

effsysEXPAND

Resurseffektiva kyl- och värmepumpssystem
samt kyl- och värmelager

Energilagring för en ökad
användning av solenergi

En fallstudie för tre svenska kontorshus

Elsa Fahlén, Nina Johansson, Martin Jansson och Eva Grill

September 2017
Maj 2018 (reviderad)

Förord

Författarna vill rikta ett stort tack till finansörerna som gjort denna studie möjlig; tack till Effsys Expand-programmet*, Energimyndigheten, Svenska Byggbranschens Utvecklingsfond (SBUF)** och NCC Sverige AB.

Vi vill även tacka projektets referensgruppsdeltagare för deras engagemang under projektets gång samt för stöd med att inrikta och avgränsa studien. Tack till: Ulf Näslund (Vasakronan), Per Löveryd (Akademiska Hus), Hans Kardell (Västfastigheter), Claes Engström (Skanska), Johan Svensson (Peab), Anne-Lee Bertenstam (Svenska kyl- och värmepumpföreningen), Hans Söderström (Installatörsföretagen), Jon Malmsten (Solkompaniet), Max Tillberg (Bengt Dahlgren), Jan-Olof Dalenbäck (Chalmers), Angela Sasic Kalagasidis (Chalmers) samt Johan Kensby (Chalmers).

Elsa Fahlén

Göteborg, september 2017

*Detta projekt ingår i EFFSYS EXPAND, som är ett forskningsprogram där industrin, högskolor och statens energimyndighet samverkar för forskning, utveckling och innovation inom resurseffektiva kyl- och värmepumpssystem samt kyl- och värmelager. Det övergripande syftet med programmet är att med forskning, utveckling och innovation inom kyl- och värmepumpssystem samt kyl- och värmelager bidra till samhällets och omvärldens omställning till en alltmer resurseffektiv och hållbar energianvändning och en reduktion av miljöskadliga ämnen i termiska lager och värmepumpande system.

Mer information finns på www.efsyeexpand.se

**SBUF-projekt 13151.

effsysEXPAND

Resurseffektiva kyl- och värmepumpssystem
samt kyl- och värmelager

SBUF®

NCC 

Sammanfattning

För att möta kommande krav på nära-nollenergibyggnader krävs att den lilla mängden energi som ska tillföras dessa byggnader i hög grad utgörs av förnybar energi, inklusive förnybara energikällor på plats eller i närheten (Europaparlamentets och rådets direktiv, 2010). Det finns flera olika energilagringstekniker som skulle kunna bidra till att öka självförsörjningen av egenproducerad förnybar energi i dessa byggnader.

Syftet med denna studie är att klargöra förutsättningarna för att öka andelen solenergi i kommersiella fastigheter med hjälp av energilagring. Studien har genomförts i form av en teknikinventering, fallstudier av tekno-ekonomisk potential för tre nybyggda eller nyligen renoverade svenska kontorsbyggnader samt genom workshops med inbjudna aktörer från branschen.

I studien har energilagringstekniker för el och värme kartlagts utifrån deras mognadsgrad och tillämpbarhet för kommersiella byggnader. Lagringstekniker som bedöms ha potential att öka andelen solet och solvärme i energianvändningen har identifierats.

Lagring av solet i litiumjonbatterier har studerats vidare i en tekno-ekonomisk analys. Simuleringsresultat visar att det finns potential att kraftigt öka andelen solet i elanvändningen, till stor del med hjälp av stora solcellsanläggningar på de studerade byggnadernas tak och till viss del genom installation av batterier.

De ekonomiska beräkningarna visar att det krävs ett bättre utnyttjande av batterilagret (fler nyttor än enbart lagring av solet) samt minskade batteripriser i kombination med andra gynnsamma ekonomiska förutsättningar för att batterier ska bli lönsamma. Ett antal förbättringsåtgärder som potentiellt kan höja den tekniska och ekonomiska prestandan har identifierats.

Utöver detta presenteras branschaktörers syn på vilka förutsättningar som krävs för att det ska bli intressant att investera i lagring av solet och solvärme. Slutligen diskuteras även systemaspekter samt klimatkonsekvenser av solenergiproduktion och energilagring.

Summary

In order to meet the requirements on near-zero energy buildings, the very low energy use in these buildings should, to a large extent, be supplied by renewable energy sources, including renewable energy sources on site or nearby (Directive of the European Parliament and of the Council, 2010). There are different energy storage technologies which may contribute to an increased share of renewable energy in the energy use in these buildings.

The aim of this study is to clarify the conditions for increasing the share of solar energy in the energy use in commercial buildings by integration of energy storage. The study has been carried out by technology mapping, case studies of techno-economic potential for three newly built or recently renovated Swedish office buildings as well as through workshops with invited stakeholders from the industry.

Energy storage technologies for electricity and heat have been mapped with regards to their maturity and applicability for commercial buildings. Storage technologies which are considered to have potential to increase the share of solar energy in the energy use are identified.

Storage of solar power in lithium ion batteries have been studied further in a techno-economic analysis. Simulation results show that there is a great potential for increasing the share of solar power in the electricity use, mainly because of larger photovoltaic systems on the roofs of the studied buildings and partly because of installation of batteries.

The economic calculations show that a better utilization of batteries (with more benefits than just storing surplus electricity) is required as well as reduced battery price in combination with other favorable economic conditions in order to achieve profitable storage solutions. A number of measures that potentially may raise the technical and economic performance has been identified.

Moreover, industry stakeholders give their view on conditions which are necessary for making investments in energy storage of solar power and solar heat interesting. Finally, system aspects and climate effects of installing solar energy and energy storage are discussed.

Innehåll

1	Introduktion	5
1.1	Bakgrund.....	5
1.2	Syfte och frågeställningar.....	5
1.3	Metod, omfattning och avgränsningar	6
1.4	Läsanvisning	8
2	Teknikinventering av energilagringstekniker	9
2.1	Lagring av el.....	10
2.2	Lagring av värme	13
3	Tekno-ekonomisk potentialbedömning för lagring av solet	20
3.1	Tekniska och ekonomiska förutsättningar	20
3.2	Resultat och analys.....	24
3.3	Potentialbedömning och diskussion	32
4	Diskussion kring lagring av solvärme.....	34
4.1	Ansats till potentialbedömning för lagring av solvärme	34
4.2	Viktiga designaspekter för lagring av solvärme	34
5	Workshop – Möjligheter och hinder för lagring av solet och solvärme	37
5.1	Drivkrafter och möjligheter	38
5.2	Hinder och förutsättningar	39
6	Slutsatser och diskussion	43
6.1	Slutsatser och diskussion.....	43
6.2	Måluppfyllelse	49
6.3	Lärdomar.....	50
7	Referenser	52
	Bilaga 1. Ekonomiska förutsättningar och antaganden	56

1 Introduktion

I detta kapitel ges en kort bakgrund till varför energilagring av solenergi är intressant att studera. Därefter presenteras studiens syfte, frågeställningar såväl som avgränsningar och metodval. Slutligen ges en läsanvisning till rapporten.

1.1 Bakgrund

För att möta kommande krav på nära-nollenergibyggnader krävs att den lilla mängden energi som ska tillföras dessa byggnader i hög grad utgörs av förnybar energi, inklusive förnybara energikällor på plats eller i närheten (Europaparlamentets och rådets direktiv, 2010). För att nå en hög andel egenproducerad solenergi i byggnadens totala årsanvändning av energi utgör energilagring en viktig teknik (IEA, 2015a). Energilagring skulle även kunna bidra till mer lönsamma investeringar i solenergianläggningar.

1.2 Syfte och frågeställningar

Syftet med studien är att klarlägga förutsättningar för att öka andelen solenergi i kommersiella fastigheter med hjälp av energilagring. Målet har varit att identifiera resurs- och kostnadseffektiva systemlösningar för att öka graden av självförsörjning från egenproducerad solenergi från solceller och solfångare med hjälp av energilagringsteknik med eller utan stöd av kyl- och värmepumpar.

Följande frågeställningar behandlas i studien:

- 1. Vilka mogna energilagringstekniker kan tillämpas i kombination med solenergianläggningar i kommersiella fastigheter idag?*
- 2. Hur stor potential finns att öka andelen solenergi i energianvändningen med hjälp av ett energilager?*
- 3. Finns potential att öka lönsamheten av en solenergianläggning med hjälp av ett energilager eller vilka förutsättningar skulle krävas för lönsamhet?*
- 4. Hur ser förutsättningarna ut idag för olika branschaktörer att implementera och investera i ett energilager?*
- 5. Vilka utmaningar behöver lösas ur teknisk, ekonomisk, lagmässig eller beteendemässig aspekt för att möjliggöra för en öka användningen av solenergi genom energilagring?*

Studien har genomförts utifrån ett entreprenörsperspektiv och har resulterat i ett beslutsstöd till branschen. Beslutsstödet består av denna slutrapport samt ett kortfattat resultatblad för lagring av solel. Resultatbladet kan användas som stöd i tidiga skeden i projekt där en sådan lösning övervägs.

1.3 Metod, omfattning och avgränsningar

Studien har genomförts i form av en teknikinventering, fallstudier av tekno-ekonomisk potential samt genom workshops med inbjudna aktörer från branschen.

Teknikinventering

I studien kartläggs energilagringstekniker för värme, kyla och el utifrån deras mognadsgrad och tillämpbarhet för kommersiella byggnader. Utifrån kartläggningen identifieras lagringstekniker som har potential att öka andelen solel och solvärme i byggnadens energianvändning.

Val av tekniklösningar att studera mer utförligt

Avgränsningar har varit nödvändiga för att ha utrymme att ta fram relevanta och värdefulla resultat inom projektet. Kombinationer av solceller och lagring av el samt av solfångare och lagring av solvärme har studerats. En kombination med energilagring och hybridsolceller, som producerar både el och värme, har inte studerats. I ett parallellt projekt studeras solhybrider i kombination med bergvärme för ett verkligt system för ett flerbostadshus i Kungälv (Benson m.fl., 2018). I deras studie uppges att säsongslagring inte är aktuellt på grund av att solvärmemängden inte är tillräcklig.

Med stöd av referensgruppen har den tekno-ekonomiska studien till största del fokuserat på lagring av solel. Inom projektet gjordes även en ansats till att ta fram en grov potentialbedömning av möjligheten att öka andelen solvärme i energianvändningen för en kontorsfastighet med hjälp av ett säsongslager. Detta gjordes genom grova beräkningsexempel för ett system med solfångare, laddningsbart borrhål, värmepump och ackumulatortank. Simuleringsresultaten visas inte, utan erfarenheter och lärdomar från denna del av studien redovisas i stället i form av viktiga aspekter att beakta vid design av ett sådant system. Mer om processen kring detta finns att läsa i avsnitten 6.2 Måluppfyllelse och 6.3 Lärdomar.

Fallstudier av tekno-ekonomisk potentialbedömning

Fallstudier har genomförts för tre svenska moderna eller nyligen renoverade kontorsfastigheter. Flera olika tekniska fall med solcellsanläggningar, med eller utan energilagring, har studerats för dessa byggnader givet olika fastighetsspecifika och ekonomiska förutsättningar. Solenergianläggningar har utformats utifrån antagandet att byggnaden används som systemgräns, i enlighet med nuvarande byggregler.

Referensbyggnader har valts utifrån tillgång till separata timvisa mätvärden för fastighetsel, hyresgästel, kylbehov, uppvärmningsbehov och tappvarmvattenbehov samt utifrån tillförlitlighet/kontrollerbarhet av mätdata. Utöver dessa krav på mätvärden, har referensbyggnader valts för att avspegla olika grundförutsättningar för en solenergianläggning: minst en lågenergibyggning, minst en byggnad med liten takyta i förhållande till uppvärmd golvyta och en med stor takyta.

Teknisk potentialbedömning

Studien genomförs utgående från timvis matchning av simulerad solenergiproduktion och uppmätt energibehov för fastigheterna. Den tekniska potentialen bedöms i huvudsak utifrån lagringsteknikens möjlighet att öka byggnadens grad av självförsörjning, som härnäst benämns täckningsgrad. I denna studie definieras täckningsgraden som andelen av byggnadens energibehov som på timbasis kan täckas av solenergi.

Därutöver redovisas överskottsproduktionen, vilken definieras som den producerade solenergin som inte kan användas inom fastigheten för att tillgodose byggnadens energibehov på timbasis.

För ett batterilager används även en resultatparameter som i studien kallas för batteriets utnyttjandefaktor (BUF). BUF beskriver batteriets bidrag att minska mängden köpt el och beräknas som förhållandet mellan årligt minskad mängd köpt el och installerad batterikapacitet, enligt Ekvation 1.

Ekvation 1 Batteriets utnyttjandefaktor (BUF)

$$BUF = \frac{\text{Årligt minskad köpt el (kWh)}}{\text{Installerad batterikapacitet (kWh)}}$$

Ekonomisk potentialbedömning

Den ekonomiska potentialen bedöms utifrån lagringsteknikens möjlighet att öka lönsamheten av en solenergianläggning. Dels genomförs en nettonuvärdesanalys för en solenergianläggning med eller utan ett energilager och dels genomförs en break-even analys för att ta reda på vilka förutsättningar som krävs för att en investering i ett energilager ska vara lönsam givet olika ekonomiska scenarier.

Simulerings- och beräkningsprogram

Systemlösningarna har dimensionerats utifrån ett antal antaganden och simulerats med hjälp av simuleringsprogrammet Polysun (Velasolaris, 2017). Polysun valdes eftersom det hanterar både solceller och solfångare samt energilager.

De ekonomiska beräkningarna för en investering i solceller och energilagring har genomförts i ett verktyg som tagits fram inom projektet "Investeringskalkyl för solceller" på Mälardalens Högskola (Stridh, 2016). Eftersom verktyget inte inkluderar energilagring och inte heller beräknar brytpunkten för lönsamhet har verktyget anpassats för att möta denna studies behov.

Utöver användandet av dessa simulerings- och beräkningsverktyg har vid-sidan-om-beräkningar genomförts (i Excel) för att hantera det stora antalet fall och scenarier i studien.

Workshops

För att identifiera vilka möjligheter och hinder som finns vid investering och implementering av energilagring för kommersiella fastigheter har två workshops genomförts – en om möjligheten att lagra solceller och en om möjligheten att lagra solvärme. Utöver möjligheter och hinder diskuterades även vilka förutsättningar som krävs för att möjliggöra investeringar i energilagring utifrån aspekterna teknik, ekonomi, förvaltning, lagring och kunskap/acceptans.

Totalt deltog 19 personer som tillsammans representerade universitet, branschförening (Svenska kyl- och värmepumpföreningen), fastighetsutvecklare och förvaltare, byggtreprenörer och energi- och installationskonsultföretag.

1.4 Läsanvisning

Först presenteras i Kapitel 2 den genomförda kartläggningen av olika energilagringstekniker och valet av tekniker att studera i den tekno-ekonomiska analysen. Därefter presenteras studien av tekno-ekonomiska förutsättningar och potential för lagring av solceller i Kapitel 3. Erfarenheter och lärdomar kring de beräkningsexempel som genomförts för lagring av solvärme presenteras i Kapitel 4 i form av viktiga aspekter att beakta vid design av ett sådant system.

Branschaktörers syn på förutsättningar, möjligheter och hinder för energilagring av solenergi presenteras i Kapitel 5. Slutligen presenteras och diskuteras studiens slutsatser följt av en genomgång av måluppfyllelse och lärdomar från projektet i Kapitel 6.

2 Teknikinventering av energilagringstekniker

I detta kapitel presenteras vilka tekniker som har nått tillräckligt hög mognadsgrad och som kan tillämpas för att möta behoven av energilagring i kommersiella byggnader. Därefter presenteras vilka energilagringstekniker som bedöms ha god potential att bidra till en ökad andel solenergi i byggnadernas energianvändning.

För att nå en hög andel solenergi i energianvändningen i kommersiella byggnader kan det vara nödvändigt att lagra solenergibaserad el, värme och kyla. Nedan presenteras vilken typ av energilagring som behövs för att öka andelen solenergi i fastighetens elanvändning och i energianvändningen för uppvärmning, tappvarmvatten och komfortkyla.

Fastighetens elbehov varierar på tim- och dygnsbasis men är förhållandevis konstant över året. Solel från en solcellsanläggning finns tillgänglig framförallt under sommarhalvåret. Det finns således behov av både långtids- och korttidslagring av el. Eftersom lagring av el är förknippat med höga kostnader anses ändå korttidslagring av el vara rimligast.

Uppvärmningsbehovet är som störst under vinterhalvåret medan solvärmeproduktionen från solfångare, eller från solceller i kombination med värmepumpar, är som störst under sommarhalvåret. Därför finns det framförallt ett behov av säsongslagring av solvärme. Utöver säsongslagring finns även ett behov av korttidslagring av solvärme för att möta tappvarmvattenbehovet och för att möta en större del av det direkta uppvärmningsbehovet. Tappvarmvattenbehovet finns året runt, varierar på tim- och dygnsbasis, men är ytterst begränsat för kontorsbyggnader.

Komfortkylbehovet finns under sommarhalvåret, och varierar på tim- och dygnsbasis. Först och främst bör byggnadens kylbehov reduceras, exempelvis med hjälp av solavskärmning. Därefter bör frikyla utnyttjas så långt som det är möjligt. Det kylbehov som återstår kan delvis mötas med hjälp av solceller i kombination med eldrivna kylmaskiner alternativt med hjälp av solfångare i kombination med värmedrivna kylmaskiner (baserade på absorption, sorption eller adsorption). Det är dock oklart om det går att producera mer kyla från en kylmaskin just när det finns solenergi tillgänglig. Det kan finnas möjlighet att tillfälligt sänka en kylmaskins börtemperatur (och därmed producera och lagra kallare kylvatten) då det finns ett solelöverskott (Frydensbjerg,

2017), men den tekniska lösningen, och potentialen för denna, är ännu inte välkänd. Av denna anledning ingår inte lagringstekniker för kyla i teknikinventeringen.

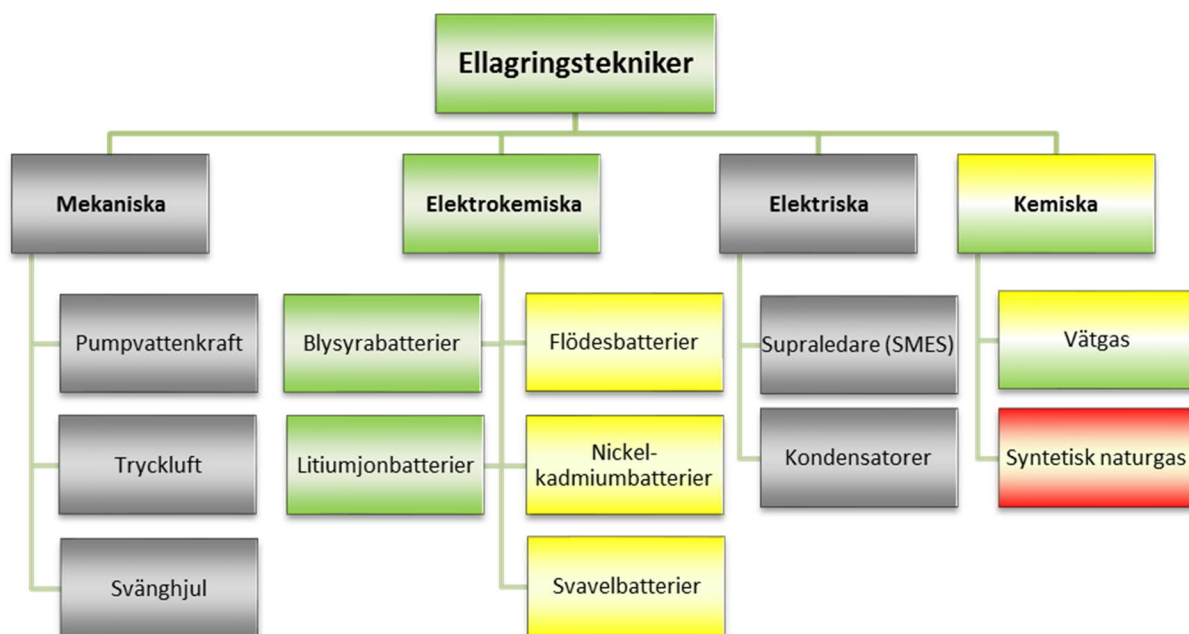
Om byggnaden har en kylmaskin är det dock standard att installera en ackumulatortank. En kombination med eldriven kylmaskin och en ackumulatortank ingår i den tekno-ekonomiska analysen som ett alternativt referensenergisystem för vilket en solcellsanläggning utvärderas med eller utan batterilager.

2.1 Lagring av el

Ellagringstekniker kan delas upp i fyra grupper som baseras på hur energilagringen sker fysikaliskt; mekaniska-, elektrokemiska-, elektriska- och kemiska lagringstekniker. I Figur 1 presenteras olika ellagringstekniker uppdelat på dessa fyra undergrupper.

Bland dagens kända tekniker för att lagra el är det enbart lagring av el i form av vätgas (kemisk lagring) eller lagring i batterier (elektro-kemisk lagring) som anses tillämpbara för byggnader, vilket visualiseras i Figur 1 genom att dessa tekniker har markerats i grönt. Andra tekniker, markerade i grått, rött eller gult, bedöms antingen inte vara tillämpbara för kommersiella byggnader eller inte ha nått en tillräckligt hög mognadsgrad. Med bakgrund av detta behandlas endast elektrokemiska och kemiska lagringstekniker i utvärderingen.

Utöver de tekniker som presenteras i Figur 1 bör nämnas att det även är möjligt att, istället för att lagra överskottsel, använda elen i en elpanna och lagra den producerade värmen för senare användning, såsom är vanligt inom fjärrvärmebolagens verksamhet i Danmark. Det är tekniskt möjligt att omvandla den lagrade värmen till el igen genom så kallad organic ranking cycle (ORC), men med en låg verkningsgrad.



Figur 1 Schema över ellagringstekniker baserat på Nordling och Englund (2015) och Luo m.fl. (2015). Färgkodning: **Grå** – ej lämplig för tillämpning i kommersiella byggnader; **Röd** har låg teknisk mognadsgrad och mer forskning och utveckling behövs; **Gul** – har nått demonstrationsstadium men fler pilotanläggningar behövs; **Grön** – har nått marknadsintroducering eller anses vara en mogen teknik ur teknisk synvinkel.

2.1.1 Elektrokemiska lagringstekniker

Blysyrbatteriet är det vanligast använda återladdningsbara batteriet (Luo m.fl., 2015). Tekniken är mogen och används idag bland annat för ellagring vid småskalig elproduktion kopplat till byggnader. Litiumjonbatterier är marknadsintroducerade och kan anses utgöra en mogen teknik. Exempelvis har Tesla lanserat litiumjonbatteri för lagring av el i hemmet och inom industrin.

Flödesbatterier har endast nått demonstrationsstadiet (Nordling och Englund, 2015). Nickel-kadmiumbatterier består av giftiga tungmetaller och batteriets maximala lagringskapacitet kan snabbt minska om batteriet vid upprepade gånger laddas när batteriet delvis är urladdat, vilket gör batteritypen mindre lämplig för tillämpning i kommersiella byggnader. Natriumsvavelbatterier är marknadsintroducerade, men används främst för reglering i större energisystem (Luo m.fl., 2015).

För en sammanställning av olika batteriers energidensitet, antal cykler och pris m.m., se Nordling och Englund (2015). Marknadsprediktioner anger att litiumjonbatterier förväntas dominera marknaden när det gäller elektrokemiska energilagrar (Nordling och Englund, 2015). Litiumjonbatterier har dessutom generellt sett en högre verkningsgrad

och längre livslängd (antal urladdningscykler) än blysyrbatterier. I och med att marknaden förväntas växa för litiumjonbatterier förväntas även priserna på dessa batterier att sjunka.

2.1.2 Kemiska ellagringstekniker

Det är möjligt att lagra ett elöverskott genom att generera gas med så kallad "power-to-gas"-teknik. Tekniken för att lagra elenergi genom vätgas finns kommersiellt tillgänglig. El konverteras till vätgas genom elektrolys som därefter kan användas för att producera el och värme i bränsleceller vid behov. Tekniken kan användas för att lagra överskottsel från solceller i en byggnad (Alpman, 2015), men i jämförelse med batterier är tillämpningen ovanlig.

Syntetisk naturgas, metan, kan framställas av vätgas genom ytterligare en reaktion, vilken dock kräver mer utveckling (Nordling och Englund, 2015). Syntetisk naturgas kan i sin tur konverteras till andra bränslen genom ytterligare processer.

Bränsleceller har nått marknadsintroduktion, även om på ett relativt tidigt stadium. De flesta tillgängliga kommersiella systemen är i storleksordningen 1 kW (IEA, 2015b). I Japan har ca 120 000 bränslecellsanläggningar (~1 kW) installerats för hushåll (IEA, 2015b). Dessa drivs med naturgas som levereras till hushållen genom en naturgasledning. I Sverige saknas en sådan infrastruktur för gas.

Ett kombinerat vätgas- och bränslecellsystem är förenat med sammantaget höga förluster, vilka dels uppstår vid vätgasproduktionen (verkningsgrad 65–78%, HHV) och dels vid konverteringen till el (verkningsgrad 35–50 %, HHV), enligt IEA (2015b). En bränslecell kan nå en hög totalverkningsgrad, på uppemot 95 % (HHV), om även värmen tas tillvara. Lagringen medför inga större förluster, men om vätgasen ska komprimeras (på grund av begränsat utrymme) innebär det ytterligare förluster (verkningsgrad 88–95 %) enligt IEA (2015b).

Powercell har levererat ett bränslecellssystem till ett självförsörjande lågenergihus med solceller på tak och i fasad i Angered, Göteborg (Powercell, 2017). Enligt Ekdunge (2017) bedöms bränsleceller kunna bli mer vanligt i Sverige om 5 år. Det finns småskaliga vätgasdrivna bränsleceller (1–5 kW) på den nordiska marknaden, men större anläggningar (25–100 kW), som skulle vara mer tillämpbara för kommersiella byggnader, är fortfarande på demonstrationsstadiet. Än så länge är det relativt dyrt med bränsleceller på grund av liten produktionsvolym, men priset väntas minska med en mer storskalig produktion (Ekdunge, 2017).

2.1.3 Val av teknik för lagring av solel

Utifrån teknikinventeringen är de mest lovande energilagringsteknikerna för korttidslagring av el en kombinerad vätgas- och bränslecellsanläggning eller blysyra- och litiumjonbatterier. Som ren ellagringsteknik har batterier betydligt högre verkningsgrad än den sammanlagda verkningsgraden för ett kombinerat vätgas- och bränslecellssystem. Bränsleceller bedöms däremot kunna vara ett intressant alternativ på kort- till medellång sikt för applikationer där det finns ett behov av både el och värme.

I och med att litiumjonbatterier bedömts komma att dominera marknaden när det gäller elektrokemiska energilagring och att priset förväntas minska, väljs litiumjonbatterier som ellagringsteknik att studera vidare tillsammans med solceller i den tekno-ekonomiska analysen.

2.2 Lagring av värme

Värme kan lagras genom termisk energilagring, vilken kan delas upp i sensibel, latent och termokemisk energilagring. I Figur 2 presenteras olika värmelagringstekniker uppdelat på dessa tre undergrupper. Energilagringsteknikerna kan dessutom delas upp i korttidslagring (KL) och säsongslagring (SL).

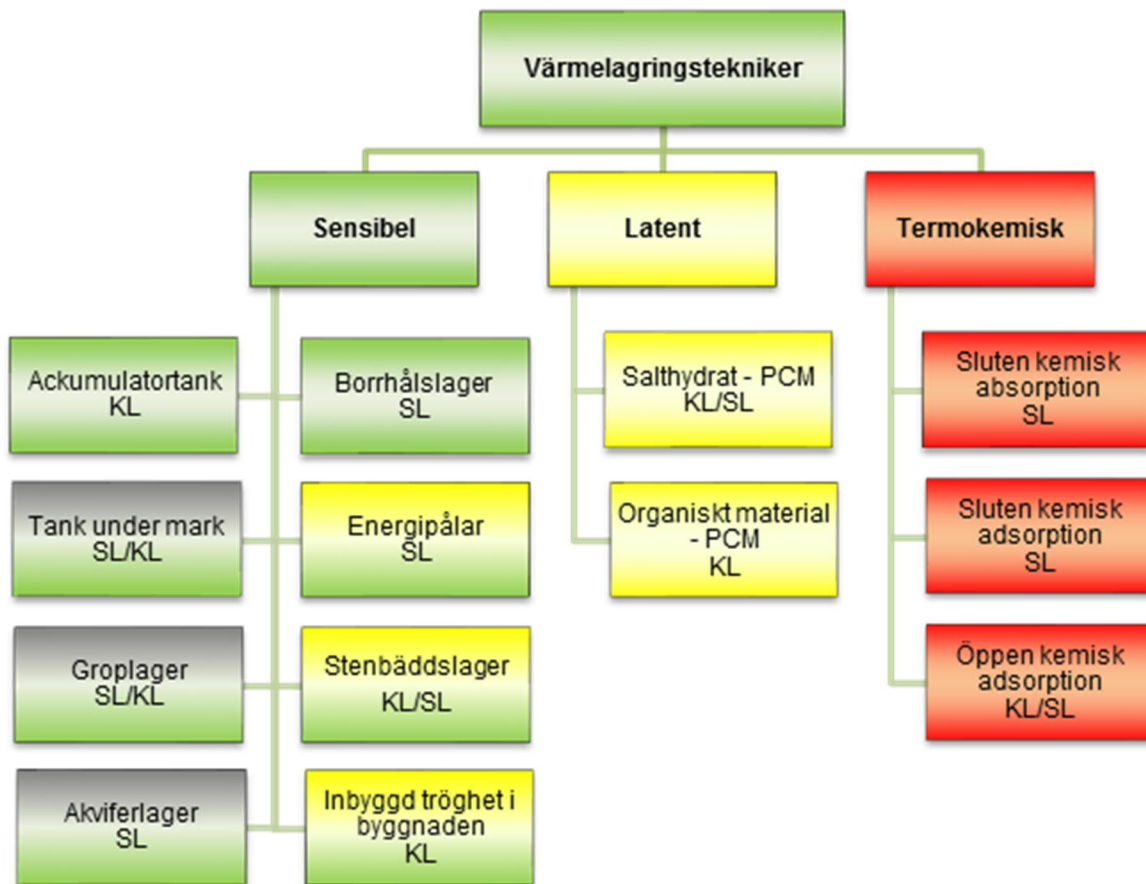
Bland dagens kända tekniker för att lagra värme finns det flera sensibla och latent energilagringstekniker som anses tillämpbara för byggnader (eller för större områden med byggnader) och som bedöms ha nått en tillräckligt hög mognadsgrad. Detta visualiseras i Figur 2 genom att dessa tekniker har markerats i grönt. För vissa av dessa mogna tekniker krävs storskalighet för att lagret ska vara effektivt, vilket har visualiserats genom att dessa tekniker har markerats i både grått och grönt. Andra lagringstekniker, markerade i rött eller gult, bedöms inte ha nått en tillräckligt hög mognadsgrad. I nästkommande avsnitt beskrivs respektive energilagringsteknik mer ingående.

2.2.1 Sensibel energilagring

Sensibel energilagring utnyttjar materialets värmekapacitet för att lagra eller nyttja energi genom att sänka eller höja temperaturen inom lagret. Nedan presenteras tekniker för lagring i vatten, sten, mark, akvifer och slutligen lagring i byggnadsstomme.

För både korttidslagring och säsongslagring har flera av de sensibla energilagringsteknikerna nått en hög mognadsgrad. Flera av dessa energilagringstekniker är vanligtvis avsedda för större områden som omfattar flera byggnader med ett lokalt fjärrkyla- och fjärrvärmesystem (Heier, 2013). Osäkerheter kring markförhållanden och vattenflöden kan kraftigt påverka värmeförlusterna för alla värmelager med koppling till

marken. Notera även att om energilagret ska användas för högttemperaturlagring, är det inte möjligt att även nyttja lagret för komfortkyla sommartid. Däremot kan lagret användas som processkyla där överskottsvärmen blir den värmeresurs som lagras i marken.



Figur 2 Schema över värmelagringstekniker. Färgkodning: Grå – ej lämplig för tillämpning i kommersiella byggnader (kräver storskalighet). Röd har låg teknisk mognadsgrad och mer forskning och utveckling behövs; Gul – har nått demonstrationsstadium men fler pilotanläggningar behövs; Grön – har nått marknadsintroduktion eller anses vara en mogen teknik ur teknisk synvinkel.

Sensibel energilagring i vattentank

Akkumulatortankar med vatten används redan idag i kombination med solfångare för korttidslagring av värme. Att isolera och gräva ner en ackumulatortank under marken är en relativt mogen teknik men är, i förhållande till andra säsongslagringstekniker, dyr (Kalaiselvam och Parameshwaran, 2014).

Ett alternativ till tank under mark är att nyttja redan befintliga oljebergum. Värmeförlusterna kan minskas genom att isolera bergrummet, vilket är förenat med kostnader. Vattenfyllda groplager är en annan teknik som används i de danska fjärrvärmesystemen för att balansera elproduktion och elbehov med hjälp av värmepumpar.

Sensibel energilagring i akvifer

Enligt definitionen i Vattendirektivet (Europaparlamentets och rådets direktiv, 2000) är en akvifer "ett eller flera lager under ytan, av berggrund eller andra geologiska skikt med tillräcklig porositet och genomsläpplighet för att medge antingen en betydande ström av grundvatten eller uttag av betydande mängder grundvatten".

Ett akviferlager utnyttjar en akvifer där två uppsättningar brunnar borrar, en varm och en kall (Xu m.fl., 2014). I akviferlager pumpar man upp grundvatten från den ena delen av akviferen för att sedan återföra grundvattnet i en annan del efter värmeväxlingen. Genom att vända flödesriktningen skapas en varm grundvattendel och en kall grundvattendel kring de två brunnsuppsättningarna. De hydrogeologiska förutsättningarna är helt avgörande för tillämpning av akviferer som energilager.

Sensibel energilagring i mark och berg

Borrhålslager består av flera tätliggande borrhål i berggrunden som skapar en bergvolym som kan kylas eller värmas. I borrhålen sätts in kollektorslangar som fungerar som värmeväxlare, marken/berget fungerar som lagringsmedium och en värmebärare (vatten eller annan värmebärare) används som överföringsvätska (Xu m.fl., 2014). Borrhålslager kan tillämpas i stort sett i hela Sverige (Jardeby och Räftegård, 2012). Beroende på tillämpning kan lagren vara hög- eller lågtempererade, aktiva eller passiva samt balanserade eller obalanserade. Systemuppbyggnad och dimensionering anpassas utefter tillämpning.

Energipålar är grundläggningspålar kombinerade med kollektorslangar som används som vertikala värmeväxlare. Tekniken är endast tillämpbar när pålning är nödvändigt. Internationellt används energipålar för att täcka delar av energibehovet i kommersiella byggnader, t.ex. i Skanskas koncept Energy piles. Energipålar är ovanligt i Sverige och Norden men det finns ett fåtal pilotinstallationer, t.ex. vid Aarsleffs kontor i Gunnilse,

samt i några kommersiella fastigheter i Finland (t.ex. Ruukki, 2011 och Kesti, 2015). Pålarna nyttjats för att täcka delar av det totala energibehovet (> 50%).

Sensibel energilagring i stenbädd

Stenbäddslager finns demonstrerat i ett antal olika projekt som beskrivs av Xu m.fl. (2014). Tekniken använder sig av antingen vatten eller luft som värmeöverföringsmedium till stenbädden. Ett stenbäddslager kan liknas vid en tank under mark eller groplager men med skillnaden att både sten och vatten används som värmelager. Jämfört med vattenbaserade system, har stenbäddslager fördelen att det klarar av högre temperaturer, enligt Xu m.fl. (2014). En nackdel är att lagret behöver vara större eftersom att värmekapaciteten för sten är lägre än för vatten.

I Haninge finns ett stenmjölslager placerat under yrkesgymnasiets byggnad som har varit i drift under ett år (Brahed, 2017). Lagret är ca 2 meter djupt (under bottenplattan) och har värmeslingor i botten. Ett stenmjölslager kan vara ett alternativ där det inte är möjligt att borra ett bergvärmelager och prisbilden uppges vara jämförbar med bergvärme (Brahed, 2017).

Sensibel energilagring i byggnadsstomme

Byggnadens inbyggda termiska tröghet kan nyttjas för korttidslagring av värme genom att tillfälligt höja inomhustemperaturen för att minska behovet av tillförd värme vid en senare tidpunkt. En tillämpning är energilagring för att undvika toppplastproduktion i energisystemet (Kensby, 2015).

2.2.2 Latent energilagring

Latenta energilagringsteknikerna omfattar fasomvandlingsmaterial (PCM) där energin lagras genom fasomvandling. Jämfört med sensibel energilagring kan latent energilagring lagra en större energimängd per volym. För lagring av kyla finns kommersiellt tillgänglig PCM-teknik där vattnets fasomvandling till is nyttjas.

PCM-tekniker för lagring av värme finns demonstrerade men är dyra tekniker. Chalmers driver idag ett forskningsprojekt kring energilager baserat på PCM (Sasic Kalagasidis, 2017). Inom projektet kommer lagring av solvärme från solfångare utvärderas.

2.2.3 Termokemisk energilagring

Termokemisk energilagring är en relativt ny form av termisk energilagring. Energin lagras genom en reversibel kemisk reaktion, vilken typiskt är en endotermisk reaktion där energi tillförs för att bryta bindningen mellan ämnen. Mognadsgraden är låg och mer forskning och utveckling krävs (Kalaiselvam och Parameshwaran, 2014).

Det svenska företaget SaltX Technology (2018) har tagit fram ett prototypsystem för ett saltlager som har installerats och verifierats i testlaboratorium. Nästa steg är en storskalig pilotanläggning som ska valideras. Förenklat kan systemet beskrivas som att det består av två kammare – en för en saltlösning och en för vatten. När lagret laddas med värme separeras salt och vatten (genom att vattnet kokas). I kammaren återstår torkat salt och i den andra kammaren lagras vattnet som kondenserar. Vid urladdning återförs vattnet till saltet och reaktionen avger värme.

2.2.4 Val av teknik för lagring av solvärme

I detta avsnitt ges först några verkliga exempel samt studier med solfångare och energilagring med potential att öka andelen solenergi i energianvändningen. Slutligen väljs systemkombination att studera mer utförligt för en kommersiell byggnad.

Intresse för att kombinera solfångare och bergvärmepumpar (bestående av borrhål och värmepump) har funnits sedan sent 70-tal (Kjellsson, 2009). Solfångare uppges kunna användas för flera syften: för att producera tappvarmvatten, producera värme till uppvärmning, höja inkommande temperatur till en värmepump (och därmed höja dess prestanda) samt för att producera värme för återladdning av borrhål (Kjellsson, 2009).

Ett antal testprojekt med solfångare i kombination med bergvärmepump har genomförts i Europa under 80- och 90-talet. Enligt Kjellsson (2009) indikerar resultaten att systemen är så komplexa och olika att det är svårt att dra generella slutsatser kring användbarhet och design. Kjellsson har studerat olika systemkombinationer med solfångare och bergvärmepumpar för ett enfamiljshus. Resultaten visar att den optimala designen för ett nytt system för småhus är att använda solvärme direkt till tappvarmvatten under sommarhalvåret och eventuellt till återladdning under vintern. För ett underdimensionerat borrhålssystem visade sig nyttan med återladdning kunna vara stor.

Enligt Free Energy (2017) är det möjligt att nå en så hög säsongsverkningsgrad som 8 för ett system bestående av solfångare, värmepump, ackumulatortank och ett marklager (exempelvis marklager under en nyproducerad byggnad) för en villa.

I Drake Landing Solar Community, Alberta, i Canada har ett solvärmesystem (2 293 m²) installerats kombinerat med ett isolerat borrhålslager (144 borrhål och 34 000 m³ jord under mark) för tillförsel av värme till 52 energieffektiva villor (Sibbitt m.fl., 2012). Resultat över fem år i drift visar att det är möjligt att nå en mycket hög andel solvärme för att möta uppvärmningsbehovet (endast med hjälp av stödel till pumpar).

För vintersäsongen 2015/2016, uppgavs att uppvärmningsbehovet i de 52 villorna kunde mötas till 100 % med lagrad solvärme (DLSC, 2016). Efter några års drift uppges temperaturen i marken vara 80°C i slutet av sommaren, vilket räcker till hela uppvärmningssäsongen (DLSC, 2016). Årsmedeltemperaturen i lagret har successivt höjts under de första åren och nådde det femte året i drift en temperatur på 57°C (Sibbitt m.fl., 2012).

I en nyligen publicerad studie av Rehman m.fl. (2017) har tre olika energisystemkonfigurationer bestående av borrhålslager, ackumulatortankar, värmepump och solfångare och solceller studerats för ett bostadsområde i Helsingfors, Finland. Energisystemet ska förse 100 villor med värme till uppvärmning och tappvarmvatten. Andelen solenergi i energianvändningen beräknas uppgå till 75–81 % det femte året i drift om solvärme lagras i borrhålslagret. Förlusterna i borrhålslagret visade sig dock kunna vara så höga som 40–60 %. Studien visar även att det är mycket viktigt för prestandan att välja rätt systemkonfiguration och att optimera storleken på komponenterna.

Säsongslagring av fjärrvärme i ett borrhålslager har studerats för tre olika typer av fastigheter i två svenska städer (Nilsson m.fl., 2016). Idén är att lagra spillvärme eller annan billig värme producerad med baslastanläggningar under sommarhalvåret för att kunna minska behovet av topplastproduktion under vintern. Slutsatsen dras att det krävs att lagret dimensioneras för en tillräckligt stor byggnad eller att flera byggnader av samma typ delar på ett gemensamt lager för att få skalfördelar i form av lägre investeringskostnad samt lägre förluster.

I studien visades ett exempel där lagertemperaturen ligger strax under 65°C i slutet av sommarhalvåret (1 oktober) och bergets temperatur strax under 60°C efter det att initiala förluster mot omgivning stabiliserats (Nilsson m.fl., 2016). I slutet av vintersäsongen (1 maj) ligger motsvarande temperaturer på omkring 40°C. Det är oklart hur mycket fjärrvärme som på årsbasis pumpats ned i lagret för att nå dessa temperaturer samt hur stora förlusterna är till omgivningen. I deras studie antas att ingen värme tas ut ur lagret under de två första uppvärmningssäsongerna till dess att lagret nått sin arbetstemperatur.

Ett lågtemperatursystem för uppvärmning och ventilation i byggnaden kan underlätta för att nyttiggöra värme med en låg temperatur. Simuleringsresultat visar att en 50 m² solfångaranläggning i kombination med en 250 m³ tank för säsongslagring kan tillgodose 85-92 % av det totala värmebehovet i ett nybyggt parhus som har ett låg- eller mediumtempererat värmesystem (Hesaraki, 2015). Enligt Dalenbäck (2017) finns flerbostadshus i Schweiz där värmebehovet tillgodoses till 100 % med solvärme även med hjälp av en mindre lagringsvolym.

Teknikinventeringen visar att det finns tekniker för säsongslagring av värme som har tillräckligt hög mognadsgrad, såsom borrhålslager, tank under mark och groplager. Flera av dessa är dock avsedda för större områden som omfattar flera byggnader med ett lokalt fjärrvärmesystem. Både groplager och tank under mark har angetts vara dyra tekniker i förhållande till andra säsongslagringstekniker när dessa tillämpas för enskilda byggnader.

Eftersom borrhålslager visat sig vara en möjlig lagringsteknik för att med hjälp av solfångare täcka upp till hela uppvärmningsbehovet för ett villaområde med solvärme, väljs denna lagringsteknik. En nackdel med att pumpa ned solvärme i ett borrhålslager för säsongslagring är dock att möjligheten att nyttja frikylla sommartid tas bort.

I studien väljs att studera ett kombinerat system med borrhålslager och värmepump för säsongslagring av solvärme. För korttidslagring av tappvarmvatten bedöms en vanlig ackumulatortank vara lämpligast.

3 Tekno-ekonomisk potentialbedömning för lagring av solel

I detta kapitel presenteras förutsättningar och resultat för fallstudier av lagring av solel. Därefter diskuteras den tekniska och ekonomiska potentialen med denna lösning.

3.1 Tekniska och ekonomiska förutsättningar

I detta avsnitt presenteras studerade fall, studerade byggnader och antagna tekniska och ekonomiska förutsättningar för potentialbedömning av lagring av solel.

3.1.1 Tekniska fall och referensenergisystem

För att utvärdera möjligheten att öka andelen solenergi i byggnadens energianvändning studeras fem fall med solceller (PV) med eller utan batterilager, vilka beskrivs nedan.

- För fallet **PV 1** är solcellsanläggningen dimensionerad för att matcha baslasten för byggnadens behov av fastighetsel.
- För fallet **PV 2a** är solcellsanläggningen dimensionerad för att matcha baslasten för byggnadens behov av både fastighetsel och verksamhetsel.
- Fallet **PV 2b** utgår från samma solcellsanläggning som i fallet PV 2a kombinerat med ett batterilager.
- För fallet **PV 3a** maximeras solcellsanläggningens storlek utefter vad som är möjligt givet byggnadens takyta. 85 % av takytan antas kunna nyttjas till solceller.
- Fallet **PV 3b** utgår ifrån samma solcellsanläggning som i fallet PV 3a kombinerat med ett batterilager.

För att utvärdera robustheten i resultaten för en kombinerad solcells- och batterianläggning varieras byggnadernas energilastprofil enligt fyra referensenergisystem, vilka beskrivs nedan.

- **RES 1:** Byggnaden antas vara värmd med fjärrvärme och kyld med fjärrkyla och endast fastighetselen ingår i ellastprofilen.
- **RES 2:** Byggnaden antas vara värmd med fjärrvärme och kyld med en eldriven kylmaskin och endast fastighetselen (inkl. el till kyla) ingår i ellastprofilen. Kylmaskinens elbehov beräknas utifrån behovet av fjärrkyla och en antagen säsongverkningsgrad (ESEER = 3) för kylmaskinen.

- **RES 3:** Byggnaden antas vara värmd med en bergvärmepump och kyld med en eldriven kylmaskin och endast fastighetselen (inkl. el till kyla, värme och tappvarmvatten) ingår i ellastprofilen. Värmepumpens elbehov beräknas utifrån behovet av fjärrvärme till uppvärmning och tappvarmvatten och en antagen säsongsverkningsgrad för värmepumpen (SCOP = 3 för uppvärmning och SCOP = 2,5 för tappvarmvatten). Kylmaskinens elbehov beräknas på samma sätt som i RES 2.
- **T.RES 1:** Samma som RES 1 men med skillnaden att den totala elanvändningen inklusive verksamhetselen ingår i ellastprofilen.

3.1.2 Studerade byggnader

I denna fallstudie ingår tre svenska kontorsbyggnader, vilka beskrivs i Tabell 1. Takets utformning är central för möjligheten att placera solceller optimalt. Vid utvärderingen tas dock inte hänsyn till takens nuvarande utformning och eventuella fördyrande installationskostnader på grund av takspecifika förutsättningar. Byggnadernas tak antas vara platta utan några skuggande objekt.

Tabell 1 Referensbyggnader i studien

Byggnad	A	B	C
Plats	Malmö	Stockholm	Göteborg
Uppvärmd golvyta (m ² A _{temp})	12 000	12 000	23 000
Antal plan	3	7	9
Takyta (m ²)	~4 900	~1 700	~2 800
Uppvärmningssystem	Fjärrvärme	Fjärrvärme	Fjärrvärme
Kylsystem	Fjärrkyla	Fjärrkyla	Fjärrkyla
Specifik energianvändning (kWh/m ² , år)			
Uppvärmning (kWh/m ² , år)	39	28	21
Varmvatten (kWh/m ² , år)	2	1	3
Kyla (kWh/m ² , år)	11	26	13
Fastighetsel (kWh/m ² , år)	21	17	16
Hyresgästel (kWh/m ² , år)	45*	58	45

*På grund av avsaknad av mätdata för hyresgästelen i Byggnad A används mätdata för verksamhetselen (kWh/m², år) för Byggnad C även för Byggnad A.

3.1.3 Placering och dimensionering

I samtliga fall med solceller antas dessa vara installerade på byggnadens tak riktade växelvis mot öst och väst och monterade i 10° lutning, vilket ger störst årsproduktion per använd kvadratmeter takyta. I simuleringarna antas polykristallina solcellsmoduler med en antagen verkningsgrad på 16 % och ett årligt utbyte på mellan 770 och 830 kWh/kWp beroende på ort.

Metoden för att dimensionera batterilagret är inspirerat av Nyholm (2016) men har anpassats för att gälla kontorsbyggnader och de solcellsstorlekar som ingår i denna studie. Batterilagret har dimensionerats för att antingen kunna täcka en hel dags elbehov en genomsnittlig sommardag (juni) eller för att ha kapacitet nog för att lagra all överskottsel för en genomsnittlig dag (över ett år). Vilken kapacitet batterilagret slutligen får beror på vilken av dessa dimensioneringsfaktorer som uppfylls först.

Ett batteri som har en lagringskapacitet på 100 kWh, en i-laddningskapacitet på 10 kW och en urladdningskapacitet på 50 kW har valts i studien baserat på prestandan för ett Tesla PowerPack-batteri (Vela solaris, 2017)¹. Vid dimensionering ökas eller minskas lagringskapacitet i steg om 100 kWh. Det antal batterier som bäst möter behoven utifrån de dimensioneringsprinciper som beskrivs ovan väljs.

Beräknad storlek på solcells- och batterianläggningarna för respektive tekniskt fall, byggnad och referensenergisystem presenteras i Tabell 2.

Tabell 2 Dimensionering av solceller och batterilagrar för olika tekniska fall och olika byggnader och referensenergisystem (n/a betyder att fallet inte studerats)

Byggnad	Fall	RES 1		RES 2		RES 3		T.RES 1	
		Solceller (kWp)	Batterier (kWh)	Solceller (kWp)	Batterier (kWh)	Solceller (kWp)	Batterier (kWh)	Solceller (kWp)	Batterier (kWh)
Byggnad A	PV 1	34	-	41	-	64	-	n/a	n/a
	PV 2a	128	-	128	-	128	-	128	-
	PV 2b	128	100	128	100	128	100	n/a	n/a
	PV 3a	673	-	673	-	673	-	673	-
	PV 3b	673	200	673	200	673	300	673	800
Byggnad B	PV 1	43	-	59	-	74	-	n/a	n/a
	PV 2a	164	-	164	-	164	-	164	-
	PV 2b	164	200	164	100	164	100	n/a	n/a
	PV 3a	233	-	233	-	233	-	233	-
	PV 3b	233	200	233	200	233	100	233	100
Byggnad C	PV 1	81	-	101	-	123	-	n/a	n/a
	PV 2a	255	-	255	-	255	-	255	-
	PV 2b	255	300	255	300	255	200	n/a	n/a
	PV 3a	619	-	619	-	619	-	619	-
	PV 3b	619	500	619	900	619	700	619	400

¹ Notera att i- och urladdningseffekter baseras på uppgifter som finns inlagda i simuleringsverktyget Polysun, och att dessa uppgifter inte har bekräftats av Tesla.

Observera att solcellsanläggningarna för de tekniska fallen (såsom för fall PV 1) kan ha olika storlek för olika referensenergisystem eftersom dimensioneringen av solcellsanläggningen beror på ellastprofilen. Notera att även i fall där solcellsanläggningarna har samma storlek kan batterilagren vara olika stora för olika referensenergisystem, vilket förklaras av att dimensioneringen av batterilagret beror dels på tillgången på överskottsenergi och dels på avsättningsmöjligheten för lagrad solel.

3.1.4 Ekonomiska beräkningar och antaganden

Två typer av ekonomiska studier har genomförts, en lönsamhetsanalys för solceller med eller utan batterier och en break-even analys för enbart batterier. Endast parametrar som ändras mellan de studerade tekniska fallen och referensenergisystemen inkluderas i beräkningarna.

Lönsamhetsbedömning av solceller med eller utan batterier

I den första studien undersöks lönsamheten genom att beräkna nettonuvärdet för en investering i solceller med eller utan batterilagret. I nettonuvärdet inkluderas kostnader för investering, reinvestering samt drift- och underhållskostnaderna samt minskade kostnader för köpt el och intäkter från försäljning av överskottsenergi samt intäkter för elcertifikat för all producerad solel.

Break-even analys för batterilagrets lönsamhet

I den andra studien, som utgörs av en break-even analys, undersöks vilka förutsättningar som krävs för att en investering i ett batterilagret ska vara lönsam. Nettonuvärdet beräknas för batterilagret med varierande batteripris (mellan 1000 och 4000 SEK/kWh) och varierande utnyttjandegrad av batteriet (BUF, enligt Ekvation 1, Avsnitt 1.3). Värdet av den lagrade solelen beräknas som skillnaden i värde på köpt el (inkl. energiskatt för köpt el) och såld el minus energiskatten för använd egenproducerad el. Observera att energiskatten är olika vid köp och egenanvändning av el.

Ekonomiska scenarier och indata

I referensscenariot antas att batteriet har en teknisk livslängd på 15 år, att kostnaden för köpt el inkluderar elhandelspris, energiskatt och elnätsavgift och att värdet för såld el utgörs av spotpriset och nätnyttan. Det antas att köpt el är förenat med en energiskatt på 32,5 öre per kWh och att egenanvändning av egenproducerad solel är förenat med en energiskatt på 0,5 öre per kWh (oavsett storlek på anläggning).

Lönsamhetsbedömning av solceller med eller utan batterier görs endast för referensscenariot och break-even analysen genomförs för både referensscenariot samt

fyra alternativa scenarier med en varierad parameter i taget, enligt nedan. Samtliga kostnader och priser anges exklusive moms i Bilaga 1.

I scenario 2 antas att den högre energiskatten betalas för all egenanvänd solel (vilket gäller solcellsanläggningar över 255 kW). Scenario 3 avspeglar en situation där elpriset blir väldigt lågt eller till och med negativt under samma period som det finns ett överskott av solel. I scenario 4 och 5 varierar batteriets livslängd med +/- 5 år.

1. Referensscenario (15 års livslängd, såld el har ett värde, låg energiskatt)
2. Hög energiskatt för all egenanvänd solel (energiskatt = 0,325 SEK/kWh)
3. Inget värde för såld el (spotpris och nätnytta = 0 SEK/kWh)
4. Batteriets livslängd: 15 - 5 år
5. Batteriets livslängd: 15 + 5 år

Förutom värdet av att lagra överskottsel från en solcellsanläggning, finns andra potentiella värden av att installera ett batterilager, vilka inte har inkluderats i studien. Det är exempelvis möjligt att lagra billig el på natten för användning på dagen då elen är dyrare.

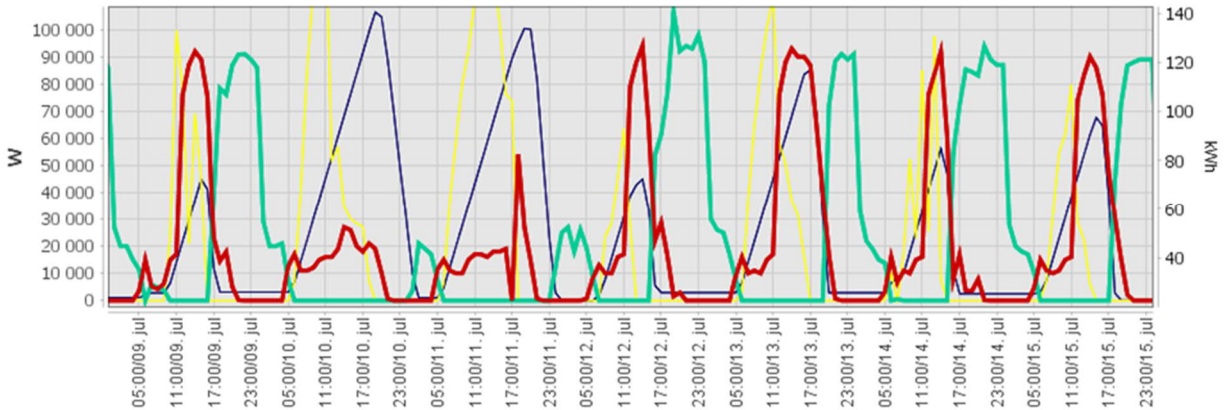
Det är även möjligt att kapa effekttoppar med hjälp av ett batterilager, vilket minskar elkostnaderna. Det kan även vara möjligt att ersätta ett effektabonnemang till ett säkringsabonnemang, vilket kan innebära en ytterligare kostnadsbesparing (Häger, 2017). Som ett känslighetsscenario för en byggnad undersöks hur värdet av minskade effekttoppar påverkar lönsamheten.

3.2 Resultat och analys

I detta avsnitt presenteras resultat över potentialen att minska överskottsproduktionen, öka täckningsgraden och därigenom minska behovet av tillförd energi med hjälp av en solcellsanläggning och ett batterilager. Slutligen presenteras resultat över lönsamheten för solceller med eller utan batterilagret samt en break-even analys för lönsamheten av batterilagret för sig.

3.2.1 Batterilagrets i- och urladdning

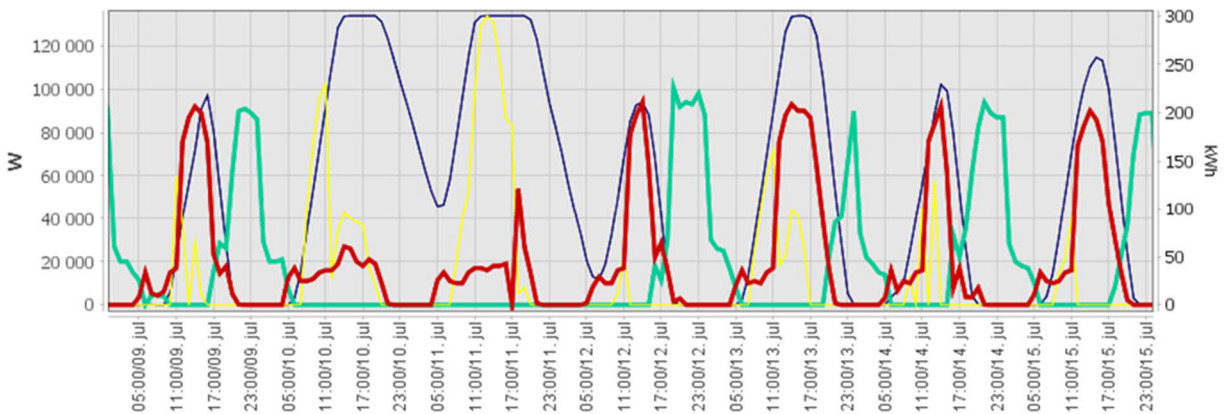
I Figur 3 ges ett exempelresultat över i- och urladdning en vecka i juli för ett 300 kWh batterilager som har en i-laddningskapacitet på 10 kW och en urladdningskapacitet på 50 kW. Simuleringsresultaten visar att det finns mer tillgänglig solel (gul kurva = solelöverskott) än vad batterilagret kan ta emot dagtid (blå kurva = batteriets laddning) och att det går förhållandevis fort att ladda ur batterilagret på kvällen/natten. I detta exempel finns avsättning för all den solel som lagrats i batterilagret.



Figur 3 I- och urladdning för ett batterilager med en i- och urladdningskapacitet på 10 kW respektive 50 kW för Byggnad C givet fall PV2b och referensenergisystem RES 1. Primäraxel: solesöverskott (gul kurva), direktanvänd soles (röd kurva), återstående fastighetselbehov (grön kurva). Sekundäraxel: batterilagrets laddning (blå kurva).

Om i-laddningskapaciteten istället skulle vara lika hög som urladdningskapaciteten, ser simuleringsresultaten annorlunda ut, jämför Figur 3 och Figur 4. I detta hypotetiska exempel kan batteriets kapacitet utnyttjas mer. Under vissa dygn behövs ingen ytterligare el köpas in. Under ett av dygnet hinner batterilagret inte laddas ur helt innan det börjar laddas upp på nytt. Därmed dras slutsatsen att både batterilagrets i- och urladdningskapaciteten kan vara viktiga för att öka andelen egenanvänd soles i byggnaden.

Notera att övriga resultat i detta kapitel baseras på ett batterilager med en laddningskapacitet på 10 kW och en urladdningskapacitet på 50 kW, om inget annat anges.



Figur 4 I- och urladdning för ett batterilager med en i- och urladdningskapacitet på 50 kW för Byggnad C givet fall PV2b och referensenergisystem RES 1. Primäraxel: solesöverskott (gul kurva), direktanvänd soles (röd kurva), återstående fastighetselbehov (grön kurva). Sekundäraxel: batterilagrets laddning (blå kurva).

3.2.2 Köpt el och andel solenergi

I detta avsnitt presenteras resultaten över egenanvänd solet, återstående elbehov samt soletöverskott för de olika tekniska fallen. Utgående från detta redovisas även andelen solet i elanvändningen (täckningsgrad). Vid analys av resultaten, observera att solcellsanläggningen och batterilagret har olika storlekar för olika referensenergisystem.

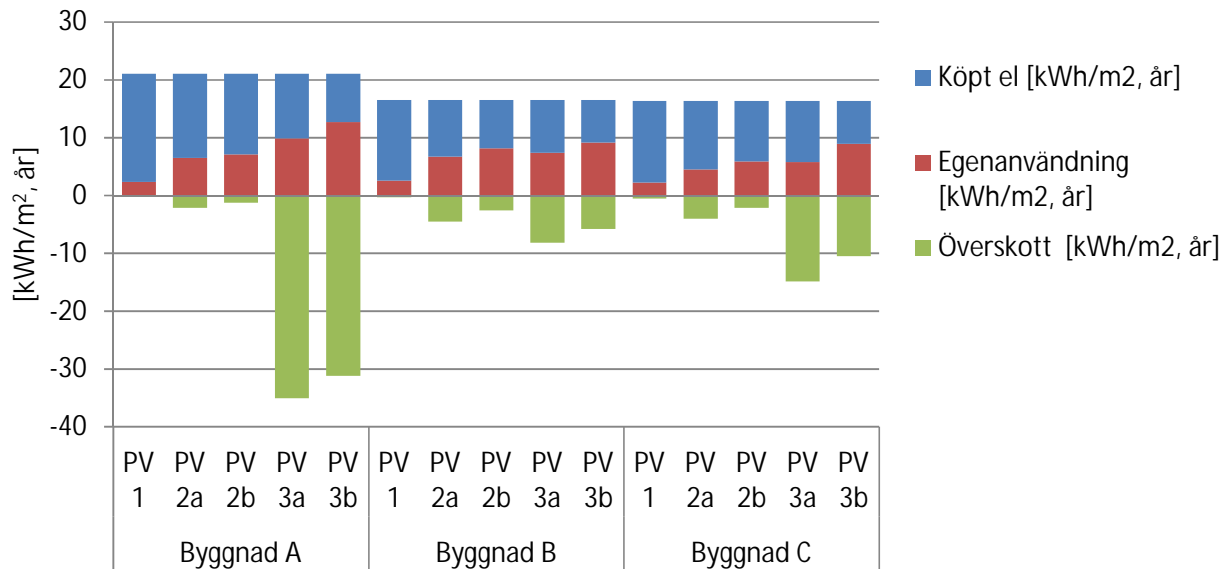
Med en liten solcellsanläggning (PV 1), som dimensionerats utefter att matcha byggnadens fastighetselbehov, kan en täckningsgrad för fastighetsel användningen nås på mellan 11 och 16 % för de tre studerade byggnaderna givet respektive specifikt referensenergisystem (RES 1, 2 och 3), se Figur 5, Figur 6 och Figur 7.

Med en medelstor solcellsanläggning (PV 2a), som istället dimensionerats utefter att matcha byggnadens totala elbehov, inklusive både fastighetsel och verksamhetsel, kan en täckningsgrad för fastighetsel användningen nås på mellan 20 och 41 %. Samtidigt är överskottsproduktionen av el från den medelstora solcellsanläggningen betydande för flera av byggnaderna givet de olika referensenergisystemen, vilket den negativa stapeln visar. Med hjälp av ett batterilagret (PV 2b) kan täckningsgraden öka till en täckningsgrad på mellan 22 och 49 %.

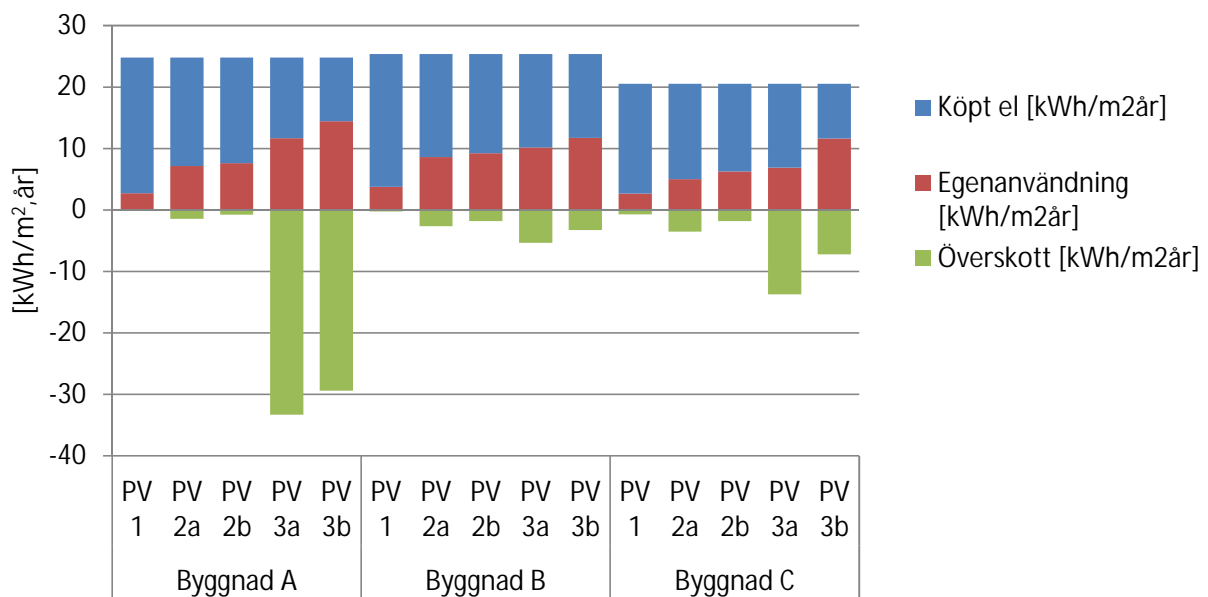
Med en stor solcellsanläggning (PV 3a), som istället dimensionerats utefter att täcka så mycket av byggnadernas takyta som möjligt med solceller, kan en täckningsgrad för fastighetsel användningen nås på mellan 30 och 47 % givet de olika byggnaderna och referensenergisystemen. Med hjälp av ett batterilagret (PV 3b) kan täckningsgraden öka ytterligare till en täckningsgrad på mellan 33 och 60 %.

Som ses i Figur 5, Figur 6 och Figur 7 är överskottsproduktionen från en maximerad solcellsanläggning väldigt stor, både utan ett batterilagret (mellan 26 och 78 %) och med ett batterilagret (mellan 20 och 71 %). Resultaten visar, i de allra flesta fall, att för byggnader med mer elberoende referensenergisystem (baserat på kylmaskiner och värmepumpar), ges samma eller lägre överskottsproduktion av solet och samma eller lägre täckningsgrad jämfört med utfallet för byggnader med fjärrvärme- och fjärrkylbaserat referensenergisystem.

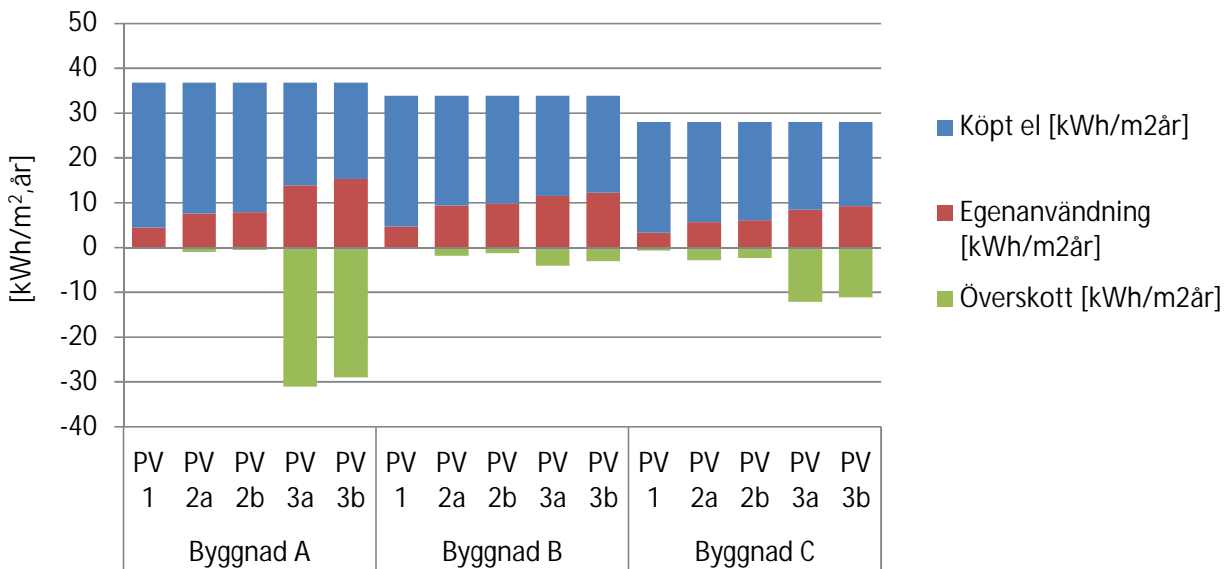
Sett över samtliga fall, byggnader och referensenergisystem, bidrar batterilagret med mellan 1 och 23 procentenheter högre täckningsgrad för fastighetsel användningen.



Figur 5 Simuleringsresultat över köpt el, egenanvänd solet samt soletöverskott för de olika tekniska fallen med solceller för Byggnad A, B och C givet referensenergisystem RES 1.



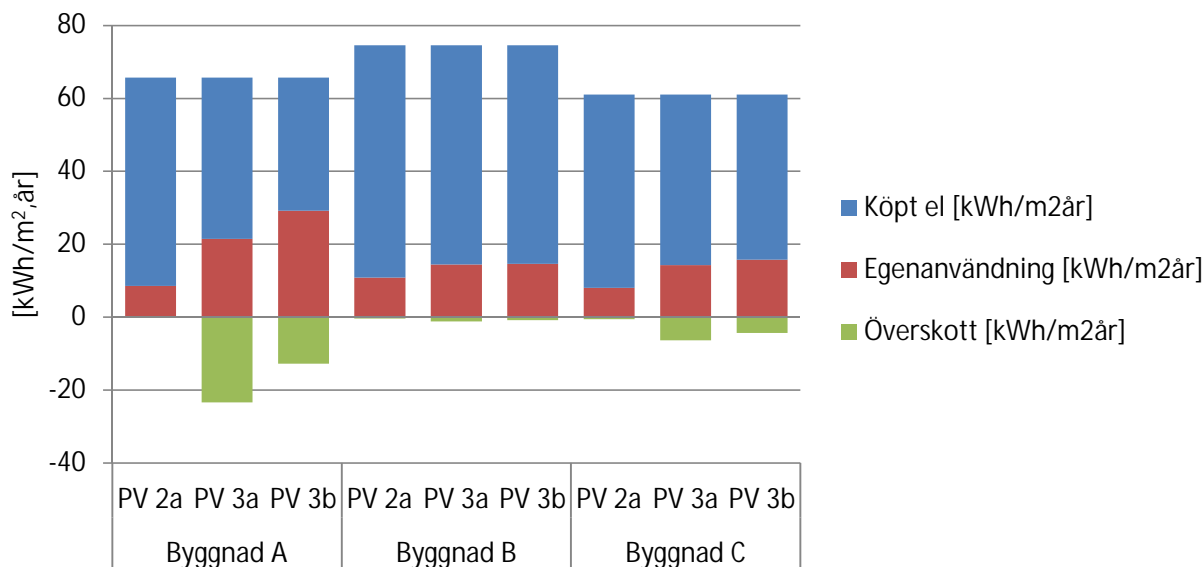
Figur 6 Simuleringsresultat över köpt el, egenanvänd solet samt soletöverskott för de olika tekniska fallen med solceller för Byggnad A, B och C givet referensenergisystem RES 2.



Figur 7 Simuleringsresultat över köpt el, egenanvänd solex samt solexöverskott för de olika tekniska fallen med solceller för Byggnad A, B och C givet referensenergisystem RES 3.

Ett alternativ till batterier är att överlåta så mycket som möjligt av överskottselen till verksamheten. I Figur 8 presenteras simuleringsresultat givet ett sådant alternativ (T.RES 1), vilket kan jämföras med resultaten för då enbart fastighetselen inkluderas i byggnadernas ellastprofil (RES 1), se Figur 5. Notera att solcellsanläggningarna har samma storlek givet båda dessa referensenergisystem men att batterianläggningens storlek (för PV 3b) är olika på grund av olika dimensionerande förutsättningar.

I de tekniska fallen med en medelstor solcellsanläggning (PV 2a) ges inget eller ett försumbart solexöverskott, vilket är rimligt eftersom solcellsanläggningen dimensionerats utefter byggnadens totala elbehov inklusive verksamhetselen. Den högre elanvändningen innebär även en kraftigt minskad överskottsproduktion för den stora solcellsanläggningen (PV 3a). Ett batterilager har potential att minska överskottsproduktionen ytterligare. Som högst ges en täckningsgrad för den totala elanvändningen på mellan 20 och 44 % med en stor solcellsanläggning kombinerad med ett batterilager (PV 3b) givet detta referensenergisystem.



Figur 8 Simuleringsresultat över köpt el, egenanvänd solexel samt solexelöverskott för de olika tekniska fallen med solceller för Byggnad A, B och C givet referensenergisystem T.RES 1.

3.2.3 Nettonuvärde för solceller med eller utan batterier

Resultaten av nettonuvärdesanalysen (resultaten visas inte) gav att både en liten solcellsanläggning (PV 1) och en medelstor (PV 2a) solcellsanläggning kan vara lönsam för vissa byggnader och vissa referensenergisystem givet antagandena. Resultaten visar samtidigt att i samtliga studerade tekniska fall, för alla tre byggnader och givet de tre olika referensenergisystemen, att det är olönsamt att installera ett batterilager om dessa enbart används för lagring av solexel i byggnaden. I samtliga studerade fall med både solceller och batterilager ges ett negativt nettonuvärde.

Eftersom ingen av de kombinerade solcells- och batterilösningarna visar på lönsamhet, fokuseras istället den ekonomiska analysen på frågan under vilka förutsättningar ett batterilager kan vara lönsamt.

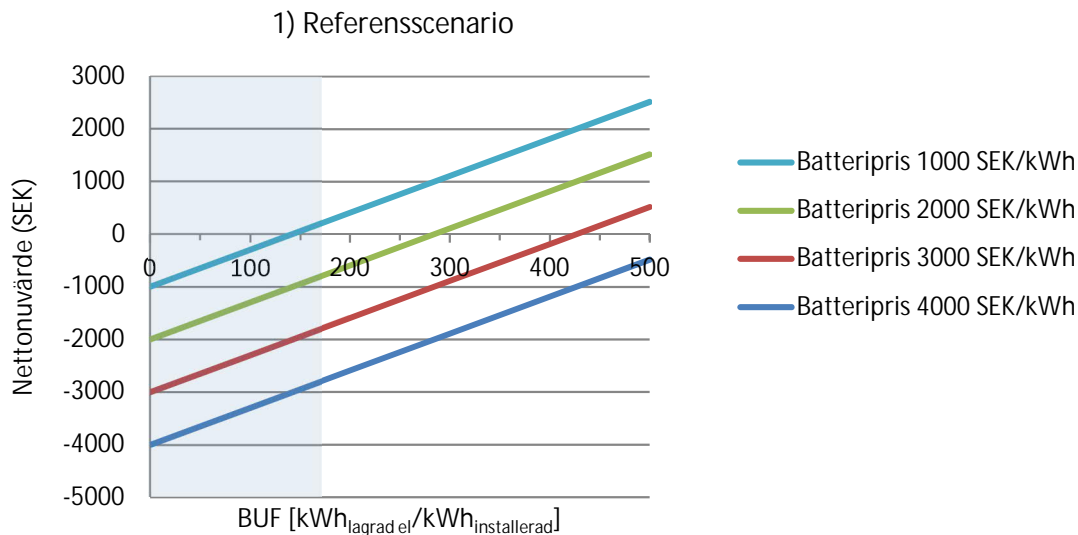
3.2.4 Break-even analys givet olika scenarier

I detta avsnitt presenteras en break-even analys för att ta reda på under vilka förutsättningar ett batterilager kan vara lönsamt. Om beräknat nettonuvärde är större eller lika med noll betyder det att investeringen är lönsam och att investeraren får den avkastning som legat till grund för lönsamhetskalkylen.

I Figur 9 presenteras nettonuvärdesresultaten för ett batterilager givet referensscenariot (som beskrivs i Avsnitt 3.1.4). Enligt simuleringarna erhålls en utnyttjandegrad för

batterilagren (BUF, se Ekvation 1) på mellan ca 20 och 170 kWh lagrad el per kWh installerad lagringskapacitet, vilket markerats i figuren genom den skuggade arean.

Med dagens batteripris (4000 SEK/kWh) och den beräknade utnyttjandegraden är batterilagren inte lönsamma. Detta kan ses i Figur 9 genom att den mörkblå kurvan som representerar utfallet med dagens batteripris inte korsar x-axeln inom den skuggade arean. För att de batterilagren som utnyttjas mest (hög BUF-faktor), ska bli lönsamma krävs att batteripriset sjunker till ca en fjärdedel av dagens pris.



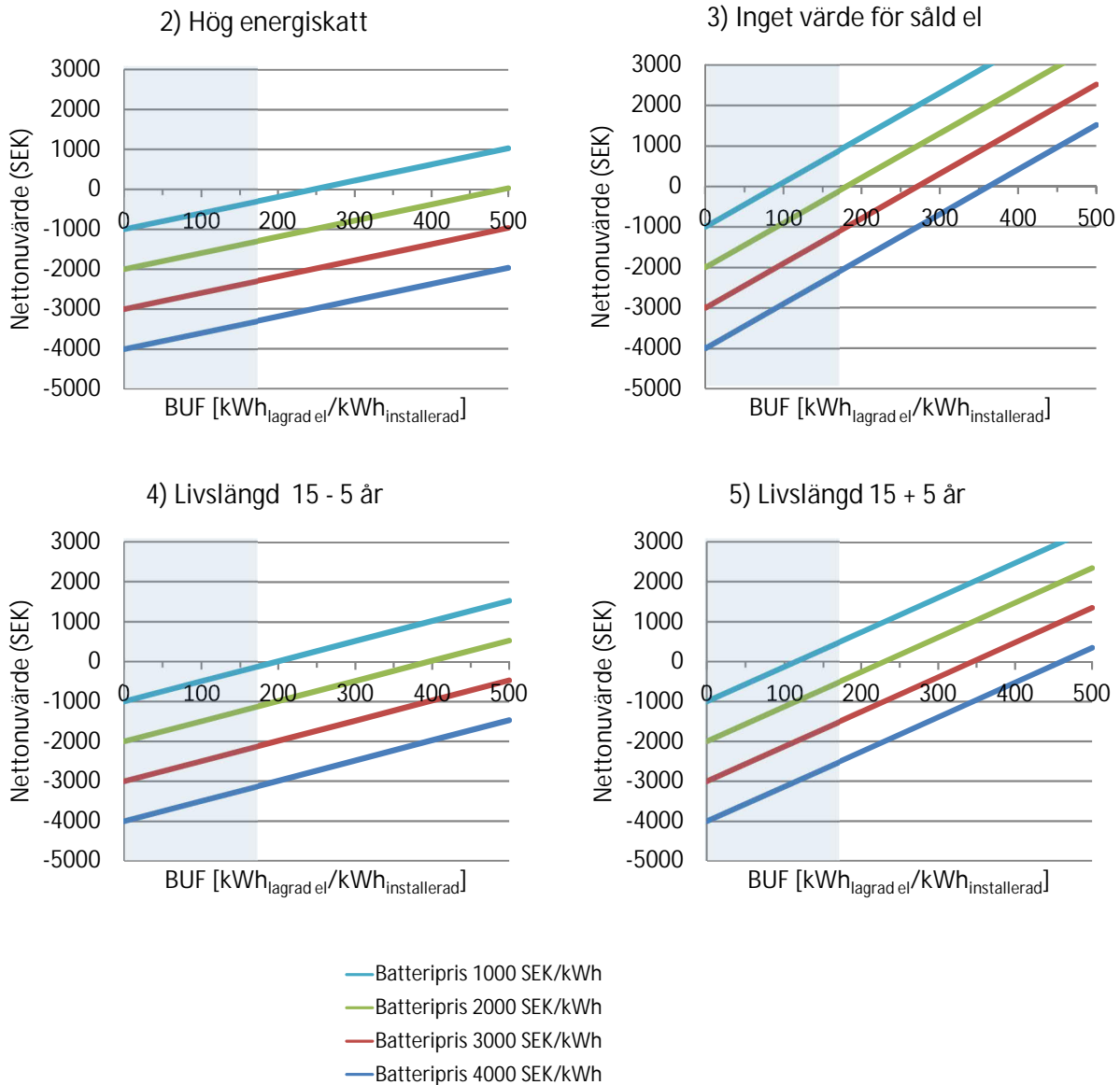
Figur 9 Nettonvärde för ett batterilager givet olika batteripris och utnyttjandegrad vid referensscenariot.

I Figur 10 presenteras nettonvärdesresultaten för ett batterilager givet fyra alternativa scenarier, med en varierad parameter i taget, vilka beskrivs i Avsnitt 3.1.4. Om den högre energiskatten, som gäller för egenanvänd el för solcellsanläggningar större än 255 kW, antas gälla för all egenanvänd el (scenario 2) istället för den låga energiskatten, minskar, som väntat, batterilagrets lönsamhet avsevärt. Ingen av de simulerade batterilagren blir lönsam givet detta scenario, inte ens om batteripriset skulle sjunka till en fjärdedel av dagens pris.

Om värdet på såld el skulle vara obefintligt (scenario 3), vilket möjligen skulle kunna inträffa om det finns ett överskott av el på nätet dagtid eller om intäkten för nätnyttja omvandlas till en avgift pga. ökad belastning på elnätet, så skulle det vara mer värdefullt att lagra solel. För de batterilagren som utnyttjas mest (hög BUF-faktor), skulle det räcka med en halvering av batteripriset för att nå lönsamhet. Det är dock möjligt att det skulle kunna bli precis tvärtom, att elpriset dagtid (under höglast) kommer att bli betydligt

högre än elpriset nattetid. I ett sådant scenario är det inte lika mycket värt att lagra sole i batterier, utan mer värt att lagra el från natten till dagen.

Nettonuvärdet presenteras även givet två ytterligare scenarier där batterilagret antas hålla 5 år kortare eller 5 år längre (scenario 4 och 5) jämfört med vad som antagits i övriga scenarier (15 år). Detta påverkar batterilagrets lönsamhet markant. Batteriets utnyttjandegrad och livslängd (som beror på antalet laddningscykler) hänger dock ihop. En hög utnyttjandegrad innebär en kortare livslängd.



Figur 10 Nettonvärde för ett batterilager givet olika batteripris och utnyttjandegrad (BUF) vid fyra alternativa ekonomiska scenarier.

3.3 Potentialbedömning och diskussion

Simuleringsresultaten visar att det finns potential att kraftigt öka andelen solel i byggnadernas elanvändning, till stor del med hjälp av större solcellsanläggningar och till viss del genom installation av batterilagrar. De ekonomiska beräkningarna visar att det krävs ett bättre utnyttjande av batterilagren samt ett minskat batterilagerpris, i kombination med andra gynnsamma ekonomiska förutsättningar, för att batterilagrar ska bli lönsamma.

Studien bygger på en mängd antaganden och det finns osäkerheter, vilket diskuteras nedan. Som tidigare nämnts finns även andra potentiella nyttor med ett batterilager som inte inkluderats i studien men som behandlas i diskussionen nedan. Slutligen summeras möjliga förbättringsåtgärder.

Osäkerhet i dimensionering

Det finns inget vedertaget sätt att optimera och dimensionera batterilagrar. Solcellsanläggningarna och batterilagren har i denna studie dimensionerats utefter tekniska parametrar och inte utifrån en ekonomisk optimering. Resultaten över batteriets utnyttjandegrad tyder på att det finns förbättringsmöjligheter av både dimensionering och styrstrategin för de studerade batterilagren.

I- och urladdningskapacitet

Simuleringsresultat visar att det kan vara viktigt med en snabb i- och urladdning för att möta lagrings- och elbehovet. Att installera ett batterilager med motsvarande i-laddningskapacitet som effekten på solcellsmodulerna skulle innebära att fler batterier behöver installeras för att kunna lagra all solel, vilket kan vara svårt att motivera ekonomiskt. Det finns dock batterier med olika i- och urladdningskapacitet.

Fallstudierna baseras på ett batterilager med en i-laddningskapacitet som utgör en femtedel (10 kW per batterilager) av urladdningskapaciteten (50 kW per batterilager). En känslighetsanalys har genomförts med beaktande av denna parameter (resultaten visas inte). Resultaten visar att om i-laddningskapaciteten vore densamma som urladdningskapacitet för de studerade batterilagren (med bibehållen batteristorlek), resulterar det i 0 till 4 procentenheter högre täckningsgrad för fastighetselen än om batterilagren har den lägre i-laddningskapaciteten. Det resulterar i en täckningsgrad för fastighetselen på som högst mellan 55 och 64 %.

Fler nyttor och högre utnyttjandegrad för ett batterilager

Det finns en begränsning i hur hög utnyttjandegraden (BUF) kan vara även med en ännu högre i- och urladdningskapacitet. Om batteriet laddas fullt och laddas ur helt och hållet en gång per dygn är BUF 365. Skulle batteriet kunna nyttjas två gånger per dygn, dels för laddning av solel dagtid för användning på kvällen och dels för laddning av billig

el på natten för användning på morgonen, skulle BUF som mest kunna dubblas. Det är dock inte rimligt med tanke på begränsad solinstrålning under vintersäsongen i Sverige. Notera även att ju högre BUF, desto lägre livslängd (som bestäms av antalet laddningscykler).

Minskad effektavgift

Potentiellt minskade elkostnader till följd av en minskad effektavgift med solceller och batterier har inte inkluderats i studien. Däremot har en grov uppskattning av den reducerade effektavgift till följd av kapade effektoppar gjorts för en byggnad (Byggnad C givet RES 1). För en medelstor solcellsanläggning (PV 2a) uppskattas effektavgiften kunna minska med ca 3500 kr per år jämfört med referensenergisystemet utan solceller. Effektavgiften kan reduceras ytterligare vid komplettering med ett batterilager (PV 2b). För en stor solcellsanläggning (PV 3a) uppskattas effektavgiften kunna reduceras med ca 3600 kr/år och med tillägg av ett batterilager (PV 3b) uppskattas effektavgiften kunna reduceras ytterligare ca 2300 kr/år.

Den minskade kostnaden med en lägre effektavgift (givet dagens effektavgifter) bedöms vara relativt liten i förhållanden till övriga kostnader och intäkter. Det kan dock finnas möjlighet till ytterligare minskad effektavgift om batterilagret även används för att lagra el från natten till morgonen, vilket inte har undersökts.

Elprisets utveckling

Förutsatt att utvecklingen av spotpriset och elhandelspriset går hand i hand, så påverkar inte elprisutveckling lönsamheten för ett batterilager eftersom värdet av att lagra el framförallt antas utgöras av skillnaden i energiskatt mellan köpt och använd egenproducerad solel samt av nänytta. Större skillnader i framtida elpris mellan dag och natt skulle däremot ha en inverkan på lönsamheten av att lagra solel och av att lagra billig el för användning under tidpunkter med högre elpris.

Summering av möjliga förbättringsåtgärder

Nedan summeras möjliga förbättringsåtgärder för att höja den tekniska och ekonomiska prestandan för ett batterilager.

- Välj ett batterilager med tillräckligt hög i- och urladdningskapacitet.
- Maximera batteriets utnyttjandegrad genom att exempelvis nyttja batteriet både för lagring av solel dagtid för användning till kvällen/natten och för lagring av billigare el på natten till morgonen.
- Räkna in samtliga ekonomiska nyttor i lönsamhetskalkylen och optimera dimensionering och styrstrategi utifrån att maximera batterilagrets lönsamhet.

4 Diskussion kring lagring av solvärme

I detta avsnitt presenteras den ansats som gjorts i projektet till att studera möjligheten att öka andelen solenergi i energianvändningen genom att nyttja solfångare i kombination med ett borrhåslager. Erfarenheterna presenteras i form av viktiga aspekter att beakta vid design av ett sådant system.

4.1 Ansats till potentialbedömning för lagring av solvärme

För en grov potentialbedömning av säsongslagring av solvärme har tre olika tekniska fall med solfångare och energilager studerats för en kontorsbyggnad givet ett elbaserat referensenergisystem. Den systemlösning som har modellerats och simulerats inom projektet består av solfångare, laddningsbart borrhål, värmepump och ackumulatortank.

Resultat som tagits fram för dessa tre olika tekniska fall är berglagrets temperatur, värmepumpens säsongsverkningsgrad och byggnadens fastighetselanvändning för uppvärmning och tappvarmvatten det första, femte och tionde året i drift. Andel solenergi i energianvändningen samt förluster till berg och i värmeväxling har också beräknats utifrån simuleringsresultaten.

Att designa ett system med solfångare, laddningsbart borrhål, värmepump och ackumulatortank visade sig dock vara väldigt komplext och komplicerat. Resultaten som tagits fram för de grova beräkningsexemplen riskerar att bli missvisande. Av denna anledning redovisas inte dessa i slutrapporten. Istället presenteras erfarenheterna och lärdomarna från denna del av studien i form av viktiga aspekter att beakta vid design av ett sådant system. Mer om processen kring detta finns att läsa i avsnitten 6.2 Måluppfyllelse och 6.3 Lärdomar.

4.2 Viktiga designaspekter för lagring av solvärme

I detta avsnitt diskuteras designaspekter för ett borrhåslager för säsongslagring av solvärme utan möjlighet till uttag av frikyla under sommaren. Utifrån erfarenheter från designöverväganden och från genomförda simuleringar samt från en fördjupning av andra studier och verkliga exempel presenteras viktiga aspekter att beakta vid design av ett system bestående av solfångare, laddningsbart borrhål, värmepump och ackumulatortank.

Systemkonfiguration och dimensionering av komponenter

Generellt rekommenderas att genomföra en detaljerad utredning för att identifiera den mest lovande systemkonfigurationen för den specifika tillämpningen och för att optimera respektive komponents storlek.

I den nyligen publicerade studien av Rehman m.fl. (2017) har ett system bestående av borrhåslager, ackumulatortankar, värmepump, solfångare och solceller simulerats för att förse 100 villor med värme till uppvärmning och tappvarmvatten.

Simuleringsresultaten visar att andelen solenergi i energianvändningen uppgår till 75–81 % det femte året i drift. Förlusterna i borrhåslagret visade sig dock kunna vara så höga som 40–60 %. En slutsats från studien är att det är mycket viktigt för prestandan att välja rätt systemkonfiguration och att optimera storleken på komponenterna.

Utformning och isolering av borrhåslager

Vilka temperaturer som är möjliga att uppnå i ett berglager och som går att erhålla vid urladdning beror på många olika faktorer.

Borrhåslager som är utformade som en cylinder i stället för ett rätblock minskar värmeförlusterna pga. att den omslutande arean är mindre för en cylinder (Nilsson m.fl., 2016).

För att få en så hög temperatur vid urladdning som möjligt kan borrhåslager utformas med seriekopplade borrhål (istället för parallellkopplade borrhål) som laddas ”inifrån och ut” och laddas ur ”utifrån och in”, se Sibbitt m.fl. (2012). Solvärmens pumpas ned i mitten av lagret och pumpas sedan utåt mot ytterkanterna. Detta innebär att en högre temperatur kan nås i kärnan av lagret. Vid uttag förvärms vattnet i borrhåslagrets ytterkanter och värms sedan mer och mer innan det slutligen tas upp i mitten av lagret.

För att minska värmeförlusterna till omgivningen kan borrhåslagret isoleras, vilket är förenat med kostnader. Efter några års drift av borrhåslagret i Drake Landing Solar Community, som både har seriekopplade borrhål enligt ovan och är isolerat, uppges temperaturen i marken vara 80°C i slutet av sommaren, vilket uppges räcka till hela uppvärmningssäsongen (DLSC, 2016).

I- och urladdning med hjälp av ackumulatortankar

Borrhåslager har en begränsad i- och urladdningseffekt. Om utrymme finns, så möjliggör en större ackumulatortank ett bättre utnyttjande av producerad solvärme eftersom i- och urladdningseffekten för en vattentank är mycket högre än för ett borrhåslager. I Drake Landing Solar Community, i Kanada, laddas först en bufferttank med solvärme och med hjälp av denna kan borrhålen laddas med en konstant effekt under 24 timmar (Dalenbäck, 2017).

Två separata ackumulatortankar – en för varmt vatten och en för hett vatten – kan dessutom möjliggöra bättre utnyttjande av tillgänglig solvärme eller värme via lagret och minska värmepumpens elbehov. För designexempel, se Rehman m.fl. (2017).

En större ackumulatortank möjliggör även en högre andel direktanvänd solvärme (via ackumulatortanken). Det är dock inte alltid möjligt att placera en stor ackumulatortank i ett enskilt kontorshus.

Minskad elanvändning till värmepumpen

Ett sätt att erhålla en högre verkningsgrad för värmepumpen och för systemet som helhet är att se till att restvärmen (efter att ackumulatortanken laddats) används för att höja inkommande temperatur till värmepumpen (innan återstående restvärme slutligen pumpas ned i borrhålslagret).

Storskaliga lösningar för resurseffektiva system

I studien av säsongslagring av fjärrvärme (Nilsson m.fl., 2016) drogs slutsatsen att det krävs att ett borrhålslager dimensioneras för en tillräckligt stor byggnad eller att flera byggnader av samma typ delar på ett gemensamt lager för att få skalfördelar i form av lägre investeringskostnad samt lägre förluster. Beroende på förutsättningarna för respektive fall så kan det vara relevant att utvärdera inte enbart lösningar för enskilda byggnader utan även områdeslösningar.

5 Workshop – Möjligheter och hinder för lagring av solcell och solvärme

I detta kapitel presenteras branschaktörers syn på möjligheter och hinder för att investera i energilagring av solenergi.

Två workshoppar hölls den 23 maj 2017 i Göteborg – en workshop som behandlade lagring av solcell och en som behandlade lagring av solvärme. Totalt deltog 19 personer som tillsammans representerade universitet, fastighetsutvecklare och förvaltare, byggtreprenörer, energi- och installationskonsultföretag samt branschförening, se nedan.

Angela Sasic Kalagasidis, Chalmers

Johan Kensby, Chalmers

Maria Haegermark, Chalmers

Anders Bergström, Chalmers/NCC Infrastructure

Ulf Näslund, Vasakronan

Oskar Häger, Vasakronan

Per Löveryd, Akademiska Hus

Anne-Lee Bertenstam, Svenska kyl- och
värmepumpföreningen

Max Tillberg, Bengt Dahlgren

Jon Malmsten, Solkompaniet

Johan Svensson, Peab

Jonas Gräslund, Skanska

Claes Engström, Skanska

Martin Sandén, NCC PD

David Johansson, NCC Building

Per-Ola Frisk, NCC Building

Elsa Fahlén, NCC Building

Eva Grill, NCC Building

Martin Jansson, NCC Building

Deltagarna uppmanades att besvara ett antal frågor utifrån deras organisations/företags möjligheter och hinder att investera i energilager för lagring av solcell och solvärme. För aktörer som varken investerar i eller säljer energilager, ombads dessa att besvara frågorna utifrån bygg- och fastighetsbranschen som helhet. Frågorna presenteras tillsammans med deltagarnas svar i följande avsnitt.

5.1 Drivkrafter och möjligheter

I Figur 11 presenteras en sammanställning av branschaktörernas syn på affärsmöjligheter och drivkrafter för att investera i energilagring av solenergi.

De möjligheter som nämns är att lagring av solel och solvärme kan bidra till miljöprofilering, klimatsmarta lösningar, ökad självförsörjning samt till att möta energi-, kund- och lagkrav samt till minskade effektavgifter. Det lyfts även upp att batterilager kan användas och göra nytta på fler sätt än till att enbart lagra överskottsel från en solcellsanläggning.

DRIVKRAFTER OCH MÖJLIGHETER – LAGRING AV SOLEL OCH SOLVÄRME

”Vilka affärsmöjligheter och drivkrafter finns för ert företag/branschen att investera i energilagring av solel/solvärme?”

GEMENSAMT FÖR LAGRING AV SOLEL OCH SOLVÄRME

- **Miljö- och energiprofilering** – Uppfylla miljöcertifiering, leda utvecklingen och bygga grönt varumärke som kan användas vid marknadsföring.
- **Möta tuffare krav** – Möta energi-, kund- och lagkrav, samt egna krav, genom att bland annat minska andelen köpt energi.
- **Klimatsmarta lösningar** – Solenergianläggningar och energilager kan skapa miljönytta genom mindre användning av el och fjärrvärme
- **Öka självförsörjning av el och värme** – Tanken lockar kunden.
- **Minska/undvika effektavgifter** – Minskar till viss del driftkostnader.

SPECIFIKT FÖR LAGRING AV SOLEL

- **Flera nyttor med batterilager** – Utöver lagring av solel, kan ett batterilager nyttjas som reservkraft vid en nödsituation samt bidra till lastutjämning i nätet. Det kan också fungera som buffert för laddning av elfordon.

Figur 11 Sammanställning av branschaktörernas svar på frågan kring affärsmöjligheter och drivkrafter för att investera i energilagring av solel och solvärme.

5.2 Hinder och förutsättningar

I detta avsnitt presenteras branschaktörernas syn på vilka hinder det finns för att investera i energilagring av solenergi samt vilka förutsättningar som är nödvändiga för att en sådan investering ska bli intressant.

5.2.1 Hinder och förutsättningar för lagring av solel

I Figur 12 presenteras en sammanställning av branschaktörernas svar på frågorna kring hinder och förutsättningar för att investera i energilagring av solel.

Hinder

Som hinder för lagring av solel nämns att batterilagring innebär förluster, att det inte är givet att batterier ger en miljönytta, att styrsystem för batterier är komplexa och att det saknas kunskap i alla led.

Ekonomiska hinder som nämns är den höga investeringskostnaden i kombination med att prisvariationerna mellan dag och natt är små. Det saknas incitament. Energilagrar konkurrerar dessutom med uthyrbar yta.

Det finns även alternativ till batterier, exempelvis styrning av ellaster, lagring i elnätet eller sammankoppling av flera byggnaders elnät.

Förutsättningar

För att det ska bli intressant att investera i ett batterilager behövs mer teknikutveckling, exempelvis kring- i- och urladdningshastigheter. Det krävs även ökad kompetens, exempelvis genom utbildning, hos samtliga aktörer som är involverade vid investering, implementering och drift av ett batterilager.

Förutom att priset på batterier behöver sjunka, nämns att elprissättningen behöver se annorlunda ut än vad den gör idag om batterilager ska kunna bli lönsamma. Ett förslag som tas upp är att genom lagstiftning införa timprissättning av både el- och effektagifter.

Införandet av investeringsbidrag för energilagrar som gäller även för företag skulle öka möjligheten att investera i ett batterilager. Införandet av garantitider föreslås som ett sätt att minska osäkerheter vid investeringen. Det behövs även en förutsägbar lagstiftning för att minska osäkerheter vid investering.

HINDER OCH FÖRUTSÄTTNINGAR – LAGRING AV SOLEL

"Vad är det som hindrar ert företag/branschen ifrån att investera i energilagring av solel?" "Vilka förutsättningar krävs för att ert företag/branschen ska kunna investera i energilagring av solel?"

HINDER

- **Förluster** – Batterilagring innebär förluster.
- **Miljönytta** – Det är inte givet att batterier ger en miljönytta.
- **Komplexitet** – Styrssystem för batterier är idag komplexa.
- **Brist på kunskap** – Kunskap saknas i alla led, exempelvis kring dimensionering och kring hur en anläggning ska drifas.
- **Hög investeringskostnad** – Batterilager är för dyra.
- **Elprisvariationer** – Små prisvariationer i elpriset minskar möjligheten att göra batterier lönsamma.
- **Avsaknad av incitament samt osäkerheter** – Osäkerheter kring ekonomiska styrmedel för solel och lagring av solel.
- **Konkurrens av ytor** – Energilager konkurrerar med uthyrningsbaryta.
- **Andra alternativ** – Det finns andra alternativa lösningar istället för att lagra el i ett batterilager, exempelvis genom att styra ellaster, lagra i elnätet eller koppla samman flera byggnaders elnät.

FÖRUTSÄTTNINGAR

- **Mer utveckling** – Tekniken behöver utvecklas. Det krävs bland annat bättre i- och urladdningshastighet för batterier.
- **Lägre investeringskostnad** – Kostnaderna behöver sjunka för att en investering ska bli lönsam.
- **Garantier** – Garantitider skulle minska osäkerheter vid investeringen.
- **Elprissättning** – Högre elpris och lagstiftning om timprissättning av både el- och effektavgifter skulle kunna öka lönsamheten.
- **Investeringsbidrag** – Bidrag även till företag.
- **Förutsägbar lagstiftning** – Minskar osäkerheter vid investering.
- **Ökad kompetens/utbildning** – Gäller samtliga aktörer involverade vid en investering och implementering samt vid drift av batterilager.

Figur 12 Sammanställning av branschaktörernas svar på frågor kring hinder och förutsättningar för att investera i energilagring av solel.

5.2.2 Hinder och förutsättningar för lagring av solvärme

I Figur 13 presenteras en sammanställning av branschaktörernas svar på frågorna kring hinder och förutsättningar för att investera i energilagring av solvärme.

Hinder

Som hinder för lagring av solvärme nämns att lagring är förenat med höga förluster och att värmelager är mer komplext än lagring av solel. Vidare nämns att det finns få goda exempel och att det saknas kompetens hos både beställare och driftpersonal. Det finns endast få vassa konsulter inom området, enligt branschaktörerna.

Säsongslagring för en enskild byggnad kan vara dyrt initialt och med lång återbetalningstid och osäkerhet i prisutveckling kring exempelvis fjärrvärme (om det är alternativet) är det osäkert om investeringen kommer leda till en vinst.

Energilager för solvärme kan konkurrera både med uthyrbar yta och med annan markanvändning. Även för lagring av solvärme nämns föränderliga regelsystem och avsaknad av långsiktiga politiska beslut som hinder.

Förutsättningar

Det som enligt branschaktörerna skulle behövas för att det ska bli intressant att investera i ett energilager för solvärme är storskalighet, standardisering och färdiga produkter och lösningar. Därutöver behövs en stabil prissättning av fjärrvärme, garantier för anläggningen och komponenterna samt långsiktighet i lagar och förordningar. Slutligen lyfts även här att det behövs en ökad kompetens hos involverade aktörer.

HINDER OCH FÖRUTSÄTTNINGAR – SÄSONGLAGRING AV SOLVÄRME

”Vad är det som hindrar ert företag/branschen ifrån att investera i energilagring av solvärme?” ”Vilka förutsättningar krävs för att ert företag/branschen ska kunna investera i energilagring av solvärme?”

HINDER

- **Stora förluster** – I små värmelager för enskilda byggnader kan verkningsgraden vara låg jämfört med verkningsgraden för större centrala lager.
- **Komplext** – Värmelager är mer komplext än lagring av el.
- **Få goda exempel** – Fler pilot-/demonstrationsprojekt behövs.
- **Platsbrist i byggnad eller mark** – Avvägning mellan att få in hyra och att använda utrymme för installationer.
- **Dyra lösningar** – Lång återbetalningstid, osäker vinst.
- **Fjärrvärmepriset** – Osäkerheter i prisutvecklingen.
- **Föränderligt regelsystem** – Avsaknad av långsiktiga politiska beslut.
- **Generellt låg kunskapsnivå** – Kompetens saknas hos både beställare och driftpersonal, samtidigt som det finns få vassa konsulter inom området.

FÖRUTSÄTTNINGAR

- **Storskalighet** – För att få effektivitet i lagret krävs stora utrymmen och goda markförhållanden. Exempelvis skulle energibolag kunna bygga lager och erbjuda nettodebitering som tjänst.
- **Ökad teknisk mognadsgrad/robusthet** – Mer utveckling kring lagringsmaterial behövs och fler demonstrationsprojekt är nödvändiga.
- **Färdiga produkter** – Standardisering skulle kunna minska kostnaderna. Just nu saknas färdiga produkter och lösningar.
- **Stabil prissättning av fjärrvärme** – Höga och stabila värmepriser ökar lönsamheten och minskar osäkerheter i kalkylen.
- **Garanti av anläggning/komponent** – Minskar risker vid investering.
- **Långsiktighet i lagar och förordningar** – Ökar tryggheten vid investering.
- **Ökad kompetens** – Gäller samtliga aktörer involverade vid en investering och implementering samt vid drift av värmelager.

Figur 13 Sammanställning av branschaktörernas svar på frågor kring hinder och förutsättningar för att investera i energilagring av solvärme.

6 Slutsatser och diskussion

I detta kapitel presenteras och diskuteras studiens slutsatser följt av en diskussion kring systemaspekter och klimatkonsekvenser. Slutligen presenteras måluppfyllelse och lärdomar.

6.1 Slutsatser och diskussion

Syftet med denna studie har varit att klarlägga förutsättningar för att öka andelen solenergi i kontorsbyggnader med hjälp av energilagring. I studien har potentialen för energilagring av solenergi utvärderats utifrån olika lösningars mognadsgrad, tekniska och ekonomiska potential samt med hänsyn till lagar, förvaltningsaspekter och kunskapsläge. Nedan presenteras och diskuteras studiens slutsatser och angreppssätt.

6.1.1 Teknikinventering

Utifrån teknikinventeringen är de mest lovande energilagringsteknikerna för korttidslagring av el en kombinerad vätgas- och bränslecellsanläggning alternativt blysyra- och litiumjonbatterier, varav litiumjonbatterier bedöms ha störst potential för tillämpningen idag. Bränsleceller bedöms kunna vara ett intressant alternativ på kort- till medellång sikt för applikationer där det finns ett behov av både el och värme.

Bland dagens kända tekniker för att säsongslagra värme finns det flera sensibla energilagringstekniker som anses tillämpbara för byggnader och som bedöms ha nått en tillräckligt hög mognadsgrad. Exempelvis har borrhålslager (i kombination med ackumulatortankar) visat sig vara en möjlig lagringsteknik för att med hjälp av solfångare täcka uppvärmningsbehovet med solvärme för ett villaområde.

6.1.2 Tekno-ekonomisk potentialbedömning för lagring av solel

Om en så stor del av de studerade byggnadernas takyta som möjligt används för solceller, i kombination med ett batterilager, visar simuleringsresultaten att det är möjligt att nå en solelandel i fastighetselanvändningen på som högst 55–60 %.

Den ekonomiska analysen visar att det i dagsläget inte är lönsamt att installera ett batterilager om det enbart används för lagring av solel i byggnaden. Det krävs både bättre utnyttjande av batterilagret (fler nyttor) och minskade batteripriser i kombination med andra gynnsamma ekonomiska förutsättningar för att ett batterilager ska bli lönsamt. Utöver att lagra solel, som studerats i detta projekt, kan batterilagret även

användas till att lagra billigare el på natten för användning på morgonen. Det är även möjligt att kapa effektoppar med hjälp av ett batterilager, vilket kan minska elkostnaderna.

Studien bygger på en mängd antaganden och det finns osäkerheter. Ett antal förbättringsåtgärder som potentiellt kan höja den tekniska och ekonomiska prestandan för en kombinerad solcells- och batterianläggning har identifierats.

Ett alternativ till att lagra solel i batterier är att överlåta så mycket som möjligt av överskottselen till verksamheten eller att köpa tjänsten att lagra i vattenmagasinen från en energileverantör. Troligtvis kommer detta att vara ett billigare alternativt än batterier, om dessa enbart används för lagring av solel, under en lång tid framöver.

Den tekniska och ekonomiska potentialen för ett batterilager hade troligtvis varit större för ett bostadshus än för en kontorsbyggnad eftersom det är större mismatch mellan elbehovet och producerad solel i bostadshus än vad det är för kontorsbyggnader. Dessutom finns ett investeringsbidrag, utöver solcellsstödet, för investering i energilager för privatpersoner. Även företag, föreningar och offentliga organisationer kan söka investeringsbidrag för energilager men då som en del av investeringsstödet för solceller (Energimyndigheten, 2017a).

6.1.3 Designaspekter för lagring av solvärme

Utgående från erfarenheter och lärdomar kring designöverväganden för en systemlösning med lagring av solvärme i ett borrhålslager (resultaten visas inte), samt utifrån en fördjupning av andra studier och verkliga exempel, har viktiga aspekter att beakta vid design av ett sådant system identifierats. Några av dessa presenteras nedan.

För ett system bestående av bl.a. borrhålslager, ackumulatortankar, värmepump och solfångare har det visat sig vara mycket viktigt för prestandan att välja rätt systemkonfiguration och att optimera storleken på komponenterna (Rehman m.fl., 2017).

Vilka temperaturer som är möjliga att uppnå i ett berglager och som går att erhålla vid urladdning beror på flera faktorer, exempelvis utformning av borrhålslagret, system för i- och urladdning samt om lagret är isolerat eller inte, se Sibbitt m.fl. (2012).

Borrhålslager har en begränsad i- och urladdningseffekt. Ackumulatortankar för korttidslagring av värme kan möjliggöra ett bättre utnyttjande av producerad solvärme eftersom i- och urladdningseffekten för en vattentank är mycket högre än för ett borrhålslager. Två separata ackumulatortankar – en för varmt vatten och en för hett

vatten – kan även möjliggöra bättre utnyttjande av tillgänglig solvärme eller värme via lagret och minska värmepumpens elbehov. För designexempel, se Rehman m.fl., (2017).

Sammantaget rekommenderas att genomföra en detaljerad utredning för att identifiera den mest lovande systemkonfigurationen för den specifika tillämpningen och för att optimera respektive komponents storlek.

6.1.4 Branschaktörers syn på förutsättningar för att investera i energilagringsteknik

Under två workshops identifierade medverkande branschaktörer följande möjligheter och hinder för att investera i energilagring av solenergi.

Bland möjligheterna nämndes att lagring av solel och solvärme kan bidra till miljöprofilering, ökad självförsörjning samt till att möta energi-, kund- och lagkrav samt till minskade effektavgifter. Det lyftes även upp att batterilager kan användas och göra nytta på fler sätt än till att enbart lagra överskottsel från en solcellsanläggning. Angående miljönytta med lagringen kom klimatkonsekvenser upp både som möjlighet och hinder. Mer om klimatkonsekvenser behandlas senare i detta kapitel.

Som hinder för både lagring av solel och solvärme nämns att lagringsteknikerna är förenade med förluster. Komplexitet i styrsystemen för batterier lyfts upp som ett annat hinder samtidigt som värmelager uppges vara mer komplext än lagring av solel. För både lagring av solel och solvärme uppges att det saknas kunskap i alla led. Bland ekonomiska hinder nämns höga investeringskostnader, långa återbetalningstider samt osäkerheter i priser såväl som i styrmedel. Energilager uppges även konkurrera med uthyrbar yta och annan markanvändning.

För att det ska bli intressant att investera i energilagring behövs mer teknikutveckling samt ökad kompetens i alla led. Införandet av garantitider för anläggningarna och dess komponenter samt en förutsägbar lagstiftning minskar osäkerheter vid investering oavsett om det gäller lagringsteknik för solel eller solvärme.

För batterilager nämns att det behövs lägre batteripriser, investeringsbidrag samt en förändrad prissättning av el för att öka lönsamheten. Ett förslag som tas upp är att genom lagstiftning införa timprissättning av både el- och effektavgifter. För att säsongslagring av solvärme ska vara intressant behövs storskalighet, fler demonstrationer, standardisering och färdiga produkter och lösningar, såväl som en stabil prissättning av fjärrvärme, enligt branschaktörerna.

6.1.5 Systemperspektiv

Studien har fokuserat på att utforma solenergianläggningar med byggnaden som systemgräns, utefter hur nuvarande byggregler är utformade. Det innebär att lösningar med solenergi och energilagring som genomförs inom byggnadens systemgräns kan komma byggnaden tillgodo genom en bättre energiprestanda, men inte om motsvarande lösningar tillämpas i större skala i exempelvis elnätet eller i det lokala fjärrvärmenätet. Även om Boverkets byggregler styr mot energilösningar på byggnadsnivå, så är det möjligt att ta fram gemensamma lösningar med både el- och värmelager på områdesnivå.

Studien har i huvudsak fokuserat på att utvärdera möjligheten att möta byggnadens behov av fastighetsel, uppvärmning och kyla med hjälp av solenergi eftersom endast dessa energiposter ingår i energikraven enligt Boverkets byggregler. Däremot inkluderas ett referensenergisystem där även verksamhetens elbehov ingår i ellastprofilen. Om så mycket som möjligt av solöverskottet överläts till verksamheten resulterar det i ingen eller en kraftigt minskad överskottsproduktion för en medelstor eller stor solcellsanläggning. Med andra ord undviks eller minskas behovet av batterier om överskottsel överläts till verksamheten.

En fråga är vilken användning av batterilager som ger störst nytta – små lokalt placerade batterier i byggnader eller stora strategiskt placerade batterier på olika platser i samhället. Det skulle potentiellt sett kunna uppstå nya affärsmöjligheter med stora batterier på rätt plats i samhället, särskilt med tanke på trenden med en ökad elektrifiering, vilket vore intressant att studera vidare.

I teknikinventeringen utslöts mekaniska ellagringstekniker, för vilka energin lagras i form av potentiell och kinetisk energi. Exempelvis utslöts pumpkraft som ellagringsteknik för byggnader, dels för att tekniken ännu inte finns implementerad i småskaliga lösningar (Nordling och Englund, 2015) och dels på grund av det krävs specifika förutsättningarna (exempelvis höjdskillnader) som oftast inte finns för kontorsbyggnader.

Ur ett elsystemperspektiv används mer el på dagen än på natten och tillgång och efterfrågan balanseras genom reglering av vattenkraften. Det är möjligt för energileverantörer att erbjuda lagring av överskottsproduktionen från sommarhalvåret i deras vattenmagasin för att kunden ska kunna använda motsvarande mängd under vinterhalvåret utan kostnad annat än elskatt och de statliga avgifterna (Tuncer, 2017). Jämtkraft har ett sådant erbjudande för både privat- och företagskunder som i princip innebär nettodebitering mot en månadsavgift. Med tanke på det fortfarande höga priset på batterilager är det troligtvis billigare att köpa tjänsten från en energileverantör än att

själv installera ett batterilager och lagra elen lokalt i byggnaden. Tjänsten skulle även kunna utgöra ett komplement till batterilager.

Samma värmelagringslösningar som tillämpas för byggnader i liten skala kan även tillämpas för fjärrvärmesystemen i stor skala. I studien av säsongslagring av fjärrvärme (Nilsson m.fl., 2016) drogs slutsatsen att det krävs att ett borrhålslager dimensioneras för en tillräckligt stor byggnad eller att flera byggnader av samma typ delar på ett gemensamt lager för att få skalfördelar i form av lägre investeringskostnad samt lägre förluster. För att identifiera resurseffektiva system kan det vara relevant att jämföra och utvärdera lösningar för enskilda byggnader med lösningar för fler byggnader eller för ett helt område.

6.1.6 Miljökonsekvenser

Förhoppningen med studien har varit att hitta lösningar som ska underlätta för entreprenörerna att leva upp till kommande krav på nära-nollenergibyggnader och att detta ska bidra till en minskad klimatpåverkan från den svenska bebyggelsen. Eftersom ingen klimatkonsekvensanalys har ingått i denna studie, ges istället en kvalitativ diskussion om möjliga klimatkonsekvenser av solenergianläggningar och energilager utifrån kvantitativa exempelresultat som presenterats i ett parallellt projekt, Tidstegen I och II (Gode m.fl., 2015 och Gode m.fl., 2017).

I Tidstegen-projektet har en metod tagits fram för att bedöma klimatpåverkans effekter för olika energieffektiviseringsåtgärder samt av egenproduktion av solel och solvärme utifrån när på året och dygnet energianvändningen eller energiproduktionen sker. Hänsyn tas även till att olika energisystem samverkar och studien utgörs av en konsekvensanalys (till skillnad från en bokföringsanalys). Metoden testas och tillämpas för en referensbyggnad. Notera att de slutsatser som presenteras i detta avsnitt har dragits genom tolkning av de resultat som presenterats i Tidstegen-projektet och är således författarnas egna slutsatser.

Utifrån Tidstegen-metoden och studiens redovisade resultat dras slutsatsen att elanvändning på marginalen är förenat med relativt höga koldioxidutsläpp vid samtliga studerade tidpunkter på året (vinter, vår/höst och sommar) och dygnet (dag och natt) under lång tid framöver. Koldioxidutsläppen är högre dagtid än nattetid, vilket beror på ett högre elbehov dagtid. Dessa resultat skulle kunna indikera att tillförsel av solel i elnätet har potential att ge en klimatnytta, men att det inte finns någon uppenbar klimatvinst med att lagra solel från dag till natt.

Utöver lagring av solel, kan ett batterilager exempelvis användas till att lagra el från natten till morgonen, vilket skulle kunna innebära en klimatnytta. Ett batterilager kan

potentiellt sett även möjliggöra en investering i en större solcellsanläggning, vilket i så fall skulle kunna bidra till en ännu större klimatnytta. Det kan även finnas andra vinster med lagring såsom att det ger mer flexibilitet i systemet.

En rapport från IVL belyser både växthusgasutsläpp och energiförbrukning vid produktion och återvinning av litiumjonbatterier för fordon (Romare och Dahlöf, 2017). Romare och Dahlöf drar slutsatsen att framställningen av litiumjonbatterier är energikrävande och att det därför är viktigt att tillverkningen av batterier blir mer energieffektiv och att användningen av fossila bränslen minimeras.

Om solvärme och lagring av solvärme i ett borrhåslager bidrar till att minska elanvändningen från ett bergvärmepumpsystem, så skulle det kunna leda till klimatnytta om mer klimatbelastande marginalproduktion kan undvikas. Om alternativet till ett kombinerat bergvärme- och solfångarsystem istället vore att installera fjärrvärme blir bedömningen av klimatkonsekvenser mer komplex.

Eftersom fjärrvärmesystemen ser så olika ut i Sverige behöver respektive fjärrvärmesystems produktion och framtida utveckling beaktas i bedömningen. Klimatpåverkans effekter av fjärrvärme är även starkt beroende på antaganden om elsystemets och avfallssystemets utveckling i och med att dessa system samverkar genom exempelvis avfallsförbränningsanläggningar och kraftvärmeanläggningar.

Givet metoden och resultaten som presenteras i Tidstegen-projektet (Gode m.fl., 2017) kan konstateras att för tre olika typfjärrvärmenät är användning av fjärrvärme på marginalen förenat med relativt låga utsläpp av koldioxid, särskilt sommartid. Ibland är utsläppen till och med negativa. Negativa koldioxidutsläpp förklaras av antagandet om att mer klimatbelastande elproduktion kan undvikas. Andra tider på året kan dock marginal användning av fjärrvärme vara förenat med höga koldioxidutsläppen i vissa fjärrvärmenät.

Ovanstående resultat från Tidstegen-projektet skulle kunna indikera att det inte finns någon uppenbar klimatvinst av att installera solfångare om solvärmens ersätter fjärrvärme (som liknar marginalproduktionen i de tre typfjärrvärmenäten) under sommarhalvåret. Däremot skulle det kunna finnas potential att bidra till minskade koldioxidutsläpp om solvärmens lagras för användning under höst och vinter (beroende på vilken fjärrvärmeproduktion som undviks).

Det bör dock nämnas att det alltid finns stora osäkerheter pga. de många antaganden som krävs för modellering och scenarier i denna typ av systemstudier. Det finns andra synsätt än konsekvensperspektivet, som tillämpats i Tidstegen-projektet, vilket skulle kunna leda till andra resultat och slutsatser. Det finns även andra aspekter att ta hänsyn

till vid bedömning av miljökonsekvenser av solenergianläggningar och energilagring än enbart klimatpåverkan.

6.2 Måluppfyllelse

Studien har lyckats med syftet att klarlägga förutsättningar för att öka andelen solenergi i kommersiella fastigheter med hjälp av energilagring på nedanstående sätt.

I studien har lagringstekniker med potential att öka andelen sol och solvärme i energianvändningen identifierats. Studiens mål att identifiera resurs- och kostnadseffektiva systemlösningar för att öka graden av självförsörjning från egenproducerad solenergi har delvis uppfyllts. På grund av svårighet att nå lönsamhet med batterilösningar givet de studerade fallen samt givet dagens förutsättningar har istället undersökts vilka förutsättningar som skulle krävas för att sådana investeringar ska bli lönsamma. I studien presenteras även ett antal förbättringsåtgärder för lagring av sol och solvärme som potentiellt kan höja den tekniska och ekonomiska prestandan.

Avgränsningar har varit nödvändiga för att kunna ta fram relevanta och värdefulla resultat inom projektet. Med stöd av referensgruppen har den tekno-ekonomiska studien till största del fokuserat på lagring av sol och solvärme.

Inom projektet gjordes en ansats till att ta fram en grov teknisk potentialbedömning av möjligheten att öka andelen solenergi i energianvändningen med hjälp av solfångare, laddningsbart borrhål, värmepump och ackumulatortank. Detta gjordes genom grova beräkningsexempel för en kommersiell byggnad. Det visade sig dock vara väldigt komplext och komplicerat att designa ett sådant system. Att utreda en optimal systemlösning skulle kräva en separat och betydligt mer omfattande studie som fokuserar enbart på detta, vilket inte inrymts i detta projekt.

Eftersom resultaten från beräkningsexemplen för lagring av solvärme riskerar att bli missvisande redovisas inte dessa i slutrapporten. Erfarenheter och lärdomar från denna del av studien har istället redovisats i form av viktiga aspekter att beakta vid design av ett system med solfångare, laddningsbart borrhål, värmepump och ackumulatortank.

Förutom tekniska och ekonomiska aspekter har förutsättningar kring lagring, förvaltningsaspekter och kunskapsläge m.m. behandlats på två workshops. Olika branschaktörers syn på vilka förutsättningar som krävs för investering och implementering av energilagring för solenergi har summerats i rapporten.

Utöver denna slutrapport har resultaten från projektet spridits genom referensgruppsmöten och workshops, genom presentationer på konferens och forskardagar samt genom examensarbete, artiklar och resultatblad, se nedan.

- "Increased use of solar energy in commercial buildings by integrating energy storage", presentation på EFFSYS Expands forskardagar 17–18 maj 2016.
- "Increasing the use of solar power in commercial buildings by integrating energy storage", artikel presenterad vid 8th Nordic Passive House Conference PHN17, Helsingfors, 27–28 september 2017.
- "Increased use of solar energy in commercial buildings by integrating energy storage". Examensarbete av Nina Nilsson, 2016, KTH, Stockholm.
- "Kan lagring av solvärme och solet vara lönsamt?", artikel publicerad i Tidningen KYLA + Värmepumpar, Nyhetsbrev under 2016.
- "Can storage of solar energy in commercial buildings be profitable?", publicerad i NCC R&D News, September 2016.
- Ett resultatblad om lagring av solet som kan fungera som beslutstöd i tidiga skeden.

6.3 Lärdomar

Ökad förståelse kring hur olika system samverkar

En viktig utkomst med utredningen är en ökad förståelse för hur tekniska och ekonomiska resultat såväl som uppskattad klimatnytta påverkas av olika systemgränser. En annan viktig utkomst är den ökade förståelsen för hur mycket de tekniska och ekonomiska resultaten kan påverkas av val av systemkonfiguration, styrstrategi och dimensionering av komponenterna.

Komplexa systemlösningar kräver detaljerade studier

Som tidigare nämnts gjordes en ansats i projektet för att få fram en grov uppskattning av potentialen för säsongslagring av solvärme. Att designa ett system med solfångare, laddningsbart borrhål, värmepump och ackumulatortank visade sig dock vara väldigt komplext och komplicerat. En lärdom i projektet är att det för sådana lösningar inte räcker med grova beräkningsexempel utan att det behövs mer omfattande och detaljerade studier.

Vid studiens slutfas publicerades en annan studie (Rehman m.fl., 2017) som bekräftar att det för ett kombinerat solvärme- och borrhålssystem är mycket viktigt för prestandan att välja rätt systemkonfiguration och att optimera storleken på komponenterna. Författarna uppmuntrar till följdforskning inom dessa områden.

Behov av avancerade modeller och specialistkompetens

För att identifiera bäst lämpad systemkonfiguration och styrstrategi samt för att optimera komponenternas storlek behövs specialistkompetens inom området och tillgång till mer avancerade och anpassningsbara simulerings- eller optimeringsverktyg än det verktyg som valdes i denna studie. Även om det är möjligt i exempelvis simuleringsverktyget

Polysun att lägga in och definiera egna komponenter, visade det sig vara betydligt mer tidskrävande än om fördefinierade produkter valdes.

TRNSYS är ett simuleringsprogram som använts i exempelvis studierna av Rehman m.fl. (2017) och av Kjellsson (2009) och som potentiellt sett skulle kunna lämpa sig bättre för forskningsinriktade studier. Möjligen kräver detta verktyg mer av användaren i form av specialkompetens och tid än vad det gör med de enklare branschverktygen. Arbete kring lagring av solvärme pågår även i ett parallellt projekt, Debra, med modellering med hjälp av IDA ICE (Tillberg, 2017). Än så länge har inga resultat spridits från Debra-projektet, men erfarenheterna därifrån bör bevakas inför vidare studier.

Nulägesbild och behov av framtida forsknings- och utvecklingsinsatser

Resultat, erfarenheter och lärdomar från detta projekt ger en bild över var branschen står idag inom området energilagring i kombination med solenergi i kommersiella byggnader. Det ger viktig information kring framtida behov av forskning samt av mer branschnära utvecklingsinsatser inom området.

7 Referenser

- Alpman, M., 2015. Bränslecell i källare ger självförsörjande hus. Artikel i Ny Teknik, tillgänglig från: <http://www.nyteknik.se/energi/branslecell-i-kallaren-ger-sjalfvorsorjande-hus-6344156> (170113).
- Benson, J., Ollas, P., Räftegård, O., och Gervind, P., 2018. Solhybrid och bergvärme – Optimering av systemprestanda. E2B2-projektrapport 2018:03.
- Brahed, T., 2017. Personlig kontakt.
- Cesar, 2017. Cesar, Sveriges kontoföringssystem för elcertifikat och ursprungsgarantier (cesar.energimyndigheten.se).
- Dalenbäck, J., 2017. Personlig kontakt.
- DLSC, 2016. The Drake Landing Solar Community. Information tillgänglig från: <http://www.dlsc.ca/index.htm> (170831).
- Ekdunge, P., 2017. Personlig kontakt.
- Energimyndigheten, 2017a. Notis: 4,1 miljoner för energilagring i hemmet. Tillgänglig från: <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2017/41-miljoner-for-energilagring-i-hemmet/> (180523).
- Energimyndigheten, 2017b. Om elcertifikatsystemet. Tillgänglig från: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/> (170828).
- Europaparlamentets och rådets direktiv, 2000. Europaparlamentets och rådets direktiv 2000/60/EG av den 23 oktober 2000 om upprättande av en ram för gemenskapens åtgärder på vattenpolitikens område.
- Europaparlamentets och rådets direktiv, 2010. Europaparlamentets och rådets direktiv 2010/31/EU av den 19 maj 2010 om byggnaders energiprestanda (omarbetning).
- Free Energy, 2017. Free Energy (free-energy.com/se).
- Frydensbjerg, R., 2017. Personlig kontakt.

- Gode, J., Hagberg, M., Lätt, A., Ekvall, T., Adolfsson, I. och Martinsson, F., 2017. Miljövärdering av energilösningar i byggnader (Etapp 2). Energiforsk-rapport (ännu ej publicerad).
- Gode, J., Lätt, A., Ekvall, T., Martinsson, F., Adolfsson, I. och Lindblom, J., 2015. Miljövärdering av energilösningar i byggnader. Metod för konsekvensanalys. IVL-rapport NR B 2240.
- Hansson, M, 2016. Potentialen för lokala energilager i distributionsnäten. Slutrapport, Power Circle. Tillgänglig från: <http://powercircle.org/wp-content/uploads/2016/06/Potentialen-fo%CC%88r-lokala-energilager-i-distributionsna%CC%88ten.pdf> (170828).
- Heier, J., 2013. Energy Efficiency through Thermal Energy Storage - Possibilities for the Swedish Building Stock. Stockholm: KTH School of Industrial Engineering and Management.
- Hesaraki, A., 2015. Low-Temperature Heating and Ventilation for Sustainability in Energy-Efficient Buildings.
- Häger, O., 2017. Ekonomiska och tekniska möjligheter med batterilager: En lönsamhetsstudie av batterilager i solcellsförsedda kontorsbyggnader. Examensarbete, Uppsala Universitet, ISSN 1650-8319.
- IEA, 2015a. IEA Task 42 - Compact Thermal Energy Storage. International Energy Agency, <http://task42.iea-shc.org> (180530).
- IEA, 2015b. Technology Roadmap – Hydrogen and Fuel Cells. International Energy Agency, Paris.
- Jardeby, Å., och Räftegård, O., 2012. Borrhåls- och grundvattenlager. Praktisk handbok om geoenergi. SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut.
- Jäger-Waldau, A., 2013. PV Status Report 2013. JRC Scientific and Policy Report, Report EUR 26118 EN. Tillgänglig från: https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/JRC_PV_Status_Report_2013.pdf (170828).
- Kalaiselvam, S., och Parameshwaran, R., 2014. Thermal Energy Storage Technologies for Sustainability, Systems Design, Assessment and Applications. Saint Louis: Elsevier Science.

- Kensby, J., 2015. Buildings as thermal energy storage. Göteborg: Technical report D2015:01, Chalmers University of Technology.
- Kesti, J., 2015. Energy-efficient solutions for steel structures – case study of nearly zero-energy building. In: Nordic Steel Construction Conference 2015, Tampere, Finland, 23-25 september, 2015.
- Kjellsson, E., 2009. Solar Collectors Combined with Ground-Source Heat Pumps in Dwellings - Analyses of System Performance. Doktorsavhandling, Byggnadsfysik LTH, Lunds Tekniska Högskola, 2009.
- Lindahl, J., 2015. National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2015. IEA-PVPS rapport, tillgänglig från: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5BshowUid%5D=740&tx_damfrontend_pi1%5BbackPid%5D=93 (170828).
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M. och Clarke, J., 2015. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Applied Energy 137 (2015) 511-536.
- Nilsson, J., Hargö, L., Cygnaeus J., Räftegård, O. och Rosén, O., 2016. Fastighetsnära säsongslagring av fjärrvärme. Energiforskrapport 2016:321. Tillgänglig från: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21974/fastighetsnara-sasongslagring-av-fjarrvarme-energiforskrapport-2016-321.pdf> (170828).
- Nordling, A. och Englund, R., 2015. Energilagring – Teknik för lagring av el. Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA). Tillgänglig från: <http://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201508-iva-vagvalel-ellagring-rapport-j-ny.pdf> (170828).
- Nyholm, E., 2016. The role of Swedish single-family dwellings in the electricity systems – The importance of solar photovoltaics, demand response and energy storage. Doktorsavhandling, Chalmers tekniska högskola, ISBN: 978-91-7597-480-4.
- Paradis, J., 2013. Lönsam solel? Faktorer för en lyckad implementering av solceller. Rapport på uppdrag av Västra Götalandsregionen.
- Powercell, 2017. Information i pressreleaser samt bokslut 2016, se <https://www.powercell.se> (180530).
- Regeringen, 2017. Utvidgad skattebefrielse för egenproducerad förnybar el. Lagrådsremiss. Tillgänglig från:

<http://www.regeringen.se/490ed8/contentassets/a7d6fa9f9e5f44f59381cea2a39deed1/utvidgad-skattebefrielse-for-egenproducerad-fornybar-el> (180523).

Rehman H., Hirvonen, J. och Sirén, K., 2017. A long-term performance analysis of three different configurations for community-sized solar heating systems in high latitudes. *Renewable Energy* 113 (2017) 479-493.

Romare, M. och Dahlöf, L., 2017. The life cycle energy consumption and greenhouse gas emissions from lithium-ion batteries – a study with focus on current technology and batteries for light-duty vehicles. IVL-rapport Nr. C 243.

Ruukki, 2011. Energipålar ger energi-effektiva byggnader. White paper, Ruukki (www.ruukki.com).

SaltX Technology, 2018. SaltX Technology (<http://saltxtechnology.com>, 180523).

Sasic Kalagasidis, A., 2017. Personlig kontakt.

Sibbitt B., McClenahan, D., Djebbar, R., Thornton, J., Wong, B., Carriere, J. och Kokko, J., 2012. The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system – five years of operation. *Energy Procedia* 30 (2012) 856-865.

Skatteverket, 2017. Ny energiskatt för elektrisk kraft. Notis på skatteverket.se (170519).

Sommerfeldt, N., 2017. Excelark med forskningsresultat, personlig kontakt.

Stridh, B., 2016. Investeringskalkyl för solceller. Ett verktyg som tagits fram vid Mälardalens högskola inom ramen för E2B2-projektet ” Investeringskalkyl för solceller”. Tillgänglig från: <http://www.mdh.se/forskning/inriktningar/framtidens-energi/investeringskalkyl-for-solceller-1.88119> (170831).

Tillberg, M., 2017. Personlig kontakt.

Tuncer, F., 2017. Jämtkraft, personlig kontakt.

Vela solaris, 2017. Polysun, simuleringsverktyg för produktion och lagring av solex och solvärme. Vela solaris (www.velasolaris.com/).

Xu J., Wang R.Z., och Li, Y., 2014. A review of available technologies for seasonal thermal energy storage. *Solar Energy* 103 (2014) 610–638.

Bilaga 1. Ekonomiska förutsättningar och antaganden

Solcellsinvestering

För solcellsanläggning antas ett pris på 11800 SEK/kW, vilket motsvarar ett genomsnittligt systempris för nätanslutna takmonterade solcellsanläggningar större än 20 kW (Lindahl, 2015). Livslängden för växelriktare antas vara 15 år och dessa antas behöva bytas ut en gång under 30 år. Priset på växelriktaren antas till 1500 SEK/kW för system 0-100 kW och 1000 SEK/kW för system större än 100 kW (Jäger-Waldau, 2013 och Stridh, 2016).

Batterilagerinvestering

För litiumjonbatterierna antas ett pris på 2700 SEK/kWh, vilket motsvarar 300 \$/kWh som är genomsnittet för Teslas batteri för hemmet, Power Wall, och deras industriella batteri, Power Block (Nordling och Englund, 2015). Kringutrustning och installation antas till 50 % av batteripriset (baserat på Hansson, 2016), vilket ger en total kostnad på ca 4000 SEK/kWh. Ett batteris livslängd ligger mellan 10 och 20 år beroende på hur batteriet nyttjas (Hansson, 2016). Batteriet antas bytas ut efter 15 år till en kostnad av 1350 SEK/kWh (ca 2000 SEK/kWh inkl. kringutrustning), vilket baseras på prognoser där ett litiumjonbatteripris förväntas sjunka till ca 150 \$/kWh år 2025 (Hansson, 2016).

Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnader har i andra studier antagits till 0,5%² och 1.5%³ av totala initiala investeringskostnaden för en solcellsanläggning (Paradis, 2013 och Jäger-Waldau, 2013). Det senare värdet inkluderar även byte av växelriktare. Underhålls- och driftkostnad antas i denna studie till 0,75 % av total initial investeringskostnad, vilket inkluderar solcellsanläggning med batteri.

Värdet av köpt el

Kostnaden för köpt el (inkl. elhandelspris, energiskatt, elnätsavgift) antas vara 1 SEK/kWh med en årlig ökning på 1,5 % under 30 år. Det ger ett genomsnittligt elpris på ca 1,25 SEK/kWh, vilket ligger i närheten av beräknat genomsnittligt pris (1,26 SEK/kWh) i en studie av Sommerfeldt (2017).

Värdet av såld el

Värdet av såld el utgörs av spotpriset och nätnyttan. Av enkelhetsskäl antas spotpriset

² Inkluderar service och underhåll.

³ Inkluderar kostnader utöver service och underhåll även byte av komponenter och växelriktare.

vara 0,35 SEK/kWh det första året och att det därefter ökar årligen med 1,5 %. Det innebär ett genomsnittligt spotpris på 0,44 SEK per kWh för 30 år.

Ersättning för nänytta betalas från nätbolag till producent på grund av att förlusterna i nätet minskar. Ersättningen varierar mellan 2 och 4 öre per kWh för inmatning av el på nätet vid de olika byggnaderna i studien, men av enkelhetsskäl antas att ersättningen är 3 öre/kWh för samtliga byggnader och under hela kalkylperioden.

Energiskatt

För köpt el används en energiskatt på 32,5 öre per kWh, enligt Skatteverket (2017). För egenanvänd solel antas energiskatten vara 0,5 öre per kWh, baserat på de nya skattereglerna som trädde i kraft 1 juli 2017 (Regeringen, 2017). I studien används samma energiskatt för samtliga solcellsanläggningar oavsett storlek, vilket är en förenkling. För anläggningar över 255 kW ska en energiskatt på 32,5 öre betalas för egenanvänd el. I break-even analysen ingår ett känslighetsscenario där den högre energiskatten betalas för all egenanvänd solel.

Elcertifikat

En producent som har producerat och uppmätt solelproduktion för en godkänd anläggning har rätt till elcertifikat. Elcertifikat ges för varje MWh producerad el under 15 år (Energimyndigheten, 2017b). I studien antas ett elcertifikatpris på 130 SEK/MWh under hela kalkylperioden. Detta kan jämföras med medelpriset under 2016 som var omkring 150 SEK/MWh (Cesar, 2017) och en prognos på 130-150 SEK/MWh under perioden 2017-2021 (Stridh, 2016).

Effektavgift

I ett känslighetsscenario antas att effektavgiften är 45 SEK/kW, månad. I övriga scenarier inkluderas inte värdet av minskade effekttoppar (som måste beräknas fram för respektive fall, byggnad och referensenergisystem).