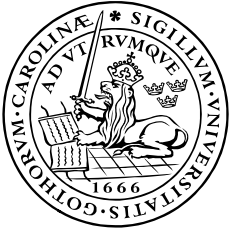


Marknadsanalys av energilösning med solceller och batteri

– Ett batteris påverkan på egenanvändningen av
solel samt på systemets lönsamhet

Cecilia Ekman & Maja Nilsson

Examensarbete 2019
Miljö- och Energisystem
Institutionen för Teknik och samhälle
Lunds Tekniska Högskola



LUNDS UNIVERSITET

Lunds Tekniska Högskola

Marknadsanalys av energilösning med solceller och batteri

Ett batteris påverkan på egenanvändningen
av solceller samt på systemets lönsamhet

Cecilia Ekman & Maja Nilsson

Examensarbete

Maj 2019

ISRN LUTFD2/TFEM—19/5142—SE+(1-95)

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
	Cecilia Ekman
	Maja Nilsson

Dokumenttitel och undertitel

Marknadsanalys av energilösning med solceller och batteri

- Ett batteris påverkan på egenanvändningen av solet samt på systemets lönsamhet

Sammandrag

Sverige har som mål att, år 2040, ha ett helt förnybart elsystem. Idag utgör solceller ungefär 0.2 procent av den totala elproduktionen, men deras marknadsandel ökar hastigt, och antas ha potentialen att leverera 5-10 procent av elproduktionen år 2040. Till följd av den växande solcellsmarknaden har även energilagring, i form av batteri, blivit allt intressantare eftersom man med batterier kan öka nyttjandegraden av egenproducerad solet. Som en konsekvens av denna utveckling, är lönsamheten av batteri som komplement till solceller ett intressant alternativ. I detta arbete utförs en lönsamhetskalkyl av dels solceller och batteri, dels endast solceller, för tre marknadssegment: enskilt hushåll, flerbostadshus samt kontorsverksamhet.

Utöver denna analys, inventeras även aktuella batteritekniker på marknaden. Baserat på denna inventering, dras slutsatsen att batterier med litium-jonteknik är den batteriteknik vilket anses lämpligast och har störst potential, och därmed är den batteriteknik vilken lönsamhetsanalysen utgår ifrån. Som en del i analysen undersöks även hur lönsamheten påverkas då exempelvis solcells- och batteripris, elpris, ersättning för såld solet samt ändrade nivåer på ekonomiska styrmedel varierar. Resultatet visade att det är väldigt svårt att nå lönsamhet för installation av solceller i kombination med batteri. Endast ett fall för det enskilda hushållet blir lönsamt med batteri, och då endast i känslighetsanalysen med väldigt låg grundinvestering genom att det antas att reinvestering av batteri inte behövs. Däremot visar resultatet god lönsamhet för endast solcellsanläggningar.

Med ett energisystem med en större andel variabel förnybar elproduktion, där dessutom en viss utfasning av baskraft sker i form av kärnkraft, är det av stor vikt att undersöka hur framtida effektbrist kan avhjälpas och leveranssäkerhet kan bibehållas. Energilagring, i form av batteri, som komplement till solceller är en möjlig del i arbetet med att avhjälpa effektbrist, både på lokal och regional nivå. Detta eftersom att investera i batterier vars enda syfte är att avhjälpa effektbrist är för dyrt.

Nyckelord

Solceller, batteri, lönsamhet, egenanvändning, elnät, effektbrist

Sidomfång	Språk	ISRN
91	Svenska	ISRN LUTFD2/TFEM—19/5142—SE+(1-95)

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
	Authors
	Cecilia Ekman Maja Nilsson

Title and subtitle

Market analysis of energy systems with PV cells and battery

- The impact of a battery on the utilization rate of produced electricity and on the systems profitability

Abstract

Sweden aims to have a completely renewable electricity system by 2040. Today, photovoltaics (PV) account for about 0.2 percent of total electricity production but are estimated to have a potential to deliver between 5 and 10 percent of total electricity production in 2040. The expansion of the PV market share has already started and is increasing rapidly. Because of the growing PV market, energy storage in the form of a battery, has become more interesting, since batteries as a complement to PV cells can increase the utilization rate of the electricity produced from the PV cells. Because of this development, the profitability of battery as a supplement to PV cells is an interesting analysis. Based on this, this master thesis calculates the economic viability of PV cells in a combination with a profitability calculation of an energy system with both PV cells and a battery, and PV cells alone, for three market segments: individual households, multi-dwelling buildings and office buildings.

In addition to this analysis, current battery technologies on the market are also inventoried. Based on this inventory, it is concluded that batteries with lithium-ion technology are considered most suitable and has the greatest potential, and thus it is this battery technology that the profitability analysis is based on. As part of the analysis, it is also examined how profitability is affected by, for example PV- and battery prices, electricity prices, compensation for sold electricity and changed economic policy instruments. The result showed that it is very difficult to achieve profitability with an energy system with PV cells and battery combined. Investment in battery was viable in one case for the individual household, and only with very low investment by assuming that reinvestment of a battery is not needed. However, the result shows good profitability for PV cells only.

With an energy system with a larger share of variable renewable electricity generation, where in addition, phasing out of some base power occur in terms of nuclear power, it is of great importance to examine in which ways future power shortages can be remedied and delivery of electricity can be maintained. Energy storage, in terms of battery for PV cells, is a possible part of a solution in the work of remedying power shortages, both at local and regional level. Why batteries used with PV cells are a possible part of a solution to power shortages instead of batteries with the sole purpose of remedying power shortages, are due to the high price of batteries.

Keywords

PV cells, battery, profitability, utilization rate, powerline, power shortage

Number of pages	Language	ISRN
91	Swedish	ISRN LUTFD2/TFEM—19/5142—SE+(1-95)

Förord

Detta examensarbete om 30 högskolepoäng avslutar våra studier i Civilingenjörsutbildningen, Ekosystemteknik, vid Lunds Tekniska Högskola. Arbetet med rapporten utfördes tillsammans med Skånska Energilösningar AB, under perioden 2019-01-14 till 2019-05-28.

Först vill vi, Cecilia och Maja, utbringa ett stort tack till handledare på LTH, Per Svenningsson och Karin Ericsson, för deras bidrag till arbetet i form av givande kommentarer, intressanta vinklar och handledning under examensarbetets gång. Vi vill även tacka handledare på Skånska Energilösningar AB (SELAB), Tony Jernström för engagemang och möjliggörandet av detta samarbete samt Sebastian Puente för idéer, kunskap och råd om branschen.

Vi skulle även vilja tacka de anställda på Skånska Energi AB, som varit ovärderliga i samband med datainsamling.

Examensarbetet är genomfört och författat i samarbete mellan oss båda, Cecilia Ekman och Maja Nilsson. För att underlätta processen delades avsnitten bestående av bakgrundsinformation upp mellan oss författare. Maja har ansvarat för avsnitten *Elproduktion från sol, Elnät och handel, Drivkrafter för investering av solceller och batteri* samt *Beskrivning av fallen* medan Cecilia har ansvarat för avsnitten *Energilagring med batteri, Ekonomiska styrmedel för solceller och batteri, Inventering av batterier på marknaden* samt *Kalkylmodell*. Övriga delar av arbetet är producerat och författat tillsammans i nära samarbete. All text är bearbetad av båda författarna.

Trevlig läsning!

Cecilia Ekman & Maja Nilsson
Lunds Tekniska Högskola
28 Maj 2019

Innehållsförteckning

1. Inledning	8
1.1 Syfte	9
1.2 Frågeställningar	9
1.3 Metod	9
1.4 Avgränsningar	10
2. Elproduktion från sol	11
2.1 Solcellsteknik	12
2.2 Solel i Sverige	13
2.3 Prisutveckling	15
3. Energilagring med batteri	16
3.1 Batteriteknik	18
3.2 Batterimarknad i Sverige	18
3.3 Prisutveckling	18
4. Elnät och handel	19
4.1 Elhandel	20
4.2 Överföringskapacitet och framtida utmaningar	22
5. Ekonomiska styrmedel för solceller och batteri	24
5.1 Investeringsstöd	24
5.2 ROT-avdrag	24
5.3 Skattereduktion	25
5.4 Elcertifikat	25
5.5 Ursprungsgaranti	25
5.5 Skattebefrielse	26
6. Drivkrafter för investering av solceller och batteri	27
7. Inventering av batterier på marknaden	29
7.1 Litium-jonbatteri	29
7.2 Bly-syrabatteri	30
7.3 Nickel-baserade batterier	31
7.4 Natrium-svavelbatterier	32
7.5 Flödesbatterier	32
7.6 Val av batteri för analys	33
8. Beskrivning av fallen samt kalkylmodell för lönsamhet	36
8.1 Övergripande	36
8.2 Last- och produktionskurvor	37
8.2.1 Produktionskurvor solel	37
8.3 Marknadssegment	39
8.3.1 Enskilt hushåll	39
	5

8.3.2 Verksamhet	41
8.3.3 Flerbostadshus	42
8.4 Beräkning av egenanvändning	43
8.5 Val av batteri	47
8.6 Metod för lönsamhetsberäkning	48
8.6.1 Kalkylmodell	48
8.6.2 Beräknade fall samt antaganden för respektive fall	50
8.6.3 Enskilt hushåll	51
8.6.4 Verksamhet	52
8.6.5 Flerbostadshus	53
9. Resultat	55
9.1 Självförsörjandegrad med och utan batteri	55
9.2 Resultat av lönsamhetsberäkningar	57
9.2.1 Enskilt hushåll	58
9.2.2 Verksamhet	58
9.2.3 Flerbostadshus	58
9.3 Analys och kommentarer av lönsamhetsresultat	59
9.3.1 Enskilt hushåll	59
9.3.2 Verksamhet	60
9.3.3 Flerbostadshus	60
9.3.4 Ytterligare kommentarer för samtliga segment	61
10. Känslighetsanalys	61
10.1 Ändrade parametrar för batteri	62
10.1.1 Dubbelt stöd för batteriinvestering	62
10.1.2 Prisnivå på batteri för lönsamhet	64
10.1.3 Ett batteri per solcellsanläggning (25 års livslängd)	64
10.2 Optimal solesproduktion	66
11. Energilagring som hjälp mot effektbrist	67
12. Diskussion	69
12.1 Avgörande faktorer för ökad lönsamhet	69
12.2 Expanding av solcells- och batterimarknaden	72
13. Slutsats	75
14. Referenser	76
15. Bilagor	84
15.1 Bilaga 1 - Kalkylmall	84
15.2 Bilaga 2 - Indata för lönsamhetsberäkningar	88

Förkortningar och förklaringar

kr	Svensk krona
kW	kilowatt, effekt
kWh	kilowattimmar, energi
kWp	kilowattpeak, definition av installerad effekt för solceller
PV	Photo Voltaics, solceller
DOD	Depth of discharge
SOC	State of charge
C-rate	Charge rate, upp- och urladdningshastighet
Azimuth	Vinkel som beskriver riktning åt olika väderstreck
A	Ampere, enhet för elektrisk ström

1. Inledning

Enligt FN:s klimatpanel har människans aktiviteter bidragit med en ökning på cirka 1 grad av den globala medeltemperaturen fram till idag (IPCC, 2018). Till synes ingen hög siffra, men som bidragit med stora konsekvenser världen över. Effekten av temperaturökningen är 2-3 gånger större på vissa delar av vår planet, där smältning av glaciärer, ökad havsnivå, extremväder med både torra och ökad nederbörd på olika platser, bara är några av de förödande konsekvenserna. Temperaturökning väntas öka till 1.5 grad mellan år 2030-2052 om ökningen går i samma takt som den gjort hittills (IPCC, 2018). En avgörande del i arbetet att sänka takten på den globala uppvärmningen är att avveckla användningen av fossila energikällor, såsom olja, gas och kol, och övergå till förnybara energikällor där till exempel solenergin har stora outnyttjade potentialer.

Förnybara energilösningar växer snabbt i Sverige, och att producera el från solen med hjälp av solceller är en av de snabbast växande metoderna, med en ökad installerad effekt av solel på 65 procent mellan 2016 och 2017 (Energimyndigheten, 2018a). Med största sannolikhet kommer utbyggnaden att fortsätta, då ett av Sveriges energimål är att det svenska elsystemet, till 2040, ska bestå av 100 procent förnybar energi (Berard et al., 2018). I Energimyndighetens förslag på strategier för en fortsatt ökning av installerad effekt solel, nämns ett intervall på 7 till 14 TWh som en rimlig årsproduktion år 2040, vilket motsvarar 5-10 procent av total elproduktion (Axelsson et al., 2017). Idag ligger solelproduktionen på 0.3 TWh, vilket motsvarar 0.2 procent av Sveriges elproduktion (Svensk Solenergi 2018; Energimyndigheten 2018a).

För en ökad installation av solceller spelar drivkrafterna för detta en stor roll. För olika segment av marknaden skiljer sig drivkrafterna något. För privatpersoner handlar det främst om ett intresse för teknik och miljö, men även en förhoppning att kunna bli mer självförsörjande (Axelsson & Borg, 2018). Ytterligare en drivkraft för den mindre solelproducenten är möjligheten att producera billig el, i tider där elpriser kan öka på grund av till exempel torra men även vid långvariga elavbrott. För företag och verksamheter är ofta det största motivet till att investera i solceller den positiva marknadsföring en solcellsanläggning medför, något som inte nödvändigtvis behöver visa sig lönsamt i ekonomiska termer (Ericsson & Simm, 2009).

Den största elförbrukningen i ett hushåll sker på morgon och kväll, innan och efter arbetstid. Denna fördelning av last och det faktum att solceller producerar den största delen av elen under dagtid då solljuset är starkast, resulterar i att en stor del av den producerade solelen idag matas ut på elnätet och säljs istället för att användas internt. Ett alternativ för att öka nyttjandegraden av egenproducerad el skulle vara att investera i energilagring. Lösningar med batterilagring som komplement till solceller implementeras i många länder, men i Sverige är sådana lösningar sällsynta på grund av bristande lönsamhet (Hansson et. al. 2014). Prognoser visar att effektbrist i samband med lasttoppar i elförbrukningen kan komma att bli ett problem i en framtid med en stor andel variabel elproduktion. En del i en lösning för att hantera dessa lasttoppar skulle kunna vara att komplettera solcellsanläggningar med batterier.

1.1 Syfte

Syftet med examensarbetet är att göra en marknadsanalys av energilösningar med solceller och batteri i Sverige. Arbetet grundas i en inventering av tillgängliga batteritekniker på marknaden, ur vilken en slutsats kan dras, om vilka batteritekniker som utgör de bästa alternativen som komplement till solceller. Analysen kommer också inkludera en undersökning om vilka drivkrafter till en investering av energilösning med batteri som finns för de olika segmenten; *enskilt hushåll*, *verksamhet* och *flerbostadshus*. Analysen redogör för om batterier är ett lönsamt komplement till solcellsanläggningar idag, och vad som krävs för att det ska vara lönsamt i det fall det inte är lönsamt ur ett marknadsperspektiv med politiska beslut (diverse ekonomiska stöd) samt priser på exempelvis solceller, batteri och el. Slutligen kommer det diskuteras hur solceller tillsammans med batterilösningar kan komma att påverka effektbrist i lokala elnät i en framtid med mer förnybar energiproduktion och större elbehov.

1.2 Frågeställningar

- Hur utvecklad är marknaden för batterier som komplement till solceller idag? Finns det någon batteriteknik som är mer lämplig för energilagring till solceller?
- Hur skiljer sig lönsamheten samt drivkrafterna ut för olika marknadssegment (*enskilt hushåll*, *verksamhet* och *flerbostadshus*) för användande av energilagring i form av batteri som komplement till solceller?
- Hur ser lönsamhet ut samt vilka drivkrafter finns för en investering av enbart en solcellsanläggning i olika marknadssegment (*enskilt hushåll*, *verksamhet* och *flerbostadshus*)?
- Vad skulle krävas ekonomiskt (politiska stöd, elpriser, solcells- och batteripriser etc) för respektive marknadssegment, för att göra energilagring i form av batteri till ett lönsamt komplement till solceller i Sverige?
- Skulle batterier kunna avhjälpa effektbrist i lokala distributionsnät i södra Sverige, i ett fall där batteriet även kan laddas med el från nätet?

1.3 Metod

För att kunna besvara uppsatta frågeställningar gällande ett batteris lönsamhet som komplement till solceller ska en inventering av Sveriges marknad för batterier till energilagring utföras. Detta ger en inblick i vilka batterier som är aktuella för energilagring och baserat på deras prisnivå och egenskaper kan analysen utföras. Batteriinventeringen grundas på en litteraturstudie, utifrån vilken beslut tas för vilka batterier som är aktuella som energilagringsskomplement till solceller.

För att undersöka huruvida energilagring med batteri har olika stor lönsamhet för olika segment på marknaden ska lastkurvor för tre olika segment (*enskilt hushåll*, *verksamhet* och *flerbostadshus*) jämföras med produktionskurvor för solel för respektive anläggning i varje segment. Samma typ av solcellsteknik används i samtliga fall. Eventuell överskottsenergi producerad av respektive

anläggning ska sedan analyseras i förhållande till tillhörande lastkurva för den aktuella fastigheten. Utifrån denna analys ska nyttjandegraden och lönsamheten för respektive anläggning bestämmas för de batterier som anses vara aktuella utifrån inventeringen med hjälp av en investeringskalkyl, vilken inkluderar kalkylmetoder såsom internräntemetoden, nuvärdesmetoden, produktionskostnad samt diskonterad återbetalningstid. För att undersöka olika drivkrafter för de enskilda segmenten skall en litteraturstudie utföras.

Den fjärde frågeställningen kommer utgå ifrån en så kallad “What if-analys”, där en lönsamhetsanalys inom respektive segment utförs, där vissa aktuella parametrar antas vara konstanta medan andra kommer att varieras. Påverkan från ett par styrmedel på lönsamheten kommer också att undersökas i respektive fall.

För att kunna besvara den femte och sista frågeställningen, kommer en litteraturstudie att utföras. Litteraturstudien kommer även att kompletteras med intervjuer med personer i branschen.

För insamling av viss data, exempelvis solesproduktion under särskilda omständigheter och optimal lutning av paneler i förhållande till en viss plats, har ett beräkningsprogram med namn SolarEdge Site Designer 2 använts. Skånska Energilösningar AB (SELAB), företaget som detta examensarbete görs i samarbete med, använder detta program då de gör beräkningar av förväntad solesproduktion. Data för lastkurvor är tillhandahållet av Skånska Energi AB. PVGIS (2017) har använts för insamling av solinstrålningsdata och samtliga grafer har gjorts med hjälp av Excel.

1.4 Avgränsningar

I studien analyseras endast solcellsanläggningar vars producerade el i första hand används internt, och endast överskottsel matas ut på nätet. Storskaliga anläggningar, såsom solcellsparker, där samtlig producerad el matas ut på nätet behandlas inte. Beräkningarna i studien innefattar således batteri och solceller som ett gemensamt energisystem, där de ekonomiska faktorerna som kommer att variera i analysen avgränsas till; solcellspris, batteripris, elpris, ersättning för producerad sole samt aktuella styrmedel såsom investeringsstöd och ROT-avdrag, men även ett alternativt styrmedel vilket är föreslaget av Energimyndigheten analyseras. Detta alternativa styrmedel vilket ännu inte tillämpas, skulle fungera likadant som dagens ROT-avdrag, men skulle endast gälla solcellsinvesteringar och täcka 50 procent av arbetskostnaden. I rapporten kallas detta ROT-avdrag för “solROT”. Övriga parametrar såsom energiskatt, elöverföringsavgift och nätnytta hålls konstanta.

Studien utgår från solceller vars aktiva ämne är kristallint kisel, vilket är den typ av solcell som det säljs mest av på marknaden i Sverige. Annan solcellsteknik med eventuellt högre verkningsgrad undersöks inte. Batteriinventeringen inkluderar de batteritekniker vilka är vanligast på marknaden, detta innebär att någon av de inventerade batteriteknikerna kan visa sig vara inkompatibla tillsammans med solceller. Batteritekniker som påverkas av en sådan slutsats kommer inte att analyseras vidare. I frågeställning två och fyra kommer lönsamheten av batterier endast undersökas då de laddas av överskott av solel, inte av el från nätet. I den femte och sista frågeställningen däremot, antas det att batteriet även kan laddas av el från nätet, och en analys huruvida detta kan komma att avhjälpa effektbrist i elnätet utförs.

Vidare är det endast påverkan på lokala elnät och mindre regionnät i Skåne, som undersöks i samband med utbredd användning av energilösningar med batteri och solceller. Hur större distributionsnät samt hur stamnätets funktion påverkas undersöks ej.

2. Elproduktion från sol

I följande avsnitt presenteras solcellstekniken, och i avsnitt 2.2 och 2.3 solens roll på den svenska marknaden i dagsläget samt den anade prisutvecklingen.

2.1 Solcellsteknik

Solceller omvandlar solljus till elektrisk ström genom att det mellan över- och undersidan på cellen uppstår elektrisk spänning. Översidan, sidan närmast solen, består av en glasskiva och under den finns ett anti-reflekterande material för att undvika att solljuset reflekteras bort från cellen. Två kontakter som är ihopkopplade mellan över- och undersidan ger upphov till likström, genom att uppta den elektriska energin som skapas. Likströmmen omvandlas sedan till växelström genom en växelriktare, för att strömmen skall kunna användas i till exempel en fastighet.

Den vanligaste typen av solceller som används idag är kristallina kiselceller (Göteborgs Universitet, 2017). I kiselcellen så finns det två skikt av kisel mellan de två ihopkopplade kontakterna på cellens ovan- och undersida. Det ena skiktet är negativt laddat och innehåller fria elektroner, och kallas N-dopat. Det andra skiktet är positivt laddat och innehåller elektronhål (brist på elektroner), skiktet kallas för P-dopat. Bindningen mellan P- och N-skiktet kallas en PN-övergång, där ett elektriskt fält skapas då elektronerna och elektronhålerna reagerar med varandra (Tatsuo, 2010). När solljuset träffar solcellen exciterar elektronerna från sina tidigare bindningar, vilket gör att elektronerna och elektronhålerna blir fria. De fria elektronerna i P-skiktet som ligger nära PN-övergången kommer då att förflyttas över till N-skiktet som blir ännu mer negativt laddat. På samma sätt flyttas elektronhålerna över till P-skiktet, som ökar den positiva laddningen i skiktet. En kontakt mellan kiselplattorna leder sedan elektronerna i motsatt håll, från N-skiktet till P-skiktet, och skapar på så sätt elektrisk likström (Bowden & Honsberg, 2019).

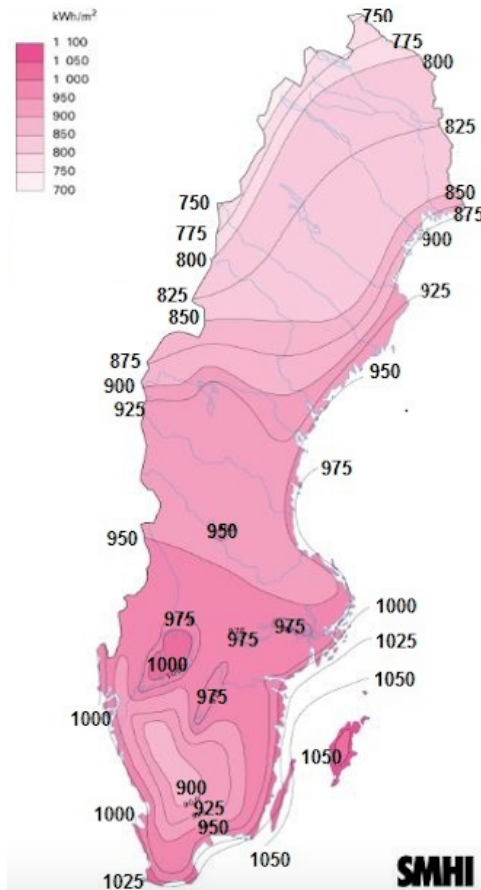
En kiselcell ger cirka 0.5 volt, så för att komma upp i en praktiskt användbar spänningsnivå så seriekopplas flera celler samman och bildar därigenom en solcellsmodul, som i sin tur kan ge en spänning i storleksordning att ladda ett 12-volts batteri. Flera solcellsmoduler kan seriekopplas och på så sätt öka elproduktionen. Verkningsgraden, det vill säga den andel av solens energi som solcellerna kan nyttja, ligger för kiselcellsmodulerna på upp mot 20 procent (Svensk Solenergi, u.å).

Det finns flera faktorer som påverkar elproduktionen hos solcellerna. Den geografiska platsen är betydande, då till exempel länder närmare ekvatorn såsom Spanien, har en högre solinstrålning än vad Sverige har (PVGIS, 2017). Beroende på i vilket väderstreck som solcellsmodulerna är riktade så varierar produktionen. En sydlig riktning optimerar möjligheten att kunna utnyttja maximal solinstrålning. Även instrålningsvinkeln är avgörande, där en vinkel på 45° ger maximal elproduktion i mellersta Sverige (SolarEdge Site Designer 2, 2019). Åldern på solcellsmodulerna påverkar också verkningsgraden, där de efter den uppskattade livslängden på 20-25 år har en något lägre verkningsgrad (Kellner, 2018). Även vädret påverkar produktionen, där direkt solljus ger högre produktion än det diffusa ljuset vid molnighet, men trots det produceras det ändå el från solcellerna under molniga dagar. Soliga, men kalla vinterdagar, är optimalt för solcellproduktion då solcellerna är värmekänsliga och verkningsgraden är som högst vid kallare temperaturer. Varma

sommardagar påverkar solcellerna negativt, då verkningsgraden minskar med ökande temperaturer (Palyvos & Skoplaki, 2009).

2.2 Solel i Sverige

Solinstrålningen varierar över Sverige, från 750 kWh/m² i nordväst till 1050 kWh/m² i sydost per år, mätt i horisontellt plan, enligt Figur 1 (SMHI, 2018).



Figur 1. Solinstrålningen i Sverige mätt i kWh/m² och år (SMHI, 2018).

Vid den optimala instrålningsvinkeln, 49 grader i nordligaste delarna av Sverige och 40 grader längst i söder, ligger solinstrålningen mellan 1090 kWh per kvadratmeter i nordväst till 1360 kWh per kvadratmeter i söder, under ett år med en yta riktad rakt mot söder. Detta medför en relativt jämn solelsproduktion om 831 kWh per kW installerad effekt i norr och 1050 kWh per kW installerad effekt i söder per år (PVGIS, 2017). Enligt Kamp (2013) så är den teoretiskt potentiella elproduktionen från solceller närmare 50 TWh i Sverige, om alla tillgängliga och lämpliga hustak, en yta på 319 km², beläggs med solceller. Det motsvarar en tredjedel av Sveriges årliga elkonsumtion. Idag finns ingen väletablerad metod att säsongslagra solenergi, utan den lagring som finns är främst dygnsvis. Däremot är solenergi ett bra komplement till Sveriges energisystem under perioden vår till höst, vilken dessutom har en stor potential att öka. Detta är i linje med ett

av Sveriges energipolitiska mål, att öka andelen förnybar elproduktion. Regeringen har även på sikt satt som mål att skapa ett helt förnybart elsystem till år 2040 (Berard et al., 2018). Johan Lindahl på Svensk Solenergi, påpekar i en artikel skriven av Naturskyddsföreningen (2018) att 10 TWh per år är en rimlig målsättning för Sveriges solelsproduktion.

Den senaste siffran på installerad effekt sol i Sverige är från 2017, och den var då totalt 231 MW. Det var en ökning på 65 procent jämfört med 2016, en siffra som med största sannolikhet har ökat sedan dess fram till idag (2019). Av dessa 231 MW, var 104 MW från småproducenter med anläggningskapacitet under 20 kW, vilket kan jämföras med anläggningar på villatak samt mindre kommersiella system. 119 MW fanns installerade i anläggningar med kapacitet upp mot 1000 kW, till exempel större kommersiella solcellsanläggningar på lager- och företags tak samt solcellsparker, och resterande 8 MW fanns i anläggningar med mer än 1000 kW kapacitet. De mindre anläggningarna, till exempel privatvillor, stod för 46 procent av den totala installerade effekten 2017. Detta medför att det marknadssegmentet är starkt, så väl som det mindre kommersiella segmentet med 51 procent av total installerad effekt. 2017 fanns 95 procent av all installerad effekt i form av solceller i den nedre halvan av Sverige, där den största andelen fanns i elområde 3 följt av elområde 4 (beskrivning av elområden, se avsnitt 4.1) (Energimyndigheten, 2018b).

Bara under de senaste fem åren har solcellsmarknaden i Sverige vuxit med 40-80 procent varje år. Trots detta står solelen för endast 0.3 TWh av totalt 140 TWh el konsumerad i Sverige senaste året (Svenska kraftnät, 2018), däremot finns bara statistik för den solelen som matas in på nätet, och inte den som används direkt internt. Den låga andelen solceller beror på att Sverige utgår från låga nivåer när det gäller solelsproduktion, då det bara för några år sedan inte fanns någon etablerad solenergiemarknad. En långsam utveckling kan dock vara att föredra för att etablering och expansion skall ske under kontrollerade former (Naturskyddsföreningen, 2018). För att få en ökad installation av solceller krävs fortsatt möjlighet till ekonomiska stöd och enklare regelverk. Idag finns möjlighet till ROT-avdrag på installations- och arbetskostnader, investeringsstöd samt skatteavdrag för elproduktionen. Tidigare behövdes bygglov för att etablera en solcellsanläggning på sitt tak, men detta kravet är borta sedan sommaren 2018, förutsatt att solpanelerna följer byggnadens form, för att uppmuntra mer egenproducerad solceller (Regeringen, 2018). Utförligare beskrivning av de olika ekonomiska styrmedel som finns för mikroproducenter redogörs för i avsnitt 5. *Ekonomiska styrmedel för solceller och batteri.*

En annan faktor som är viktig att beakta är att produktionskurvan för sol, med en topp mitt på dagen, sällan motsvarar elförbrukningskurvan för konsumenten. För hushåll är behovet på el störst på morgon och sedan på eftermiddag och kväll, medans för verksamheter som är i gång under dagen har sitt största behov då. För att kunna nyttja den egenproducerade elen på bästa sätt krävs någon form av dygnslagring.

Den producerade elen som inte kan nyttjas momentant, matas idag ut på elnätet mot en ersättning. Ersättningen varierar beroende på vilket elhandelsbolag man säljer till, där vissa bolag ger högre ersättning om solcellerna är köpta av dem eller om kunden köper el av dem (Energimyndigheten, 2016c). Enligt Energimyndigheten så varierade ersättningen mellan 114-230 öre/kWh såld el år 2016, enligt Tabell 1, beroende på vilket elhandelsbolag man sålde till. I den ersättningen ingår

priset som elbörsen Nord Pool betalade (Nord Pool beskrivs i avsnittet om elhandel 2.3.1), ersättning för nätnytta, elcertifikat samt en skattereduktion. Skattereduktionen resulterar i en intäkt genom skatteåterbäring avseende föregående kalenderår. Utöver nämnda påslag på ersättningen får momspliktiga verksamheter även lägga på moms på ersättningen för såld solel (Energimyndigheten, 2016c).

Tabell 1. Exempel på ersättningens olika delar för såld solel i dagsläget för *enskilt hushåll* och *flerbostadshus* (utan moms) samt *verksamhet* (med moms).

	<i>Pris (öre/kWh)</i>	<i>Förklaring</i>
<i>Försäljning</i>	45,5-200	Nord Pool spotpris medelvärde 2018 låg på 45,5 öre (Nord Pool, 2019). Max 200 öre vid köp av anläggning via elhandelsbolaget.
<i>Moms</i>	- 25%	Moms 25% på försäljningspriset av el (det finns företag som betalar momsen till privatpersoner) (Energimyndigheten, 2016c).
<i>Försäljning - moms</i>	34-150	Priset för försäljning med momsen avräknad.
<i>Elcertifikat</i>	16	Medelpris 2018 (SKM, 2018).
<i>Nätnytta</i>	4	Lagstadgad ersättning som varierar mellan nät (Energimyndigheten, 2016c).
<i>Skattereduktion</i>	60	Fr.o.m 1 januari 2015 (Energimyndigheten, 2016c).
Totalt värde	Utan moms 114-230	Med moms 125,5-280 öre/kWh

2.3 Prisutveckling

Priset för solceller har sjunkit de senaste åren, samtidigt som antalet leverantörerna har ökat. På grund av teknikutveckling av komponenter och växelriktare samt materialsnålare processer, så har en högre verkningsgrad kunnat nås till ett lägre produktionspris (Energimyndigheten, 2016b). På dagens marknad finns det flera återförsäljare som erbjuder kompletta solcellssystem. För en villa kostar idag en takmonterad solcellsanläggning runt 14 800 kr/kW exklusive moms, det vill säga cirka 15 kr/W, jämfört med för 8-9 år sedan då systempriset var det tredubbla. Priset för större anläggningar är något lägre per kW (Solar Region Skåne, 2018).

En privat, mindre anläggning på ett hustak med en kapacitet på 5 kW skulle då kosta 74 000 kronor exklusive moms. Som nämnt ovan, så finns det flera ekonomiska stöd att söka för installation av solceller, till exempel ROT-avdrag och investeringsstöd. Dessa beskrivs utförligare i kapitel 5. Priserna för solceller väntas sjunka något eller plana ut kommande år, i takt med fortsatt teknikutveckling och ökad konkurrens på marknaden. EU införde en importtull 2013 som medförde att solcellsmoduler och solceller från Kina endast fick säljas till ett minimipris, vilket gav en stabilisering av priserna (Energimyndigheten, 2016c). EU avskaffade sedan tullen 2018 vilket öppnar upp marknaden för solceller. En förväntad konsekvens av detta är att modulpriserna kommer sjunka och att den europeiska marknaden kommer att öka (Svensk Solenergi, 2018).

3. Energilagring med batteri

Följande avsnitt redogör för batteriets teknik, etableringen på den svenska marknaden samt dess prisutveckling. Idag finns två huvudsakliga klasser av batterier på marknaden, så kallade primära och sekundära batterier. En av dessa klasser är de icke-uppladdningsbara batterierna som används i hemmet, till exempel i fjärrkontroller eller i digitala termometrar. Det är dessa som kallas primära batterier. En andra klass av batterier är de som finns i våra laptops, telefoner och verktyg. Dessa är uppladdningsbara och kallas sekundära batterier (Spiers, 2018).

Inom klassen för sekundära batterier finns flera olika batteritekniker. De tillgängliga batterialternativen på marknaden, för energilagring tillsammans med solceller, är bly-syrabatteri, nickel-kadmiumbatteri, nickel-metallhydridbatteri, litium-jonbatteri, flödesbatteri och natrium-svavelbatteri. Batteritekniken beskrivs nedan, tillsammans med benämningar och egenskaper vilka man utgår ifrån då batterier diskuteras. I avsnitt 3.2 och 3.3 presenteras batteriläget i Sverige samt prisutveckling av batterier.

3.1 Batteriteknik

Ett batteri omvandlar kemisk energi till elektrisk energi genom en elektrokemisk reaktion, där den kemiska energin lagras i batteriets aktiva material, vilka utgörs av en negativ elektrod (anod), en positiv elektrod (katod) och en elektrolyt. Då ett batteri laddas bildas ett överskott av positiva joner vid katodens yta. Detta leder till att elektroner rör sig mot katoden och skapar en potentialskillnad mellan anoden och katoden. Då batteriet sedan laddas ur skapas en ström från den positiva katoden, denna elektriska energi går via en extern last tillbaka till anoden. Elektrolyten är en katalysator som fungerar som en jonledare vilken transporterar laddning mellan den negativa och positiva elektroden i battericellen. Ett batteri består av flera likadana battericeller (Bates, 2012).

Det finns flera typer av sekundära batterier, för vilka de aktiva ämnena i anod, katod och elektrolyt skiljer sig åt. Till följd av de olika ämnena har batterierna även olika egenskaper och fungerar därmed olika bra till olika ändamål. Ett batteris användbarhet klassificeras och bedöms utifrån olika benämningar och egenskaper. Exempel på sådana egenskaper är; lagringskapacitet, upp- och urladdningshastighet, antal livscyklar, temperaturkänslighet och energidensitet. Korta redogörelser för vart och ett av dessa begrepp tas upp nedan.

SOC och **DOD** är två vanliga benämningar då kapaciteten av ett batteri avses. DOD står för Depth of discharge och SOC står för State of charge. DOD talar om hur stor andel av batteriets kapacitet som har använts av ett till fullo laddat batteri medan SOC är andelen energi som fortfarande finns tillgänglig i batteriet. Förhållandet mellan de två är enkelt; då batteriet är fulladdat är SOC 100 procent och DOD noll procent. När batteriet utnyttjas och urladdning sker ökar DOD medan SOC sjunker; då 75 procent av batteriet laddats ur är DOD 75 procent och den återstående kapaciteten SOC är 25 procent (Spiers, 2018).

Kapaciteten hos ett batteri beskrivs av dess wattimmar (Wh), och definieras som det maximala antalet Wh ett till fullo laddat batteri kan leverera. Den levererade kapaciteten kan variera beroende på till vilken kapacitet batteriet kan laddas ur till (olika batteritekniker kan laddas ur olika djupt),

urladdningshastighet (styrka på utgående ström) och temperatur (hur temperatur påverkar ett batteri tas upp nedan) (Spiers, 2018).

Energidensiteten är en annan metod för att bedöma ett batteris kapacitet. Enheten av energidensiteten är wattimmar per kilogram (Wh/kg), och talar om hur mycket energi som ryms per kilogram. Detta är en central faktor i batteriutvecklingen för elbilar, då man i bilar vill ha så små och lätta batterier som möjligt samtidigt som de innehåller mycket energi (Diouf & Pode, 2015).

C-rate talar om hur snabbt ett batteri laddas upp och ur (Spiers, 2018), och beror på hastigheten joner och elektroner kan förflytta sig genom elektrolyt respektive elektroder (Ceder & Klang, 2009). Laddning- och urladdningshastighet är oberoende av dess kapacitet i amperetimmar (Ah), men urladdningshastigheten påverkar hur lång tid ett batteri kan ge energi; desto högre strömstyrka (högre urladdningshastighet), desto kortare tid ger batteriet energi. Ett batteri som har en C-rate på 1C, har en kapacitet på 1 Ah och ger då 1 ampere (A) under en timme. Enligt samma metodik ger ett batteri med en C-rate på 0.5C, 500mA under två timmar och ett batteri med en C-rate på 2C ger 2A under 30 minuter (Spiers, 2018).

Temperaturen i batteriers omgivning påverkar dess funktion, även om batterier är funktionsdugliga över ett stort temperaturspann. Med detta menas att de kan laddas upp och ur i ett stort temperaturspann utan att ta skada. Men om de däremot skulle laddas upp vid väldigt låga eller höga temperaturer kan de ta skada, då uppladdningsprocessen är känsligare än urladdningsprocessen. För låga temperaturer blir upp- och urladdningseffektiviteten lägre och för högre temperaturer ökar förlusterna och slitaget inom batteriet. För bästa resultat bör batterier laddas upp inom ett temperaturspann på 0 till 30 grader Celsius, medan de tål att laddas ur då temperaturen ligger mellan -20 och 60 grader Celsius. Vad som dock ska nämnas är att känsligheten varierar mellan olika batteritekniker och därmed även nämnda temperaturspann (Battery University, 2017).

Minneseffekter påverkar vissa batteritekniker på marknaden, genom att de "kommer ihåg" hur mycket energi den levererat tidigare om de endast körs i grunda ur- och uppladdningscykler. Dessa minneseffekter leder till att dessa batterier inte levererar mer energi än de gjort i tidigare cykler vid normal spänning. Det vill säga kapacitet förloras då de inte utnyttjar sin fulla kapacitet regelbundet. Kapaciteten som inte används regelbundet i batterier med denna minneseffekt, är fortfarande tillgänglig, men vid en lägre spänning (Spiers, 2018). Till exempel, om batteriet alltid laddas ur tills 10 procent återstår så kommer den sluta ge ifrån sig ström vid den nivån, således minskar dess kapacitet med 10 procent.

Antal cykler som ett sekundärt batteri gör under sin livstid är en viktig egenskap eftersom ett batteri ofta bedöms utifrån sina cyklingsegenskaper. Med en cykel avses en urladdning och en uppladdning. Antal cykler ett batteri håller för under sin livstid påverkas av utomstående faktorer såsom temperatur och DOD. Till exempel om batteriet laddas vid en högre temperatur än rekommenderat eller om det laddas ur för djupt så kan det stressa batteriet, vilket kan leda till en kortare livslängd. Detta innebär bland annat att ett batteri som gör grundare ur- och uppladdningscykler potentiellt har en längre livslängd (Diouf & Pode, 2015).

3.2 Batterimarknad i Sverige

Energilagring via batteri som komplement till solceller är idag ingen vanlig företeelse på den svenska marknaden, trots att energilagring av egenproducerad el är stödberättigad sedan 2016. Enligt Wallnér (2018a) så hade det i april 2018 endast inkommit 360 ansökningar om lagringsstöd, och endast cirka 60 stycken var beviljade och utbetalda.

Sebastian Puente (2019), verksamhetsutvecklare inom Skånska Energilösningars sol- och laddverksamhet, är övertygad om att batteriet som lagringslösning kommer att växa i marknadsandelar under de kommande åren, men att tekniken ännu inte är helt mogen. Till exempel finns det ingen standardmetod för huruvida man kopplar in batteriet på AC-sidan eller på DC-sidan av solcellernas växelriktare, samt det viktiga faktum att batterierna på marknaden idag är för dyra för att vara lönsamma. Dock förväntas det att den stora satsningen på forskning och utveckling av elbilar kommer att gynna energilagring via batterier, då det läggs stort fokus på batterierna och de förväntas sjunka i pris (Diouf & Pode, 2015).

Till stor del är det den pågående satsningen på elbilar som med stor sannolikhet kommer driva genomslaget för batterier som komplement till solceller framåt (Diouf & Pode, 2015). För ett par år sedan kom tidpunkten för solceller då tekniken blev allmänt accepterad och priset tillräckligt lågt och sedan dess har den installerade effekten av solet ökat exponentiellt från år till år. Puente (2019) menar att laddboxar för laddning av hybrid- och elbilar nu befinner sig i en liknande expansionsfas där solcellerna befann sig för ett par år sedan. Tekniken har accepterats och nu installeras allt fler laddboxar, både i de privata hemmen, men även på företag och på allmänna parkeringar. Puente (2019) tror också att det finns en god möjlighet att batteriet som en energilagringslösning till solceller är nästa produkt efter laddboxarna som kommer få genomslagskraft.

Det finns flera olika sorters batterier på den svenska marknaden, med olika egenskaper och därmed användningsområden. De vanligaste batterierna inom energilagring är bly-syrabatterier, vilka har funnits på marknaden länge, samt litium-jonbatterier vilket är en nyare teknik som tar allt större marknadsandel. 347 av de 360 ansökningarna som kommit in angående investeringsstöd för energilagring berör litium-jonbatterier (Wallnér, 2018a). Utöver dessa batteritekniker finns det natrium-svavelbatterier, nickelbaserade batterier och flödesbatterier (Dahlberg & Sjöberg, 2018).

3.3 Prisutveckling

Det faktum att bly-syrabatterier är en batteriteknik som funnits länge på marknaden innebär att prisutvecklingen kommit längre, och prisnivån för batterier av denna batteriteknik är därför 12.5 procent till 25 procent av prisnivån för batterier med litium-jonteknik med samma lagringskapacitet. Nickel-metallhydridbatterier är uppemot en till fyra gånger dyrare än bly-syra batterier, och har även de använts länge på marknaden. Enligt Diouf och Pode (2015) så hade majoriteten av alla hybridbilar år 2015, batterier av typen nickel-metallhydrid. Men i den stora utvecklingen som sker nu så förväntas det att 70 procent av alla hybrider och 100 procent av alla plug-in hybrider och elbilar kommer ha litium-jonbatterier till år 2025, på grund av litium-

jonbatteriets bättre prestanda. Denna utvecklingen kommer leda till att litium-jonbatterier prispressas och därmed sjunker i pris (Diouf & Pode, 2015).

Den förväntade prissänkningen av litium-jonbatterier kommer bero på flera olika faktorer, där den största faktorn beror på massproduktionen som kommer ske. Enligt Diouf och Pode (2015) är priset på ett batteri mer beroende av produktionsvolymen än av kostnaden för de aktiva materialen i anod, katod och elektrolyt, vilket talar för en naturlig prissänkning av litium-jonbatterier i samband med massproduktion. Även utveckling av tillverkningsutrustning samt processer som kortar tillverkningstiden kommer att bidra till ett lägre batteripris. Sammanfattningsvis talar det faktum att tekniken är relativt ny, för möjligheten att det finns gott utrymme för förbättringar och därmed reduktion av kostnader (Diouf & Pode, 2015). När det gäller prisutveckling för batterier talas det mest om litium-jonbatteriet på grund av dess snabba prissänkning. Men även för andra vanliga batteritekniker på marknaden såsom bly-syrabatterier, flödesbatterier, natrium-svavelbatterier med flera, sjunker priset (Pillot, 2015).

4. Elnät och handel

I Sverige ansvarar myndigheten Svenska kraftnät övergripande för stamnätets prestanda och kvalitet. Svenska kraftnät är även ansvariga för att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning av el på kort sikt. Det svenska elnätet består av ett stamnät, vilket sträcker sig från norr till söder med förbindelser mellan grannländerna. Stamnätet är totalt 15 000 km långt och transporterar el från alla stora kraftverk i Sverige till regionnäten med en hög spänning på 220-400 kV, som i sin tur transporterar ut el i distributionsnäten, vilka har en spänning på 0.4-20 kV. Dessa elnät kallas även lokalnät. Mindre kraftverk kan vara direkt anslutna till både regionnätet och lokalnätet (Svenska kraftnät, 2017a).

Lokalnäten förvaltas av de lokala elnätsbolagen, vilka är ansvariga för att elen når dit behov finns. De är även ansvariga för placering av elmätare, insamling av mätvärden, mark- och elarbeten för möjliggörande av elleverans samt underhåll av nätstationer (Ellevio, u.å). I dagsläget finns ungefär 155 lokala elnätsbolag i Sverige av varierande storlek, alltifrån ett innehav på 3 km ledning till över 130 000 km ledning (Energiföretagen, 2016).

4.1 Elhandel

Elhandeln i Sverige sker på en nordisk och baltisk marknad, vilken kallas Nord Pool. Nord Pool är stationerad i Oslo och ägs av stamnätsägarna i de ingående länderna. Omkring 85% av all den elen som förbrukas i Norden handlas på Nord Pool (Energimarknadsinspektionen, 2016). Elhandeln har två flöden, ett fysiskt och ett finansiellt. Det fysiska flödet av el transporteras via elnäten från producenter till konsumenter, medan de finansiella flödena flyttas mellan konsumenter, elhandlare och elbörsen. Elen prissätts utifrån tillgång och efterfrågan och kan handlas på två olika typer av marknader; dels spotmarknaden, där elen upphandlas inför kommande dag beroende på prognostiserad efterfrågan, dels på den marknad som kallas "intradags", där möjlighet ges att kunna köpa el fram till en timma innan leverans, detta för att kunna balansera upp eltillgång när användningen väntas bli högre än prognosen visat (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Sedan 2011 är Sverige indelat i fyra elområden, eller elprisområden enligt Figur 2. Denna indelning gjordes för att göra det enklare att upptäcka var i landet det krävs en ökad elproduktion för att möta elbehovet, och göra det mer lönsamt att producera el i dessa områden, istället för att behöva transportera el långa sträckor (Energimyndigheten, 2019). En positiv konsekvens av denna indelning är att tydligheten för i vilket område som stamnätet behöver byggas ut faktiskt har ökat. Elproduktionen är relativt jämt fördelad över Sverige, med främst vattenkraft i den norra halvan och kärnkraft i den södra halvan, däremot är konsumtionen minst i norr och högst i Sveriges södra delar. Detta medför att det finns ett överskott på el i norr och ett underskott på el i söder, med konsekvensen att elen blir dyrare i de södra delarna av landet (Energimarknadsbyrån, 2019).



Figur 2. Sveriges fyra elområden samt deras karaktäristiska elproduktionskällor (Energimarknadsbyrån, 2019).

Det totala priset på el som konsumenten betalar består av tre komponenter; elhandelspris, vilket representerar det faktiska priset för den använda elen, elskatt och avgifter till myndigheter samt elnätsavgift till den lokala nätägaren. Elhandelspriset per använd kWh varierar. Antingen har man ett avtal med rörligt pris, eller ett fast elpris för en avtalad tidsperiod. Elpriset på spotmarknaden avgörs beroende på den rådande elproduktionsmixen. I Sverige står vattenkraften för ungefär hälften av elproduktionen. Då vattenkraft är en relativt billig energikälla, så reagerar elpriset med en ökning då brist på vattenkraft finns. Anledning är att dyrare el måste produceras från andra kraftverk för att möta elbehovet, såsom oljebaserad kraft (E.ON, 2018a).

4.2 Överföringskapacitet och framtida utmaningar

Som nämnt tidigare så sker stora delar av elproduktionen i Sverige i de norra delarna av landet, i relation till dess elkonsument. Trots att produktionen försöks styras till de mest elintensiva områdena så kvarstår behovet att behöva transportera stora mängder el söderut där det finns ett underskott. Dessutom är det trångt i näten, då belastningen har ökat kraftigt på senare år; antalet elbilar ökar snabbt, byggnation av fler hushåll, etablering av stora data- och serverhallar, elintensiv industri och utöver detta matas allt mer förnybar variabel el ut på näten (Rydegran, 2018). Det riskerar därför att bli så trångt i näten så att kapaciteten inte räcker till, vilket kan leda till samhällsekonomiska förluster och missade klimatmål (Rydegran, 2018).

Utöver detta är stora delar av det svenska stamnätet och stationer ålderstigna, vilket är ett brådskande bekymmer för att kunna säkerställa leveranserna av el. Svenska kraftnät håller just nu på att renovera stora delar av nätet. Bland annat i projektet NordSyd, där en investering på 50 miljarder kronor under kommande 20 år skall leda till förbättringar och ökad överföringskapacitet i stamnät mellan elområde 2 och 3 (Svenska kraftnät, 2019a). Mellan dessa områden finns stora påfrestningar då ena området har ett överskott på el medan den andra har ett underskott på el, vilket medför stora överföringskvantiteter.

På grund av hög elanvändningen men relativt låg elproduktion i främst Skåne, så uppstår "flaskhalsar" i elnäten mellan elområde 3 och 4 (Energimarknadsinspektionen, 2012). Skåne är en expansiv region med elintensiv industri och många företag och verksamheter på liten yta. Driftsättning av en ny mottagarstation i Hurva väntas, vilken har en kapacitet som kan jämföras med de två nedlagda kärnkraftreaktorerna i Barsebäck på 1200 MW, men än är stationen inte i drift på grund av tekniska problem, vilket sätter Skåne i en fortsatt risk för el- och effektbrist (Skånska Energi, 2018).

Hela samhället är redan beroende av el, men detta beroende förväntas öka när samhället blir mer elektrifierat, till exempel genom ökad elektrifiering på transportsidan. Detta medför ökade krav på elnätet, då ett större beroende ökar konsekvenserna vid elavbrott (Nordling, 2016). En annan kommande belastning på elnäten beror på fler prosumenter, det vill säga elkonsumenter som även producerar egen el, vilken i viss mån även skickas ut i elnätet utöver intern förbrukning. Detta medför att lokalnät och regionnät måste klara av överföring i två riktningar, vilket de inte är byggda för (Nordling, 2016).

Elmarknaden står inför förändringar på konsumentensidan med fler prosumenter, både stora och små, vilka kan medföra ett ändrat effektuttag. Det vill säga att en ändrad mängd el ska tas ut vid en viss tidpunkt, vilket påverkar balansen i elnäten. Exempel på förändringar som kan leda till obalans i elnäten genom ett ökat effektuttag är dels en större andel variabel elproduktion, bland annat i form av vind och sol, och dels mer utvecklad teknik för laststyrning av elanvändningen, vilket kan i sin tur leda till ett sänkt effektuttag (Nordling, 2016). Oavsett står elnätet inför stora utmaningar, där ökad variabel elproduktion är en del. Det är därför av intresse att undersöka huruvida energilösningar där variabel elproduktion, till exempel solel, tillsammans med energilagring kan motverka effektbrist i de lokala och regionala distributionsnäten.

I IVA:s delrapport för Sveriges framtida elnät redogör Nordling vidare för att mindre anläggningar med till exempel solceller och energilager har en relativt snabb installationstid jämfört med större konventionella kraftverk. Den korta installationstiden gör att det på relativt kort tid kan installeras många mindre anläggningar. Detta påverkar elnätets egenskaper och den snabba förändringstakten av elproduktionen kan komma att förkorta nätoperatörens planeringshorisont (Nordling, 2016).

5. Ekonomiska styrmedel för solceller och batteri

Följande avsnitt är en redogörelse av vilka ekonomiska styrmedel som idag finns för att gynna etablering och expanderings av marknaden för solceller samt energilagring. Ekonomiska styrmedel är en viktig del i processen att driva Sverige mot en 100 procent förnybar elproduktion. Producenter av förnybar el kan idag erhålla flera olika ekonomiska stöd och fördelar enligt nedan:

- Investeringsstöd
- ROT-avdrag (indirekt styrmedel)
- Skattereduktion
- Elcertifikat
- Ursprungsgarantier
- Skattebefrielse

5.1 Investeringsstöd

Investeringsstödet för solceller introducerades den 1 juli 2009, och täckte då 70 procent av installationskostnaden. Stödet har därefter förlängts i omgångar, då det från början bara var tänkt att det skulle gälla till den 31 december 2011. Storleken på stödet har varierat mellan 20 procent och 70 procent av investeringen under tiden det har funnits, och låg på 30 procent då detta examensarbete påbörjades. Men under arbetets gång togs beslutet att från och med 8 maj 2019 sänkas stödet till 20 procent (Regeringen, 2019). Väntetiden på att få stödet beviljat och utbetalt har som mest legat på 2-3 år, vilket har identifierats som en kritisk punkt för utbyggnaden av solel. Huruvida de sökande får stödet utbetalt eller inte beror på om de tillförda bidragspengarna räcker eller ej. Budgeten för stödet har ökat rejält de senaste åren, från 90 Mkr 2015 till 585.6 Mkr 2017 (Lindahl & Stoltz, 2017).

Förutom det vanliga investeringsstödet som både privatpersoner och företag får söka, så finns det ett investeringsstöd som endast företag som är aktiva inom jordbruk, trädgård eller rennäring får söka. Stödet täcker endast inköp av material för anläggningen eller tjänster för planering, inte för löner till anställda eller till eget arbete. Stödet täcker 40 procent av de totala utgifterna (Lindahl & Stoltz, 2017). Sedan 2016 finns det även ett investeringsstöd för energilagring av förnybart egenproducerad el. För att vara berättigad stöd ska systemet ska vara nätanslutet, förutom att det ska vara kopplat till en anläggning som producerar förnybar el. Bidraget uppgår till 60% av kostnaderna för lagringssystemet, men högst 50 000 kronor (Energimyndigheten, 2017a).

5.2 ROT-avdrag

ROT-avdrag är ett incitamentsprogram för privatpersoner som köper tjänster från byggbranschen. Avdraget kan användas till renoveringar och uppgraderingar för existerande byggnader, däribland installation av en solcellsanläggning. Avdraget låg 2017 på 30 procent av arbetskostnaden, men maximalt 50 000 kronor, för installation av en solcellsanläggning. 30 procent av arbetskostnaden motsvarar ungefär nio procent av den totala investeringen (Lindahl & Stoltz, 2017). Fördelen med ROT-avdrag är att det inte finns någon kö, utan de som söker avdraget får det. Detta är en anledning till att vissa privatpersoner väljer att utnyttja ROT-avdraget i väntan på beslutet av ansökan till

investeringsstödet. Får de investeringsstödet beviljat betalar de tillbaka ROT-avdraget eftersom det inte är möjligt att få både ROT-avdrag och investeringsstöd (Lindahl & Stoltz, 2017).

5.3 Skattereduktion

Den 1 januari 2015 introducerades en skattereduktion på 0.60 kr per kWh förnybart producerad el som matas in på elnätet. Både fysiska och juridiska personer har rätt till skattereduktionen, såvida de uppfyller tre krav:

- Överskottselen ska matas in på nätet i samma anslutningspunkt som inkommande el
- Säkringen vid anslutningspunkten får ej överstiga 100 ampere
- Nätägaren måste informeras om att förnybar el produceras vid anslutningspunkten

Är dessa krav uppfyllda så får man ersättning för de kilowattimmar som matas in på nätet inom ett kalenderår i form av skatteåterbäring. Det finns dock vissa begränsningar; skattereduktion erhålles som mest för samma antal kilowattimmar som köps in och maximalt 30 000 kWh och 18 000 kr. Skattereduktionen fås utöver andra stöd och ersättning för elhandeln från elhandelsbolaget (Lindahl & Stoltz, 2017).

5.4 Elcertifikat

Elcertifikatsystemet infördes 2003 i ett försök att expandera produktionen av förnybar elenergi. Principen för systemet är att elproducenter av förnybar el, får ett elcertifikat för varje MWh förnybart producerad el, medan alla elhandlare är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel av elen de konsumerar eller säljer, enligt den så kallade kvotplikten. Försäljningen av dessa elcertifikat ger elproducenten en extra inkomst, utöver den direkta inkomsten från försäljningen av el. Denna extra kostnad läggs i sista ledet på elpriset, vilket innebär att det i slutändan är det elkonsumenterna som betalar för expansionen av förnybar elproduktion. Energislagen, förutom solenergi, som har rätt till elcertifikat är vindkraft, vissa mindre vattenkraftverk, vissa biobränslen, geotermi och vågkraft i energiproduktion. Varje anläggning har rätt till elcertifikat i 15 år (Lindahl & Stoltz, 2017).

5.5 Ursprungsgaranti

Systemet med ursprungsgarantier introducerades i Sverige i december år 2010, där ursprungsgarantier är digitala dokument som garanterar ursprung av elektricitet. Producenter tilldelas en garanti för varje MWh el de producerar och dessa kan sedan säljas på en öppen marknad. De flesta köpare är företag som vill sälja en specifik sort av el, och de köper det antal ursprungsgarantier, av den typ som motsvarar den mängd el de vill sälja. Garantier finns för alla olika typer av energiproduktion, och det är valfritt om man vill ansöka om ursprungsgarantier. När elleverantören har köpt en ursprungsgaranti och sålt den tillhörande elen annulleras ursprungsgarantin. Handeln med ursprungsgarantier i Sverige är dock ännu för liten för att generera ett faktiskt marknadspris, men de uppskattas till ett värde av 0.01 kr/kWh (Lindahl & Stoltz, 2017).

5.5 Skattebefrielse

För att stimulera utbyggnaden av solcellsanläggningar så är anläggningar som inte överstiger 255 kWp installerad effekt befriade från energiskatt (0.414 kr/kWh) för den egenproducerade elen, både den el som förbrukas momentant intern och den som matas ut på nätet (Lindahl & Stoltz, 2017).

6. Drivkrafter för investering av solceller och batteri

Marknadssegmenten *enskilt hushåll*, *verksamhet* och *flerbostadshus* har med största sannolikhet flera gemensamma drivkrafter för att investera i en energilösning med solceller och batteri. Enligt Axelsson och Borg (2018), vilka har utfört en intervjustudie om drivkrafter och barriärer om varför privatpersoner installerar solceller, så är de främsta drivkrafterna för privatpersoner att investera i solceller dels ett miljöintresse, dels ett intresse för ny teknik. Dessa drivkrafter har kunnat urskiljas under en lång tid, men nyligen har även ett intresse för att få lönsamhet i att producera sin egen el utvecklats. Framtida hot, till exempel naturkatastrofer och hot mot Sveriges elnät, skulle också kunna komma att påverka privatpersoner i deras val att investera i egenproducerad el (Axelsson & Borg, 2018), då en högre grad av självförsörjning blir eftertraktad. Som följd av högre självförsörjning av el, följer också ett ekonomiskt intresse av att inte behöva köpa lika mycket el. Under sommaren 2018 ökade elpriserna till följd av torkan, vilket tros bli en drivande kraft för privatpersoner att säkra upp billig el (Energikontor Sydost, 2018).

SELAB (2019) får regelbundet in förfrågningar från privatpersoner på att komplettera sin solcellsanläggning med batteri. Deras intresse i en investering av ett batteri har sitt största ursprung i det faktum att en högre grad av självständighet eftersträvas, exempelvis vill de ha tillgång till el medan grannarna är strömlösa under elavbrott.

För företag och verksamheter är ofta det största motivet till att investera i solceller den positiva marknadsföring en solcellsanläggning medför. Detta eftersom en miljöstrategi och ett proaktivt miljöarbete i företag och verksamheter i dagsläget uppfattas positivt hos kund. Att verka i framkant gentemot konkurrenter är också ett motiv. Det har visats att marknadssegmentet kan vara beredda att investera i en solcellsanläggning trots att vinsten kanske inte visas i ekonomiska termer (Ericsson & Simm, 2009). För verksamheter som är speciellt energiintensiva och där kostnaden för el utgör en stor post, till exempel i lantbruk, har undersökningar visat att möjligheten att bli självförsörjande på el är en av de starkaste drivkrafterna till att investera i solceller. En konsekvens som kommer till följd av en investering av en solcellsanläggning är att företaget blir mindre påverkat av prisfluktuationer. Detta leder till en stabilare ekonomisk situation samtidigt som företaget hamnar i en starkare förhandlingsposition gentemot elleverantörerna (Eke Göransson & Lidebjer, 2014).

Enligt Andreas Ekberg (2019) på Sellpower AB, är drivkrafter för att företag med högre energiförbrukning ska investera i ett batteri till en solcellsanläggning till största del ekonomiska genom att man med hjälp av ett batteri dels kan kapa effekttoppar i sin elförbrukning, dels att behovet av säkringsstorlek kan minska. I dagens elsystem är effekttariffer vanligast för företag med en säkring över 80A eller som har en högspänningsanslutning (Eneas, 2019), dock diskuteras det huruvida effekttariffer ska implementeras för samtliga elkonsumenter. I ett sådant fall skulle elkonsumenten till exempel kunna få betala för den högsta effektnivå som krävs under en aktuell period (NyTeknik, 2018). Med hjälp av ett batteri skulle dessa effekttoppar kunna minskas, med en lägre kostnad som resultat. Samma resonemang gäller för säkringsabonnemang; om energi lagras vid överskott så kan denna lagrade energi användas då behovet av ström är högt. På så sätt behövs en mindre säkringsstorlek då en del av energin som krävs har internt ursprung (Sellpower, 2019). Att företag skulle investera i energilagring i form av batteri av samma anledning som de

investerar i solceller, det vill säga som positiv marknadsföring är inte troligt på grund av att energilagring ännu är så pass omogen och okänd.

För bostadsrättsföreningar är de vanligaste motiven till att investera i solceller ett intresse av att öka sin grad av självförsörjande, men miljö- och ekonomiska intressen är även aktuella drivkrafter (Thuvander et al., 2018). Drivkrafter för att även investera i ett batteri till en solcellsanläggning skulle potentiellt kunna vara samma motiv som varför man investerar i en solcellsanläggning, men att ett ännu starkare intresse av vara självförsörjande ligger till grund för en batteriinvestering.

7. Inventering av batterier på marknaden

I detta avsnitt görs en inventering av batterier på marknaden samt deras egenskaper. Batterierna som kommer diskuteras är följande: litium-jonbatteri (Li-jon), bly-syrabatteri (PbA), nickel-kadmiumbatteri (NiCd), nickel-metallhydridbatteri (NiMH), natrium-svavelbatteri (NaS) och redox-flödesbatteri (VRF). Med avseende på batteriernas optimala temperaturspann, antas det att batterierna kommer att förvaras inomhus i en sådan miljö att kritiska temperaturer för batterier inte nås. På grund av detta kommer optimala temperaturspann för respektive batteriteknik inte att behandlas. Utifrån det faktum att batterierna förvaras inomhus, i till exempel en källare, innebär att eventuella faror och brandrisker i hög grad kommer att tas hänsyn till.

7.1 Litium-jonbatteri

Det finns flera olika typer av Li-jonbatterier, vilka har gemensamt att elektrisk energi skapas genom att litium-joner vandrar mellan anod och katod. De skiljer sig åt genom olika aktiva ämnen i anod, katod och elektrolyt. I Tabell 2 presenteras de aktiva ämnena i de vanligaste Li-jonbatterierna (Nordling et al., 2015).

Tabell 2. Aktiva ämnen i några olika litium-jonbatterier (Nordling et al., 2015).

Litium-	Katod	Anod	Elektrolyt
Järnfosfat (LJF)	LJF	Grafit	Litiumkarbonat
Manganoxid (LMO)	LMO	Grafit	Litiumkarbonat
Titanoxid (LTO)	LMO	LTO	Litiumpolymer
Koboltoxid (LKO)	LKO	Grafit	Litiumkarbonat
Nickel-Kobolt-Aluminium (NKA)	NKA	Grafit	Litiumkarbonat
Nickel-Mangan-Kobolt (NMK)	NMK	Grafit, silikon	Litiumkarbonat

Li-jonbatterier har många kvalitéer som gör dem attraktiva. Förutom dess höga effektivitet på en hel laddcykel om 85-98 procent, så har de även hög energidensitet på 60-200 Wh/kg samt en hög nominell spänning per battericell på 3.7 volt. De har även den längsta livslängden på 500-10 000 cykler, med maximal livslängd på 5000 cykler då DOD är 80 procent (IEC, 2011), under 10-15 år (Sellpower, 2019).

Fler positiva egenskaper är dess låga självurladdning och avsaknad av minnes effekter (Diouf & Pode, 2015). En egenskap med Li-jonbatterier som skiljer sig från flera av de övriga vanligaste batterierna är dess laddningsegenskaper. Dels behöver de inte nå 100 procent SOC varje gång det laddas. Tvärtom påverkas de positivt av grundare ur- och uppladdningscykler på grund av att en lägre spänning i batteriet leder till minskad stress och därmed en längre livslängd (Diouf & Pode, 2015). I en full urladdningscykel bör dock Li-jonbatteriet inte laddas ur till en lägre SOC-nivå än 10-20 procent (Plarad, u.å.).

På grund av Li-jonbatteriets höga energidensitet, långa livslängd och attraktiva laddningsegenskaper, ur ett perspektiv med energilagring tillsammans med solceller, anser Diouf och Pode (2015) att det är Li-jonbatterier som är mest lovande för framtida

energilagringssystem. Fortsatt menar de att Li-jonbatterier är dyra, men att med bilindustrins satsningar på litium-jonbatteriet förväntas priserna minska. Flera källor menar dessutom att trots det höga priset, har Li-jonbatteriet det lägsta priset per upp- och urladdningscykel på grund av det höga antalet cykler under dess livslängd (Bacha et al., 2016).

Nackdelen med Li-jonbatterier är riskerna i samband med förhöjd temperatur i batteriet på grund av extern påverkan eller interna fel. I samtliga kommersiella Li-jonbatterier är elektrolyten brännbar och innehåller litiumsalter, däribland litiumhexafluorofosfat (LiPF_6). Vid förhöjda temperaturer förgasas elektrolyten vilket kan leda till att batteriet sväller och för att undvika explosioner ventileras den bildade gasen ut. Gasen som bildas består av flera komplexa och giftiga gaser, däribland vätefluorid (HF), vilken är mycket toxisk. Ytterligare förhöjd temperatur kan i sin tur leda till en så kallad termisk rusning, vilket sker då en exoterm reaktion fortlöper utom kontroll. Med denna reaktionen ökar reaktionshastigheten utom kontroll vilket i sin tur ökar temperaturen ytterligare, som i sin tur ökar reaktionshastigheten ytterligare. Denna reaktion kan leda till ett stort utsläpp av gaser, att cellens sprängs alternativt explosion och/eller brand. Den höga temperaturen leder till Li-jonbatteriet är svåra att släcka, dels på grund att det krävs en stor kylning av batteriet men även på grund av att det är svårt att komma åt cellerna i batteriet (Lönnermark, 2018; Wanga et al., 2012). Det enda Li-jonbatteriet som anses vara säkert för privat bruk, där batteriet förvaras i anslutning till en plats där människor vistas, är litiumjärnfosfat-batteriet (LJF). Detta eftersom fullständig oxideringen av katodens litiumjärnfosfat (LiFePO_4) sker vid en lägre spänning jämfört med andra Li-jonbatterier och produkten av oxideringen resulterar i det stabila ämnet järnfosfat (FePO_4) (Ritchie & Howard, 2005).

Enligt Andreas Ekberg (2019) på företaget Sellpower, som säljer batterilösningar för både villa- och större anläggningar, så innebär valet av material i ett litiumjärnfosfat-batteri att det varken finns risk för brand eller utsläpp av giftiga gaser. På grund av detta är litiumjärnfosfat-batteriet det enda batteri de rekommenderar till de kunder som har batteriet i, eller i närheten av sin bostad. För större lagringssystem erbjuder de batterier av annan litium-jonteknik, men för att göra säkerheten så hög som möjligt för dessa lösningar används en container som yttre cell, i vilka batterier sedan seriekopplas för att öka kapaciteten. Dessa battericontainrar placeras sedan på ett avstånd som inte innebär fara för människor om batterierna skulle börja brinna.

7.2 Bly-syrabatteri

Anod och katod i ett bly-syra batteri är gjord av en blylegering. Metaller, såsom kalcium, zink eller selen, tillsätts i små kvantiteter för att ge ökad mekanisk styrka och förbättrad elektrisk ledningsförmåga, då rent bly är för mjukt för att hålla formen. Elektrolyten i bly-syra batterier är svavelsyra. Det finns flera typer av bly-syra batterier på marknaden som är konstruerade olika beroende på användningsområde. En detalj som skiljer batterier av denna sort åt är tjockleken på plattorna som utgör elektroder. Batterier med tunnare plattor kan ge en hög ström under korta stunder vilket är användbart som startbatterier i bilar. Ett batteri med tjockare plattor däremot har en långsammare urladdning och fungerar bra som stationära batterier för exempelvis energilagring. Två varianter av bly-syra batterier, är det "valve-regulated lead-acid"-batteriet (VRLA) samt "absorbent glas mat"-batteriet (AGM). Det som skiljer dem åt är elektrolyten, då den i VRLA batterier är i gelform genom att kisel har tillsatts i svavelsyran och de tillsammans bildar en gel

medan elektrolyten i AGM batteriet har absorberats i en glasfibernatta. Det är VRLA batterier som används i energilagringssammanhang, då AGM batteriet fungerar bäst i mindre sammanhang. Den nominella spänningen i en cell i ett bly-syra batteri är 2 volt (Spiers, 2018).

Ett bly-syra batteri med tjocka plattor har en effektivitet på 75-90 procent för en hel laddcykel, och en maximal DOD på cirka 80 procent (Spiers, 2018). Energidensiteten är låg och ligger på 30-45 Wh/kg (IEC, 2011). Livslängden på ett bly-syra batteri är direkt beroende av DOD och SOC. Exempelvis är det viktigt att ett bly-syra batteri laddas till 100 procent när det laddas upp för att det ska hålla så hög kapacitet så länge som möjligt. Detta beror på att det under användning bildas små bly-sulfatkristaller på elektroderna. Dessa är inte skadliga, men om batteriet inte når en full uppladdning under en längre period så konverterar dessa kristaller till större, permanenta kristaller på anoden, vilket försämrar dess prestanda (Battery University, 2016). På grund av beroendet av DOD kan antalet cykler under en livstid på 3-5 år, variera mellan 250 och 1500 stycken. Ju grundare cykler desto fler cykler per livstid klarar batteriet, vilket innebär att en DOD på 80 procent resulterar i 250 cykler. Det faktum att bly-syra batterier inte har någon minneseffekt resulterar i att bly-syra batterier med fördel kan köras i grundare cykler utan att påverkas negativt. Bly-syra batterier är förhållandevis okänsliga för låga och höga temperaturer och kan både laddas upp och ur i ett temperaturspann på -20 - 50 grader Celsius, de har en viss självurladdning vid förvaring då cirka 5 procent av den lagrade energin går förlorad per månad (Diouf & Pode, 2015).

7.3 Nickel-baserade batterier

De två vanligaste nickelbaserade batterierna är NiCd-batteriet, vilket är det äldre av de två, och NiMH-batteriet. Det senare utvecklades för att det fanns ett intresse av att hitta ett mindre giftigt alternativ till NiCd-batteriet, då kadmium har en hög toxicitet. I båda batterierna består anoden av nickel medan katoden i det ursprungliga NiCd-batteriet består av kadmium och i NiMH-batteriet består katoden av metallhydrid. Elektrolyten är vattenbaserad i båda batterierna och det är vätejoner som rör sig mellan anoden och katoden (Nilsson, 2017).

Den nominella spänningen för en battericell i både NiMH-batterier och NiCd-batterier är 1.2 V, vilket innebär att det krävs 3 battericeller av ett av dessa batterier för att komma upp i samma spänningsstyrka som en cell i ett Li-jonbatteri. Energidensiteten och antal livscyklar är förhållandevis låga för båda batteriteknikerna med 40-80 Wh/kg respektive 600-1200 cykler för NiMH-batteriet (IEC, 2011) och 45-80 Wh/kg respektive 1000 cykler för NiCd-batteriet (Diouf & Pode, 2015). Gemensamma egenskaper är dels effektiviteten, då både NiMH- och NiCd-batteriet har en effektivitet på 65-85 procent för en hel laddcykel (Rydh & Sandén, 2005), men även nackdelen med minneseffekter och självurladdning är gemensam. För att motverka förlust av kapacitet på grund av minneseffekter krävs en full urladdning varannan till var tredje månad för NiMH-batterier och varje till varannan månad för NiCd-batterier. Dock är det inte möjligt att motverka självurladdning vid lagring då NiMH- och NiCd-batteriet förlorar cirka 30% respektive 20% av sin kapacitet då det lagras i rumstemperatur (Diouf & Pode, 2015). Däremot klarar NiMH-batteriet av djupurladdning bra. De kan laddas ur till 100 procent utan att ta alltför stor skada, men i regel rekommenderas att de inte ska laddas ur djupare än 90 procent (Spiers, 2018). Vad gäller uppladdning skiljer sig NiMH-batteri från andra vanliga batteritekniker, då de kräver en mer sofistikerad laddningsalgoritm jämfört med andra sekundära batterier. Detta beror på att

spänningstoppen och det efterföljande spänningsfallet när batteriet närmar sig full laddning är väldigt liten och därför svårt att upptäcka (Malmqvist, 2018).

På grund av kadmiums höga toxicitet är NiCd-batteriet, sedan 2006, förbjudet genom EU-direktiv där det finns alternativa batterilösningar (Direktiv 2006/66/EH, 2006).

7.4 Natrium-svavelbatterier

I natrium-svavelbatterier (NaS-batterier) krävs det att de aktiva materialen i elektroderna är i flytande form för att nå en hög konduktivitet. Detta innebär att elektrodernas arbetstemperatur ligger mellan 300-350 grader. Vid rumstemperatur är elektroderna i fast form och inaktiva, vilket innebär att natrium-svavel batterier inte har någon självurladdning då de inte används. Katod och anod består av svavel respektive natrium, där elektroderna separeras av en fast elektrolyt som utgörs av en keramisk ledare. Arbetstemperaturen gör att NaS-batterier har en fördel mot andra batterier i varmare klimat, men för med sig nackdelen att det krävs en uppvärmningskälla för att bibehålla arbetstemperaturen, vilken använder batteriets lagrade energi (IEC, 2011). För ett välisolerat batteri räcker dock nästan den värmeenergi från de inre reaktionerna till för att bibehålla arbetstemperaturen då batteriet används dagligen (Doughty et al., 2010). Ett NaS-batteri har en energidensitet på 100-250 Wh/kg, en livslängd på 4500 upp- och urladdningscykler under 10-15 år och en effektivitet på 75 procent (IEC, 2011). En battericell av denna typen har en nominell spänning på 2 V, och NaS-batterier säljs i regel i stora storlekar, i MW-skala, då de ekonomiska fördelarna ökar med storleken. De anses även möta kraven som krävs för nätstabilisering, och används i stor utsträckning i Japan som stationär lagring. En nackdel med NaS-batterier är att natrium är korrosiv och brandfarlig i kontakt med vatten (Lönnermark, 2018).

7.5 Flödesbatterier

Ett flödesbatteri är en kombination av ett konventionellt batteri och en bränslecell. I ett flödesbatteri är elektrolyten flytande, vilken kan lagras utanför cellen. Detta möjliggör stor lagringsvolym. Storleken gör dock att de inte passar i mobila applikationer. Elektrisk energi genereras genom att det sker ett jonutbyte mellan anod och katod då den flytande elektrolyten pumpas igenom en kärna som består av en anod och en katod som skiljs åt av ett membran. I de flesta kommersiella flödesbatterierna används svavelsyra med vanadinsalt som elektrolyt och elektroder av grafitplattor. Dessa batterier kallas vanadin-redox-flödesbatterier (VRF) och är de batterier som är aktuella som energilagring tillsammans med solceller. Eftersom batteriet aktiveras genom att elektrolyten pumpas igenom elektroderna sker ingen självurladdning då batteriet ej används (IEC, 2011).

VRF-batterier har en relativt låg effektivitet och energidensitet på 60-75 procent respektive 15-50 Wh/kg, där energidensiteten beror på storleken av tankarna. De har en lång livslängd och kan göra över 10 000 fulla cykler, under upp till 20 års tid. Det faktum att elektrolyten förvaras i tankar utanför battericellen leder till att flödesbatterier till skillnad från andra batterier som har elektrolyten inne i battericellen, inte har ett visst urladdningsdjup att ta hänsyn till. I teorin skulle ett 100 procent urladdat flödesbatteri kunna återladdas direkt genom att den urladdade elektrolyten

byts ut till laddad elektrolyt. På grund av de externa tankarna med elektrolyt, är C-rate, liksom urladdningsdjup, inte en aktuell egenskap för flödesbatterier (Harrer & Schreiber, 2011).

VRF-batterier finns främst i storlekar från drygt 50 kW till flera MW (Intertek, u.å.). I Japan används dessa batterier i stor utsträckning och främst med lagringskapacitet på flera hundra kW, medan det i andra länder är vanligare med system på ett par tiotal kilowatt (Shigematsu, 2011).

7.6 Val av batteri för analys

I Tabell 3 sammanfattas diskuterade egenskaper för aktuella batteritekniker. Baserat på informationen, som har presenterats i inventeringen, kommer det i detta avsnitt tas ett beslut om vilken batteriteknik lönsamhetskalkylen kommer att baseras på.

Tabell 3. Sammanfattning av inventerade batterieteknikers egenskaper.

	<i>Litium-jon</i>	<i>Bly-syra</i>	<i>NiCd</i>	<i>NiMH</i>	<i>NaS</i>	<i>Flödesbatteri</i>
Energidensitet [Wh/kg]	60-200	30-45	45-80	40-80	100-250	15-50
Antal cykler (vid 80% DOD)	5000 (10-15 år)	250 (3-5 år)	1000	600-1200	4500 (10-15 år)	10 000 (upp till 20 år)
Effektivitet per upp- och urladdning [%]	85-98	75-90	65-85	65-85	75	60-75
Cellspänning [V]	3.6	2	1.2	1.2	2	-
Minnes effekter	Nej	Nej	Ja	Ja	Nej	Nej
Toxicitet	Väldigt hög vid brand	Väldigt hög	Väldigt hög	Låg	Väldigt hög**	Låg**
Termisk stabilitet	Låg (förutom LiFePO4)	Stabil	Stabil	Stabil	Brandfarlig i kontakt med vatten	Stabil
Storleksklass	kWh-MWh*	kWh-MWh*	kWh*	kWh*	MWh	20 kWh-GWh**

* (Intertek, u.å.)

** (Burén et al., 2017)

Bly-syratekniken är mogen och batterier med denna tekniken utgör en stor andel av dagens installerade lagringskapacitet via batterier, både i samband med småskalig förnybar energiproduktion (Nordling et al., 2015) och reservkraft (Intertek, u.å.). Vad som talar för att denna batteriteknik är mer passande för reservkraft än för energilagring som komplement till solceller är det begränsade antalet ladd- och urladdningscykler under en livstid men även det faktum att det tar drygt 16 timmar att ladda ett bly-syrabatteri till 100 procent SOC (Diouf & Pode, 2015). Eftersom antalet cykler per livstid är förhållandevis få, ligger det nära till hands att dra slutsatsen att detta batteri passar bättre som reservkraft på grund av reservkraftens sporadiska ladd- och urladdningscykler vid tillfälle då reservkraft behövs. Detta kommer leda till en längre livstid jämfört med om ett batteri hade fått hantera de regelbundna, täta och många gånger grunda cykler ett batteri kopplat till en solcellsanläggning i Sverige utsätts för, på grund av det många gånger skiftande vädret. Även den låga energidensiteten (Diouf & Pode, 2015) och det faktum att ett bly-syrabatteri måste laddas fullt med jämna mellanrum för att undvika bildandet av kristaller på

elektrodena talar för att bly-syrabatteriet inte är det mest lämpade batteriet för energilagring som komplement till solceller.

På grund av kadmiums höga toxicitet är NiCd-batteriet, sedan 2006, förbjudet genom EU-direktiv där det finns alternativa batterilösningar (Direktiv 2006/66/EH, 2006). Av denna anledning anses inte NiCd-batteriet vara ett hållbart alternativ för energilagring i framtida energilösningar.

Tekniskt sett så är NiMH-batteriet ett alternativ för energilagring, trots att det idag inte används i sådana sammanhang i särskilt stor utsträckning. Anledningen till det är med största sannolikhet att det helt enkelt finns andra batterier som har bättre förutsättningar. Idag är den enda fördelen NiMH-batteriet har mot Li-jonbatteriet det lägre priset. Och denna fördel kommer med största sannolikhet till stor del försvinna under de närmsta åren då Li-jonbatteriet sjunker i pris (Nair & Garimella, 2010). Vad som är speciellt med NiMH-batteriet är att det kräver en mer sofistikerad laddningsalgoritm jämfört med andra sekundära batterier. Detta beror på att spänningstoppen och det efterföljande spänningsfallet när batteriet närmar sig full laddning är väldigt liten och därför svårt att upptäcka jämfört med resterande batterier vi behandlar i inventeringen. Denna egenskap tillsammans med minneseffekter och självurladdning kan försvåra användningen inom energilagring för NiMH-batteriet (Malmqvist, 2018).

På grund av NaS stora storlek, höga arbetstemperatur och det faktum att natrium är korrosiv och brandfarlig i kontakt med vatten är denna batterilösning inte ett alternativ i de fall med batterilösningar som analyseras i denna rapport (Lönnermark, 2018).

För flödesbatterier innebär det faktum att elektrolyten lagras i tankar utanför cellen att en stor lagringskapacitet är möjlig, men det medför även att VRF-batterier kräver en stor installationsyta. Detta gör att VRF-batterier inte anses aktuella för de anläggningarna som analyseras i detta arbete.

Sammanfattningsvis så finns det flera batteritekniker på marknaden vilka är kompatibla med solcellsanläggningar. Dock passar inte samtliga tekniker till mindre anläggningar, och då särskilt om kompakta lagringslösningar krävs på grund av platsbrist. De batteritekniker som är aktuella i de fall som presenteras i denna analys är främst bly-syra, NiMH samt Li-jonbatteriet med det aktiva ämnet litiumjärnfosfat. Av dessa tekniker innehar batterier av bly-syrateknik störst marknadsandel idag, medan det är litium-jonbatteriet som anses ha störst potential för framtiden. NiMH-batteriet skulle teoretiskt kunna användas tillsammans med solceller, men eftersom litium-jontekniken är överlägsen både NiMH- och blysyratekniken på samtliga plan, och det faktum att satsningarna på Li-jonbatterier innebär prisminskningar, kommer lönsamhetsanalysen baseras på litiumjärnfosfatbatterier. Vad som är värt att upprepa, med tanke på detta beslut, är det faktum att även om Li-jonbatteriet är den batteriteknik vilken innebär störst investering per lagringskapacitet, visar den lägst pris per upp- och urladdningscykel (Bacha et. al. 2016).

Enligt Andreas Ekberg (2019) på företaget Sellpower ligger prisnivån idag för ett litiumjärnfosfatbatteri på 16 500 kr per kWh batterikapacitet inklusive moms, installerat och klart. Detta är detta pris lönsamhetskalkylen kommer att baseras på. De litiumjärnfosfatbatterier Sellpower AB har i sitt sortiment, vilka denna analys kommer utgå ifrån, har en garantitid på 10 år och en maximal DOD på 90 procent (Sellpower, 2019). För dimensionering av energilagring med batterier

rekommenderas att installerad batterikapacitet inte ska överstiga 1 kWh per installerad kW solceller (Wallnér, 2018a).

8. Beskrivning av fallen samt kalkylmodell för lönsamhet

I följande avsnitt introduceras de segment som skall undersökas i studien. Även de förutsättningar som gäller, antaganden som gjorts relaterade till väderdata samt varifrån data är insamlat från kommer att redogöras. Längre ner kommer last- och produktionskurvor att beskrivas kort. Dessa kurvor visar på ett överskådligt sätt hur elförbrukning och solelsproduktion varierar under dygnets timmar. Därefter beskrivs de utvalda marknadssegmenten mer ingående där respektive segments lastkurva presenteras. De kalkyler som kommer att användas för att bedöma lönsamheten av en investering i solceller och batteri presenteras också i avsnittet.

8.1 Övergripande

I arbetet undersöks tre olika marknadssegment vilka har tre olika elförbrukningsmönster. De utvalda segmenten utgörs av ett *enskilt hushåll*, en *kontorsverksamhet* samt ett *flerbostadshus*. Respektive segments anläggning antas ha dimensionerats utifrån antingen ledig takyta eller elförbrukning. Alternativt har även tillgängliga medel för investering begränsat storleken på anläggning och batteri. Anläggningen för det enskilda hushållet är dimensionerad utifrån tillgänglig takyta och årsförbrukning av el och solcellsanläggningen för verksamheten och flerbostadshuset begränsas av storleken på investeringen. Eftersom dessa är faktiska anläggningar frångår dessa optimal riktning och lutning utifrån taken de är monterade på, detta leder i sin tur till att nominell effekt inte uppnås. Samtliga prosumenter är lokaliserade i Skåne.

Förbruknings- och produktionsdata för samtliga last- och produktionskurvor är tillhandahållna av Skånska Energi AB. Produktionsdata från en högproduktionsdag med sol, samt en lågproduktionsdag med dels sämre solinstrålning, dels något färre soltimmar, har använts för att få ett mer verklighetstroget resultat som kan representera potentialen i södra Sverige. Utifrån data över sol- och molntimmar i Skåne under år 2018, hämtat från SMHI, beräknas sedan andelen högproduktionsdagar samt andelen lågproduktionsdagar under månaderna april till och med oktober. Detta för att lönsamheten varierar beroende på i vilken grad batteriet utnyttjas.

Lönsamhetsanalysen baseras på ett genomsnitt av den årliga överskottsproduktionen, där den största produktionen av överskottsel sker under månaderna april till oktober eftersom det är under denna tidsperiod den största produktionen av solel äger rum. Under vintermånaderna, november till mars, är produktionen av solel lägre och det antas att ingen överskottsel produceras och laddningen av ett batteri med överskottsel från solceller därmed är obefintlig. På grund av detta har lastkurvor från vår, sommar och höst valts ut för att representera elförbrukningen då elkonsumenterna under dessa månader inte domineras av eventuella uppvärmningssystem. Den aktuella perioden antas utgöras av två olika perioder med olika hög solinstrålning; dagar med sol och dagar som dels är något molnigare men även har färre soltimmar. Fördelningen är 49 procent soliga dagar och 51 procent molniga dagar. Antagandet baseras på medelmolnighetsdata från SMHI (2019) i Skåne, vilket från april till oktober, ger 102 soldagar och 108 molniga dagar (räknat med ett snitt på 30 dagar per månad).

8.2 Last- och produktionskurvor

En lastkurva beskriver konsumentens elanvändning under en viss tidsperiod, vanligtvis på dygnsbasis, men även månadsvis och på årsbasis används regelbundet. På marknaden finns olika typer av elkonsumenter vars elanvändning över dygnet varierar. Det enskilda hushållet utgör ett exempel på ett marknadssegment. I detta segmentet förbrukas generellt mest el på morgon samt på eftermiddag och kväll, det vill säga innan och efter arbetsdagen. Ett andra segment utgörs av verksamheter och företag med mest aktivitet, och därmed även störst elförbrukning, på dagen under arbetstid. Detta resulterar i att lastkurvor för olika segment på marknaden kan se väldigt olika ut.

På liknande vis kan elproduktionen från solceller beskrivas med en produktionskurva under exempelvis ett dygn. Karakteristiskt för solcellsanläggningar är att elproduktionen är som högst mitt på dagen när solen står som högst, och produktionen är lägre på morgon och kväll. Följaktligen så produceras det ingen solel på dygnets mörka timmar. Genom att jämföra lastkurvor och produktionskurvor är det möjligt att dra slutsatser om dels när på dygnet konsumenten utnyttjar den producerade solelen bäst, dels hur nyttjandegraden av ett batteri skulle se ut, då det används som komplement till en solcellsanläggning i en fastighet med en viss last- och produktionskurva.

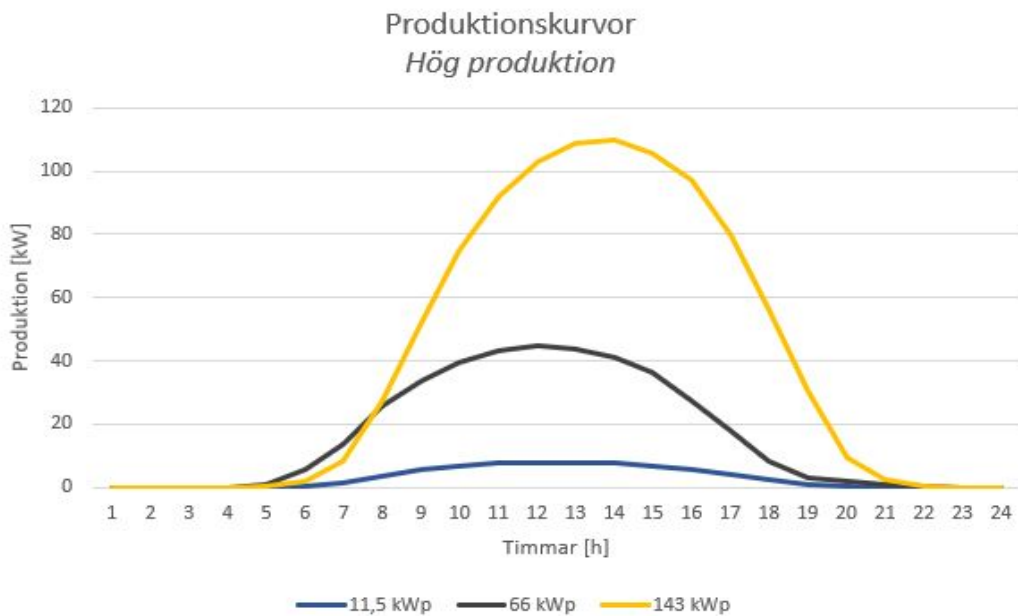
Valet av lastkurvor har gjorts utifrån tid på året, där elförbrukningen under april-oktober ofta är något lägre med avseende på vanligt förekommande eldrivna värmesystem, såsom till exempel eluppvärmning. Därför är valda lastkurvor representativa för den period då solcellsanläggningar producerar mest el, och ett batteri för lagring av överskottsel kan bli aktuellt.

8.2.1 Produktionskurvor solel

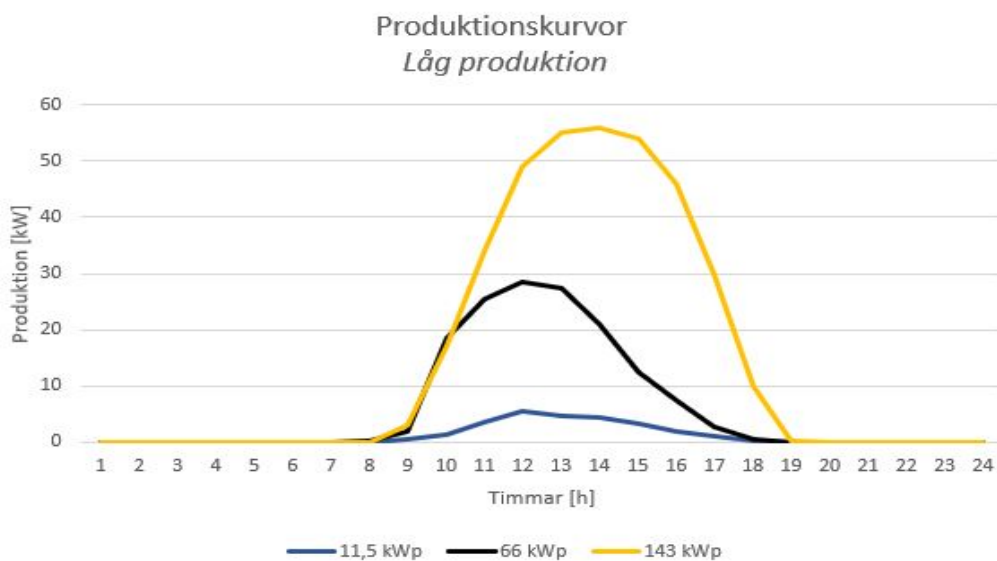
I Figur 3 och 4 redovisas produktionskurvor för tre solcellsanläggningar om 36, 200 respektive 434 solpaneler vardera, med en installerad effekt om 11.5 kWp, 66 kWp respektive 143 kWp. Figur 3 representerar elproduktionen under en bra dag för solelsproduktion; en solig sommardag, där produktionen är hög, medan Figur 4 representerar en något sämre dag för solelsproduktion, där produktionen är lägre. En lägre produktion kan dels bero på en sämre solinstrålning, till exempel på grund av moln, alternativt kan det bero på att dagarna är kortare vilket resulterar i färre soltimmar, till exempel under vår och höst. Anledningen till att produktionskurvorna, vilka representerar en dag med hög produktion, inte når nominell effekt beror på att optimal lutning av panelerna har frångåtts och lika så optimal azimuth. Dessa produktionskurvor, kommer tillsammans med lastkurvorna för respektive segment, att utgöra grunden för beräkningarna av nyttjandegraden av den egenproducerade solel. Därmed även potentiell nyttjandegrad av ett batteri. Egenskaper för respektive segments solcellsanläggning presenteras nedan i samband med segmentspecifik information.

Vanligtvis då solcellsanläggningar dimensioneras utgår valet av storlek på anläggningen ifrån antingen årsförbrukning av el, tillgänglig takyta och/eller investeringskostnad, beroende på den begränsande faktorn. Då solcellsanläggningar dimensioneras utefter årsförbrukning av el, utgås det ifrån att den årliga produktionen av solel inte ska överstiga årsförbrukningen. Detta dels för att man ska räknas som mikroproducent (som mikroproducent får man maximalt mata in 30 000 kWh

på elnätet per år och man får inte producera mer än man förbrukar) dels för att man i regel tjänar mer på att dimensionera sin anläggning utefter behovet och därmed använda så stor andel av den producerade elen internt. För större anläggningar, som till exempel verksamheten och flerbostadshuset i denna analys, är det snarare tillgänglig takyta eller investeringskostnad som avgör hur stor anläggning man väljer att installera. För större anläggningar med cirka 750-850 paneler (antalet beror på paneleffekten), håller man ofta den installerade effekten precis under 255 kW, eftersom detta är gränsen för skattebefrielse på den producerade solelen. Denna storlek på anläggning är dock inte aktuell i denna analys, och således inte dimensioneringsgränsen på 255 kW.



Figur 3. Elproduktion en solig sommardag med hög produktion, för olika solcellsanläggningar (SELAB, 2019).



Figur 4. Elproduktion en dag med låg produktion, antingen en solig vår- eller höstdag alternativt en molnig sommardag, för olika solcellsanläggningar (SELAB, 2019).

8.3 Marknadssegment

Nedan beskrivs de tre marknadssegmenten vilka studien undersöker. Den karaktäristiska fördelning av elanvändningen per dygn presenteras samt vilken storlek på solcellsanläggning som exemplifierar en typisk anläggning för segmentet. Även de antaganden som är gjorda kopplat till de olika segmenten som kan påverka analysen för lönsamhet, redogörs för.

8.3.1 Enskilt hushåll

För detta marknadssegment baseras analysen på ett enskilt hushåll med en solcellsanläggning om 11.5 kWp och 36 paneler (blåa produktionskurvor i Figur 3 och 4). Anläggning motsvarar en använd takyta på 72 m², vilket representerar en medelstor solcellsanläggning på en normalstor villa (SELAB, 2019). Panelerna på denna anläggning är monterade så att de följer takets lutning på 27 grader, med azimuth på 140 grader, vilket innebär att panelerna är riktade i en sydostlig riktning då noll graders azimuth antas vara i rak nordlig riktning.

Elförbrukning för hushållet är i storleksordningen 30 kWh/dygn, enligt Figur 5, under månaderna april till oktober, med en baslast på cirka 1 kW under dygnets alla timmar under nämnd period. Baslasten i ett enskilt hushåll består vanligtvis av elektriska apparater som är igång dygnet runt, till exempel kyl och frys, larm, samt diverse elektroniska apparater på "stand-by"-läge. Uppvärmning i det aktuella hushållet utgörs av vattenburen elvärme. Data för elförbrukningen är hämtad från perioden april-oktober, då uppvärmningens elförbrukning utgör en mindre del av den totala elförbrukningen. Lastkurvan i Figur 5 representerar hur elförbrukningen i ett enskilt hushåll ofta ser ut, med högst elförbrukning under morgon och kväll samt lägre under dagtid.



Figur 5. Lastkurva för *enskilt hushåll* (SELAB, 2019).

En sammanfattning av aktuella parametrar och egenskaper för detta segments elförbrukning respektive solcellsanläggning presenteras i Tabell 4.

Tabell 4. Sammanfattning av aktuella egenskaper samt parametrar för det *enskilda hushållets* solcellsanläggning och elförbrukning.

Yta tillgängligt tak	80 m ²
Yta anläggning	72 m ²
Antal solcellspaneler	36 stycken
Lutning solcellspaneler	27°
Azimuth	140°
Installerad effekt	11,5 kWp
Produktion solel per år	12 200 kWh
Elförbrukning per dygn*	30 kWh
Elförbrukning per år	13 000 kWh

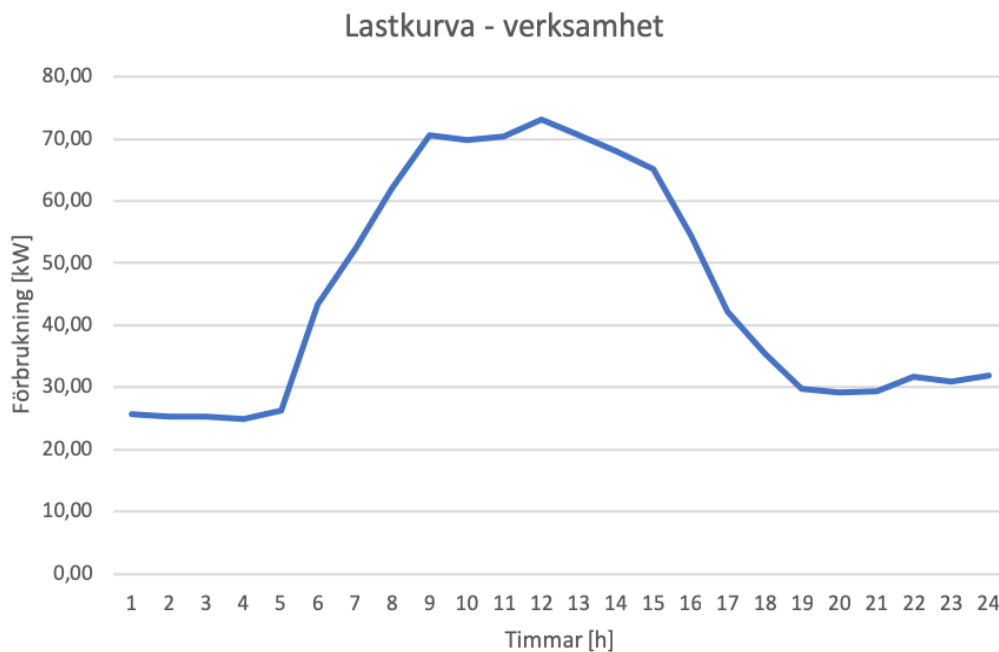
* Under månaderna april-oktober.

Anläggningen kopplat till detta segment har dimensionerats utifrån både tillgänglig takyta och årsförbrukningen av el. På hushållets villatak är det endast en sida av taket som är aktuellt för solceller, eftersom taket är riktat mot sydost/nordväst. Den takytan vilken är riktad mot sydost har täckts med solceller i den mån utrymme funnits, med hänsyn till hinder på taket. Den beräknade produktionen för denna anläggning uppskattas till 12 200 kWh per år (SolarEdge Site Designer 2, 2019), vilken även matchar den årliga förbrukningen av el bra.

8.3.2 Verksamhet

Ytterligare ett marknadssegment som analyseras är en kontorsverksamhet där aktiviteten är som högst under dagtid. Verksamheten har en solcellsanläggning med 200 paneler med en installerad effekt om 66 kWp (svarta produktionskurvor i Figur 3 och 4). Anläggningen täcker en takyta på 400 m², med panelerna monterade i två riktningar, dels i sydostlig riktning med en azimuth på 150 grader, dels en i östlig riktning med en azimuth på 70 grader. Totalt 150 paneler är monterade med 150 graders azimuth, av dessa är 80 paneler monterade med en 15 graders lutning och 70 paneler monterade med 27 graders vinkel. De resterande 50 panelerna är monterade med 27 graders lutning, med azimuth 70 grader.

Verksamheten har en elförbrukning på cirka 1087 kWh/dag, enligt Figur 6, vilken är relativt konstant hela året. Formen på lastkurvan speglar en typisk elförbrukningskurva hos en verksamhet som främst är aktiv under dagtid. Baslasten hos verksamheten ligger på 25-30 kW, och kan till exempel bestå av kyl- och frysskåp, datorer och servrar i stand-by läge, larm samt värme- och kylsystem som är delvis elberoende. Under dagtid då aktiviteten på arbetsplatsen ökar, ökar även elförbrukningen och skapar en plåtå-liknande kurva, enligt Figur 6.



Figur 6. Lastkurva för verksamhet (Skånska Energi, 2019).

En sammanfattning av aktuella parametrar och egenskaper för detta segments elförbrukning respektive solcellsanläggning presenteras i Tabell 5.

Tabell 5. Sammanfattning av aktuella egenskaper samt parametrar för *verksamhetens* solcellsanläggning och elförbrukning.

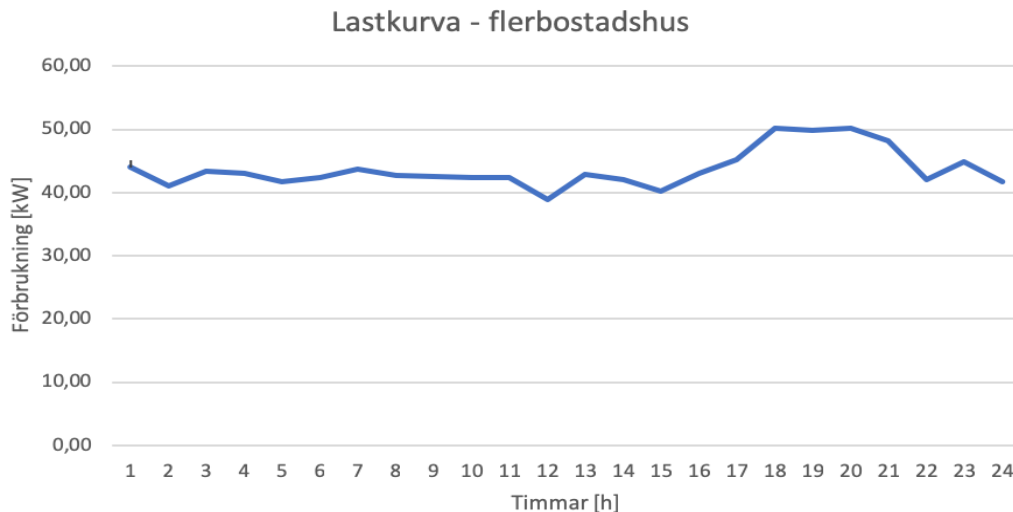
Yta tillgängligt tak	800 m ²
Yta anläggning	400 m ²
Antal solcellspaneler	200 stycken
Lutning solcellspaneler	15°/27°
Azimuth	150°/70°
Installerad effekt	66 kWp
Produktion solel per år	62 500 kWh
Elförbrukning per dygn	1087 kWh
Elförbrukning per år	396 755 kWh

Storleken på anläggningen kopplat till detta segment har med största sannolikhet begränsats utifrån investeringsstorlek eftersom både tillgänglig takyta på fastigheten och årsförbrukningen av el är större än vad den befintliga anläggningen upptar i area respektive producerar.

8.3.3 Flerbostadshus

Det tredje segmentet som undersöks är en bostadsrättsförening med 100 stycken lägenheter. Bostadsrättsföreningen har en solcellsanläggning med en installerad effekt på 143 kWp, om 434 paneler, vilket motsvarar en total takyta på 868 m² (se gula produktionskurvor i Figur 3 och 4). Solcellerna är monterade i rakt sydlig riktning, vilket innebär att de har en azimuth på 180 grader, och har en lutning på 30°.

Flerbostadshuset har en elförbrukning om 1050 kWh under ett dygn, enligt Figur 7, då endast hushållselen inkluderas. Elförbrukningen är jämnt fördelad över dygnet, med en liten ökning på kvällen. Den största anledningen till detta utseendet på lastkurvan är troligen variationen på sysselsättning hos de boende i föreningen, vilket leder till sammanlagringseffekter.



Figur 7. Lastkurva för flerbostadshus (Skånska Energi, 2019).

En sammanfattning av aktuella parametrar och egenskaper för detta segments elförbrukning respektive solcellsanläggning presenteras i Tabell 6.

Tabell 6. Sammanfattning av aktuella egenskaper samt parametrar för *flerbostadshusets* solcellsanläggning och elförbrukning.

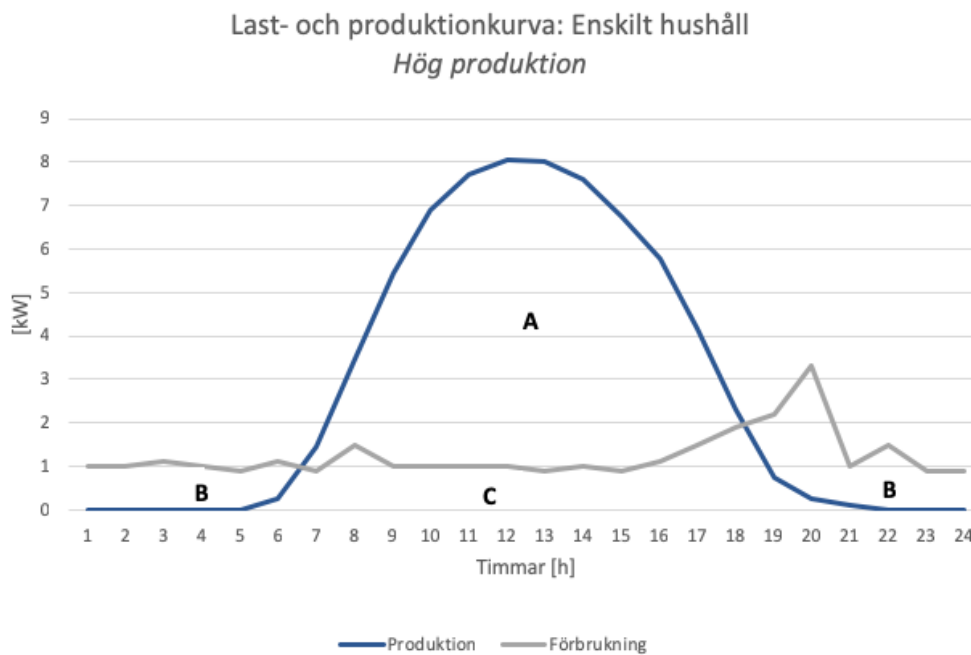
Yta tillgängligt tak	2000 m ²
Yta anläggning	868 m ²
Antal solcellspaneler	434 stycken
Lutning solcellspaneler	30°
Azimuth	180°
Installerad effekt	143 kWp
Produktion solel per år	150 000 kWh
Elförbrukning per dygn	1050 kWh
Elförbrukning per år	383 500 kWh

Storleken på anläggningen kopplat till detta segment har med största sannolikhet begränsats utifrån investeringsstorlek eftersom årsförbrukningen av el samt tillgänglig takyta är större än vad den befintliga anläggningen producerar årligen samt upptar i kvadratmeter.

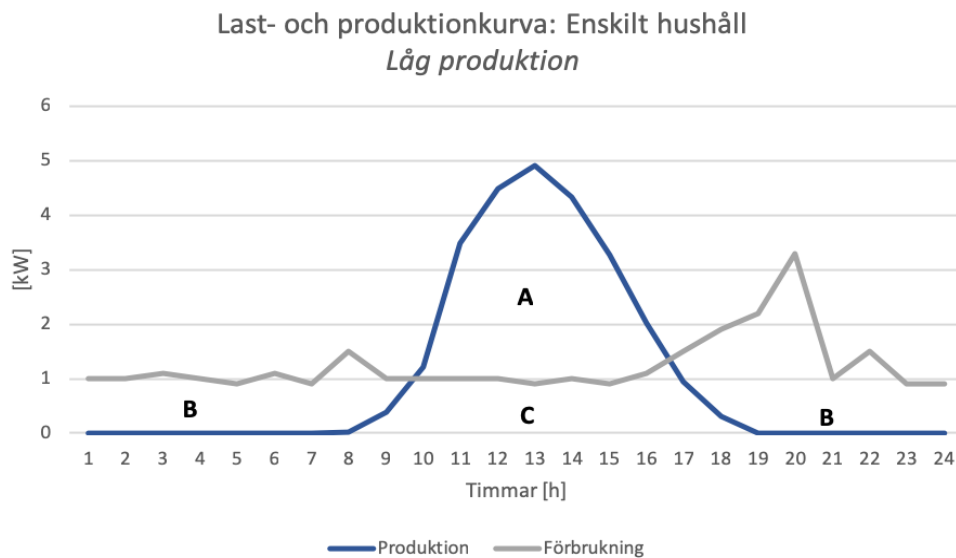
8.4 Beräkning av egenanvändning

I Figur 8-13 representerar området under de gråa kurvorna förbrukningen av el för respektive marknadssegment medan de blåa, svarta respektive gula kurvorna representerar produktionen för var och en av de tre solcellsanläggningarna. I Figur 8, 9 respektive Figur 12, 13 presenteras det enskilda hushållets samt flerbostadshusets förbrukning och produktion av el under hög- respektive lågproduktionsdagar. I dessa figurer utgör de inneslutna utrymmena ovanför lastkurvan (märkt med A) överskottet av producerad el, medan de inneslutna utrymmena under lastkurvan (märkt med B) representerar tiden under dygnet då förbrukningen av el överstiger produktionen av solel för respektive anläggning. Området som innesluts av både last- och produktionskurva representerar den momentant använda solelen (märkt med C).

För verksamheten ser förhållandet mellan last- och produktionskurva annorlunda ut jämfört med resterande marknadssegment i analysen. För detta marknadssegment överstiger produktionen inte behovet av el, vilket innebär att inget överskott av el produceras och nyttjandegraden av den producerade elen därmed är 100 procent. I ett fall likt detta, finns det inget behov av ett batteri för att lagra överskottsel från en solcellsanläggning. Där förhållandet mellan produktion och förbrukning ser ut som den gör för det enskilda hushållet och flerbostadshuset i denna analys, är det däremot möjligt att lagra allt eller delar av den el som överstiger den momentana förbrukningen, och på så sätt öka nyttjandegraden av den egenproducerade solelen och som följd minska behovet av att köpa externt producerad el.



Figur 8. Lastkurvan för det utvalda *enskilda hushållet* kombinerat med tillhörande produktionskurva under en högproduktionsdag, där den grå kurvan motsvarar förbrukningen och den blå kurvan motsvarar produktionen.

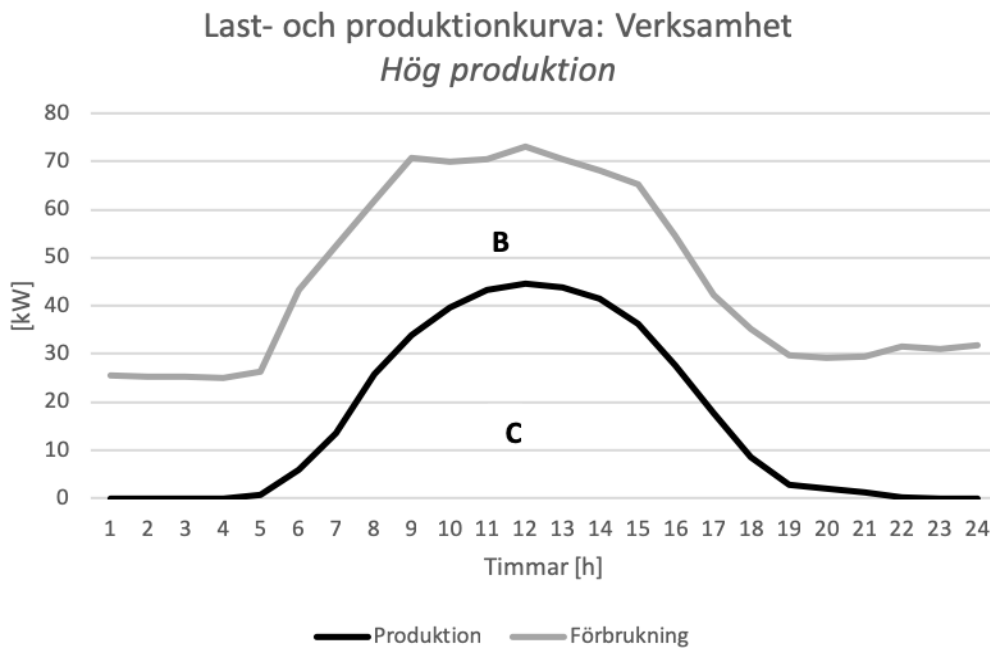


Figur 9. Lastkurvan för det utvalda *enskilda hushållet* kombinerat med tillhörande produktionskurva under en lågproduktionsdag, där den grå kurvan motsvarar förbrukningen och den blå kurvan motsvarar produktionen.

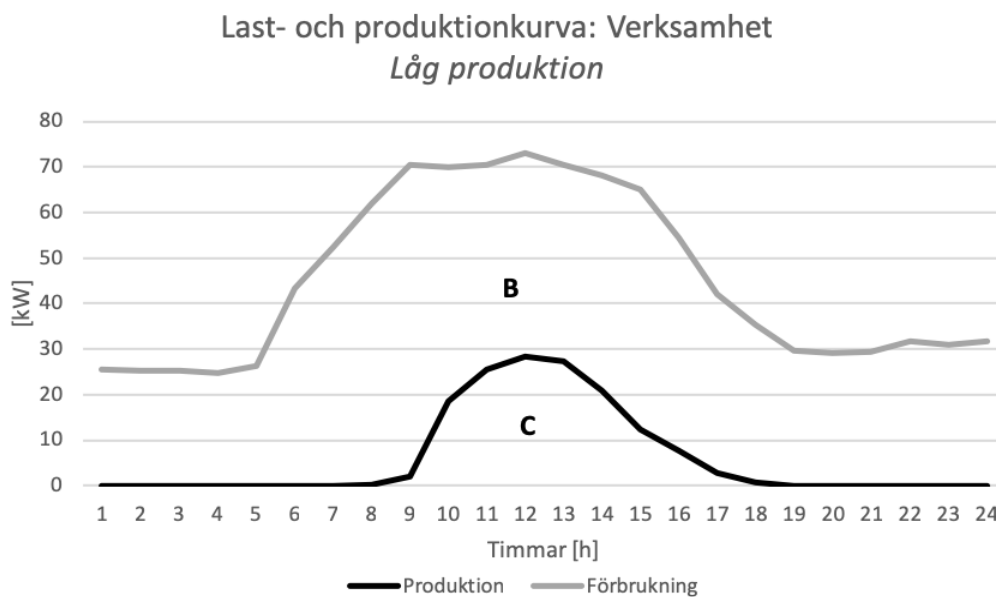
Då solelsproduktionen är som störst mitt på dagen (se Figur 8 och 9), skulle ett batteri som komplement till solcellerna bidra till att hushållet kan lagra allt eller delar av den överskottsel som producerats på dagen istället för att sälja den, för att sedan utnyttja den lagrade elen under kvällstid då behovet av el ökar. Då lastkurva och produktionskurva från en högproduktionsdag jämförs, enligt Figur 8, är det tydligt att den producerade solelen täcker det dagliga elbehovet, vilket innebär

att ett batteri med tillräckligt stor kapacitet, teoretiskt sett skulle kunna göra aktuellt hushåll självförsörjande på el under soliga sommardagar.

En solcellsanläggning med en installerad effekt om 66 kWp, till aktuell verksamhet, kommer inte att ge något överskott på el, vilken illustreras i Figur 10 och 11, i vilka en jämförelse av elförbrukning och elproduktion görs. Energilagring i form av ett batteri, skulle för den här verksamheten, med aktuellt elbehov samt befintlig solcellsanläggning, vara svårmotiverad eftersom ingen överskottsel produceras. För att en investering av ett batteri skulle bli aktuell krävs en större solcellsanläggning, vilken ger en högre produktion.

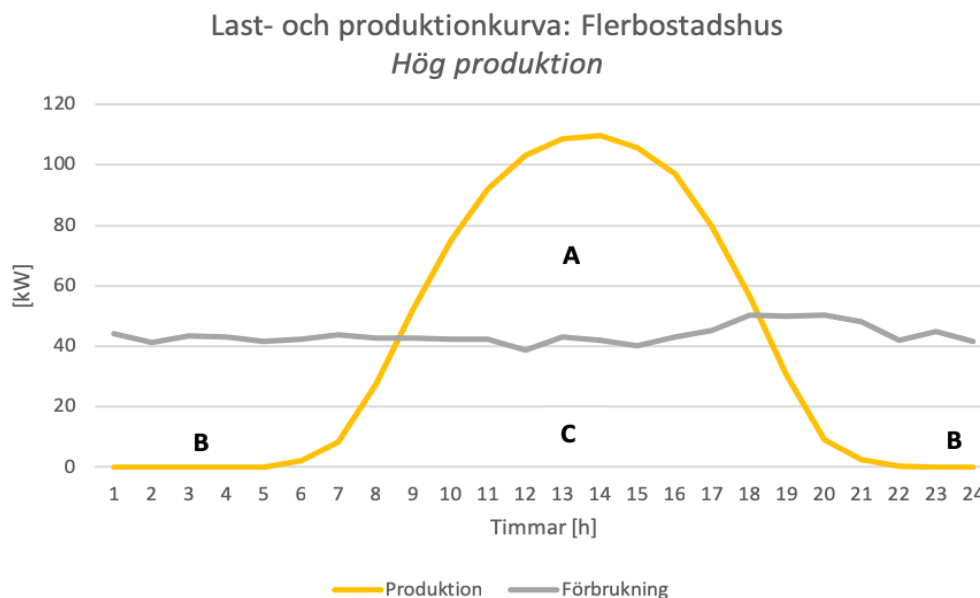


Figur 10. Lastkurvan för den utvalda *verksamheten* kombinerat med tillhörande produktionskurva under en högproduktionsdag, där den grå kurvan motsvarar förbrukningen och den svarta kurvan motsvarar produktionen.

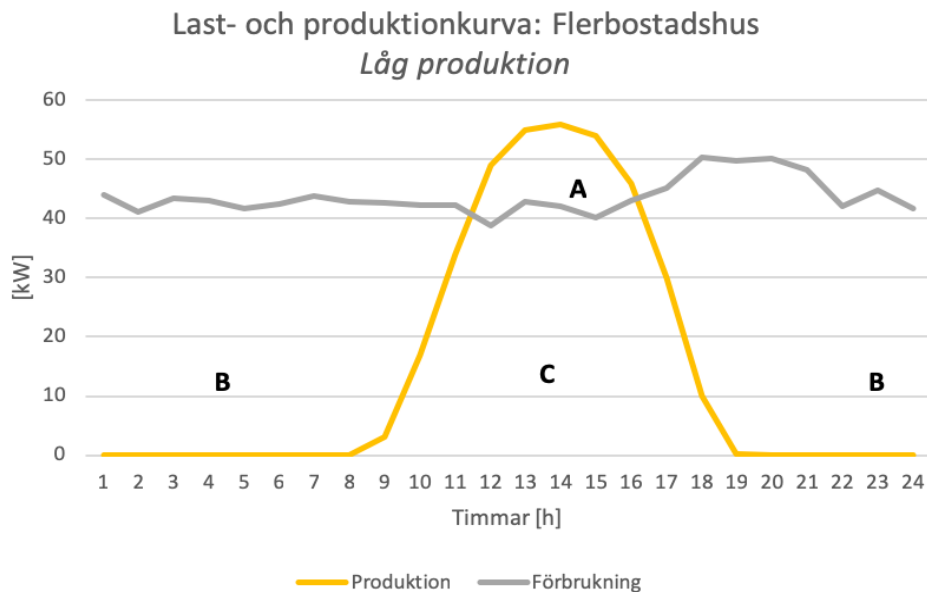


Figur 11. Lastkurvan för den utvalda verksamheten kombinerat med tillhörande produktionskurva under en lågproduktionsdag, där den grå kurvan motsvarar förbrukningen och den svarta kurvan motsvarar produktionen.

Solcellsanläggningen på 143 kWp producerar mellan 55-115 kWh per timme beroende på grad av molnighet, enligt Figur 12 och 13. Då lastkurvan jämförs med produktionskurvan, tydliggörs det att det kommer finnas ett överskott av solex mitt på dagen, vilket bostadsrättsföreningen inte kan utnyttja momentant. Ett batteri som komplement till anläggningen skulle ge föreningen möjlighet att utnyttja en större del av den producerade solexen under till exempel kvällar och morgnar.



Figur 12. Lastkurvan för det utvalda flerbostadshuset kombinerat med tillhörande produktionskurva under en högproduktionsdag, där den grå kurvan motsvarar förbrukningen och den gula kurvan motsvarar produktionen.



Figur 13. Lastkurvan för det utvalda *flerbostadshuset* kombinerat med tillhörande produktionskurva under en lågproduktionsdag, där den grå kurvan motsvarar förbrukningen och den gula kurvan motsvarar produktionen.

8.5 Val av batteri

Enligt avsnitt 7.6 *Val av batteri för analys* utgår analysen från litiumjärnfosfatbatterier med en DOD på 90 procent. Prisnivån för en komplett installation av ett sådant batteri är 16 500 kr per kWh lagringskapacitet inklusive moms. I lönsamhetskalkylerna förenklades beräkningarna genom att bortse ifrån batteriets verkningsgrad. Detta är möjligt eftersom förlusterna för litiumjonbatterier är så pass låga.

För det enskilda hushållet dimensioneras batteriet efter den maximala kapacitet som rekommenderas för energilagring till solcellsanläggningar, på 1 kWh per kW installerad effekt (Wallnér, 2018a). Detta innebär att analysen för solcellsanläggningen i det enskilda hushållet baseras på ett batteri med en kapacitet på 11.5 kWh. Med priset på ett komplett batterisystem på 16 500 kr/kWh, motsvarar detta en investeringskostnad på 189 750 kr för det enskilda hushållet, enligt Tabell 7.

På grund av att produktionen av solel från solcellsanläggningen i verksamheten är lägre än den momentana förbrukningen, produceras ingen överskottsenergi, enligt Figur 10 och Figur 11. Detta innebär att ett batteri för detta segment inte är aktuellt i denna rapport.

Till solcellsanläggningen i flerbostadshuset baseras lönsamhetsberäkningarna på ett batteri med en kapacitet om 80 kWh. Till solcellsanläggningen i detta segment skulle maximalt ett batteri om 143 kWh kunna installeras, men på grund av den höga kostnad detta innebär i ren grundinvestering togs beslutet att basera lönsamhetskalkylen på ett batteri med en lägre kapacitet om 80 kWh, då rimligheten att en bostadsrättsförening skulle investera i ett batteri för drygt 2.4 miljoner kronor

utöver en solcellsanläggning för 1.8 miljoner kronor antogs vara låg. Det utvalda batteriet om 80 kWh, innebär en investering om 1.32 miljoner kronor enligt Tabell 7.

Tabell 7. Valda batterikapaciteter med tillhörande pris för vardera segment. Inget batteri för verksamhet.

	Batterikapacitet (kWh)	Batteripris (SEK)
Enskilt hushåll	11.5	189 750
Verksamhet	X	X
Flerbostadshus	80	1 320 000

8.6 Metod för lönsamhetsberäkning

8.6.1 Kalkylmodell

Den ekonomiska beräkningsmodellen som använts i studien för beräkning av lönsamhet för energisystem med solceller och batteri är en investeringskalkyl utformad av Bengt Stridh som driver en blogg, Bengtsvillablogg.se, med solceller som tema. Stridh (2016) utvecklade denna investeringskalkyl i samverkan med Mälardalens Högskola, Stockholm Stad samt Energimyndigheten. Modellen är väl genomarbetad med en hög transparens för att säkerställa att resultaten från beräkningsverktyget är korrekta i alla avseenden (Stridh, 2016). Denna kalkylmodell är dock utformad för lönsamhetskalkyler för endast solcellsanläggningar. Hur den justerades för att kunna användas för ett energisystem med både solceller och batteri beskrivs i Bilaga 1, där även kalkylmallen visas.

Investeringskalkylen inkluderar flera av de vanligaste metoderna för lönsamhetsbedömning; produktionskostnad, nuvärde, diskonterad återbetalningstid samt internränta. Beskrivning och eventuella formler presenteras nedan.

Produktionskostnaden (kr/kWh), är det som vanligen kallas “levelized cost of energy”. I denna analys blir det dock “levelized cost of electricity”, eftersom det är el som produceras. Produktionskostnaden bygger på principen att alla kostnader under solcellernas livstid divideras med solelsproduktionen under livslängden. Mer detaljerat beräknas detta enligt ekvation (1), där beräkningarna utgår ifrån nuvärdet för investerings- och driftkostnader, från vilket restvärdet sedan subtraheras. I denna rapport antas dock restvärdet vara noll. Detta värde divideras därefter med nuvärdet för elproduktionen under systemets livslängd, vilket tar hänsyn till att solelsproduktionen minskar något under solcellernas livstid. Produktionskostnaden per kilowattimme kan även ses som det lägsta priset som den producerade solelen måste säljas för, för att väga upp med kostnaderna under livslängden (Stridh, 2016).

$$LCOE = \frac{\text{Investering} + \sum_{i=1}^{i=N} \left(\frac{\text{Årlig kostnad}_i}{(1+R)^i} \right) - \frac{\text{Restvärde}}{(1+R)^N}}{\sum_{i=1}^{i=N} \frac{\text{Energiutbyte start} + (1 + \text{systemdegradering})^{i-1}}{(1+R)^i}} \quad (1)$$

I ekvation (1) ovan är R den reala kalkylräntan i procent och N är den ekonomiska livslängden i år.

Nuvärdesmetoden (kr) används för att räkna om förväntade framtida utgifter och eventuella intäkter till ett värde idag. Detta värde kallas nuvärde. För att kunna jämföra värdet av betalningar som är skilda i tid, använder man vid beräkningarna en real kalkylränta. Alltså räknas framtida utgifter och intäkter om till tidpunkten för köpet, utan att ta hänsyn till inflation, enligt ekvation (2). Denna metod gör det möjligt att jämföra investeringar på ett likvärdigt sätt över tid eftersom man jämför totalkostnaden över nyttjandetiden. Det beräknade nuvärdet jämförs sedan med grundinvesteringen, där en investerings nettonuvärde är skillnaden mellan nuvärdet av de framtida nettobesparingarna och den ursprungliga investeringskostnaden. Är nuvärdet av besparingarna högre än investeringsbeloppet är investeringen lönsam, det vill säga nettonuvärdet är större än noll (Energimyndigheten, 2017b).

$$\text{Nuvärde} = \sum_{i=1}^n \frac{A_i}{(1 + \text{kalkylränta})^i} \quad (2)$$

I ekvation (2) ovan är A kostnaden eller intäkten som ska nuvärdesberäknas i kronor och n är den ekonomiska livslängden. I lönsamhetskalkylen är det nettonuvärdet som beräknas, vilket innebär att ju högre nettonuvärdet är desto lönsammare är investeringen.

Diskonterad återbetalningstid (år), är i den använda kalkylmallen antaget som det år, då det ackumulerade nuvärdet av kassaflödet blir positivt. Diskonterad återbetalningstid är en variant av den vanliga kalkyleringsmetoden för lönsamhet som kallas pay-back, och benämns även som diskonterad pay-back. Vanlig pay-back och diskonterad pay-back fungerar på samma sätt, men med den skillnaden att kassaflödena är diskonterade, vilket innebär att hänsyn tas till pengarnas tidsvärde (Falkenström & Persson, 2012).

Internräntan (%) är definierad som den räntesats där nettonuvärdet, det vill säga grundinvestering minus nuvärde är noll (se Ekvation 3). Internräntan är alltså den räntesats som investeringen avkastar, vilket innebär att om internräntan är högre än kalkylräntan så är investeringen lönsam.

$$G - \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1 + IR)^i} = 0 \quad (3)$$

I ekvationen för internränta är IR internräntan, G grundinvestering, C kassaflöde och n antal år.

I analysen kommer det att läggas störst vikt vid kalkylmetoderna nettonuvärde, internränta samt produktionskostnad och mindre fokus på diskonterad återbetalningstid, eftersom den inte är lika beskrivande som övriga lönsamhetsmetoder. Detta eftersom då återbetalningstiden överstiger systemets livslängd på 25 år visar lönsamhetskalkylen endast att återbetalningstiden är "större än 25 år", medan övriga kalkylmetoder visar graden av olönsamhet då siffrorna blir negativa. Resultatet från investeringskalkylen beräknas utifrån tre fall; helt utan ekonomiskt stöd, det vill säga utan både ROT-avdrag och investeringsstöd, med ROT-avdrag samt med investeringsstöd. Utöver dessa utfall så kommer andra ekonomiska parametrar variera, såsom solcells- och batteripris, elpris, ersättning för såld solel, skattereduktion samt storlek på investeringsstöd och ROT-avdrag.

8.6.2 Beräknade fall samt antaganden för respektive fall

De olika ekonomiska fall som beräknas är uppdelade i *Dagsläge* och *Framtid*, där *Framtid* består utav tre olika scenarier i vilka olika parametrar varieras. Nedan beskrivs vilka parametrar i detalj och de presenteras vidare i Tabell 8-10.

För det fall som berör dagsläget används värden i kalkylen vilka är aktuella idag. Detta innefattar nettoinvesteringen, det vill säga pris för solcellsanläggning samt batteri, pris för köpt el, ersättning för såld el, skattereduktion, investeringsstöd för solceller och batteri samt ROT-avdrag.

I de fall som antas beskriva potentiella framtidsscenarion varieras en eller två parametrar åt gången, medan övriga sätts till dagens värden. I det första framtidsfallet ändras nettoinvesteringen genom att solcells- och batteripris minskar med 20 respektive 30 procent. Även i andra framtidsfallet ändras nettoinvesteringen, men denna gång genom att de ekonomiska stöden för solceller och batteri ändras. I det tredje och sista framtidsfallet ändras elpris och ersättning för såld solel.

Ett flertal antaganden gjordes i lönsamhetskalkylen. Intäkter från elcertifikat och ursprungsgarantier är exkluderade på grund av att priset för dessa i dagsläget är låga. Särskilt för enskilda hushåll är det inte motiverbart då de fasta kostnaderna som kommer med försäljningen av elcertifikat tar ut förtjänsten av försäljningen (Puente, 2019). Då det i samband med batteriinventeringen visade sig att livslängden för ett Li-jonbatteri är cirka 10 till 15 år, kommer det krävas ett batteribyte under solcellernas livstid. I kalkylen antas det att detta batteribyte sker efter halva solcellernas livstid, det vill säga 12.5 år, då solcellerna antagna livslängd är 25 år. Detta anses vara rimligt då garantitiden för batterierna denna analys baseras på är 10 år (Sellpower, 2019). För investeringen av ett nytt batteri efter halva solcellernas livstid har vi antagit ett batteripris på 60 procent av dagens prisnivå på batterier, vilket motsvarar 9 900 kr/kWh jämfört med dagens pris på 16 500 kr/kWh. Även växelriktaren i solcellsanläggningen kommer att behöva bytas ut då livslängden för en växelriktare beräknas till drygt 12 till 15 år (Wallnér, 2018b). Elpriset som representerar dagsläget i kalkylen är ett medelvärde av elspotpris under 2018 och ersättningen för såld el som används i kalkylen baseras på ersättningen och nätnyttan Skånska Energi AB, Skånska Energilösningars moderbolag, erbjuder sina elkunder.

Elpris och ersättning för såld el i ett framtidsperspektiv är valda baserat på situationer i utlandet, till exempel i Tyskland är lönsamheten för batteri som komplement till solcellsanläggningar högre på grund av dels lägre ersättning för såld solel, dels det faktum att Tyskland tillsammans med Italien har det högsta elpriset till slutkund i Europa (Energimyndigheten, 2016b). Det blir därmed lönsamt att spara den egenproducerade solelen i så stor utsträckning som möjligt. (Hansson et al., 2014)

Både investeringsstödet och ROT-avdrag för solceller och batteri används i dagsläget för enskilt hushåll, eftersom det är de alternativ på ekonomiska stöd som finns. För verksamheten och flerbostadshuset utgår beräkningarna istället från endast investeringsstöd eftersom ROT-avdrag endast får utnyttjas av privatpersoner i dagsläget. I ett framtidsfall är det antaget att ROT-avdraget för solceller ökar till 50 procent medan investeringsstödet tas bort. Detta speciella ROT-avdrag, solROT, skulle kunna utnyttjas av samtliga segment och endast gälla för solceller.

För det enskilda hushållet används en real kalkylränta på 2 procent, vilken baseras på den genomsnittliga låneräntan på 1.9 procent i mars 2019 (Compricer, 2019). För verksamheten och flerbostadshuset används en kalkylränta på 5 procent. Denna ränta rekommenderades dels av Bengt Stridhs investeringskalkyl och dels så ligger kalkylräntan för kommersiella- och industrifastigheter samt fristående anläggningar mellan 3 och 5 procent (Lindahl & Stoltz, 2017)

Övriga använda parametrar hittas i Bilaga 2 - *Indata för lönsamhetsberäkningar*.

8.6.3 Enskilt hushåll

I Tabell 8 presenteras aktuella parametrar vilka lönsamhetskalkylerna för det enskilda hushållet baseras på. Det dagsaktuella, totala priset för solcellsanläggningen i detta segment är 199 500 kr inklusive moms. För energilagring till denna anläggningen har en batterilagring på 11.5 kWh valts ut, med en total kostnad av 189 750 kr inklusive moms. Både solcells- och batteripriset är inklusive installations- och arbetskostnader. Elpriset på 131 öre/kWh består av spotpris på 71 öre/kWh (vilket inkluderar moms, elbolagets påslag samt elcertifikat), en elöverföringsavgift på 19 öre/kWh och energiskatt på 41 öre/kWh. Ersättningen för såld el är 122 öre/kWh, vilket består av spotpris på 48 öre/kWh exklusive moms, ersättning från elbolaget på 8 öre/kWh, nätnytta på 6 öre/kWh från elnätsägare samt skattereduktion på 60 öre/kWh.

I *Framtidsfall 1* sänks priserna på solcellsanläggning och batterilagring med 20 respektive 30 procent, vilket motsvarar en kostnad på 158 400 kr för solcellsanläggningen och 132 825 kr för batterilagringen. Resterande parametrar hålls konstanta.

I *Framtidsfall 2* hålls samtliga parametrar konstanta enligt dagsläge, förutom stödnivån till solceller och batterilagring, vilken ändras. I detta fall utgås det ifrån ett så kallad solROT vilket är ett förslag från Energimyndigheten (Energimyndigheten, 2016a), i vilket det föreslås att investeringsstödet byts ut mot ett ROT-avdrag, speciellt för solceller vilket täcker 50 procent av arbetskostnaden.

I *Framtidsfall 3* hålls investeringskostnader och investeringsstöd konstanta medan elpris och ersättning för såld el höjs respektive sänks. I detta fall tas både skattereduktionen och ersättningen från elbolaget bort så att ersättningen för såld el endast består av spotpris och nätnytta. Tillsammans med en sådan ersättning kommer ett elpris som ökat med 50 procent att undersökas i detta framtidsscenario.

Tabell 8. Varierande parametrar i lönsamhetskalkyl för *enskilt hushåll*, med valt batteri på 11.5 kWh.

	<i>Dagsläge</i>	<i>Framtid 1 - Förändrat pris</i>	<i>Framtid 2 - solROT</i>	<i>Framtid 3 - Ändrat elpris & ersättning</i>
Solcellspris [kr]	199 500	158 400	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge
Batteripris [kr]	189 750	132 825	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge
Elpris [öre/kWh] <i>Inkl. moms</i>	131	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge	198
Ersättning [öre/kWh] <i>Exkl. moms</i>	62	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge	54
Skattereduktion [öre/kWh]	60	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge	0
Investeringsstöd solceller	30%	Enligt dagsläge	0%	Enligt dagsläge
Investeringsstöd batteri	60% dock max 50 000 kr	Enligt dagsläge	0%	Enligt dagsläge
ROT-avdrag	30%	30%	50%	30%

8.6.4 Verksamhet

I Tabell 9 presenteras aktuella parametrar vilka lönsamhetskalkylerna för verksamhet baseras på. Det dagsaktuella, totala priset för solcellsanläggningen i detta segment är 660 000 kr exklusive moms. Solcellspriset är inklusive installations- och arbetskostnader. Elpriset på 116 öre/kWh består av spotpris på 56 öre/kWh (vilket är exklusive moms, men inklusive elbolagets påslag samt elcertifikat), en elöverföringsavgift på 19 öre/kWh och energiskatt på 41 öre/kWh. Då detta segment inte producerar någon överskottselt, och därmed inte säljer el, är ersättning för såld solel inte aktuellt för detta segment. Vanligt ROT-avdrag inkluderas inte i kalkylen för verksamheten då det endast är privatpersoner som får utnyttja detta stöd. Däremot har sol-ROT inkluderats i lönsamhetsanalysen för verksamheten.

I *Framtidsfall 1* sänks priserna på solcellsanläggning med 20 procent, vilket motsvarar en kostnad på 528 000 kr. Resterande parametrar hålls konstanta.

I *Framtidsfall 2* hålls samtliga parametrar konstanta enligt dagsläge, förutom stödnivån till solceller, vilken ändras. Från inga ekonomiska stöd kan nu verksamheten tillgodose sig stödet solROT, vilket täcker 50 procent av arbetskostnaden.

I *Framtidsfall 3* hålls investeringskostnader och investeringsstöd konstanta medan elpris höjs med 50 procent. I detta segment säljs ingen solel, och därmed är ersättning för såld solel inte relevant i detta fall.

Tabell 9. Varierande parametrar i lönsamhetskalkyl för *verksamheten*.

	<i>Dagsläge</i>	<i>Framtid 1 - Förändrat pris</i>	<i>Framtid 2 - solROT</i>	<i>Framtid 3 - Ändrat elpris och ersättning</i>
Solcellspris [kr]	660 000	528 000	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge
Batteripris [kr]	X	X	X	X
Elpris [öre/kWh] <i>Exkl. moms</i>	116	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge	174
Ersättning [öre/kWh] <i>Inkl. moms</i>	X	X	X	X
Skattereduktion [öre/kWh]	60	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge	0
Investeringsstöd solceller	30%	Enligt dagsläge	0%	Enligt dagsläge
Investeringsstöd batteri	X	X	X	X
ROT-avdrag	X	X	solROT 50%	X

8.6.5 Flerbostadshus

I Tabell 10 presenteras aktuella parametrar vilka lönsamhetskalkylerna för flerbostadshuset baseras på. Det dagsaktuella, totala priset för solcellsanläggningen i detta segment är 1 787 500 kr inklusive moms. För energilagring till denna anläggningen har en batterilagring på 80 kWh valts ut, med en total kostnad av 1 320 000 kr inklusive moms. Elpriset på 131 öre/kWh består av spotpris på 71 öre/kWh (vilket inkluderar moms, elbolagets påslag samt elcertifikat), en elöverföringsavgift på 19 öre/kWh och energiskatt på 41 öre/kWh. Ersättningen för såld el är 62 öre/kWh, vilket består av spotpris på 48 öre/kWh, ersättning från elbolaget på 8 öre/kWh, nätnytta på 6 öre/kWh från elnätsägare. För bostadsrättsföreningar gäller inte skattereduktion då de inte har någon inkomst att dra skatt i från.

I *Framtidsfall 1* sänks priserna på solcellsanläggning och batterilagring med 20 respektive 30 procent, vilket motsvarar en kostnad på 1 430 000 kr för solcellsanläggningen och 924 000 kr för batterilagringen. Resterande parametrar hålls konstanta.

I *Framtidsfall 2* hålls samtliga parametrar konstanta enligt dagsläge, förutom stödnivån till solceller och batterilagring, vilken ändras. Likt de andra segmenten så blir det nya stödet för solceller ett solROT-avdrag.

I *Framtidsfall 3* hålls investeringskostnader och investeringsstöd konstanta medan elpris och ersättning för såld el höjs respektive sänks. I detta fall tas ersättningen från elbolaget bort så att

ersättningen för såld el endast består av spotpris och nätnytta. Tillsammans med en sådan ersättning kommer ett elpris som ökat med 50 procent att undersökas i detta framtidsscenario.

Tabell 10. Varierande parametrar i lönsamhetskalkyl för *flerbostadshuset*, med valt batteri på 80 kWh.

	<i>Dagsläge</i>	<i>Framtid 1 - Förändrat pris</i>	<i>Framtid 2 - solROT</i>	<i>Framtid 3 - Ändrat elpris & ersättning</i>
Solcellspris [kr]	1 787 500	1 430 000	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge
Batteripris [kr]	1 320 000	924 000	Enligt dagsläg	Enligt dagsläge
Elpris [öre/kWh] <i>Inkl. moms</i>	131	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge	198
Ersättning [öre/kWh] <i>Inkl. moms</i>	62	Enligt dagsläge	Enligt dagsläge	54
Skattereduktion [öre/kWh]	X	X	X	X
Investeringsstöd solceller	30%	Enligt dagsläge	0%	Enligt dagsläge
Investeringsstöd batteri	60% (max 50 000kr)	Enligt dagsläge	0%	Enligt dagsläge
ROT-avdrag	X	X	solROT 50%	X

9. Resultat

I detta avsnitt undersöks lönsamheten för en energilösning med solceller och batteri för de olika segmenten utifrån både nyttjandegrad samt dagens förutsättningar. Nyttjandegraden bestäms utifrån jämförande mellan last- och produktionskurvor. För att sedan analysera hur lönsamheten kan förändras i framtiden väljs olika ekonomiska parametrar ut som varieras i olika scenarion.

9.1 Självförsörjandegrad med och utan batteri

I Tabell 11 nedan presenteras de resultat som beräknats utifrån Figur 8-13. För respektive segment finns fyra kolumner med data, där "Hög" och "Låg" representerar dagar då det är hög- respektive låg produktion av solel. "Hög" representerar 49 procent av perioden april till oktober, vilket motsvarar 102 dagar. En sådan dag kan till exempel vara solig sommardag då produktionen ligger nära den maximala. "Låg" representerar istället molnigare sommardagar alternativt soliga vår/höstdagar, vilket utgör 51 procent och 108 dagar av perioden. Under dessa dagar ligger produktionen lägre. *Vinter* representerar månaderna november till mars, vilken utgörs av 155 dagar. Under denna period antas att produktionen av solel är så pass låg att ingen överskottsel från solcellerna produceras. Kolumnen *År* presenterar genomsnittliga dygnsvärden på årsbasis.

I Tabell 11 presenteras först både dygnsvis och, för perioden, total elförbrukning, producerad solel och *momentant producerad solel* för vart segment. Den *momentana använda solelen* beskriver den andel av solel som används direkt. Det *producerade överskottet* är den solel som överstiger den momentana elförbrukningen. Produktion av överskottsel sker mitt på dagen, då instrålningen är som högst. *Köpt el med* samt *utan batteri* är den mängd el som behöver köpas från elnätet då man har respektive inte har ett batteri. *Totalt använd solel med batteri* är den solel som segmentet kan tillgodose sig med, med hjälp av aktuellt batteri. De batterierna vilken denna rapport baseras på har en maximal DOD på 90 procent, vilket innebär att de aktuella batterierna i Tabell 11 endast kan nyttja 10.4 kWh respektive 72 kWh. *Utnyttjad solel utan batteri* är den procentuella andelen av den totala mängden producerad solel, vilket segmentet kan använda i realtid. *Självförsörjandegrad med batteri* är den procentuella graden som segmentet är självförsörjande av el. Denna siffra beräknas utifrån *totalt använd solel* och *förbrukning* för respektive segment.

Tabell 11. Sammanställning av respektive marknadssegments nyttjandegrad av producerad solex, vid två olika solinstrålningens mängd, aktuell nyttjandegrad och produktion under vinterhalvåret, samt sammanställning på årsbasis. Där A, B och C, i Figur 8-13 ovan, illustrerar producerat överskott solex, totalt mängd köpt el utan batteri respektive mängden momentant använd solex.

	Enskilt hushåll				Verksamhet				Flerbostadshus			
	Hög	Låg	Vinter	År	Hög	Låg	Vinter	År	Hög	Låg	Vinter	År
Förbrukning [kWh/dygn]	30	30	43	36	1 087	1 087	1 087	1 087	1 050	1 050	1 050	1 050
Total förbrukning [kWh/period]	3 060	3 240	6 665	13 000	110 874	117 396	168 485	396 755	107 100	113 400	162 750	383 500
PV produktion [kWh/dygn]	69	25	15	33	389	146	45	171	960	349	89	411
Total produktion [kWh/period]	7 038	2 700	2 325	12 200	39 678	15 768	6 975	62 500	97 920	37 692	13 795	150 000
Momentant använd solex [kWh/dygn] (C)	15	9	15	13	389	146	45	171	526	308	89	276
Momentant använd solex [kWh/period]	1 530	972	2 325	4 745	39 678	15 768	6 975	62 500	53 652	33 264	13 795	100 740
Producerat överskott [kWh/dygn] (A)	54	16	0	20	0	0	0	0	434	41	0	36 462
Köpt el utan batteri [kWh/dygn]	15	21	30	23	698	941	1042	915	524	742	961	774
Totalt köpt el utan batteri [kWh/period] (B)	1 530	2 268	4 650	8 090	71 196	101 628	161 510	334 255	53 344	80 136	148 955	282 510
Köpt el med batteri [kWh/dygn]	5	11	30	17	-	-	-	-	452	701	961	742
Totalt köpt el med batteri [kWh/period]	510	1 188	4 650	6 348	-	-	-	-	46 104	75 708	148 955	270 830
Utnyttjad solex utan batteri [%]	22	36	100	40	100	100	100	100	55	88	100	67
Totalt använd solex med batteri [kWh/dygn]	25	19	15	19	-	-	-	-	598	349	89	308
Självförsörjandegrad utan batteri [%]	50	30	35	37	36	13	4	16	51	29	8	26
Självförsörjandegrad med batteri [%]	83	63	35	53	-	-	-	-	57	33	8	29

Från tabellen är det tydligt att, för de två segment vilka har batteri, batteriet förbättrar självförsörjandegraden i det enskilda hushållet i större utsträckning än aktuellt batteriet i flerbostadshuset gör. I det enskilda hushållet ökar självförsörjandegraden under perioden med hög produktion från 50 procent till 83 procent och för perioden med låg produktion ökar den från 30 procent till 63 procent. Under vinterperioden används batteriet inte till lagring av solex och ökar därmed inte självförsörjandegraden. Självförsörjandegraden på årsbasis, ökar med hjälp av ett batteri från 37 procent till 53 procent i det enskilda hushållet. I lönsamhetskalkylen är det den sistnämnda siffran på 53 procent som används, då det är den siffra som avgör hur mycket el som segmentet behöver köpa från elnätet. För flerbostadshuset ökar självförsörjandegraden under

perioden med hög produktion från 51 procent till 57 procent och för perioden med låg produktion ökar den från 29 procent till 33 procent. På årsbasis ökar självförsörjandegraden från 26 procent till 29 procent då ett batteri kompletterar solcellsanläggningen. Anledningen till den låga självförsörjandegraden beror framför allt på att den låga självförsörjandegraden vintertid drar ner den totala siffran. Anledningen till att självförsörjandegraden förbättras så pass lite med batteri jämfört med utan batteri i flerbostadshuset, beror på att batteriet är relativt litet i förhållande till solcellsanläggningen jämfört med i det enskilda hushållet där batteriet är dimensionerat så stort som möjligt för aktuell solcellsanläggning.

9.2 Resultat av lönsamhetsberäkningar

I följande avsnitt presenteras resultaten för lönsamhetsberäkningarna för samtliga fall i respektive segment.

9.2.1 Enskilt hushåll

I Tabell 12 presenteras resultaten från de utförda lönsamhetskalkylerna för *enskilt hushåll*. De positiva nuvärdena, och därmed en lönsam investering, är markerat i grönt och på motsvarande sätt är de negativa nuvärdena markerat i rött och symboliserar en icke lönsam investering.

Tabell 12. Lönsamhetsresultat för *enskilt hushåll*, där lönsamma investeringar är markerade i grönt och olönsamma investeringar är markerade i rött.

		Dagsläge		Framtid 1 - Förändrat pris		Framtid 2 - solROT		Framtid 3 - Ändrat elpris och ersättning	
		Med batteri	Utan batteri	Med batteri	Utan batteri	Med batteri	Utan batteri	Med batteri	Utan batteri
Utan ROT-avdrag och investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	2.6 kr/kWh	1.0 kr/kWh	1.7 kr/kWh	0.8 kr/kWh	2.2 kr/kWh	1.0 kr/kWh	2.2 kr/kWh	1.0 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-270 176 kr	37 917 kr	-170 101 kr	79 018 kr	-229 156 kr	37 917 kr	-199 333 kr	25 363 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	>25 år	20 år	>25 år	13 år	>25 år	20 år	>25 år	22 år
	<i>Internränta</i>	-6.5%	3.7%	4.3%	6.4%	-4.3%	3.7%	-3.3%	3.1%
Med ROT-avdrag	<i>Produktionskostnad</i>	2.4 kr/kWh	0.9 kr/kWh	1.6 kr/kWh	0.7 kr/kWh	2.0 kr/kWh	0.8 kr/kWh	2.0 kr/kWh	0.9 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-239 036 kr	55 872 kr	-146 803 kr	93 273 kr	-179 156 kr	67 841 kr	-165 193 kr	43 317 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	>25 år	17 år	>25 år	11 år	>25 år	15 år	>25 år	20 år
	<i>Internränta</i>	-6.1%	4.8%	3.8%	7.6%	-4.0%	5.6%	-2.8%	4.0%
Med investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	2.0 kr/kWh	0.7 kr/kWh	1.3 kr/kWh	0.6 kr/kWh			2.0 kr/kWh	0.7 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-160 328 kr	97 765 kr	-72 581 kr	126 535 kr			-135 029 kr	85 210 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	>25 år	11 år	>25 år	9 år	X	X	>25 år	15 år
	<i>Internränta</i>	4.6%	8.0%	-1.8%	11.3%			-3.0%	6.7%

9.2.2 Verksamhet

I Tabell 13 presenteras resultaten från de utförda lönsamhetskalkylerna för *verksamhet*. De positiva nuvärdena, och därmed en lönsam investering, är markerat i grönt.

Tabell 13. Lönsamhetsresultat för verksamhet utan batteri, där lönsamma investeringar är markerade i grönt.

		<i>Dagsläge</i>	<i>Framtid 1</i>	<i>Framtid 2</i>	<i>Framtid 3</i>
		Utan batteri	Utan batteri	Utan batteri	Utan batteri
Utan ROT-avdrag och investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	0.8 kr/kWh	0.7 kr/kWh	0.8 kr/kWh	0.8 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	287 764 kr	419 764 kr	287 764 kr	785 457 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	13 år	10 år	13 år	8 år
	<i>Internränta</i>	9.2%	12.4%	9.2%	15.5%
Med ROT-avdrag	<i>Produktionskostnad</i>			0.7 kr/kWh	
	<i>Nuvärde</i>			386 764 kr	
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	X	X	11 år	X
	<i>Internränta</i>			11.4%	
Med investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	0.6 kr/kWh	0.5 kr/kWh		0.6 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	485 764 kr	578 164 kr		983 457 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	8 år	7 år	X	5 år
	<i>Internränta</i>	14.5%	18.7%		22.9%

9.2.3 Flerbostadshus

I Tabell 14 presenteras resultaten från de utförda lönsamhetskalkylerna för *flerbostadshus*. Där positiva nuvärdena, och därmed en lönsam investering, är markerat i grönt och på motsvarande sätt är de negativa nuvärdena markerat i rött och symboliserar en icke lönsam investering.

Tabell 14. Resultat för lönsamhetsberäkningar för *flerbostadshus*, där lönsamma investeringar är markerade i grönt och olönsamma investeringar är markerade i rött.

		Dagsläge		Framtid 1		Framtid 2		Framtid 3	
		Med batteri	Utan batteri	Med batteri	Utan batteri	Med batteri	Utan batteri	Med batteri	Utan batteri
Utan ROT-avdrag och investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	1.9 kr/kWh	1.0 kr/kWh	1.5 kr/kWh	0.8 kr/kWh	1.9 kr/kWh	1.0 kr/kWh	1.9 kr/kWh	1.0 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-2 078 479 kr	-364 266 kr	-1 325 012 kr	-6 766 kr	-2 078 479 kr	-364 266 kr	-1 822 839 kr	-136 515 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	>25 år	>25 år	>25 år	>25 år	>25 år	>25 år	>25 år	>25 år
	<i>Internränta</i>	-3.9%	2.8%	-2.2%	5.0%	-3.9%	2.8%	-2.5%	4.2%
Med ROT-avdrag	<i>Produktionskostnad</i>					1.9 kr/kWh	0.9 kr/kWh		
	<i>Nuvärde</i>					-1 978 479 kr	-264 266 kr		
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	X	X	X	X	>25 år	>25 år	X	X
	<i>Internränta</i>					-3.7%	3.3%		
Med investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	1.6 kr/kWh	0.7 kr/kWh	1.3 kr/kWh	0.6 kr/kWh			1.6 kr/kWh	0.7 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-1 492 322 kr	171 984 kr	-845 962 kr	422 234 kr			-1 236 682 kr	399 735 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	>25 år	20 år	>25 år	15 år	X	X	>25 år	16 år
	<i>Internränta</i>	-2.6%	6.4%	-0.5%	9.0%			1.0%	8.1%

9.3 Analys och kommentarer av lönsamhetsresultat

9.3.1 Enskilt hushåll

Då lönsamheten av ett energisystem med batteri och solceller i det enskilda hushållet analyseras, blir inget av de analyserade fallen lönsamt. I samtliga fall blir produktionskostnaden högre än både den ersättning som fås för den sålda elen och den el som köps från elnätet, nuvärden är negativa, diskonterad återbetalningstid är längre än förväntad livslängd samt internräntan är lägre än kalkylräntan för samtliga fall med batteri och solceller. Det fall som är minst olönsamt av de fall som är olönsamma är *Framtidsfall 1*, med högst nettonuvärde då fallet kombineras med investeringsstöd. I detta fall är nettonuvärdet drygt -70 000 kr jämfört med majoriteten av resterande fall vilka har negativa nuvärden på -150 000 kr och mer. Det är även detta fall som skiljer sig från resterande fall då det har en produktionskostnad som är lika hög som den el som köps in från elnätet. Resultatet visar även att en solcellsanläggning utan batteri är lönsam i samtliga

fall, även utan ekonomiskt stöd. Det fall som visar högst lönsamhet för endast en solcellsanläggning är *Framtidsfall 1*, då solcells- och batteripris är 20 respektive 30 procent lägre än i dagsläget.

För enskilt hushåll ligger den beräknade produktionskostnaden per kWh som lägst på 0.6 kr/kWh och som högst på 2.6 kr/kWh. Inom detta spektrum ligger fallen utan ekonomiskt stöd mellan 0.8-1.0 kr/kWh med endast solceller och 1.7-2.6 kr/kWh för energisystem med både solceller och batteri, vilket är det fall med de högsta nivåerna. Med investeringsstöd är motsvarande siffror 0.6-0.7 kr/kWh respektive 1.2-2.0 kr/kWh, medan fallen med ROT-avdrag ligger däremellan på 0.7-0.9 kr/kWh och 1.6-2.4 kr/kWh, för endast solceller respektive solceller och batteri.

9.3.2 Verksamhet

För verksamheten visade Figur 10 och 11 att ett batteri till den solcellsanläggningen var överflödigt då ingen överskottsenergi produceras. På grund av det resultatet, exkluderades batteri i lönsamhetsberäkningarna i detta segment, vilka annars utfördes utifrån samma villkor som för det enskilda hushållet och flerbostadshuset. Resultatet visar att en solcellsanläggning är en lönsam investering i samtliga fall, även utan investeringsstöd. I detta segment används inte det befintliga ROT-avdraget eftersom det endast gäller för privatpersoner, däremot inkluderas solROT. Det fall som visar störst lönsamhet är *Framtidsfall 3*. Då speciellt med investeringsstöd, eftersom det får det högsta nettonuvärdet, den kortaste återbetalningstiden och den högsta internräntan. Däremot har detta fall inte den lägsta produktionskostnaden, utan det har *Framtidsfall 1*, det vill säga det fall då solcellspriserna är lägre.

För verksamhet är produktionskostnaden 0.5-0.6 kr/kWh med investeringsstöd och 0.7-0.8 kr/kWh utan investeringsstöd för investering av bara solcellsanläggning.

9.3.3 Flerbostadshus

För detta segment blir inget av fallen med solceller och batteri lönsam. Däremot skiljer sig lönsamheten för flerbostadshuset lite åt från det enskilda hushållet när det gäller endast en solcellsanläggning, då detta energisystem ger negativa nettonu värden, då ekonomiska stöd inte ges, i samtliga fall. Det fall som är närmast lönsamhet då stöd inte betalas ut är *Framtidsfall 1*, med ett negativt nuvärde på drygt -7000 kr och en internränta på 5 procent. Dagens ROT-avdrag betalas inte ut till flerbostadshus, därav finns det endast resultat för denna rad förutom i *Framtidsfall 2*, då lönsamhet med solROT beräknas. Men inte heller med solROT blir en solcellsanläggning lönsam, oavsett om den har ett batteri eller inte. Med investeringsstöd blir solcellsanläggningarna utan batteri lönsamma, dock med en relativt lång återbetalningstid på 15-20 år och en internränta på mellan 6-9 procent. Anledningen till att flerbostadshuset visar en sämre lönsamhet kan bland annat bero på det faktum att bostadsrättsföreningar inte är berättigade skattereduktioner eftersom de inte har en inkomst att reducera skatten på. På grund av detta förlorar detta segment 60 öre av ersättningen för såld el som det enskilda hushållet får.

För flerbostadshuset ligger den beräknade produktionskostnaden som lägst på 0.6 kr/kWh och som högst på 1.9 kr/kWh. För fallen utan ekonomiskt stöd är produktionskostnaden 0.8-1.0 kr/kWh för

en investering med endast solceller och 1.5-1.9 kr/kWh för energisystem med både solceller och batteri. I detta intervall är det *Framtidsfall 1* som visar den lägsta produktionskostnaden på 1.5 kr/kWh för en anläggning med både solceller och batteri. Med investeringsstöd är motsvarande siffror 0.6-0.7 kr/kWh respektive 1.3-1.6 kr/kWh, medan fallen med ROT-avdrag ligger däremellan på 0.9 kr/kWh och 1.9 kr/kWh, för endast solceller respektive solceller och batteri. I samtliga fall är det *Framtidsfall 1* som visar bäst lönsamhet.

9.3.4 Ytterligare kommentarer för samtliga segment

Beräkningarna utgår ifrån ett batteribyte efter 12.5 år, vilket kommer behöva utföras under solcellernas livstid för att bibehålla en användbar lagringskapacitet i energilagringen. Görs inte detta byte, utan samma batteri används under hela solcellernas livslängd, kommer det innebära en försämrad lagringskapacitet, och därmed en lägre självförsörjningen av el och förlorat syfte med energilagring. Val av billigare batteri än det som gjorts i detta arbetet är möjligt att göra. Men då priset på batteri är starkt korrelerat med batteriets kapacitet så medför ofta ett lägre pris också en lägre kapacitet att lagra solel. Energilagringen förlorar då sitt syfte eftersom tanken är att batteriet skall användas för att öka självförsörjningsgraden genom att lagra så många kWh som möjligt.

Sammanfattningsvis visar resultatet att en investering av en solcellsanläggningen utan batteri är en lönsam investering i de allra flesta fall. För enskilt hushåll är det lönsamt i samtliga beräkningsfall, oberoende av bidragsnivå och nivå på elpris, med en återbetalningstid på mellan 9-20 år. För verksamheten, där lönsamhetsberäkningar för den valda solcellsanläggningen utförs utan energilagring, är det också en lönsam investering med återbetalningstider på 5-13 år. Eftersom resultatet visar att en investering av ett energisystem med energilagring och solceller i utvalda beräknade fall inte är lönsamt, så togs beslutet att inga ytterligare lönsamhetsberäkningar för en större solcellsanläggning som hade producerat överskottsenergi skulle utföras.

10. Känslighetsanalys

I detta avsnitt utförs känslighetsanalyser med ändamålet att undersöka hur lönsamheten påverkas då olika antaganden som gjorts i lönsamhetsberäkningarna varierar. I lönsamhetsberäkningarna som gjorts ovan antas det att ekonomiska stöd för investeringen av batteri endast betalas ut vid investeringen av det första batteriet och inte reinvesteringen av utbytesbatteriet efter 12.5 år. I en första känslighetsanalys undersöks det hur lönsamheten för en energilösning med solceller och batteri, i det enskilda hushållet och flerbostadshuset, påverkas då båda batteriinvesteringarna under solcellernas livstid är stödberättigade. För det enskilda hushållet innebär det att för *Dagsfallet* samt *Framtidsfall 1* och *3* analyseras både hur dubbelt investeringsstöd och dubbelt ROT-avdrag hade påverkat lönsamheten, medan det för *Framtidsfall 2* endast är dubbel solROT som analyseras. För flerbostadshuset inkluderas endast investeringsstöd i *Dagsfallet* samt *Framtidsfall 1* och *3* eftersom ROT-avdrag med dagens regelverk endast gäller privatpersoner. I *Framtidsfall 2* däremot, analyseras det hur dubbel solROT hade påverkat lönsamheten för flerbostadshus.

På grund av dagens höga batteripriser gjordes även en känslighetsanalys av vilken prisnivå ett batteri skulle behöva ligga på för att nå lönsamhet, utifrån rådande solcellspriser.

Slutligen optimeras solcellsanläggningarna inom vardera segment baserat på lutning av paneler och azimuth, för att få den maximala solelsproduktion för respektive anläggning. Denna analys utförs för att slutsats ska kunna dras för hur mycket panelernas vinkar och lutning påverkar resultatet då anläggningarna som arbetet utgått ifrån är relativt specifika.

10.1 Ändrade parametrar för batteri

Resultaten för lönsamhetsberäkningarna visar att en privat, mindre anläggning med endast solceller är lönsam i samtliga fall, med eller utan ekonomiska stöd, medan en större anläggning i en bostadsrättsförening visar sämre lönsamhet då stöd inte ges, men bra lönsamhet då stöd ges. En energilösning med både solceller och batteri påvisar dock dålig lönsamhet oavsett stödnivå. Med detta som utgångspunkt, vore det intressant att undersöka i vilken grad lönsamheten för en energilösning med solceller och batteri påverkas då olika parametrar för batteriinvesteringar varierar. I känslighetsanalysen undersöks både hur dubbelt ekonomiskt stöd för batteriinvesteringen påverkar lönsamheten samt hur lönsamheten påverkas av endast en investering av ett batteri per solcellsanläggning. Utöver dessa analyser, undersöks även hur låg prisnivån på batteri måste bli för att lönsamhet ska nås, utifrån dagens förutsättningar.

10.1.1 Dubbelt stöd för batteriinvestering

I Tabell 15 och Tabell 16 presenteras lönsamheten för det enskilda hushållet och flerbostadshuset då lönsamhetsberäkningarna utgår ifrån att ekonomiska stöd ges för både investeringen av det första batteriet samt reinvesteringen av ett nytt batteri efter 12.5 år. För flerbostadshuset inkluderas endast investeringsstöd och solROT i beräkningarna då dagens ROT-avdrag inte är något en bostadsrättsförening kan utnyttja. Trots dubbla ekonomiska stöd blir inget av de beräknade fallen lönsamma, enligt någon av kalkylmetoderna, vilket presenteras i Tabell 16. Nuvärden är negativa,

de diskonterade återbetalningstiderna är längre än solcellernas livstid och internräntorna är lägre än kalkylräntan; samtliga resultat visar alltså att ingen av investeringarna är lönsamma.

Jämfört med fallen i det enskilda hushållen, där flera utav fallen påverkas i relativt stor omfattning, påverkas fallen i flerbostadshuset väldigt lite. För fallet som analyserar dagsläget förbättras lönsamheten endast med 1.8 procent då dubbla ekonomiska stöd används jämfört med samma fall då endast det första batteriet är stödberättigat, för *Framtidsfall 1*, *2* respektive *3* är motsvarande siffror 3 procent, 1.3 procent samt 2.1 procent.

I Tabell 15 presenteras resultatet för det enskilda hushållet, och i motsats till flerbostadshuset så påverkar speciellt dubbelt investeringsstöd lönsamheten för det enskilda hushållet i större utsträckning. För samtliga fall; *Dagsläge*, *Framtidsfall 1*, *Framtidsfall 2* och *Framtidsfall 3*, nås inte lönsamhet då de endast förbättras med 3.1 procent, 3.8 procent, 5.2 procent respektive 3.3 procent då ROT-avdrag används. Då investeringsstöd används förbättras lönsamheten med 25 procent, 54 procent respektive 29 procent för *Dagsläge*, *Framtidsfall 1* samt *Framtidsfall 3*, men trots denna förbättring nås inte lönsamhet.

Tabell 15. Lönsamhetsberäkningar då investeringsstöd och ROT-avdrag betalas ut för både det första batteriet för investeringen och utbytesbatteriet till solcellsanläggningen i det enskilda hushållet.

		<i>Dagsläge</i>	<i>Framtid 1</i>	<i>Framtid 2</i>	<i>Framtid 3</i>
Med ROT-avdrag	<i>Produktionskostnad</i>	2.0 kr/kWh	1.6 kr/kWh	1.9 kr/kWh	1.2 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-231 413 kr	-141 230 kr	-169 875 kr	-162 619 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	>25 år	>25 år	>25 år	>25 år
	<i>Internränta</i>	-5.2%	-2.1%	-3.6%	-2.6%
Med investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	1.5 kr/kWh	1.2 kr/kWh		1.8 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-119 913 kr	-33 465 kr		-95 914 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	>25 år	>25 år	X	>25 år
	<i>Internränta</i>	-2.3%	0.4%		-1.4%

Tabell 16. Lönsamhetsberäkningar då investeringsstöd och ROT-avdrag betalas ut för både det första batteriet för investeringen och utbytesbatteriet till solcellsanläggningen i flerbostadshuset.

		<i>Dagsläge</i>	<i>Framtid 1</i>	<i>Framtid 2</i>	<i>Framtid 3</i>
Med ROT-avdrag	<i>Produktionskostnad</i>			1.9 kr/kWh	
	<i>Nuvärde</i>			-1 951 936 kr	
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	X	X	>25 år	X
	<i>Internränta</i>			-3.6%	
Med investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	1.6 kr/kWh	1.3 kr/kWh		1.6 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-1 465 779 kr	-819 419 kr		-1 210 140 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	>25 år	>25 år	X	>25 år
	<i>Internränta</i>	-2.4%	-0.3%		-0.9%

Anledningen till att det enskilda hushållet visar en större förbättring av lönsamhet jämfört med flerbostadshuset beror på att stödet för batteriinvesteringen i högre grad täcker investeringen för batteriet i det enskilda hushållet jämfört med batteriet i flerbostadshuset, eftersom det är begränsat till 50 000 kronor.

10.1.2 Prisnivå på batteri för lönsamhet

I Tabell 17 presenteras de batteripriser som är en förutsättning för att lönsamhet ska nås, utifrån dagens värden, vid en investering av en energilösning med energilagring och solceller för ett enskilt hushåll och ett flerbostadshus. För båda segmenten är det möjligt att nå lönsamhet om prisnivån på batteri blir tillräckligt låg. Dock kräver flerbostadshuset en lägre prisnivå på batteri för att nå lönsamhet jämfört med det enskilda hushållet. Utan något ekonomiskt stöd innebär detta, att prisnivån på ett batteri skulle behöva vara 14 procent respektive 5.5 procent av dagens pris på batteri, för det enskilda hushållet respektive flerbostadshuset. Med ROT-avdrag är motsvarande siffra för det enskilda hushållet 23 procent och med investeringsstöd är motsvarande siffror 47 procent för enskilt hushåll samt drygt 7 procent för flerbostadshus av dagens pris på batterier. Då ROT-avdrag inte är aktuellt för bostadsrättsföreningar, så beräknas inte prisnivå för batteri för det stödet.

Tabell 17. Prisnivån på batteri som krävs för att lönsamhet ska nås, i en investering av ett energisystem med solceller och batteri för ett enskilt hushåll samt ett flerbostadshus, där prisnivån på batteri i tabellen inte inkluderar stöd.

		<i>Dagsläge - Enskilt hushåll</i>	<i>Dagsläge - Flerbostadshus</i>
Utan ekonomiskt stöd	<i>Prisnivå - batteri</i>	2 350 kr/kWh	900 kr/kWh
	<i>Prisminskning</i>	86%	94.5%
Med ROT-avdrag	<i>Prisnivå - batteri</i>	3 820 kr/kWh	
	<i>Prisminskning</i>	77%	X
Med investeringsstöd	<i>Prisnivå - batteri</i>	7 750 kr/kWh	1 130 kr/kWh
	<i>Prisminskning</i>	53%	93%

10.1.3 Ett batteri per solcellsanläggning (25 års livslängd)

I samtliga analyserade fall hittills har beräkningarna utgått ifrån att batterierna har en begränsad livslängd på 12.5 år, det vill säga hälften av solcellernas livslängd. Detta har inneburit en reinvestering av ett batteri efter 12.5 år, utöver den första investeringen av solceller och batteri vid installationen av energisystemet. För att undersöka hur lönsamheten skulle kunna se ut i en framtid där batterierna har en längre livstid, och en reinvestering av ett batteri efter 12.5 år därmed inte behövs, har analyser på vart och ett av de fyra fall som analysen hittills baserats på utförts då investeringen endast inkluderat *ett* batteri. Resultatet av analysen för det enskilda hushållet presenteras i Tabell 18, där *Framtidsfall 1* blir lönsamt med investeringsstöd, och *Framtidsfall 3* är väldigt nära lönsamhet, med ett nettonuvärde på -1 475 kr och en internränta på 2 procent. Dock innebär det resultat *Framtidsfall 3* presenterar inte att det är en särskilt bra investering även om nettonuvärdet precis hade varit positivt, då återbetalningstiden fortfarande hade varit väldigt långt. Överlag är *Framtidsfall 1* det fall som visar bäst resultat av de fall som presenteras.

Resultatet för flerbostadshuset presenteras i Tabell 19, och visar sämre resultat än det enskilda hushållet. Inget av fallen är lönsamma, men det fall som är närmast lönsamhet är *Framtidsfall 1*, då investeringsstöd används. I detta fall är internräntan 2.5 procent. För att nå lönsamhet enligt internräntemetoden skulle internräntan behöva nå kalkylräntan på 5 procent som lägst.

Tabell 18. Lönsamhetsresultat vid utelämnad reinvestering av batteri efter 12.5 år, för ett enskilt hushåll.

		Dagsläge	Framtid 1	Framtid 2	Framtid 3
Utan ekonomiskt stöd	<i>Produktionskostnad</i>	1.8 kr/kWh	1.4 kr/kWh	1.8 kr/kWh	1.8 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-141 147 kr	-43 121 kr	-141 147 kr	-111 323 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	> 25 år	> 25 år	> 25år	> 25 år
	<i>Internränta</i>	1.8%	0.6%	-1.8%	-0.7%
Med ROT-avdrag	<i>Produktionskostnad</i>	1.7 kr/kWh	1.3 kr/kWh	1.6 kr/kWh	1.7 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-110 007 kr	-19 824 kr	-91 147 kr	-80 184 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	> 25 år	>25 år	> 25 år	> 25 år
	<i>Internränta</i>	-1.1%	1.3%	-0.7%	-0.1%
Med investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	1.3 kr/kWh	0.9 kr/kWh		1.3 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-31 299 kr	54 399 kr		-1 475 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	> 25 år	18 år	X	> 25 år
	<i>Internränta</i>	0.9%	4.5%		2.0%

Tabell 19. Lönsamhetsresultat vid utelämnad reinvestering av batteri efter 12.5 år, för ett flerbostadshus.

		<i>Dagsläge</i>	<i>Framtid 1</i>	<i>Framtid 2</i>	<i>Framtid 3</i>
Utan ekonomiskt stöd	<i>Produktionskostnad</i>	1.0 kr/kWh	1.3 kr/kWh	1.0 kr/kWh	1.7 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-1 658 499 kr	-905 032 kr	-1 658 499 kr	-1 402 860 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	> 25 år	> 25 år	> 25 år	> 25 år
	<i>Internränta</i>	-1.5%	0.6%	-1.5%	-0.3%
Med ROT-avdrag	<i>Produktionskostnad</i>			1.7 kr/kWh	
	<i>Nuvärde</i>			-1 558 499 kr	
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	X	X	> 25 år	X
	<i>Internränta</i>			-1.3%	
Med investeringsstöd	<i>Produktionskostnad</i>	1.4 kr/kWh	1.0 kr/kWh		1.4 kr/kWh
	<i>Nuvärde</i>	-1 072 342 kr	-425 982 kr		-816 703 kr
	<i>Diskonterad återbetalningstid</i>	> 25 år	> 25 år	X	> 25 år
	<i>Internränta</i>	0.1%	2.5%		1.4%

10.2 Optimal solelsproduktion

I detta avsnitt undersöks differensen i producerad solex mellan en optimalt installerad solcellsanläggning med 180 graders azimuth och optimal lutning i förhållande till installationsplats, vilket i södra Skåne är 40 grader, och de solcellsanläggningar vilka arbetet utgått ifrån i samtliga lönsamhetsanalyser. Denna undersökning har gjorts i ett beräkningsprogram som heter SolarEdge Site Designer 2, vilket är det program SELAB använder för att beräkna uppskattad produktion solex. Resultatet för analysen presenteras i Tabell 20 och visar att anläggningen för flerbostadshuset är den anläggningen vars produktion är närmast den optimala produktionen, då differensen endast är 2 procent. Även anläggningen för det enskilda hushållet är relativt nära det optimala då det inte skiljer mer än 4 procent. Längst ifrån optimala installationsförhållanden är anläggningen för verksamhet, då dess produktion skiljer sig hela 11 procent från den optimala. Denna stora skillnad beror med stor sannolikhet på att både lutning och azimuth skiljer sig mycket från de optimala förhållandena. Till exempel har 50 paneler av de totalt 200 panelerna en azimuth på 70 grader och 80 av panelerna har en lutning på 15 grader.

Dessa differenser mellan faktisk och optimal solelsproduktion hade dock inte påverkat resultatet för lönsamhet i analyserna. Detta eftersom differensen för det enskilda hushållet och flerbostadshuset är så pass liten. För verksamheten, där differensen är störst, hade optimala förhållanden för solcellsanläggningen inte heller påverkat resultatet, eftersom ingen överskottsels hade producerats trots optimala förhållanden.

Tabell 20. Maximal solelsproduktion för var segment, samt differens från verkligt fall.

	<i>Maximal produktion [kWh]</i>	<i>Differens [%]</i>
Enskilt hushåll	12 700	3.9
Verksamhet	70 400	11.2
Flerbostadshus	153 000	2.0

11. Energilagring som hjälp mot effektbrist

En av frågeställningarna i arbetet är huruvida energilagring i form av batteri som komplement till solceller kan avhjälpa effektbrist i lokala elnät. Effektbrist kommer troligen uppstå i befintliga energisystem, till följd av minskad baskraft, till exempel i form av kärnkraft, samt ökad variabel elproduktion såsom sol- och vindkraft (Svenska kraftnät, 2015). Mängden producerad el från kärnkraft är möjlig att planera, och på grund av det kan den användas som reglerkraft på både kort sikt, genom avaktivering på nätter och helger, och på säsongsbasis. Det som gör reglerkraften viktig för energisystemet är att den ger en tillförlitlig elproduktion vilken är möjlig att aktivera när energibehov finns och stänga när det finns ett överskott på el. El vars ursprung är variabla elkällor, tillförs elsystemet oberoende av efterfrågan, eftersom det inte går att kontrollera när solen ska skina och det ska blåsa. Detta medför att energisystemet blir ostadigare med risk för minskad leveranssäkerhet som följd. Lokala energilagring kan leda till avlastning av lokalnäten med sänkta krav på leveranssäkerhet men även ökad frekvensstabilitet i elnäten. Generellt sett så kan småskalig energilagring medföra systemfördelar, så kallade systemtjänster (Nordling, 2016).

På Svenska kraftnät diskuteras det hur eltillförsel och elnät kan göras stabila i en förändring från reglerbar elproduktion. En systemtjänst som utvecklas är så kallad Fast Frequency Reserve (FFR), som alltså är en energireserv som med snabb aktiveringstid kan täcka frekvensbehov (Svenska kraftnät, 2017b). En sådan reserv kan mycket väl vara ett batteri, men också lastreglering av elanvändningen och vindkraftsparker. I en långsiktig marknadsanalys utförd av Svenska kraftnät befaras effektbrist i södra Sverige till år 2040, i elområde 3 och 4, som följd av minskad svängmassa i energisystemet på grund av nedskärning av kärnkraft samt en ökad elanvändning i området (Svenska kraftnät, 2019b).

I Svenska kraftnäts arbete för att anpassa elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion nämns begreppet LOLP, som står för *Loss Of Load Probability*. LOLP avser den risk som finns för att minst en kund behöver kopplas bort från elnätet på grund av effektbrist. Detta sker då det inte finns tillräcklig produktionskapacitet att försörja alla kunder på nätet. LOLP uttrycks i procent, och anger den andel av tiden som eventuella kunder måste kopplas bort. Till exempel innebär en LOLP på 0.1 procent, att alla kunder inkopplade på nätet får den el de efterfrågar i 99.9 procent av tiden. I det fall innebär det att minst en elkund kommer behövas kopplas bort i 0.1 procent av tiden. I timmar per år motsvarar det 9 timmar (Svenska kraftnät, 2015). I vilken utsträckning som kunder faktiskt behöver kopplas bort på grund av effektbrist är okänt då information om detta inte hittats, men det är möjligen en åtgärd som kommer vidtas i framtiden.

Enligt en undersökning gjord av Energikontoret Skåne (2019) uppskattar elnätsföretagen i Skåne att lokalnäten bara klarar en ökning av kapacitetsbelastning på 10-15 procent till. Dessutom har flera av elnätsbolagen i studien poängterat att nyanslutning av industrier i deras elnät inte är möjlig, inte heller anslutning till nya vindkraftsparker. Dessutom skiljer sig nätstrukturen stort i de olika lokalnäten i Skåne, där antal anslutna kunder, skillnader på kundtyper såsom industri och privatkunder skiljer stort. Energikontoret Skåne (2019) konstaterar en oro för att samhällsutvecklingen, den skånska ekonomin samt omställningen till ett förnybart energisystem kommer att begränsas då man kommer behöva säga nej till anslutning av nya industrier, serverhallar och utökad förnybar energiproduktion.

I studien av Energikontoret Skåne framkommer även att de flesta elnätsföretag vill se fler incitament till ett jämnare effektuttag för kunderna. Till exempel bör effektparameterar, så som en effekttariff, införas i nätavgiften till kunder. Utöver effekttariffer och utbyggnad av region- och lokalnät kommer efterfrågefleksibilitet vara viktig, där batterier återigen nämns som ett möjligt verktyg för att reglera effekttopparna (Energikontoret Skåne, 2019).

Christian Redeker, anläggningsschef på Unipers Öresundsverket, samt Peder Kjellén som arbetar med lokala energisystem på E.ON, är båda överens om att batterier kan vara en del i arbetet att avhjälpa effektbrist genom att minska förbrukningstoppar. Batteriet laddas då med el i tider med låg efterfrågan som sedan matas in på nätet i tider med hög efterfrågan, både på lokal nivå med batterier hos hushåll, företag och sjukhus, men även på regional nivå såsom reservkraft hos elbolagen. Fördelen med batterier är just den snabba reaktionstiden där effekt kan levereras på bara några sekunder, till skillnad från konventionella reservkraftverk, där uppstarten tar längre tid. Däremot är uthållighet och leveranstid, en begränsning för batterier. Den största begränsningen som finns idag, med avseende på att utöka mängden reservkraft från batterier är batteriers höga kostnad. Men Redeker (2019) påpekar att batterier, som redan installerats av en annan anledning, till exempel som komplement till solceller, kan vara en "game-changer", då investeringen redan är gjord.

Peder Kjellén (2019) tror att det kommer att behövas 10-tals MW i form av energilagringsskapacitet i Malmöområdet för att ha en väsentlig påverkan på den effektbrist som kommer uppstå inom en snar framtid. Den kapaciteten kan komma ifrån flera mindre lokala energilagringssystem, till exempel från berörda segment i detta arbetet, då kapaciteten går att aggregera. Kjellén nämner även det pilotprojekt som E.ON driver i en liten by i sydöstra Skåne, vid namn Simris. Denna by har Sveriges första lokala energisystem, vilket var femte vecka sätts i drift och försörjer byn med 100 procent förnybar el från sol och vind. Projektet går ut på att sätta byn i "ö-drift" och därmed koppla bort den från elnätet så att den endast är beroende av egen elproduktion (E.ON, u.å). Under hösten 2018 meddelade E.ON att ett batteri från Tyskland skulle installeras i Simris och öka byns befintliga batterikapacitet från 333 kWh till 1600 kWh, något som skulle leda till att byn kunde vara självförsörjande fem gånger längre under en period med högst efterfrågan på el (E.ON, 2018b).

Projektet i Simris är en del i arbetet med lokal lastbalansering, vilket dock fortfarande är på testnivå. Kjellén (2019) menar att marknaden för effekthantering och balansering på lokala nivåer kommer växa, men att den kommer ta olika skepnader. Det projektet i Simris visar prov på, är en utav flera alternativa lösningar. Kjellén (2019) påpekar också att svensk reglering är en stor utmaning, eftersom den inte premierar lokala energisystem, varken för ägaren av det lokala systemet eller för den som vill köpa tjänster från sådan typ av anläggning. I ett nyligen startat EU-projekt - CoordiNet - tar E.ON tillsammans med bland andra Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät fram en marknadsplattform för köp och sälj av lokal balansering för att lösa effektbristen i Sverige.

12. Diskussion

12.1 Avgörande faktorer för ökad lönsamhet

Utifrån det resultat denna rapport presenterar är det tydligt att energilagring i form av batteri inte är ett lönsamt komplement till solceller i dagsläget i Sverige. Det finns länder i Europa där småskalig energilagring i form av batteri är mer utbredd. Ett exempel på ett sådant land är Tyskland, där är chansen till lönsamhet större på grund av generösa investeringsstöd samt det faktum att Tyskland tillsammans med Italien har det högsta elpriset till slutkund i Europa (Energimyndigheten, 2016b). Utifrån en sådan situation likt den i Tyskland skapas ett större incitament till att investera i ett batteri, först och främst eftersom investeringskostnaden blir lägre, men även det höga elpriset är ett incitament till att lagra sin egen el, eftersom den egenproducerade elen är producerad till ett lägre pris än det pris som ges för el köpt från nätet.

Ett av de gjorda antagandena, vilket har stor vikt i lönsamhetsberäkningarna, är de kalkylräntor lönsamhetskalkylerna baserats på. För det enskilda hushållet används en kalkylränta på 2 procent, och för verksamheten och flerbostadshuset används en kalkylränta på 5 procent. I en investering påverkar kalkylräntan på så sätt, att ju högre kalkylränta, desto längre tid tar det att nå den punkt då grundinvesteringen är intjänad, eftersom en högre kalkylränta innebär högre avkastningskrav. Av denna anledningen har verksamheten och flerbostadshuset sämre förutsättningar för att nå lönsamhet än det enskilda hushållet har.

Skattereduktionen är ett av flera styrmedel som, i dagsläget, finns för solceller. Medan detta styrmedel i hög grad förbättrar lönsamheten för en solcellsanläggning, försämrar det även chanserna att få lönsamhet i ett energisystem med både solceller och batteri. Detta beror på att skattereduktionen utgör en stor andel av ersättningen prosumenter får för såld el, då ersättningen utan skattereduktion är 62 öre per kWh och med skattereduktion på 122 öre per kWh. Samtidigt är priset på köpt el 131 öre per kWh inklusive moms. Detta innebär dock, att det i dagsläget är mer lönsamt att använda den egenproducerade elen, jämfört med att sälja den och att sen köpa el från nätet då behov finns. Detta är positivt ur ett batteriperspektiv, eftersom man med ett batteri kan öka andelen utnyttjad egenproducerad el och därmed köpa mindre el från elnätet.

Det faktum att skattereduktionen utgör en stor andel av ersättning för den sålda elen har Energimyndigheten (2016d) föreslagit att man ska utnyttja när det kommer till arbetet att öka den installerade effekten av solel i Sverige. Genom att elbolagen informerar kunder som är intresserade av solceller om skattereduktionen, vilket är ett relativt stort ekonomiskt bidrag, kan fler ta steget att faktiskt investera i solceller. Dock kan inte alla segment på marknaden utnyttja skattereduktionen, utan endast de som har en inkomst vilken är beskattad. Denna faktor påverkar lönsamhetsresultatet för flerbostadshuset i hög grad, eftersom de inte har en intäkt de kan få skattereduktion på. Av den anledningen kan detta segment inte utnyttja detta styrmedel.

Eftersom batteriet inte kan lagra särskilt stor del av det producerade överskottet av solel, kommer flerbostadshuset trots batteri att behöva sälja solel. Då de inte kan utnyttja skattereduktionen kommer de endast få en ersättning på 62 öre per kWh för den solel de säljer. Baserat på detta är

ett batteri teoretiskt sätt intressant för en bostadsrättsförening, då de tjänar mer på att lagra överskottet av egenproducerad el, jämfört med att sälja det för 62 öre per kWh och därefter köpa el från nätet för 131 öre per kWh då behov finns. En liknande situation som denna har simulerats i *Framtidsfall 3*, då ersättningen för solet endast består av spotpris på el och elpriset höjs med 50 procent. I detta fall innebar detta en lönsam investering för det enskilda hushållet men inte för flerbostadshuset. Enligt resultatet i detta arbetet måste nettoinvesteringen av solceller och batteri sjunka för att nå lönsamhet, vilket rimligtvis innebär att en prissänkning av delvis solceller men främst batterier för energilagring måste ske.

Som nämnt är batteri teoretiskt sett intressant för en bostadsrättsförening enligt diskussion ovan, och utifrån den slutsatsen hade det kunnat vara intressant att se hur ett batteri med en kapacitet om 143 kW hade påverkat lönsamheten. Dock hade ett batteri av den storleken inneburit en ansevärt mycket större grundinvestering, vilken antogs vara för hög för att vara rimlig att genomföra. En större investering hade inneburit att bidraget på 60 procent av investeringen eller maximalt 50 000 kronor hade utgjort en mindre del av vad investeringen av det batteri med den valda batteristorleken innebar. Detta faktum hade påverkat möjligheten till lönsamhet, eftersom denna skillnad har märkts mellan befintliga batteristorlekar som valts ut till det enskilda hushållet och flerbostadshuset. Förutom detta hade ett större batteri endast kunnat utnyttjas under dagar med hög produktion, då det befintliga batteriet kan lagra hela överskottet från dagar med låg produktion. Baserat på detta togs beslutet att basera lönsamhetsberäkningarna på ett mindre batteri.

Baserat på utförda känslighetsanalyser blir det tydligt att det finns faktorer vilka kan göra batteri som komplement till solceller lönsamt för vissa segment i ett fåtal fall. I det fall som nått lönsamhet är dock investeringsstöd en bidragande orsak. Av de segment som är inkluderade i känslighetsanalysen är det, det enskilda hushållet som når lönsamhet, medan inget av fallen för flerbostadshuset blir lönsamt. Detta beror med största sannolikhet på att stödet för batteri maximalt uppgår till 50 000 kronor, vilket täcker en mindre del av kostnaden för batteriet till flerbostadshuset än det gör för batteriet till det enskilda hushållet. På grund av detta är det lättare att få lönsamhet i ett energisystem med ett mindre batteri, och därmed lägre kostnad. Enligt Kez Master som ansvarar för investeringsstödsansökningar på Länsstyrelsen så råder det oklarheter angående möjligheten att få beviljat investeringsstöd för inköp av ett ytterligare batteri, efter att det första batteriet är uttjänt. Enligt förordningen från Energimyndigheten ser dock inte Master något hinder med att söka stödet en andra gång, men då liknande ärende inte kommit in tidigare så finns inget säkert svar (Master, 2019).

I den känslighetsanalys som undersöker vilken prisnivå på batteri som krävs för att nå lönsamhet, presenterades det att då investeringsstöd är inkluderat, krävs det för flerbostadshuset ett pris på 7 procent av dagens prisnivå på batteri för att nå lönsamhet. Medan motsvarande siffra för det enskilda hushållet är 47 procent. Helt utan ekonomiskt stöd blir ett batteri till flerbostadshuset lönsamt vid ett pris på 5.5 procent av dagens batteripris medan det till ett enskilt hushåll blir lönsamt då prisnivån är 14 procent av dagens pris. Utifrån detta resultat dras slutsatsen att oavsett hur utvecklingen av elbilar och därmed litium-jonbatterier sker, lär en prissänkning på mellan 85 och 95 procent dröja. I en rapport av Diouf och Pode (2015), undersöks litium-jonbatteriets potential inom förnybar energi. I den rapporten uppskattas priset på ett litium-jonbatteri sjunka från 650 dollar per kWh år 2009, till 325 dollar per kWh år 2020. Detta innebär en sänkning på 50

procent under 11 år. Så sannolikheten att priset sjunker med drygt 80 procent inom ett några år är inte stor. För det enskilda hushållet krävs däremot en prissänkning på 53 procent då investeringsstöd inkluderas. Utifrån Diouf och Podes (2015) resonemang år 2014, bör denna prisnivå vara rimlig att nå inom inte alltför många år med tanke på att väldigt mycket resurser läggs på batteriutveckling i dagsläget.

Även batteriernas livslängd lär med största sannolikhet utvecklas positivt, vilket kommer att medföra att lönsamheten förbättras eftersom det blir färre batteriinvesteringar per solcellsanläggningens livslängd. Om ett batterisystem når en livslängd på 25 år är dock svårt att avgöra. Enligt Diouf och Podes (2015), bör ett batterisystem som klarar 5000 livscyklar till 80 procents DOD i teorin innebära att ett batteri som komplement till solceller ska kunna hålla tillräckligt hög kapacitet för att lagra energi från en solcellsanläggning i 20 år. Om detta nås i praktiken, vilket är möjligt eftersom elbilsindustrin fokuserar på bland annat antal upp- och urladdningscykler per livstid (Diouf & Podes, 2015), kommer lönsamheten för batteri som komplement till solceller att förbättras. Denna faktor tillsammans med prissänkningar av solceller- och batterier och eventuella ändrade ekonomiska parametrar påverka lönsamheten positivt i enlighet med resultatet i lönsamhetskalkylen.

Lönsamhetsberäkningarna i detta arbete utgår ifrån faktiska solcellsanläggningar som finns installerade i Skåne. På grund av detta frångås optimal riktning och lutning om 180 graders azimuth respektive 40 graders lutning. För att undersöka hur detta påverkar lönsamhetsresultatet gjordes en analys på hur differensen såg ut mellan den optimala och den faktiska solesproduktionen. Denna visade att differensen var så pass liten för det enskilda hushållet och flerbostadshuset att det inte kommer att påverka lönsamhetsresultatet nämnvärt. För verksamheten var differensen större, men eftersom lönsamhetskalkylen inte inkluderar ett batteri för detta segment är denna differens inte avgörande. Detta eftersom solcellsanläggningar utan batteri har en högre lönsamhet än solceller med batteri och därmed i de flesta fall når lönsamhet även i de fall då lutning och azimuth inte är optimal, vilket redovisas i Tabell 13.

En faktor som påverkar lönsamhetskalkylen är mängden av producerad soles från en viss anläggning. Detta är direkt korrelerad med den installerade effekten av en anläggning. För att få så hög verklighetsförankring som möjligt i rapporten, samt få tillgång till timvärden för produktionen av en solcellsanläggning baserades lönsamhetsberäkningarna i rapporten på verkliga solcellsanläggningar. Dessa är installerade på takytor med liknande förutsättningar som de segment som inkluderas i arbetet har. För vissa av segmenten täcker aktuell solcellsanläggning inte hela den tillgängliga takytan. Om lönsamhetsberäkningarna hade utgått ifrån anläggningar vilka upptar hela segmentets takyta, hade den totala installerade effekten varit högre, och därmed även mängden producerad soles. Detta hade kunnat påverka självförsörjandegraden för åtminstone verksamheten, eftersom detta segment i detta arbete inte har någon överskottsproduktion. För det enskilda hushållet och för flerbostadshuset hade en högre produktion inneburit en större överskottsproduktion. Detta hade dock inte inneburit att en större mängd el hade lagrats med befintligt batteri och därmed ökat självförsörjandegraden, utan istället hade en större mängd el sålts till elnätet. Med befintliga villkor för ersättning för såld el innebär detta en bra affär, men huruvida lönsamheten blir bättre eller sämre med tanke på att även grundinvesteringen blir större, skulle behöva analyseras närmare för att kunna avgöras med säkerhet.

Möjligheten att investera i ett batteri med högre kapacitet finns för flerbostadshuset. Detta hade kunnat öka självförsörjandegraden för segmentet, men huruvida detta förbättrar eller försämrar lönsamheten är osäkert eftersom ett större batteri är förenat med höga kostnader, vilket även är grunden till att ett mindre batteri än vad som maximalt kan installeras, valdes ut från början. För verksamheten däremot hade en solcellsanläggning med en högre installerad effekt kunnat innebära att ett överskott produceras. Detta hade inneburit att ett batteri hade inkluderats i lönsamhetskalkylerna även för detta segment. En separat analys utifrån en anläggning med högre installerad effekt övervägdes att utföras endast för detta segment, eftersom befintlig solcellsanläggning inte producerar överskottsel. Men på grund av resultatet av lönsamhetskalkylerna för övriga energisystem med batteri drogs slutsatsen att ett batteri som komplement till en solcellsanläggning i detta segment hade inneburit att lönsamhet inte nås precis som för övriga segment. Utifrån denna slutsats bestämdes att en sådan utökad analys var överflödig.

För fortsatt implementering av bland annat solcellsanläggningar samt andra klimatsmarta systemlösningar har regeringen i sin vårbudget 2019 budgeterat 2 miljarder för klimatet, varav 300 miljoner i stöd till solceller och ytterligare flera miljoner för hemladdning (Regeringen, 2019). Däremot framgår det att investeringsstödet kommer sänkas från nuvarande 30 procent till 20 procent den 8 maj 2019. Detta med motiveringen att marknaden är mogen för ett lägre stöd, eftersom stödet inte längre är avgörande för att man ska investera i en solcellsanläggning, samt att man vill ge möjlighet att kunna acceptera fler stödansökningar (Energimyndigheten, 2019). Vad som inte framgår är huruvida stödet för batteri är oförändrat eller ej. Energimyndigheten har som förslag att investeringsstödet för solceller så småningom skall utfasas helt, och istället ersättas med ett solROT på 50 procent som skulle täcka 15 procent av hela grundinvesteringen (Energimyndigheten, 2016d). Enligt resultaten i detta arbetet så visar en sådan ändring på ROT-avdraget ytterst liten påverkan på lönsamheten i positiv riktning, då installations- och arbetskostnaderna inte är särskilt stora i relation till hela investeringen.

12.2 Expanding av solcells- och batterimarknaden

En slutsats i arbetet blev att solceller nästan alltid är lönsamt utifrån de beräknade scenarierna, vilket visar på att en fortsatt expansion av solcellsmarknaden är trolig. Under 2018 skedde en stor ökning av installerade solcellsanläggningar sedan bygglovsplikten för montering av solceller (samt solfångare) togs bort i augusti. Enligt Johan Lindahl, solcellsexpert, skulle 2018 bli ett rekordår, dels på grund av den anade marknadstillväxten inom solceller, men även på grund av ökat intresse för att producera sin egna el, mycket på grund av den varma sommaren 2018 som ledde till höga elpriser (Energikontor Sydost, 2018). Under våren 2019 när detta arbete skrivs, finns det ännu ingen sammanställd statistik för total installerad effekt solceller under 2018.

Med arbetet att snabbt ställa om den svenska elproduktionen till 100 procent förnybart, tillkommer en risk med för snabb marknadsutveckling där generösa stöd och ersättningar ges. Ett exempel på en sådan risk är att det kan skapas en stark tilltro på en stadig utveckling, som sedan inte lever upp till förväntningarna (Naturskyddsföreningen, 2018). Ett exempel på en sådan utveckling är solcellsmarknaden i Tyskland, där expansionen av solcellsmarknaden 2008 gick snabbt på grund

av väldigt generösa stöd och höga inmatningstariffer på elnätet. Den explosionsartade expansionen var inte hållbar och det bestämdes bland annat att inmatningstarifferna skulle sänkas i omgångar under ett par månaders tid, samt att större solcellsparker på upp mot 10 MW inte längre skulle få något inmatningsstöd (Energimyndigheten, 2016b).

Ett av Sveriges mål från Energiöverenskommelsen är att 2040 leverera en helt förnybar elproduktion. Energimyndigheten tror att solceller kan utgöra 5-10 procent av den totala elproduktionen 2040, en siffra som idag ligger på ca 0.2 procent. I Energimyndighetens *Förslag till strategi för ökad användning av solel* (2016d) valde man att sätta år 2022 som ett nedslagsår i närtid för utvecklingen av solcellsmarknaden. År 2022 ska då rätt förutsättningar finnas implementerade för att solcellsinstallationer skall kunna öka smidigt. Det ska även finnas anpassad infrastruktur för att möta tillskottet av solel, statistik för uppföljning samt fler certifierade solcellsinstallatörer och reparatörer (Energimyndigheten, 2016d). En del i arbetet är att åtgärda de hinder som finns idag för installering av solceller för mindre och medelstora anläggningar. Ett hinder som Energimyndigheten ser är de långa väntetiderna på investeringsstöd, därav vill de avskaffa stödet för mindre anläggningar vilket skulle medföra kortare väntetider för medelstora och stora anläggningar.

Överlag anses styrmedel och stöd idag vara väl anpassade så att majoriteten av alla styrmedel gynnar i princip alla producenter och anläggningsstorlekar, vilket även har varit ett mål med strategin. Eftersom solceller ger möjligheten för villaägare, bostadsrättsföreningar, lantbrukare och andra aktörer att vara delaktiga i energiomställningen genom att installera solceller på sina fastigheter anses dessa aktörer vara viktiga, då solel kan produceras utan att ny mark tas i anspråk samtidigt som el produceras där den används. På grund av detta anser Energimyndigheten att det är lämpligt att ha anpassade stödinsatser för små- och mellanstora solcellsanläggningar medan solparker och andra större anläggningar stöds på samma sätt som övrig förnybar elproduktion, exempelvis genom dagens elcertifikatsystem (Energimyndigheten, 2016d). Som nämnt tidigare krävs även tydligare information från elnätsbolag angående skattereduktionen för privatkunder. Ett hinder för expansionen av solceller kan vara att ju mer solceller som byggs, desto mindre blir solelen värd eftersom all solel produceras samtidigt och riskerar därför att bilda ett överskott vid vissa tidpunkter vilket pressar priserna för solel.

Utvecklingen för batterimarknaden upplevs gå framåt, då personer som har installerat solcellsanläggningar är nyfikna på hur batterisystem fungerar och vad de innebär. Dock är batterimarknaden väldigt omogen, och enligt Anders Ekberg (2019) på Sellpower AB som säljer batterilösningar är inte heller tekniken helt utvecklad och det finns därmed ingen tydlig standard på hur de kopplas in. Utöver Sellpower AB, finns det flera stora elnätsbolag vilka marknadsför energilagring i form av batteri till solceller på sina hemsidor. I vilken utsträckning de faktiskt erbjuder och säljer dessa tjänster är dock osäkert, delvis på grund av att tekniken är så pass utvecklad och lönsamheten är låg. En av dessa stora elnätsbolag som erbjuder och marknadsför energilagring i form av batteri är E.ON, men då E.ON:s säljvård för solceller och batteri kontaktades utifrån en beställares perspektiv, rekommenderades det att inte investera i ett batteri på grund av omogen teknik och olönsamhet.

Batterier, samt annan typ av energilagring, kommer som tidigare redogjorts för spela en stor roll i framtidens elnät i arbetet för att kontrollera effektleveranser och minska effektbristen. Enligt två tillfrågade personer i energi- och elnätsbranschen, Redeker (2019) och Kjellén (2019), så kommer, som tidigare nämnt, batterier kunna användas för att mata in el på nätet i tider med hög efterfrågan med snabb reaktionstid, vilket är unikt för batterier som effektreserv. Det som kan vara ett hinder för batterier som ett systematiskt verktyg att avhjälpa effektbrist är den begränsade uthålligheten och leveranstiden (Kjellén, 2019). Då teknikutvecklingen går fort, inte minst för batterier, så blir tillverkningskostnader samt alternativet med batterier som lagringskapacitet allt mer konkurrenskraftiga. Men i dagsläget beskrivs batteriets höga kostnad som ett hinder att implementera det som en storskalig reglerreserv (Svenska kraftnät, 2015). Men, som Kjellén (2019) fastställt, så kommer batterier som exempelvis installerats med avsikten att komplettera solcellsanläggningar, kunna användas för att stötta elsystemets belastning och behov.

13. Slutsats

Utifrån lönsamhetsanalyserna som gjorts i arbetet är det möjligt att dra slutsatsen att batteri som komplement till solceller i dagsläget inte är en bra investering. Endast i ett fall har en investering av batteri till solceller visat sig vara lönsam, och då endast med ekonomiska stöd och låga priser på batteri och solcellsanläggning. Däremot så har även slutsats kunnat fastställas, att enbart en solcellsanläggning i princip alltid är en lönsam investering.

Marknaden för batterier som komplement till solceller är idag väldigt utvecklad, men däremot finns ett intresse och att batterier som komplement till solcellsanläggningar kommer att utvecklas mer och mer råder det ingen tvekan om. Utifrån den batteriinventering som gjorts i arbetet så visade det sig att bly-syrabatterier, NiMH-batterier samt litium-jonbatterier är de batteritekniker som är mest lämpliga som komplement till solceller. Av dessa tekniker innehar batterier av bly-syrateknik störst marknadsandel idag, medan det är litium-jonbatteriet som anses ha störst potential för framtiden.

Drivkrafterna för att installera solceller och batteri för såväl enskilt hushåll som större verksamheter, är i de flesta fall likande med den stora skillnaden att enskilda hushåll gärna vill göra en lönsam investering medan verksamheter och företag ofta ser fler värden än just ekonomiska, till exempel affärsstrategiska där miljömedvetenhet värderas högt.

Utifrån litteraturstudier samt intervjuer med personer i energibranschen har det blivit tydligt att energilagring, till exempel i form av batteri, kan utgöra ett viktigt komplement till energisystemen inom snar framtid för att kunna kapa effektoppar och vara en snabb effektreserv.

14. Referenser

Axelsson, E., Blomqvist, P., Dvali, K., Ludvig, K. & Unger, T. (2017). *Utbyggnad av solceller i Sverige: Möjligheter - utmaningar och systemeffekter* (Rapport 2017:376). Energiforsk.

Axelsson, M. & Borg, M. (2018). *Varför installerar privatpersoner solceller i Sverige? En kvalitativ intervjustudie om drivkrafter och barriärer*. C-uppsats. (ISRN LIU-TEMA/MV-C—18/04—SE). Linköping: Linköpings Universitet.

Bacha, S., Ould Amrouche, S., Rekioua, D. & Rekioua, T. (2016). *Overview of energy storage in renewable energy systems*. International Journal of Hydrogen Energy. (41)45, ss. 20914-20927. doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.06.243.

Bates, M. (2012). *How does a battery work?* Massachusetts Institute of Technology <https://engineering.mit.edu/engage/ask-an-engineer/how-does-a-battery-work/> [Hämtad 2019-03-03]

Battery University. (2016). *BU-804b: Sulfation and How to Prevent it*. https://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/sulfation_and_how_to_prevent_it [Hämtad 2019-02-17]

Battery University. (2017). *BU-410: Charging at High and Low Temperatures*. https://batteryuniversity.com/learn/article/charging_at_high_and_low_temperatures [Hämtad 2019-02-04]

Berard, J., Grettve, S., Johnsson, P. (2018). *Nätanslutna solcellsanläggningar 2017: statistik, analys och prognos*. Energimyndigheten (ER 2018:22).

Bowden, S., Honsberg, C. (2019). *The photovoltaic effect*. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/the-photovoltaic-effect> [Hämtad 2019-02-09]

Burén, C., Nohlgren, I. & Nordling, A. (2017). *Sammanställning av lösningar för (el)energilagring på fastighetsnivå*. WSP.

Ceder, G. & Kang, B. (2009). *Battery materials for ultrafast charging and discharging*. Nature. (458). doi:10.1038/nature07853.

Compricer. (2019). *Räntehistorik*. https://www.compricer.se/bolan/jamfor_bindningstider/ [Hämtad 2019-05-01]

Diouf, B. & Pode, R. (2015). *Potential of lithium-ion batteries in renewable energy*. Renewable Energy. (76). ss. 375-380. doi:10.1016/j.renene.2014.11.058.

Direktiv 2006/66/EG. (2006). *Europaparlamentets och rådets direktiv 2006/66/EG om batterier och ackumulatörer och förbrukade batterier och ackumulatörer.*

Doughty, D., Butler, P., Akhil, A., Clark, N. & Boyes, J. (2010). *Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage*. The Electrochemical Society Interface.
<http://interface.ecsdl.org.ludwig.lub.lu.se/content/19/3/49.full.pdf+html>

Eke Göransson, C. & Lidebjer, L. (2014). *Solcellsenergi på lantbruk – Drivkrafter och hinder vid investering i solceller på lantbruk*. Examensarbete. ISSN 1401-4084. Institutionen för ekonomi. Uppsala: Sveriges Lantbruksuniversitet.

Ellevio. (u.å). *Vårt ansvar som elnätsföretag*.
<https://www.ellevio.se/privat/anslutningar/elanlaggning/ansvarsomraden-i-elnetat/>
[Hämtad 2019-02-20]

Eneas. (2019). *Tariffoptimering*.
<http://eneasenergy.se/tjanster-losningar/energiadministration/tariffoptimering/> [Hämtad 2019-04-22]

Energiföretagen. (2016). *Elnät*.
https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/statistik/energiaret/energiaret2016_elnat_31-oktober.pdf?v=Otx-T7vQcIR3FfKZEB1LQR7r8k4 [Hämtad 2019-02-20]

Energikontor Sydost. (2018). *Fritt fram att montera solceller från och med 1 augusti 2018*.
<http://www.energikontorsydost.se/a/fritt-fram-att-montera-solceller-fran-1-augusti-2018>
[Hämtad 2019-03-20]

Energikontoret Skåne. (2019). *Rapport: Stabilisera de lokala elnäten - effekthantering*. Energikontoret Skåne.

Energimarknadsbyrån. (2019). *Elomården*.
<https://www.energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/elomraden/> [Hämtad 2019-02-01]

Energimarknadsinspektionen. (2012). *Elområden i Sverige - Analys av utvecklingen och konsekvenserna på marknaden*. (Ei R2012:06). Energimarknadsinspektionen.

Energimarknadsinspektionen. (2016). *Elmarknader och elhandel*.
<https://www.ei.se/sv/ei-s-verksamhet/Elmarknader-och-elhandel/> [Hämtad 2019-02-04]

Energimyndigheten. (2016a). *Vad styr och bromsar solet i Sverige?* (ER 2016:21). Statens energimyndighet.

Energimyndigheten. (2016b). *Solceller i omvärlden*. (ER 2016:23). Statens energimyndighet.

Energimyndigheten. (2016c). *Uppföljning av utvecklingen för investeringar i solenergi*. (ER 2016:31). Statens energimyndighet.

Energimyndigheten. (2016d). *Förslag till strategi för ökad användning sol i Sverige*. (ET 2016:16). Statens energimyndighet.

Energimyndigheten. (2017a). *Energiläget 2017*. Energimyndigheten.

Energimyndigheten. (2017b). *Manual till verktyg för beräkning av livscykelkostnad - Förklaringar och exempel*. Energimyndigheten, Europeiska Unionen.

Energimyndigheten. (2018a). *Nära toppnotering för elproduktionen och nettoexporten av el under 2017*.

<http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2018/nara-topppnotering-for-elproduktionen-och-nettoexporten-av-el-under-2017/> [Hämtad 2019-02-20]

Energimyndigheten. (2018b). *Kraftig ökning i nätansluta solcellsanläggningar*.

<http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2018/kraftig-okning-i-natanslutna-solcellsanlaggningar/> [Hämtad 2019-01-31]

Energimyndigheten. (2019). *Vanliga frågor och svar om investeringsstödet*.

<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vanliga-fragor-och-svar-om-investeringsstodet/> [Hämtad 2019-04-16]

E.ON. (2018a). *Elnätet - hur fungerar det?*

<https://www.eon.se/artiklar/elnaetet--hur-fungerar-det.html> [Hämtad 2019-02-01]

E.ON. (2018b). *Femdubbling av batterikapaciteten i Simris*.

<https://www.eon.se/nyheter/femdubbling-av-batterikapaciteten-i-simris.html> [Hämtad 2019-03-29]

E.ON. (u.å). *Vi förnyar Simris*.

<https://www.eon.se/om-e-on/innovation/lokala-energisystem/vi-pa-simris.html> [Hämtad 2019-03-29]

Ericsson, S. & Simm, J. (2009). *Solcellsmarknaden i Sverige*. Kandidatuppsats, Företagsekonomiska institutionen. Uppsala: Uppsala Universitet.

Falkenström, M. & Persson, J. (2012). *Payback - en paradox i praktiken*. Kandidatuppsats, Halmstad: Högskolan i Halmstad.

Göteborgs Universitet. (2017). *Tunnare solceller av kisel ett resultat av lyckat samarbete*. Naturvetenskapliga Fakulteten.

<https://science.gu.se/aktuellt/nyheter/Nyheter+Detalj/tunnare-solceller-av-kisel-ett-resultat-av-lyckat-samarbete.cid1516265> [Hämtad 2019-05-01]

Hansson, M., Johansson, O. & Normark, B. (2014). *Energilager i energisystemet*. Power Circle.

Harrer, M. & Schreiber, M. (2011). *Lifetime of vanadium redox flow batteries*.

IEC. (2011). *Electrical Energy Storage*. IEC.

<https://www.iec.ch/whitepaper/energystorage/>

Intertek. (u.å.). *Energy storage systems for on-and off- electric grid applications*. Intertek White Paper.

IPCC. (2018). *Global Warming of 1,5°. Summary for policymakers*. Intergovernmental Panel of Climate Change.

<https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/summary-for-policy-makers/>

Kamp, S. (2013). *Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller*. Examensarbete, Teknisk-naturvetenskaplig fakultet. Uppsala: Uppsala Universitet.

Kellner, J. (2018). *Solceller klarar sig utan stöd nu*. NyTeknik.

<https://www.nyteknik.se/opinion/solceller-klarar-sig-utan-stod-nu-6894310>

[Hämtad 2019-02-04]

Lindahl, J. & Stoltz, C. (2017). *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2017*. Sweden Energy Agency.

Lönnermark, A. (2018). *Brandsäker energilagring - Sammanställning av risker och forskningsbehov*. (Rapport 2018:42). RISE.

Malmqvist, S. (2018). *Batterier i elnätet - analys för användning vid driftstörning*.

Examensarbete, Institutionen för teknikvetenskap och matematik. Luleå: Luleå Tekniska Universitet.

Nair, N.K., Garimella, N. (2010). *Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration*. Energy and Buildings, (42)11, ss. 2124-2130.

Naturskyddsföreningen. (2018). *Solcellsexperten svarar*.

<https://www.naturskyddsforeningen.se/vad-vi-gor/klimat/solcellsexperten-svarar>

[Hämtad 2019-01-27]

Nilsson, A. (2017). *Energilagring i byggnader*. Examensarbete, Energiteknik. Mittuniversitetet.

Nordling, A. (2016). *Sveriges framtida elnät - en delrapport*. (IVA-M 464). IVA.

Nordling, A., Englund, R., Hembjer, A. & Mannberg, A. (2015). *Energilagring - Teknik för lagring av el*. (IVA-R 482). IVA.

- Nord Pool. (2019). *Market data: Day-ahead prices*.
<https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Yearly/?view=table>
[Hämtad 2019-02-05]
- NyTeknik. (2018). *Vattenfall ska införa effekttariffer - trängselskatt för elkunder*.
<https://www.nyteknik.se/energi/vattenfall-ska-införa-effekttariffer-trängselskatt-för-elkunder-6941047> [Hämtad 2019-04-22]
- Palyvos, A. & Skoplaki, E. (2009). *On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*. *Solar Energy*, (83)5, ss. 614-624. doi:10.1016/j.solener.2008.10.008.
- Pillot, C. (2015). *The Rechargeable Battery Market and Main Trends 2014-2025*. Avicenne Energy.
http://www.avicenne.com/pdf/Fort_Lauderdale_Tutorial_C_Pillot_March2015.pdf
- Plarad. (u.å.). *Questions and answers related to lithium-ion rechargeable battery care*. Plarad - Torque and Tension systems.
https://www.plarad.de/fileadmin/downloads/FAQ_related%20to%20lithium%20ion%20rechargeable%20battery%20care_DA1_en_0216.pdf
- PVGIS. (2017). *Photovoltaic Geographical Information System*.
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- Regeringen. (2018). *Lag som uppmuntrar mer sol*.
<https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2018/08/lag-som-uppmuntrar-till-mer-sol/>
[Hämtad 2019-03-12]
- Regeringen. (2019). *Förslag till reformer och finansiering i propositionen Vårändringsbudget för 2019*. Regeringen.
<https://www.regeringen.se/496c42/globalassets/regeringen/dokument/finansdepartementet/pdf/2019/vap-2019/tabell-forslag-i-propositionen-varandningsbudget-for-2019.pdf>
- Ritchie A. & Howard, W. (2005). *Recent developments and likely advances in lithium-ion batteries*. *Journal of Power Sources*, (162)2, ss. 109-112. doi:10.1016/j.jpowsour.2005.07.014.
- Rydegran, E. (2018). *Trånga elnät allvarligt hinder för tillväxt*. Energiföretagen.
<https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2018/september/tranga-elnat-allvarligt-hinder-for-tillvaxt/> [Hämtad 2019-02-04]
- Rydh, B. & Sandén, C.J. (2005). *Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part II: Energy return factors and overall battery efficiencies*. *Energy Conversion and Management*, (46)11-12, ss. 1980-2000.
- Sellpower. (2019). *POWER BATTERY 3.8 | 5.7 | 7.6 | 9.6 | 11.5*.

https://uploadssl.webflow.com/5912b1366252d37b1cb9f365/5c8114df2313507322d80742_RC_T_Datasheet_Battery_EN_201805_Sellpower.pdf

Shigematsu, T. (2011). *Redox Flow Battery for Energy Storage*. SEI TECHNICAL REVIEW. <https://pdfs.semanticscholar.org/1b4e/2eb545f57fc47e752a2ebe7395ea35263fbb.pdf>

SKM (Svensk Kraftmäkling). (2018). *SKM Elcertificate price history (SEK)*. <http://www.skm.se/priceinfo/history/2018/> [Hämtad 2019-04-26]

Skånska Energi. (2018). *El och effektbristen*. <https://www.skanska-energi.se/sv-SE/Om-Sk%C3%A5nska-Energi/Blogg/el-och-effektbristen-dec18> [Hämtad 2019-02-04]

Skånska Energi. (2019). *Inhämtning av elförbrukningsdata*.

SMHI. (2018). *Normal globalstrålning under ett år*. <https://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/stralning/normal-globalstralning-under-ett-ar-1.2927> [Hämtad 2019-02-01]

SMHI. (2019). *Månads-, årstids- och årskartor*. <http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/kartor/monYrTable.php?myn=6&par=clouds> [Hämtad 2019-03-11]

SolarEdge Site Designer 2. (2019). *Dataprogram för kalkyl av solparametrar*. SolarEdge.

Solar Region Skåne. (2018). *Vad kostar solceller?* <https://solarregion.se/om-solenergi/solceller/vad-kostar-solceller/> [Hämtad 2019-02-04]

Spiers, D. (2018). *Batteries in PV systems*. *McEvoy's Handbook of Photovoltaics*. 3. uppl., Storbritannien: Elsevier Ltd. Ch. II-2-B, ss. 789-843. doi: 10.1016/B978-0-1289921-6.00021-5.

Stridh, B. (2016). *Nedladdning av kalkylmallar för investering av solceller för "Privatperson" och "Övrigt"*. <https://www.mdh.se/forskning/inriktningar/framtidens-energi/investeringskalkyl-for-solceller-1.88119> [Hämtad 2019-01-30]

Svenska kraftnät. (2015). *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*. Svenska kraftnät. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/anpassning-av-elsystemet-med-en-stor-mangd-fornybar-elproduktion.pdf>

Svenska kraftnät. (2017a). *Drift och marknad*. <https://www.svk.se/drift-av-stamnatet/drift-och-marknad/> [Hämtad 2019-02-04]

Svenska kraftnät. (2017b). *Systemutvecklingsplan 2017-2018*. Svenska kraftnät.

<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2017/svenska-kraftnats-systemutvecklingsplan-2018-2027.pdf>

Svenska kraftnät. (2018). *Kontrollrummet - Elens flöde*.

<https://www.svk.se/drift-av-stamnatet/kontrollrummet/> [Hämtad 2019-02-10]

Svenska kraftnät. (2019a). *Investeringspaket NordSyd. Kraftfulla förstärkningar av Sveriges stamnät för el mellan elområde 2 och 3*. Svenska kraftnät.

https://www.svk.se/contentassets/218c6be836cc4cf0902f2f9bed628b60/svenska-kraftnats-investeringspaket-nordsyd_.pdf

Svenska kraftnät. (2019b). *Långsiktig marknadsanalys 2018*. (SVK 2018/2260). Svenska kraftnät.

<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf>

Svensk Solenergi. (2018). *EU-tullar på solceller och moduler från Kina avskaffas*.

<https://www.svensksolenergi.se/nyheter/nyheter-2018/eu-tullar-pa-solceller-och-moduler-fran-kina-avskaffas> [Hämtad 2019-02-07]

Svensk Solenergi. (u.å). *Solcellens funktion*.

<https://www.svensksolenergi.se/fakta-om-solenergi/Solel/solcellens-funktion> [Hämtad 2019-01-27]

Tatsuo, S. (2010). *Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production*. NPG Asia Materials, (2), ss. 96–102. Tokyo institute of Technology. doi: 10.1038/asiamat.2010.82.

Thuvander, L., Femenias, P. & Gren, J. (2018). *Takreovering med solceller – en enkätstudie*. Bygg & teknik, ss. 15-18.

https://research.chalmers.se/publication/503461/file/503461_Fulltext.pdf

Wallnér, E. (2018a). *Är det lönsamt att lagra sol i Sverige?* Solcellskollen.se

<https://www.solcellskollen.se/blogg/ar-det-lonsamt-att-lagra-solel-i-sverige> [Hämtad 2019-04-20]

Wallnér, E. (2018b). *Så väljer du en bra växelriktare*. <https://solcellskollen.se/blogg/sa-valjer-du-en-bra-vaxelriktare> [Hämtad 2019-04-26]

Wanga, Q., Pinga, P., Zhaoa, X., Chub, G., Suna, J. & Chenc, C. (2012). *Thermal runaway caused fire and explosion of lithium ion battery*. Journal of Power Sources, (208), ss. 210-224. Kina: University of Science and Technology of China. doi: 10.1016/j.jpowsour.2012.02.038.

Muntliga källor

Ekberg, A. (2019). VD. Sellpower AB. Mejl- och personlig intervju. [2019-03-25]

Kjellén, P. (2019). Projektledare Local Energy Systems. E.ON Energidistribution. Mejlintervju. [2019-04-23]

Master, K. (2019). Handläggare investeringsstöd. Länsstyrelsen Västra Götaland. Telefonintervju. [2019-05-13]

Puente, S. (2019). Verksamhetsutvecklare Sol- och laddverksamhet. Skånska Energilösningar AB. Personlig intervju. [2019-03-01]

Redeker, C. (2019). Anläggningschef Öresundsverket. Uniper. Mejlintervju. [2019-04-01]

SELAB. (2019). Skånska Energilösningar AB. Personlig intervju. [2019-03-01]

15. Bilagor

15.1 Bilaga 1 - Kalkylmall

Kalkylmallen, vilken delvis är utvecklad av Bengt Stridh, utgår ursprungligen ifrån en investering av en solcellsanläggning enbart, och alltså inte ett energisystem med både solceller och batteri. För att kunna använda kalkylmallen till en investering av både solceller och batteri så modifierades den i dialog med Bengt Stridh, genom att använda den totala investeringen för både solceller och batteri, med justeringar utifrån ROT-avdrag och investeringsstöd. Då lönsamheten beräknas med ROT-avdrag, justeras ROT-avdragets procentsats av den totala grundinvesteringen, eftersom arbetskostnaden för en batteri- respektive solcellsinvestering utgör olika stor del av grundinvesteringen. Denna procentsats avser den del av grundinvesteringen som täcks av ROT-avdraget, utifrån den totala kostnadsandelen för arbete jämfört med den totala grundinvesteringen. Då lönsamheten beräknas med investeringsstöd så beräknas investeringsbeloppen av solceller respektive batteri efter stöd manuellt och adderas, därefter sätts cellen för procentandel investeringsstöd i kalkylen till noll procent. Detta var tvunget eftersom batteri och solcellers investeringsstöd ser olika ut; batteri har ett maxbelopp som ofta uppnås, medan de aktuella solcellsanläggningarna inte är stora nog för att gränsen för investeringsstöd ska nås.

För reinvesteringen av batteri och växelriktare efter 12.5 år, beräknades den totala investeringen av de båda komponenterna per kilowattimme av installerad solcellsanläggning.

Kalkylmall

Anläggning		<i>Enhet</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>
Välj användare (privatperson eller annan)	<input type="text"/>			
Anläggningens effekt	<input type="text"/>	kW	1	-
Modulyta	<input type="text"/>	m ²		
Säkringsstorlek i anslutningspunkten	<input type="text"/>	A	16	-

Ekonomisk livslängd (N)		<i>Enhet</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>
Ekonomisk livslängd	<input type="text"/>	år	25	30

Kalkylränta (R)		<i>Enhet</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>
	<i>Värde</i>			
Kalkylränta	<input type="text"/>	%	1%	10%

Investering		<i>Enhet</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>
Investeringskostnad solcellsanläggning, utan stöd eller ROT-avdrag	<input type="text"/>	kr/kW	9 000	25 000
Investeringsstöd	<input type="text"/>	%	20%	35%
Bygglov	<input type="text"/>	kr	0	-
Projektering och upphandling	<input type="text"/>	kr	0	-
Besiktning efter färdigställande	<input type="text"/>	kr	0	10 000
Utbildning	<input type="text"/>	kr	0	-
Summa investering under livslängden	<i>Värde</i>	<i>Enhet</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>
Utan ROT-avdrag eller investeringsstöd	<input type="text"/>	kr/kW		
Med ROT-avdrag	<input type="text"/>	kr/kW		
Med investeringsstöd	<input type="text"/>	kr/kW		

Driftkostnad		<i>Enhet</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>
Årlig fast driftkostnad som inte beror på anläggningens storlek	<input type="text"/>	kr/år	0	-
Årlig rörlig driftkostnad som beror på anläggningens storlek	<input type="text"/>	kr/år	0	-
Summa årliga kostnader	<input type="text"/>	kr/kW,år		

Energiutbyte		<i>Enhet</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>
Energiutbyte första året	<input type="text"/>	kWh/kW,år	700	1 200
Summa solexproduktion under livslängden	<input type="text"/>	kWh		
Summa solexproduktion berättigad till elcertifikat	<input type="text"/>	kWh		

Intäkter		<i>Enhet</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>
<i>Värden anges som uppskattat medel av nuvärden under anläggningens livslängd. En svårighet är att uppskatta värdena under så lång tid framåt som solcellssystemets livslängd.</i>				
Andel egenanvänd el	<input type="text"/>	%	0%	100%
Pris köpt el	<input type="text"/>	kr/kWh	0,5	1,5
Pris såld el	<input type="text"/>	kr/kWh	0	1,5
Ersättning från nätagare	<input type="text"/>	kr/kWh	0,02	0,06
Elcertifikatvärde	<input type="text"/>	kr/kWh	0,10	0,20
Andel solex som ger elcertifikat	<input type="text"/>	%	0%	100%
Kvotplikt medelvärde	<input type="text"/>	%	0%	23%
Ursprungsgarantier värde	<input type="text"/>	kr/kWh	0	0,02
Antal år med skattereduktion	<input type="text"/>	år	1	okänt

Anläggning		Värde	Enhet	Min	Max
Verkningsgrad solcellsmoduler	<input type="text" value=""/>	%		12	21

Investering		Värde	Enhet	Min	Max
Tak för investeringsstöd	<input type="text" value=""/>	kr		1 200 000	1 200 000
ROT-avdrag arbetskostnad	<input type="text" value=""/>	%		0%	9%
Tak för ROT-avdrag	<input type="text" value=""/>	kr		50 000	100 000
Kostnad för köp eller preparering av mark	<input type="text" value=""/>	kr		0	-
Nätanslutningskostnad	<input type="text" value=""/>	kr		0	-
Antal byten av växelriktare	<input type="text" value=""/>			0	2
Antal år till byte av växelriktare	<input type="text" value=""/>	år		10	30
Kostnad för byte av växelriktare	<input type="text" value=""/>	kr/kW		0	3 000

Driftkostnader		Enhet	Min	Max
<i>Beräkning av årlig fast kostnad, som inte beror på anläggningens storlek. Ange egna indata. Privatpersoner anger värden med moms.</i>				
Elocertifikathantering	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Fastighetsskatt	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Inmatningsabonnemang	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Loggning	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Resor	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Servitut	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Uttagabonnemang	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Övrigt	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Summa årlig fast driftkostnad	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
<i>Beräkning av årlig rörlig kostnad, som beror på anläggningens storlek. Ange egna indata. Privatpersoner anger värden med moms.</i>				
Försäkring	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Hyra av yta	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Underhåll av yta	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Rengöring av moduler	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Tillsyn	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-
Summa årlig rörlig driftkostnad	<input type="text" value=""/>	kr/år	0	-

Restvärde		Enhet	Min	Max
Restvärde	<input type="text" value=""/>	kr	0	-
Rivningskostnad	<input type="text" value=""/>	kr	0	-
Summa kostnader vid avslut	<input type="text" value=""/>	kr/kW	0	-

Systemdegradering		Enhet	Min	Max
Årlig degradering av utbytet	<input type="text" value=""/>	%/år	0,1%	0,5%

Energiutbyte		Värde	Enhet	Min	Max
Tillgänglighet	<input type="text" value=""/>	%		98%	100%

Intäkter		Enhet	Min	Max
Antal år med elcertifikat	<input type="text" value=""/>	år	0	15
Skattereduktion	<input type="text" value=""/>	kr/kWh	0	0,60
Tak för skattereduktion	<input type="text" value=""/>	kr	0	18 000

Beräknad produktionskostnad (LCOE)

Utan ROT-avdrag eller investeringsstöd
Med ROT-avdrag
Med investeringsstöd

Värde	Enhet
	kr/kWh
	kr/kWh
	kr/kWh

Beräknad lönsamhet

Endast heltal är beräknas för återbetalningstiden.
De faktorer som har störst inverkan på lönsamheten är investeringskostnad, kalkylränta, andel egenanvänd el och värdet av egenanvänd respektive såld el, där speciellt skattereduktionen har en stor betydelse.

Utan ROT-avdrag och investeringsstöd, med eventuell skattereduktion

Nuvärde		kr
Diskonterad återbetalningstid		år
Internränta (IRR)		%

Med ROT-avdrag och eventuell skattereduktion

Nuvärde		kr
Diskonterad återbetalningstid		år
Internränta (IRR)		%

Med investeringsstöd och eventuell skattereduktion

Nuvärde		kr
Diskonterad återbetalningstid		år
Internränta (IRR)		%

15.2 Bilaga 2 - Indata för lönsamhetsberäkningar

Enskilt hushåll

	Dagsläge		Framtid 1		Framtid 2		Framtid 3	
	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	
	Utan stöd/med ROT	Stöd inkluderat	Utan stöd/med ROT	Stöd inkluderat	Utan stöd/med solROT	Utan stöd/med solROT	Stöd inkluderat	
Anläggningens effekt [kWp]	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	
Ekonomisk livslängd [år]	25	25	25	25	25	25	25	
Kalkylränta [%]	2	2	2	2	2	2	2	
Investering [kr/kW]	33847	24295	25323	16843	33847	33847	24295	
Andel egenanvänd el [%]	53	53	53	53	53	53	53	
Pris köpt el [kr/kWh]	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,98	1,98	
Pris såld el [kr/kWh]	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	
Ersättning från nätägare [kr/kWh]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0	0	
Verkningsgrad solcellsmoduler [%]	17	17	17	17	17	17	17	
Tak för investeringsstöd [kr]	1200000	1200000	1200000	1200000	0	1200000	1200000	
ROT-avdrag/solROT	0	0	0	0	13	0	0	
Tak för ROT [kr]	50000	50000	50000	50000	100000	50000	50000	
Antal byten växelriktare/batteri	1	1	1	1	1	1	1	
Antal år till byte av växelriktare/batteri [år]	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
Kostnad för byte av växelriktare+batteri [kr/kW]	12400	12400	12400	12400	12400	12400	12400	
Skattereduktion	0	0	0	0	0	0	0	

	Dagsläge	Framtid 1	Framtid 2	Framtid 3
	Solceller	Solceller	Solceller	Solceller
Anläggningens effekt [kWp]	11,5	11,5	11,5	11,5
Ekonomisk livslängd [år]	25	25	25	25
Kalkylränta [%]	2	2	2	2
Investeringsstöd [%]	30	30	0	30
Investering [kr/kW]	17347	13773	17347	17347
Andel egenanvänd el [%]	37	37	37	37
Pris köpt el [kr/kWh]	1,31	1,31	1,31	1,98
Pris såld el [kr/kWh]	0,54	0,54	0,54	0,54
Ersättning från nätägare [kr/kWh]	0,08	0,08	0,08	0
Verkningsgrad solcellsmoduler [%]	17	17	17	17
Tak för investeringsstöd [kr]	1200000	1200000	0	1200000
ROT-avdrag/solROT [%]	9	9	15	9
Tak för ROT [kr]	50000	50000	100000	50000
Antal byten växelriktare	1	1	1	1
Antal år till byte av växelriktare [år]	12,5	12,5	12,5	12,5
Kostnad för byte av växelriktare [kr/kW]	2500	2500	2500	2500
Skattereduktion [kr/kWh]	0,6	0,6	0,6	0,6

	Dagsläge, Framtid 1, Framtid 3		Framtid 2
	Solceller+Batteri	Solceller+Batteri	Solceller+Batteri
	ROT	Investeringsstöd	solROT
Kostnad för byte av växelriktare+batteri [kr/kW]	11773	8000	11356

Verksamhet

	Dagsläge	Framtid 1	Framtid 2	Framtid 3
	Solceller	Solceller	Solceller	Solceller
Anläggningens effekt [kWp]	66	66	66	66
Ekonomisk livslängd [år]	25	25	25	25
Kalkylränta [%]	5	5	5	5
Investeringsstöd [%]	30	30	0	30
Investering [kr/kW]	10000	8000	10000	10000
Andel egenanvänd el [%]	100	100	100	100
Pris köpt el [kr/kWh]	1,31	1,31	1,31	1,98
Pris såld el [kr/kWh]	0,54	0,54	0,54	0,54
Ersättning från nätägare [kr/kWh]	0,08	0,08	0,08	0
Verkningsgrad solcellsmoduler [%]	17	17	17	17
Tak för investeringsstöd [kr]	1200000	1200000	0	1200000
ROT-avdrag/solROT	0	0	15	0
Tak för ROT [kr]	0	0	100 000	0
Antal byten växelriktare	1	1	1	1
Antal år till byte av växelriktare [år]	12,5	12,5	12,5	12,5
Kostnad för byte av växelriktare [kr/kW]	1500	1500	1500	1500
Skattereduktion [kr/kWh]	0,6	0,6	0,6	0,6

Flerbostadshus

	Dagsläge		Framtid 1		Framtid 2	Framtid 3	
	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri	Solceller + batteri
	Utan stöd/med ROT	Stöd inkluderat	Utan stöd/med ROT	Stöd inkluderat	Utan stöd/med solROT	Utan stöd/med solROT	Stöd inkluderat
Anläggningens effekt [kWp]	143	143	143	143	143	143	143
Ekonomisk livslängd [år]	25	25	25	25	25	25	25
Kalkylränta [%]	5	5	5	5	5	5	5
Investering [kr/kW]	21730	17631	16461	13111	21730	21730	17631
Andel egenanvänd el [%]	29	29	29	29	29	29	29
Pris köpt el [kr/kWh]	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,98	1,98
Pris såld el [kr/kWh]	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Ersättning från nätägare [kr/kWh]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0	0
Verkningsgrad solcellsmoduler [%]	17	17	17	17	17	17	17
Tak för investeringsstöd [kr]	1200000	1200000	1200000	1200000	0	1200000	1200000
ROT-avdrag/solROT	0	0	0	0	13	0	0
Tak för ROT [kr]	0	0	0	0	100 000	0	0
Antal byten växelriktare/batteri	1	1	1	1	1	1	1
Antal år till byte av växelriktare/batteri [år]	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Kostnad för byte av växelriktare+batteri [kr/kW]	6538	6538	6538	6538	6538	6538	6538
Skattereduktion	0	0	0	0	0	0	0

	Dagsläge	Framtid 1	Framtid 2	Framtid 3
	Solceller	Solceller	Solceller	Solceller
Anläggningens effekt [kWp]	143	143	143	143
Ekonomisk livslängd [år]	25	25	25	25
Kalkylränta [%]	5	5	5	5
Investeringsstöd [%]	30	30	0	30
Investering [kr/kW]	12500	10000	12500	12500
Andel egenanvänd el [%]	27	27	27	27
Pris köpt el [kr/kWh]	1,31	1,31	1,31	1,98
Pris såld el [kr/kWh]	0,54	0,54	0,54	0,54
Ersättning från nätägare [kr/kWh]	0,08	0,08	0,08	0
Verkningsgrad solcellsmoduler [%]	17	17	17	17
Tak för investeringsstöd [kr]	1200000	1200000	0	1200000
ROT-avdrag/solROT	0	0	15	0
Tak för ROT [kr]	0	0	100 000	0
Antal byten växelriktare	1	1	1	1
Antal år till byte av växelriktare [år]	12,5	12,5	12,5	12,5
Kostnad för byte av växelriktare [kr/kW]	1000	1000	1000	1000
Skattereduktion	0	0	0	0

	Dagsläge, Framtid 1, Framtid 3		Framtid 2	
	Solceller+Batteri	Solceller+Batteri	Solceller+Batteri	
	ROT	Investeringsstöd	solROT	
Kostnad för byte av växelriktare+batteri [kr/kW]		11773	8000	11356