N/A

Att utfallet utan skattereduktionen blir sämre än med skattereduktionen är kopplat till minskad intäkt av elförsäljning.

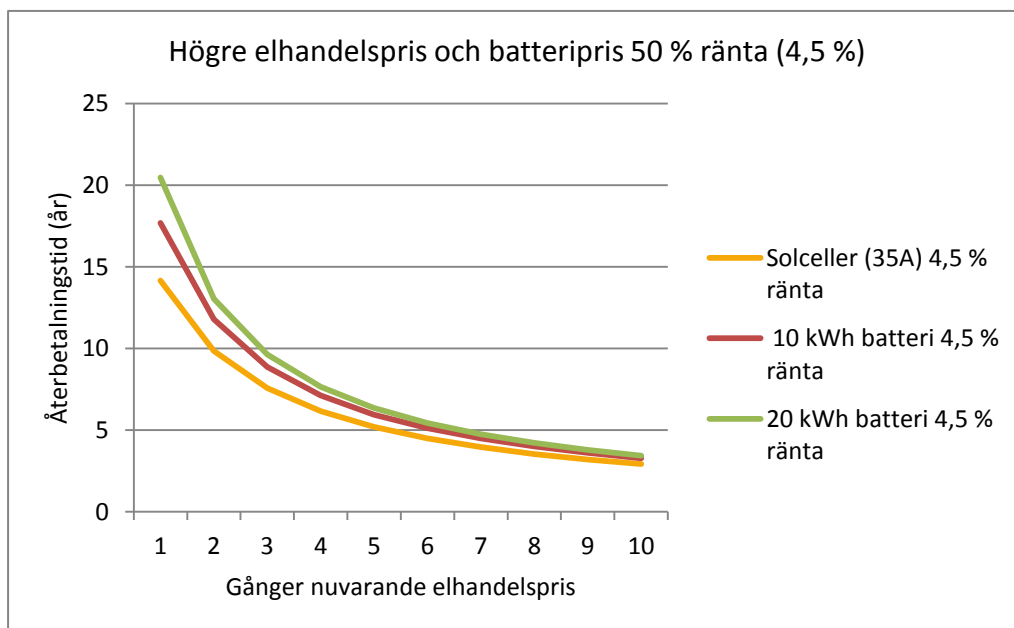
7.2.6 Högre elhandelspris och batteripriset 50 % av dagsläget (dygnslagring)

I detta fall studeras hur lönsamheten påverkas om elhandelspriset ökar och batteripriset är 50 % av nuvarande pris. Den lägre kostnaden för batteripriset gäller även för reinvesteringen och grundinvesteringen av batteri.

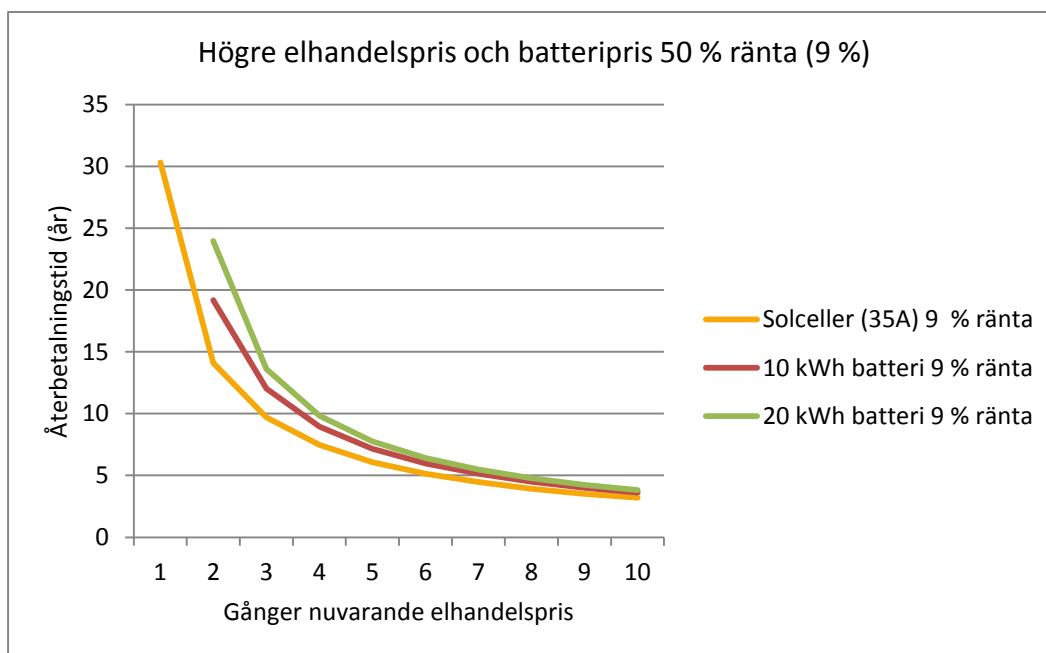
Resultatet i figur 52, 53 och 54 visar att de två batteriscenarierna (10 kWh och 20 kWh) får bättre lönsamhet än enbart högre elhandelspris. Vidare har batteri-graferna kommit närmre varandra, dock har fortfarande det större batteriet sämre lönsamhet än det mindre. Detta kan ses genom att 20 kWh-kurvan ligger över 10 kWh i samtliga räntefall, om än marginellt. Den andra förändringen i jämförelse med enbart högre elhandelspris, är att batteri-graferna har närmat sig grafen med enbart solceller, framförallt vid högre elhandelspris. Figur 52 och 53 med noll respektive 4,5 % ränta visar att det finns en ekonomisk lönsamhet med givna förutsättningar för att investera i både ett 10 kWh-batteri och ett 20 kWh-batteri. Dock, visar ingen av batteri-graferna högre lönsamhet än enbart solceller. Figur 54 med 9 % ränta visar däremot att elhandelspriset måste stiga med en faktor 2 innan lönsamhet kan nås för båda batteristorlekar.



Figur 52. Ett diagram som visar vad som händer med återbetalningstiden om batteripriset sjunker med 50 % och elpriset stiger. Payback-tiden är beräknad utan ränta.



Figur 53. Ett diagram som visar vad som händer med återbetalningstiden om batteripriset sjunker med 50 % och elhandelspriset stiger. Payback-tiden är beräknad med 4,5 % ränta.



Figur 54. Ett diagram som visar vad som händer med återbetalningstiden om batteripriset sjunker med 50 % och elhandelspriset stiger. Payback-tiden är beräknad med 9 % ränta.

Viktigt att notera, utfallen av batteri-graferna på diagrammet med en ränta på 9 % verkar ligga närmare enbart solceller än batteri-graferna på diagrammet med en ränta på 4,5 %. Anledningen till detta är att i diagrammet i figur 54 med en ränta på 9 % har högre högsta värde på y-axeln jämfört digrammet i figur 53 med en ränta på 4,5 %. Detta kan lättare ses i tabell 22.

Tabell 22. En jämförelse av återbetalningstid mellan figur 53 och 54. Kolumnerna representerar ett elhandelspris som ökar

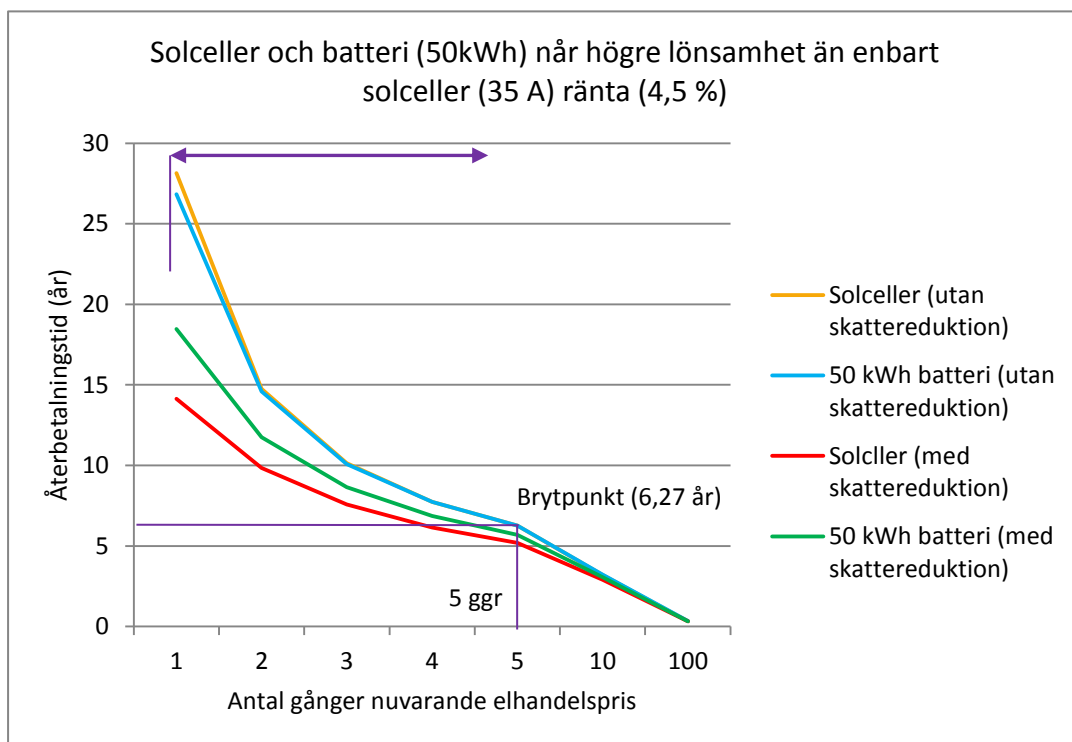
Elhandelspris	4,5 % ränta			9 % ränta		
	Solceller (4,5 %)	10 kWh (4,5 %)	20 kWh (4,5 %)	Solceller (9 %)	10 kWh (9 %)	20 kWh (9 %)
X8	2,30 år	2,57 år	2,71 år	2,48 år	2,80 år	2,96 år
X9	2,15 år	2,40 år	2,53 år	2,31 år	2,60 år	2,74 år
X10	2,02 år	2,25 år	2,37 år	2,16 år	2,43 år	2,56 år

Resultat: 2,02<2,16; 2,25<2,43; 2,37<2,56

Detta visar att graferna inte är närmare varandra i figur 54 än i figur 53.

7.2.7 Under vilka förutsättningar når ett scenario med solceller och batteri högre lönsamhet än enbart solceller? (dygnslagring)

I detta fall studeras under vilka förutsättningar som solceller med batteri når högre lönsamhet än enbart solceller. Genom att testa olika värde på de tre variablerna kunde en trend följas mot brytpunkten där enbart solceller är mindre lönsamt än solceller och batteri. I figur 55 visas den kombination av variabler som gav högre lönsamhet för solceller och batteri än enbart solceller. I detta fall gjordes också antagandet att skattereduktionen inte längre existera. Resultatet visar att med ett batteripris på 10 % av nuvarande, ingen skattereduktion och ett batteri med en energikapacitet på 50 kWh, uppnår högre lönsamhet än enbart solceller, under förutsättning att elhandelspriset är lägre än 5 gånger högre än nuvarande. Om däremot skattereduktion inkluderas, kommer batteri och solceller aldrig uppnå högre lönsamhet än enbart solceller, vilket framstår av den gröna och röda grafen i figur 55.



Figur 55. De två översta graferna motsvarar ett framtida utfall då batteri och solceller visar högre lönsamhet till brytpunkten. De två översta graferna har beräknats utan skattereduktion. De två undre graferna har beräknats med skattereduktion, vilket resulterar i lägre lönsamhet med batteri och solceller i jämförelse med enbart solceller. Notera att det två sista värdena på x-axeln är logaritmiska.

Att resultatet visar att solceller med batteri är mer lönsamt än enbart solceller vid utgångspriset, är följd av större kvot mellan inköpspris och försäljningspris. Med skattereduktionen borttagen är inköpspriset högre än försäljningspriset av el. Ju mer elhandelspriset stiger, desto lägre blir kvoten mellan inköpspris och försäljningspris. Detta kan ses genom att de två översta graferna i figur 55 tenderar att konvergera vid ökat elhandelspris. Det tyder på att högre prisdifferens mellan inköpspris och försäljningspris av el verkar gynna solceller med batteri framför enbart solceller, om skattereduktionen är borttagen och batteristorleken är 50 kWh.

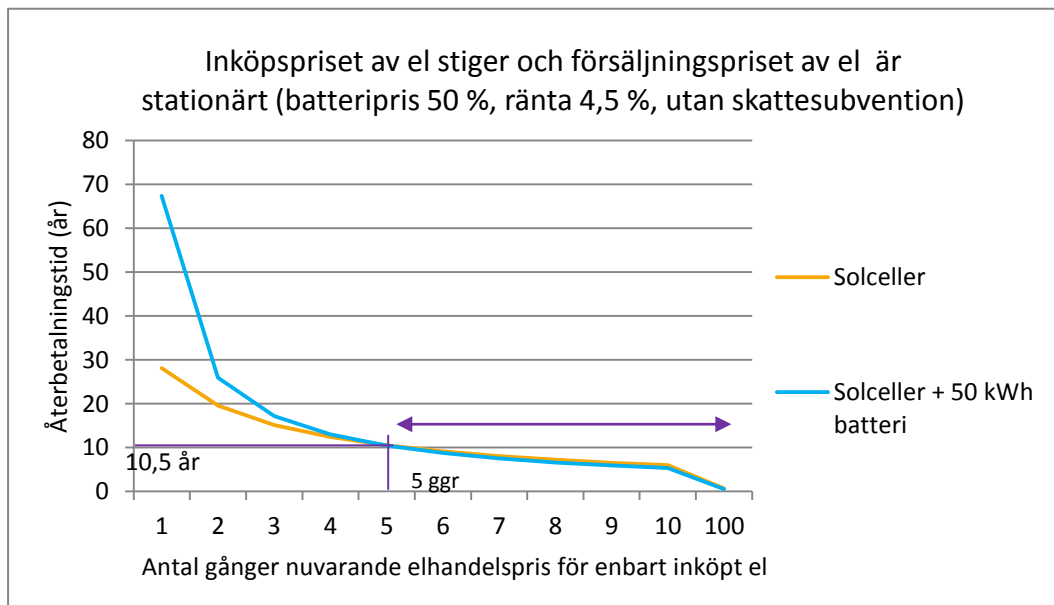
Sammantaget innebär detta att för att uppnå högre lönsamhet med solceller och batteri än enbart solceller, krävs en situation utan skattereduktion och en batteristorlek på 50 kWh. Samtidigt bidrar detta till sämre ekonomisk lönsamhet än om skattesreduktionen hade inkluderats. I valet med eller utan skattereduktion, är valet med skattereduktion det mest lönsamma även i detta fall. Emellertid var syftet i detta fall att undersöka om solceller med batteri kan nå högre lönsamhet än enbart solceller.

Notera att möjligen finns det andra kombinationer som kan nå högre eller likvärdig lönsamhet än den som undersökts, men poängen här är att visa att det överhuvudtaget går att nå högre lönsamhet för solceller med batteri än enbart solceller.

7.2.8 Hur påverkas lönsamheten om differensen mellan inköpspriset och försäljningspriset av el ökar?

Detta fall bygger på föregående fall. Och undersöker vad som händer om försäljningspriset är stationärt medan inköpspriset stiger. Anledningen är att undersöka om arbitragesituationer kommer öka lönsamheten. Exempelvis kan vi tänka oss en situation där elproduktionen av solceller är högt under dagen och därmed producerar ett nettoöverskott som kan lagras till kvällen. Rimligtvis borde efterfrågan av el vara lägre på mitt på dagen och natten, vilket i sin tur innebär lägre elhandelspris. Om efterfrågan sedan ökar på kvällen, exempelvis när folk kommer hem från arbete och skola, ökar även elhandelspriset. Med lagrad el från dagens nettoöverskott, behöver fastigheten inte köpa in lika mycket el eller ingen alls och därmed ha möjlighet att utnyttja prisdifferenserna. Detta fall bygger på stationärt elförsäljningspris, högre elinköpspris, ett batteripris på 50 % av nuvarande med en energikapacitet på 50 kWh, borttagen skattereduktion samt en ränta på 4,5 %. Resultatet visar i figur 56 att när inköpspriset av el stiger till ett

högre elpris på cirka 5 gånger nuvarande, är batteri och solceller mer lönsamt än enbart solceller. Ett logaritmiskt (10 till 100) steg har valts för att undersöka vad som händer om differensen ökar ytterligare. Diagrammet ser ut att visa att graferna tenderar att återigen konvergera efter elhandelspriset är 10 gånger högre än nuvarande elhandelspris. Detta är emellertid inte fallet utan skillnaden i återbetalningstid ökar ytterligare, vilket är en konsekvens av det logaritmiska steget.



Figur 56. Diagrammet visar att solceller med batteri är mer lönsamt än enbart solceller, när priset på inköp av el är drygt 5 gånger högre än försäljningspriset av el, vilket utmärks genom linjen med pilar på vardera sida. Brytpunkten där båda graferna har samma återbetalningstid inträffar ungefär vid 10,5 år. Notera det sista logaritmiska värdet på x-axeln.

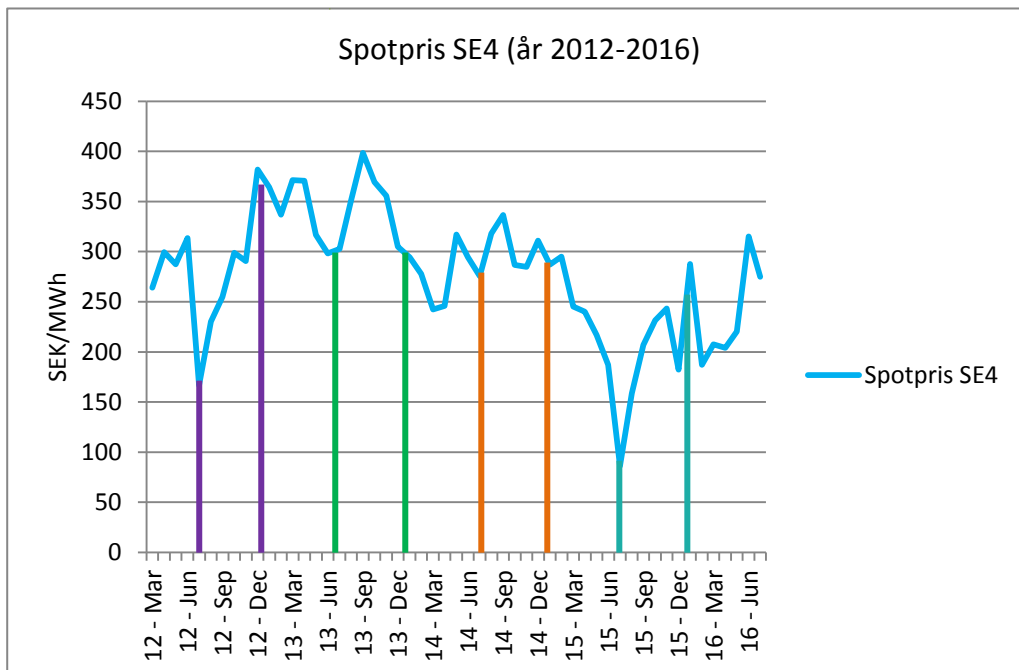
Resultatet tyder på att det finns arbitragemöjligheter om elhandelspriset vid inköp är minst 5 gånger högre än elhandelspriset vid försäljning.

8 Diskussion

8.1 Reflektioner över metoder och data

8.1.1 Elpris

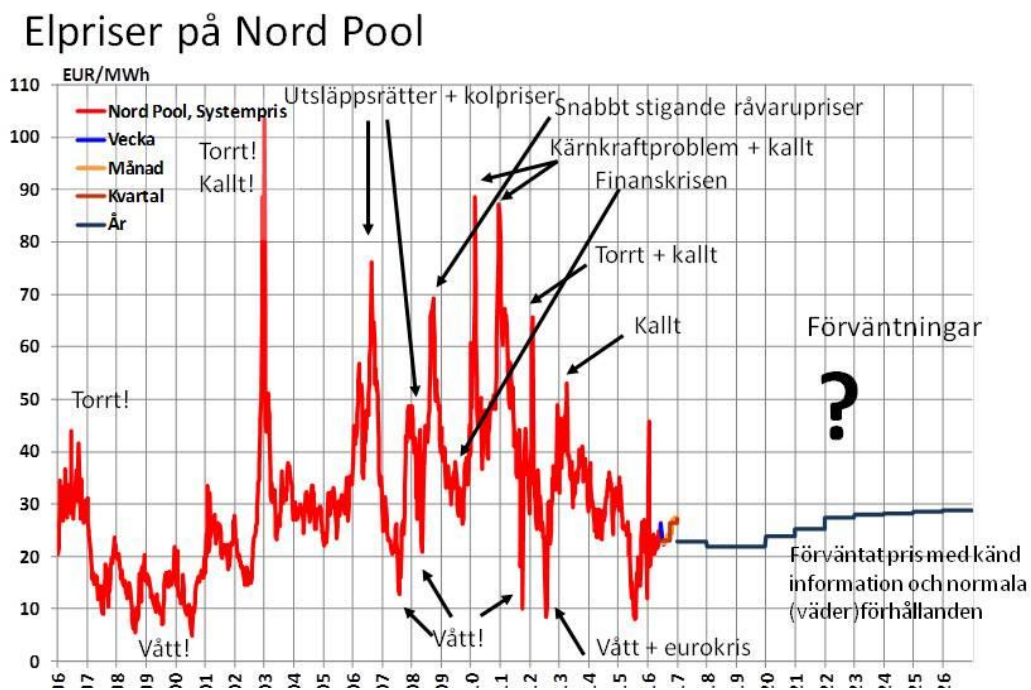
Detta arbete har som utgångspunkt valt att utgå från ett genomsnittligt spotpris baserat på 5 år tillbaka. Det innebär en begränsad möjlighet att undersöka huruvida prisförändringar under dygn och säsong hade påverkat de olika utfallen. Exempelvis finns en risk att el är dyrare under vintertid då värme och belysning används i högre utsträckning och därmed ökar efterfrågan. Det är emellertid inte givet att el är dyrare under vintertid, då många faktorer spelar in vid prissättning av el. Data från SCB (2016), mellan åren 2001-2011 visar att vinterpriset på el har normalt sett varit högre än sommarpriset. Figur 57 visar emellertid att de senaste årens elpris inte uppvisar samma tydliga trend som statistiken för 2011. Det är värt att poängtera att statistiken efter år 2011 är baserad på elområdet SE4. Valet av startår i figur 57 är baserat på områdesprissättning, som infördes i Sverige år 2011. Innan dess hade Sverige ett enda elprisområde. Poängen är att visa att det nya elområdet inte visar samma tydliga trend av högre vinterpriser än sommarpriser.



Figur 57. Spotpriset mellan år 2012-2016 för område SE4 (södra Sverige). Data för SE4 tidigare än detta datum finns inte då Sverige hade ett gemensamt prisområde (Nordpool, 2016).

Möjligen hade nationalekonomiska analysverktyg kunnat förbättra prognosen, exempelvis GARCH-modellen eller regressions-analys som används vid hantering av finansiell risk. Emellertid finns stor osäkerhet även i dessa statistiska modeller, framförallt med prisprognoser på 30 år.

Det är också viktigt att veta att elpriset är starkt kopplat till väder, vind och hydrologisk balans i vattenmagasinen, som i sig får betraktas som stokastiska (Svensk energi, 2016). Även andra faktorer påverkar elpriset så som kolpris, handeln av utsläppsrätter och politiska beslut. Figur 58 visar vilka händelser som antas ha påverkat elhandelspriset.



Figur 58. Ett diagram som visar olika faktorer som påverkat elhandelsprisets utveckling (Nordpool, 2012).

Politiska beslut som den nuvarande skattereduktionen på mikroproducerad el kan *de facto* ändras med ett pennstreck, vilket bidrar till ytterligare osäkerhet. Även om det inte är troligt att skattereduktionen ändras utan förvarning, kan en investering på sikt påverkas, eftersom investeringar så som i detta arbete ofta löper över många år. Andra politiska beslut kan också påverka elpriset, exempelvis ändring av energiskatten och moms samt olika typer av certifikat.

Sammantaget är elpriset kopplat till en stor mängd osäkerhet vilket gör att framtida elhandelsprisprognoser är svåra att uppskatta.

I detta arbete har osäkerheten av framtida elhandelspriset ansetts vara av tillräckligt goda skäl för att välja ett genomsnittligt elpris.

Säkringsnivå

Abonnemangavgifterna bygger på Krafringens prisplan, detta kan givetvis variera från bolag till bolag. Generellt sett är dessa priser likvärdiga.

8.1.2 Kalkylberäkningar

Payback-metoden valdes för dess intuitiva mått med avseende på ekonomisk lönsamhet. Enligt Persson & Nilsson (1999) är payback-metoden egentligen inget lönsamhetsmått eftersom ingen hänsyn tas till betalningar efter payback tidens slut. I "vanliga ekonomiska investeringar" är detta möjligen korrekt. Emellertid är de presenterade scenariernas investeringssituation i detta arbete något annorlunda. I "vanliga investeringar" är syftet exempelvis att minska produktionskostnader, vilket i gengäld gör att slutprodukten kan säljas med större ekonomisk marginal. Med exempelvis solceller och batteri är syftet likvärdigt som "vanliga investeringar" initialt, det vill säga minska elkostnader, men i övrigt skiljer de sig. Eftersom huvudsyftet inte är att sälja någon produkt eller tjänst med högre ekonomisk marginal, kommer kalkylen med största sannolikhet aldrig visa positiva inbetalningsöverskott, utan enbart en lägre årlig kostnad, vilket fortfarande är ett negativt tal. Sammantaget är det viktigt att inse att kalkylberäkningarna aldrig kan generera mer intjänade kronor, utan enbart sparade kronor. Den enda tänkbara situation då detta skulle kunna ske är om, exempelvis solcells- och batteriinvesteringen kan producera så stor andel el att elen täcker både den egna användningen över hela året samt att det finns ett överskott som kan säljas.

Funderingar kring att använda annan metod för att bestämma mått av lönsamhet har funnits, och möjligen hade kapitalvärdemetoden eller annuitetsmetoden varit ett bra substitut eller komplement. Argumenten mot att använda någon dessa metoder grundar sig i att det skulle kunna vara svårare att tolka resultaten. Anledningen till detta är att båda metoderna bygger på att investeringen ska generera positiva inbetalningsöverskott. I fallet med annuitetsmetoden ska det årliga överskottet vara större än noll och för kapitalvärdemetoden ska kapitalvärdet vara högre än noll för att metoderna ska visa lönsamhet (Persson & Nilsson, 1999). I de kalkylberäkningar som gjorts i detta arbete, existerar egentligen aldrig ett

årligt överskott eller positivt kapitalvärde, utan enbart lägre underskott eller mindre negativt kapitalvärde. Detta är egentligen inte ett så stort hinder utan hade kunnat modifieras i respektive formel. Det andra möjligen starkare argumentet grundar sig i att payback-metoden är lättare och tolka.

8.1.3 Pris på solceller och batteri

Antagandet om priset på solceller grundar sig på en uppskattad kostnad. Priset på solceller och växelriktare ligger i linje med vad som erbjuds på marknaden idag. Den uppskattade kostnaden ligger på drygt 13 500 SEK/kW (exklusive moms), vilket inkluderar allt, så som montage växelriktare och så vidare. Enligt företaget Swedensol kan liknande system erhållas för något lägre pris drygt 11 500 SEK/kW (exklusive moms) (Swedensol, 2016). Enligt Lindahl (2014) ligger priset på 15 200 SEK/kW (exklusive moms) i genomsnitt. Bara ett pris har legat som underlag för detta arbetes kalkylberäkningar, vilket kan anses som en svaghet, då ett spann av priser hade visat en mer övergripande bild av marknaden.

Batteripriserna bygger på två prisuppgifter, *Tesla Homewall* (dygnslagring) och IRENAs rapport (säsongslagring). Ett Tesla batteri kostar cirka 3600 SEK/kWh och enligt IRENAs prognos för år 2017 kostar ett litiumjon-batteri 300 USD/kWh ($\cong 2400$ SEK/kWh)(IRENA, 2015). Livslängden är en osäker parameter, men 15 år borde vara rimligt för ett batteri som har 365 laddningscykler per år, då detta ligger i linje med ett flertal studier och företagsuppgifter. Problemet med att bestämma livslängd och följaktligen antalet laddningscykler är kopplat till flera faktorer, exempelvis hur djupt batteriet laddas ur vid varje cykel, temperatur och försämring av uppladdningsgrad (cirka 0,5 % per år). 15 år har ansetts som ett rimligt antagande i detta arbete då batteriet inte kommer använda fler än 365 uppladdningscykler per år.

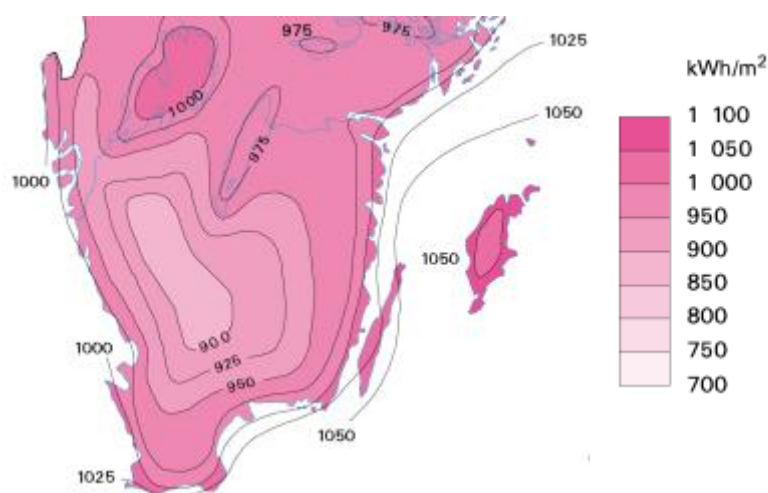
Samma sak gäller säsongslagring, där antalet uppladdningscykler med gjorda antaganden är färre än 365 per år. Faktum är, att scenariot säsongslagring bygger på endast en cykel per år, vilket kan ställa frågan om en återinvestering verkligen krävs för säsongslagring? Kalkylerna bygger på återinvestering av batterier efter 15 år för både dygnslagringsscenario och säsongslagringsscenario. För säsongslagring skulle ett scenario där ingen återinvestering av batterier gjordes innebära en stor förändring med

avseende på återbetalningstiden, exempelvis för fastighet 14 B skulle återbetalningstiden utan ränta gå ner från 1180 år till 595 år.

8.1.4 Data

Data som elandvändningen bygger på kommer från Kraftringen och är baserat på ett år. Möjligen hade det varit mer korrekt att använda data från flera år för att kontrollera om elandvändningen motsvarar ett "normalår". Det som hade behövts undersökas är, hur elandvändningen skiljer sig från år till år? Möjligen är det så att de 8760 stycken timvärden som arbetets data är baserat på är representativt ur statistisk mening, med andra ord, timvärdena är normalfördelade i tillräckligt god utsträckning för att spegla ett genomsnittligt år.

Solelproduktionen bygger på en befintlig anläggning och dess timvärdesdata under ett år. Samma sak gäller här som elandvändningen; möjligen hade skulle ett genomsnittligt värde över flera år betraktas istället? Två argument styrker emellertid det valda tillvägagångssättet. För det första är de uppmätta värdena från samma stad som de planerade solcellerna ska installeras. För det andra så visar SMHI (2014) på sin solinstrålningsskarta att SMHI:s solvärden under ett år är likvärdig med den lokalt uppmätta, om än något lägre. Jämför lokalt uppmätt 1200 kWh/m² med ungefär 1025 kWh/m² enligt figur 59.



Figur 59. Medelvärde för årlig solinstrålning mot en horisontell yta åren 1961-1990 (kWh/m²) (SMHI, 2014).

8.1.5 Är batteripris och elhandelspris jämförbara?

I känslighetsanalysen gjordes en jämförelse mellan ett sjunkande batteripris och ett stigande elpris. En jämförelseanalys av dessa två fall tydde på att ett högre elhandelspris hade större positiv inverkan på återbetalningstiden än sjunkande batteripris. Frågan är om dessa två resultat är jämförbara? Troligen finns inget samband mellan variablerna, det vill säga det råder nollkorrelation mellan batteripris och elhandelspris. Antagandet som gjordes i analysen byggde på att en punkt från vardera av diagrammen jämfördes, exempelvis jämfördes en punkt att elpriset steg med en faktor 2 och en motsvarande punkt att batteripriset sjönk till 90 % av nuvarande pris. Motsvarar verkligen dessa två punkter varandra? Det är svårt att svara på, men ett sätt skulle kunna vara att jämföra sannolikheten för respektive utfall, det vill säga är det lika sannolikt att batteripriset sjunker till 90 % som att elhandelspriset stiger med en faktor 2. Om punkterna visar på lika sannolika utfall, borde de anses vara jämförbara.

Trots invändningen mot jämförelsen, är jämförelsen intressant mellan ökat elhandelspris och sjunkande batteripris, eftersom helhetsbilden talar om vilket av fallen som är mest gynnsam med avseende på återbetalningstiden.

8.2 Diskussion kring scenarierna och känslighetsanalysen

8.2.1 Solceller utan lagring (scenario 2)

Resultaten i kap 8 visar att det finnas goda ekonomiska skäl att installera solceller för att minska sina elkostnader på sikt. Detta förutsätter emellertid att kalkylräntan är tillräckligt låg, då lönsamhet inte kunde påvisas vid en kalkylränta på 9 %. Den andra förutsättningen är att det finns möjlighet att sälja el för att generera tillräckligt stora intäkter, som också beror på försäljningspriset av el. Med enbart solceller kan inte systemet välja vid vilken tidpunkt el ska matas ut från solcellerna, utan systemet måste anpassa sig efter sol och väder. Det är egentligen denna inflexibilitet som ett batterisystem ska motverka, där den springande punkten är en fråga om solceller och batterisystem kan visa bättre ekonomisk lönsamhet än enbart solceller.

Högre försäljningspris än inköpspris av el

Den högsta solelproduktionen i Sverige är koncentrerad kring sommaren, då elanvändningen är som lägst. Ett omvänt förhållande gäller under vintertid. Detta innebär att ett gap uppstår mellan användning och produktion under stora delar av året. Antingen finns det ett underskott eller ett överskott av el. Detta måste kompenseras på något sätt, det naturliga är att köpa in el vid underskott och sälja vid överskott. Emellertid uppstår ett dilemma under de gjorda antaganden i detta arbete, då försäljningspriset av el är högre än inköpspriset, vilket till stor del beror på skattereduktionen. Det betyder att om syftet är att nå högst ekonomisk lönsamhet kommer det finnas ett incitament att sälja producerad el, då detta genererar högre intäkter än vad som sparas vid att inte köpa el. Rimligtvis borde syftet med att installera solceller grunda sig i att minska eller eliminera andel inköpt el, vilket systembeskrivningen¹¹ i detta arbete har antagit, men då uppnås inte högst ekonomisk lönsamhet.

8.2.2 Solceller med batteri för säsongslagring (scenario 3)

Ekonomi

Att lagra egenproducerad el från solceller i ett säsongslager med nuvarande batteripriser är idag ett orimligt alternativ med avseende på ekonomisk lönsamhet. För att nå en återbetalningstid inom 30 år krävdes att antingen elpriset skulle stiga dramatiskt eller att batteripriset skulle sjunka dramatiskt. Troligen kommer elpriset inte stiga till nivåer som gör investeringen lönsam inom en överskådlig framtid, i alla fall inte sett till det genomsnittliga elpriset. Troligen kommer framtidens elmarknad vara mer volatil i samband med större inslag av fler variabla förnybara energikällor, vilket i sin tur kommer bidra till periodvist högre elhandelspriser. Däremot är det inte troligt att elhandelspriset kommer vara så högt under längre perioder som krävs för att ett säsongslager ska bli ekonomiskt lönsamt. Om elhandelspriserna skulle bli så höga under längre perioder att säsongslagring blir ekonomiskt lönsamt, skapar detta andra problem. Exempelvis skulle en kraftig höjning av elhandelspriset innebära stora påfrestningar för både svensk industri och privata hushåll. Det hade i sin tur genererat politiska åtgärder för att hindra en sådan utveckling. Om det genomsnittliga elpriset

¹¹ Systembeskrivningen har antagit att den producerade solelen kommer prioriteras till elanvändning och inte försäljning av el.

skulle öka, kommer det med största sannolikhet inte upp i de nivåer som krävs för att göra säsongslagringen lönsam. Känslighetsanalysen visar att det är mer troligt att säsongslagring kommer bli lönsamt som ett resultat av sjunkande batteripriser. Även under dessa förutsättningar är det svårt att se att säsongslagring skulle bli ett ekonomiskt alternativ inom en överskådlig framtid. Emellertid har den tekniska utvecklingstakten överraskat förut, exempelvis mobiltelefoner eller platt-TV, som idag enbart kostar en bråkdel av vad de gjorde när de introducerades.

Om vi bortser från gjorda antaganden i detta arbete, finns det andra situationer där säsongslagring skulle kunna bli ekonomiskt lönsamt? Om vi tänker oss ett scenario där ett nytt område med villor eller flerbostäder ska byggas och där ingen elnätinfrastruktur är ansluten. I en sådan situation skulle egenproducerad el som täcker hela områdets behov samt möjligheten att lagra elöverskottet i ett säsongslager, ge bättre förutsättningar för att investera i ett säsongslager. I denna situation hade alternativkostnaden för ett säsongslager varit mer gynnsam, eftersom investeringen i ett säsongslager inte konkurrerar med en redan befintlig elnätinfrastruktur.

Ett annat alternativ skulle vara att fler fastigheter delar på ett säsongslager. Detta skulle innebära att fler är med på att dela på de höga initiala kostnaderna, som bygger på liknande princip som vårt skattefinansierade system. Emellertid förhindrar koncessionsplikten detta i nuläget. Det skulle alltså krävas en lagändring för detta alternativ.

Teknik

Idag finns det egentligen bara energilagringstekniken batterilager som kan möta de egenskaper som ellagringssystem kräver på fastighetsnivå för att lagra el för en hel säsong. Dagens teknik att lagra stora mängder el i ett batteri kräver relativt stor plats, det vill säga tekniken är skrymmande. Exempelvis skulle ett 8 MWh batterilager motsvara med dagens teknik en femtedel av de moduler som visas figur 24. Batteritekniken för att lagra större mängder energi för ett flerbostadshus eller flerbostadsområde måste utveckla högre energitäthet, vilket skulle betyda att batterimodulen skulle kunna minska i storlek. Möjligen kommer batterier i MW-skala i huvudsak att utnyttjas i samband elnätföretagens distributionscentraler till det lokala elnätet alternativt ett stort villaområde som samäger en stor mängd solcellsanläggningar och vill ha möjlighet att lagra elöverskottet.

Närmast lämpliga teknik efter batterilagring får anses vara vätgaslagring. I dagsläget har vätgaslagring däremot svårt att konkurrera med batterier för

säsongslagring. Detta beror dels på batterisystemet är mer flexibelt än vätgaslagring och dels på att vätgaslagring relativt har låg verkningsgrad.

8.2.3 Solceller med batteri för dygnslagring (scenario 4)

Ekonomi

Det finns ekonomisk lönsamhet att investera i batteri för dygnslagring, då dessa visar att de kan nå en återbetalningstid under 30 år vid 4,5 % ränta. Med givna förutsättningar i scenario 4 är dock solceller med batterilager dyrare under hela livscykeln än enbart solceller. I ett ekonomiskt perspektiv betyder detta att incitamentet minskar kraftigt att investera i ett batterilager. I känslighetsanalysen undersöktes om solceller med batterilager kan visa högre lönsamhet än enbart solceller. Resultatet visade att det krävdes ett 50 kWh batteri till en tiondel av nuvarande batterikostnad vid en ränta på 4,5 % utan skattereduktion. Dock blev resultatet sämre för både solceller med batteri och enbart solceller, anledningen var framförallt att skattereduktionen togs bort. Detta kunde ses genom de två graferna högst upp i figur 55 motsvarar det fall när solceller med batteri når högre lönsamhet än enbart solceller. De nedersta graferna motsvarar samma ingående parametrar som de övre graferna med skillnaden att de nedersta är beräknade med skattereduktion. Det uppstår emellertid ett dilemma

Som i fallet med säsongslager skulle ett dygnslager (batteri) kunna lagra energi åt flera fastigheter, och därmed låta fler dela på investeringskostnaderna.

Teknik

För att batterier ska få det "stora genombrottet" krävs att tekniken förbättras med avseende på antal laddningscykler (livslängd). Troligen måste även "smarta system" integreras i solcells- och batterisystemet, som kan styra försäljning och inköp av el kopplat till elmarknaden, det vill säga ett adaptivt system. Trots att det idag inte verkar ekonomiskt lönsamt att investera i ett batteri för att lagra sin egenproducerade el, kommer marknaden för energilagring i batteri med största sannolikhet ändå växa i framtiden. En viktig anledning är att människor vill och vill uppfattas som engagerade i miljöfrågor, och solceller med batteri bidrar som livsstilsmarkör. En annan drivkraft är att vara självständig. I en studie gjord av Accenture (2015), tillfrågades personer vad de anses vara de viktigaste med framtidens

elsystem. I den globala studien tyckte nästan 60 % av personerna i åldern mellan 18-34 år att högre grad av självständighet och oberoende av elbolagen är viktigare än elpriser och allmän prisinformation från elbolagen (Döring, 2016).

Tankar kring vilka utmaningar som finns för att nå en optimal solcellsanläggning med batteri

En optimal solcellsanläggning med batteri får anses vara en anläggning som kan verka utan hjälp från ett elnät, det vill säga verka "off-grid". Det skulle innebära att *all* elanvändning skulle kunna produceras och disponeras på ett sådant sätt att ingen tillförsel från externa energikällor från andra sidan elnätet skulle behövas. Givetvis är detta väldigt svårt att uppnå och troligen besläktat med ett utopiskt scenario. Hursomhelst, har jag försökt identifiera några av de största utmaningarna för att nå ett nästinintill optimalt scenario med avseende på lagra och disponera egenproducerad el från solceller.

Den första identifierade utmaningen är den låga solinstrålningen vintertid och svårigheten att lagra det stora elöverskottet sommartid. Scenariot med säsongslagring visade på hur svårt det är att ekonomiskt motivera ett så stort batterilagerlager. För att kunna motivera ett så stort batterilager måste troligtvis batteripriset sjunka dramatiskt, energitätheten och livlängden måste utvecklas avsevärt.

Den andra identifierade utmaningen är batterikostnaden utgör för stor andel i relation till solcellsanläggningen. En konsekvens av detta blir att andelen sparade kronor som batteriet bidrar med inte är självbärande. För att batteriet ska kunna i högre grad bära sina investeringskostnader, måste de tillverkande batteriföretagen utveckla produktionstekniska lösningar som kan pressa kostnaderna i förädlingsprocessen. En av dessa kostnadsreducerande åtgärder skulle kunna vara återvinning av gamla batterier. Återvinningsprojekt har redan initierats bland annat av Nissan i sitt "second life"- projekt. Projektet *second life* bygger på återanvändning av batterier som tidigare drivit elfordon (Greentechmedia, 2015). Anledningen till att återvinna batterier från elbilar fungerar i stationära system grundar sig i att de inte är lika beroende av lika hög prestanda som i elfordon. Denna marknad kommer med största sannolikhet att växa då fler och fler batterier från elfordon kommer kunna återanvändas i syfte att lagra el i stationära system, exempelvis i hemmet (Bloomberg, 2016).

Batterier idag har för låg energitäthet för att säsongslagring ska vara praktiskt i de flesta fall, då dagens batterianläggningar som skulle vara lämpliga för säsongslagring är för skrymmande. Flertalet av nuvarande

lösningar av denna skala består av ett antal stora containrar, vilket troligen är ett önskat inslag för de flesta fastighetsmiljöer. Med högre energitäthet skulle det fysiska lagringsutrymmet minska medan energikapaciteten hade ökat.

En annan utmaning men också möjlighet skulle vara att utnyttja den växande marknaden av elbilar som ett lagringskomplement för fastigheten. Enligt Shoup (2005) är en bil parkerad 95 % av sin livstid, vilket betyder, förutsatt att det är en elbil, att tillgängligheten av dess batteri är mycket god som användning för stationär applikation (Shoup, 2005). Utmaningen för batteritillverkarna för bilindustrin är att utveckla batterier som klarar fler laddningscykler utan att batteriet slits ut för snabbt. För nuvarande är livslängden en utmaning för batterier, och ingen rationell elbilsägare hade låtit sitt bilbatteri slitas ut i förväg om användningen av elbilbatteriet inte gynnar bilägaren i tillräckligt stor utsträckning, det vill säga det ekonomiska incitamentet är tillräckligt stort för att låta sitt batteri utnyttjas. Ett nytt batteri till en Nissan Leaf kostar idag drygt 50 000 SEK och en ny Nissan Leaf kostar från 260 000 SEK, det vill säga batteriet utgör en kostnad på drygt 20 % (NyTeknik, 2014). Livslängden måste alltså öka för att elbilar ska bli en del av lagringssystemet. Livslängden måste även öka för stationära batterier, exempelvis för dygnslagring då utnyttjande av arbitragemöjligheter kräver att batteriet klarar många laddningscykler.

Vidare måste ökad medvetenhet om elanvändarflexibilitet bli ett mer naturligt inslag i vardagen. Utmaningen ligger i att förändra beteende och skapa medvetenhet. Exempelvis, genom använda tvättmaskiner eller andra höglaster användas under tider då elproduktionen är hög. Att betrakta den producerade elen som en budget som ska disponeras över tid. Smarta system kommer troligtvis vara en hjälpande hand för denna framtida utmaning.

Sammantaget måste följande utmaningar adresseras och lösas om lagring av egenproducerad el i batterier ska få ett det "stora genombrottet"; utveckling av batteritekniken med högre energitäthet, energikapacitet och livslängd, lägre batteripriser, möjlighet att integrera elfordon i lagringssystem, smartare styrsystem mellan solcellsanläggning, batteri och elnät samt högre elanvändarflexibilitet.

9 Slutsatser

1. Vilka tekniker finns tillgängliga att lagra el och vad som karakteriserar dessa?

Kunskapssammanställningen om energilagringstekniker är ett övergripande svar på ovanstående fråga. Men sammanfattningsvis tyder alla studier på att energilagring kommer bli viktigare i elsystemet i framtiden. Olika energilagringstekniker har olika förutsättningar och egenskaper, exempelvis är pumpvattenkraft mer lämpligt för storskaliga applikationer. Det finns ingen "one size fits all"-energilagringsteknik som passar till alla applikationsområden.

Fler omvandlingssteg mellan olika energibärare bidrar till lägre verkningsgrad.

Det sker intensiv forskning över hela världen för att lösa olika tekniska hinder som idag anses begränsa många av energilagringsteknikernas framfart.

Alla studier tyder på att priserna för de batteritekniker som sammanställts i detta arbete kommer sjunka i framtiden.

2. Vilka/vilken av dessa energilagringstekniker är lämplig att använda i ett flerbostadshus, med egenproducerad el från solceller?

Den enda energilagringsteknik som är mogen och rimlig för lagra egenproducerad el är idag baserad på batteriteknik. Möjligen skulle vätgaslagring¹² kunna bli ett alternativ i framtiden.

¹² Här avses enbart vätgaslagring som inte är baserat på naturgas.

3. Är det ekonomiskt lönsamt lagra egenproducerad el på kort eller lång sikt i ett flerbostadshus?

4. Hur påverkas den ekonomiska lönsamheten av parametrar såsom batteripris och elhandelspris?

Säsongslagring

Idag är det inte ekonomisk lönsamt att installera ett säsongslager (batterilager) för att lagra egenproducerad el av solceller i ett område med befintlig elinfrastruktur.

För att nå ekonomisk lönsamhet inom solcellernas livslängd (30 år) krävs att batteripriset sjunker till åtminstone 20 % jämfört med nuvarande priser samt att det genomsnittliga elhandelspriset stiger med en faktor 40. Se figur 46.

För att nå högre ekonomisk lönsamhet vid en kalkylränta på 4,5 % för solceller med batteri än enbart solceller, krävs att batteripriset sjunker med 99 % och att dagens genomsnittliga elhandelspris stiger med en faktor 30. Se figur 45.

Dygnslagring

Idag är det ekonomiskt lönsamt att installera solceller med batteri under förutsättning att kalkylräntan är lika eller mindre än 4,5 %.

För att dygnslagring baserat på en kalkylränta på 9 % ska bli ekonomiskt lönsamt krävs att dagens genomsnittliga elhandelspris stiger med en faktor 2.

Idag är det mindre ekonomiskt lönsamt att installera solceller med batteri än enbart solceller.

För att nå högre ekonomisk lönsamhet vid en kalkylränta på 4,5 % för solceller med batteri än enbart solceller, krävs ett batteri på 50 kWh, ett batteripris på 50 % och borttagen skattereduktion. Återbetalningstiden försämras dock jämfört om än om skattereduktion varit inräknad.

Elpriset påverkar den ekonomiska lönsamheten mer än vad batteripriset gör.

Utan skattereduktion försämras den ekonomiska lönsamheten, vilket tilltar vid högre kalkylränta.

10 Förslag på framtida arbete

Nedan följer ett antal frågeställningar som skulle vara intressant att undersöka i framtida arbeten.

- Hur påverkas lönsamheten om batterisystemet hade haft en adaptiv förmåga gentemot elpriset, det vill säga ett smart styrsystem som säljer och köper el på ett optimalt sätt?
- Hur ser lönsamheten ut med andra typer av investeringskalkylmetoder?
- Hur skulle den ekonomiska lönsamheten påverkas om koncessionsplikten ändrades och skapa möjlighet för fastigheter att dela på batterisystem och solceller?
- Hur skulle investeringskalkylen ändras om fallstudien betraktade hushållselanvändning istället?

Detta arbete har använt ett genomsnittligt elpris i beräkningarna, vilket skulle kunna vara mindre lönsamt än ett adaptivt system. Detta leder till följande frågeställningar.

- Hur skulle batteripriset kunna sänkas dramatiskt, det vill säga var uppstår de högsta kostnaderna i förädlingskedjan?
- Skulle elbilar kunna vara ett komplement till stationära batterier?
- Hur ser livscykelanalysen ut för ett batterisystem?

Slutligen hade det varit intressant att testa och undersöka resultaten från en solcellsanläggning och ett batterisystem i verkligheten.

- Överensstämmer resultaten från den verkliga studien med de teoretiska?

11 Referenser

Litteratur

- Akhil, A. Huff, G. Currier, A. Kaun, B. Rastler, D. Bingqing Chen, S. Cotter, A. Bradshaw, D. Gauntlett, W. (2013). *Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. Albuquerque & Livermore: Sandia National Laboratories.
- Bayer, E. (2015). *Report on the German power system*. Bryssel. Agora Energiwende.
- Benjaminsson, G. Benjaminsson, J. Rudberg, Robert. (2013). *El till Gas – System, ekonomi och teknik*. Malmö: Svenskt Tekniskt Gascenter AB.
- Bollen, M. (2010). *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem - Smarta mätare och intelligenta nät*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Borden, E. Kempener, R. (2015). *Battery storage for renewables: Market status and technology outlook*. Dusseldorf: International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Borg, P. (2014). *Test och utvärdering av energilager*. Stockholm: Eforsk.
- Byman, K. (2015). *Elproduktion-Tekniker för produktion av el*. Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- Carbon Trust. (2016) *(Can storage help reduce the cost of a future UK electricity system?)* London: Carbon Trust.
- Chen, H. Lu, Y. (2016). *A High-Energy-Density Multiple Redox Semi-Solid-Liquid Flow Battery*. Elsevier.
- Clerens, P. Durand, J-M, Duarte, M. (2013). *European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030*. The European Association for Storage of Energy (EASE) & EERA, the European Energy Research Alliance.
- Delucchi, M. Jacobson, M. (2011). *Providing All Global Energy with Wind, Water, and Solar Power, Part II: Reliability, System and Transmission Costs, and Policies*. Stanford, Davis: Elsevier.

- Díaz-González, F. Sumpera, A. Gomis-Bellmunt, O. Villafáfila-Robles, R. (2012). *A review of energy storage technologies for wind power applications*. Spanien: Elsevier.
- Drozdov, A. Eremets, M. Troyan, I. Ksenofontov, V. Shylin, S. (2015) *Conventional superconductivity at 203 kelvin at high pressures in the sulfur hydride*. Nature.
- Döring, T. (2016). *AHEAD OF THE PACK - Solar, the new Gateway to the decentralized Energy System*. SolarPower Europe.
- El-Kady, MF. Ihns, M. Li, M. Hwang, JY. Mousavi, MF. Chaney, L. Lech, AT. Kaner, RB. (2015). *Engineering three-dimensional hybrid supercapacitors and microsupercapacitors for high-performance integrated energy storage*. PubMed.
- Energimarknadsinspektionen. (2016). *Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager – principiella utgångspunkter och möjligheter*. Eskilstuna. Energimarknadsinspektionen.
- Energimyndigheten. (2015). *Energiläget 2015*. Eskilstuna: Statens Energimyndighet.
- EPRI. (2015). *Compressed Air Energy Storage Demonstration Newsletter*. Palo Alto: Electric Power Research Institute (EPRI).
- Ferry, R. Monoian, E. (2012). *A Field Guide to Renewable Energy Technologies*. The Land Art Generator Initiative (LAGI).
- Genrup, M. Thern, M. (2012). *Ny gasturbinteknik 2012-2014: Gas Turbine Developments*. Lund: Elforsk.
- Gomathinayagam, I. Theru, U. Sankaralingam, C. (2015). *Enhancing the design of a superconducting coil for magnetic energy storage systems*. Anna University: Elsevier.
- Hansson, M. Johansson, O. B Normark. (2014). *Energilager i energisystemet*. Stockholm: Power Circle för Samordningsrådet för smarta elnät.
- IEA. (2014). *Technology Roadmap Energy storage*. Paris: International Energy Agency.

- Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische. (2016). *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher Jahresbericht 2016*. Aachen: Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Kurzweil, P. (2015). *Lithium Battery Energy Storage: State of the Art Including Lithium-Air and Lithium-Sulfur Systems*. Electrochemistry Laboratory, University of Applied Sciences, Amberg, Germany.
- Larsson, Ö. Ståhl, B. (2012). *Utan nät-Batterimarknadens utvecklingsmöjligheter och framtida tillväxt*. Stockholm: Vinnova.
- Lindahl, J. (2014). *National Survey Report of PV Power Applications in SWEDEN*. Uppsala: Energimyndigheten.
- McKeon, B. Fenstermacher, S. Furukawa, J. (2014). *Advanced Lead-Acid Batteries and the Development of Grid-Scale Energy Storage Systems*. Invited paper.
- Muenzel, A. Hollenkamp, M. de Hoog, J. Brazil, M. Thomas, D. Bhatt, A. Mareels. I. (2014) "A comparison study of commercial 18650-format lithium-Ion battery cells"; tbc.
- Moseley², P. Rand¹, D. (2015). *Energy Storage with Lead-Acid Batteries*. Melbourne : CSIRO Energy Technology² . North Carolina: International Lead Zinc Research Organization¹.
- Nordling, A. Englund, R. Hembjer, A. Mannberg, A. (2015). *Energilagring-Teknik för lagring av el*. Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- Nordling, A. (2016). *Sveriges framtida elnät*. Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- Persson, E. Berg, B. Fernlund, F. Lindbom. O. (2012). *Pilotstudie i Vallentuna Reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarflexibilitet och självlärande prognosstyrning för kund Anpassad effekterreglering*. Uppsala: Elforsk.
- Persson, I. Nilsson, S-V. (1999). *Investeringsbedömning*. Lund: Liber Ekonomi.
- Persson, T. (2016). *Laddad innovation – energilagring i batterier och vätgas*. Stockholm: Tillväxtanalys.
- Rashmi, V. (2015). *Energy Storage Methods - Superconducting Magnetic Energy Storage - A Review*. Chicago: Journal of Undergraduate Research 5.

- Rastler, D. (2010). *Electricity Energy Storage Technology Options A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits*. Palo Alto: Electric Power Research Institute (EPRI).
- Shoup, D. (2005). *Parking Requirements: Will they reduce traffic congestion?:* Chicago: American Planning Association
- SOU (2014:84). *Planera för effekt!, slutbetänkande från Samordningsrådet för smarta elnät, del 2. Handlingsplan för smarta elnät*. Stockholm: Statens offentliga utredningar.
- Svensk Energi. (2016). *Elåret och verksamheten 2015*. Stockholm: Svensk Energi.
- SVK. (2015). *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*. Sundbyberg: Svenska kraftnät.
- Söder, L. Larsson, S. Dahlbäck, N. Linnarsson, J. (2014). *Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem*. Elforsk.
- Wei, S. Xu, S. Agrawal, A. Choudhury, S. Lu, Y. Tu, Z. Ma, L. Archer, A. A (2016) *stable room-temperature sodium-sulfur battery*. Nature.
- Widegren, K. (2016). *Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager – principiella utgångspunkter och möjligheter*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.

Internetkällor

- ABB. (2016). *Peak shaving*. <http://new.abb.com/substations/energy-storage-applications/peak-shaving>(Hämtad: 2016-06-15).
- Amber Kinetics. (2016). *Amber Kinetics Announces Game Changing Energy Storage Contract with PG&E*. <http://amberkinetics.com/project-development/>(Hämtad:2016-07-23).
- Axotron. (2016). Analogier. <http://axotron.se/print.php?page=21&chapter=0>(Hämtad:2016-07-02).
- Barbour, E. (2016). *Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)*. <http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes/>(Hämtad:2016-06-28).

- Beacon Power. (2016). *Operating plants*.
<http://beaconpower.com/operating-plants/>(Hämtad:2016-06-28).
- Bloomberg. (2015). *Ene-Farms Use Hydrogen to Power Homes but Don't Come Cheap*. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-01-15/fuel-cells-for-homes-japanese-companies-pitch-clean-energy>(Hämtad:2016-08-01).
- Bloomberg. (2016). *Used Electric Car Batteries Get Second Life as Home Storage*. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-25/used-electric-car-batteries-will-get-second-life-as-home-storage>(hämtad:2016-09-02).
- DOE. (2016). *Global energy storage database*.
http://www.energystorageexchange.org/projects/global_search?q=CAES.
(Hämtad: 2016-07-05).
- Energigas. (2016). *Varifrån kommer vätgas?* <http://www.energigas.se/Energigas/Vatgas/Ursprung>(Hämtad:2016-06-17).
- Energimyndigheten. (2015). *Solenergitester*.
<http://www.energimyndigheten.se/tester/solenergi/> (Hämtad: 2016-06-04).
- Energimyndigheten. (2016). *2015 var ett år med stor elproduktion och rekordstor export av el*.
<http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2016/2015-var-ett-ar-med-stor-elproduktion-och-rekordstor-export-av-el/> (Hämtad: 2016-06-24).
- ERA. (2016). *Mikronät ger säkrare elförsörjning*.
<http://www.svenskenergi.se/ERA/Nyheter/2015/Mikronat-ger-sakrare-elforsorjning/> (Hämtad:2016-08-05).
- ESA. (2016). *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES)*.
<http://energystorage.org/advanced-adiabatic-compressed-air-energy-storage-aa-caes>(Hämtad:2016-07-05).
- ESA. (2016). *Electric Supply Benefits*. <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/electric-supply-benefits>(Hämtad:2016-07-05).
- Gaelctric. (2015). *Project-CAES Larne, NI*. <http://www.gaelectric.ie/energy-storage-projects/project-caes-larne-ni/>(Hämtad:2016-07-20).

- Gravity Power. (2016). *Technology*.
<http://www.gravitypower.net/technology-gravity-power-energy-storage/>
(Hämtad:2016-06-01).
- Greentechmedia. (2015). *Largest Capacity Flow Battery in North America and EU Is On-Line and Commissioned*.
<http://www.greentechmedia.com/articles/read/Largest-Capacity-Flow-Battery-in-North-America-and-EU-is-Online-and-Commiss>(Hämtad:2016-06-29).
- Greentechmedia. (2015). *Nissan, Green Charge Networks Turn 'Second-Life' EV Batteries Into Grid Storage Business*.
<http://www.greentechmedia.com/articles/read/nissan-green-charge-networks-turn-second-life-ev-batteries-into-grid-storag>(Hämtad:2016-09-02).
- KEMA. (2009). *Wind energy, storage and grids- Europe's future electricity system?*<http://www.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Innovation/conference/Frits%20Verheij-KEMA.pdf>(Hämtad:2016-05-28).
- Kraftringen. (2016). *Elnätsavgifter och avtalsvillkor*.
<http://www.kraftringen.se/Privat/El/Elnat/Elnatsavgifter/>(Hämtad:2016-08-25).
- Nationalgrid. (2016). *Black Start*.
<http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/system-security/black-start/>(Hämtad: 2016-06-15).
- NGK. (2016). *Specs*. <https://www.ngk.co.jp/nas/specs/>(Hämtad:2016-06-23).
- NyTeknik. (2015). *Superkondensator med superprestanda*.
<http://www.nyteknik.se/nyheter/superkondensator-med-superprestanda-6344374>(Hämtad:2016-07-06).
- NyTeknik. (2014). *Priset för nytt batteri till din elbil: 50 000 kronor*.
<http://www.nyteknik.se/fordon/priset-for-nytt-batteri-till-din-elbil-50-000-kronor-6396326>(Hämtad:2016-09-02).

- Piller. (2016). *Energy Storage- Powerbridge Flywheel*.
<http://www.piller.com/en-GB/205/energy-storage> (Hämtad: 2016-06-28).
- Powerthru. (2016). *Company history*. http://www.powerthru.com/company_history.html(Hämtad:2016-06-28).
- PRNewsWire. (2016). *Axion Power International Files for PJM Interconnection Agreement*. <http://www.prnewswire.com/news-releases/axion-power-international-files-for-pjm-interconnection-agreement-300201605.html>(Hämtad:2016-07-03).
- RedT. (2016). *Products*. <http://www.redtenenergy.com/products>(Hämtad: 2016-06-28).
- Rongke Power. (2016). *The worldwide largest vanadium energy storage system has been successfully integrated into grids*.
<http://www.rongkepower.com/index.php?s=/single/index/menuid/95/language/en>(Hämtad:2016-07-24).
- Skatteverket. (2016). *Energiskatt på el*.
<https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/punktskatter/energiskatter/energiskattpael.4.15532c7b1442f256bae5e4c.html>(Hämtad:2016-08-25).
- Skatteverket. (2016). *Skattereduktion för mikroproduktion av förnybar el*.
<http://www.skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/mikroproduktionavfornybarel/skattereduktionformikroproduktionavfornybarel.4.12815e4f14a62bc048f4220.html>(Hämtad-2016-08-08).
- Skyllas Kazacos, M. (2012). *DR. MARIA SKYLLAS KAZACOS EXPLAINS HOW THE VANADIUM REDOX BATTERY (VRB) WORKS*.
<https://www.youtube.com/watch?v=hD3rL4NjXVE>(Hämtad:2016-07-08).
- Svensk Energi. (2016). *Elnätet*.
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elnatet/>(Hämtad: 2016-04-28).
- Svensk Energi. (2016). *Vattenkraft*.
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elproduktion/Vattenkraft1/>(Hämtad:2016-05-02).

- Swedensol. (2016). *Kompletta solcellspaket*.
<http://www.swedensol.se/kompletta-solcellspaket>(Hämtad:2016-08-22).
- Unipower. (2016). *Om elkavlitet*. <http://unipower.se/sv/om-elkvalitet/#frekvensavvikelser> (Hämtad: 2016-07-22).
- Toshiba. (2016). *Toshiba Completes Delivery of World's largest Lithium-ion Battery Energy Storage System in Operation --BESS for Tohoku Electric Power Company Begins Operation*.
<https://www.toshiba.co.jp/sis/en/topics/2016/20160226.htm>(Hämtad: 2016-07-16).
- Ultra battery Technology. (2016). *What is UltraBattery?*.
<http://www.ultrabattery.com/technology/ultrabattery-technology/>(Hämtad:2016-06-30).
- Vattenkraftinfo. (2016). *Vattenkraftinfo- Vattenkraften i Sverige*.
<https://vattenkraft.info/>(Hämtad:2016-05-08).