

EXAMENSARBETE KBTX11

Vätgasproduktion och lagring av förnybar energi i en fastighet

Utformning och kostnadsanalys av energisystem med vätgas

Examensarbete inom höskoleingenjörsprogrammet & kandidatprogrammet

Samhällsbyggnadsteknik & Affärsutveckling och entreprenörskap inom samhällsbyggnadsteknik



Rickard Bergman

Marcus Wademyr

Institutionen för Kemi och kemiteknik

Avdelningen för Tillämpad kemi

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, 2020

Vätgasproduktion och lagring av förnybar energi i en fastighet
Utformning och kostnadsanalys av energisystem med vätgas

*Examensarbete inom högskoleingenjörsprogrammet & kandidatprogrammet
Samhällsbyggnadsteknik & Affärsutveckling och entreprenörskap inom
samhällsbyggnadsteknik*

Rickard Bergman

Marcus Wademyr

© Rickard Bergman & Marcus Wademyr, 2020

Examensarbete KBTX11

Institutionen för Kemi och kemiteknik

Chalmers tekniska högskola, 2020

Institutionen för Kemi och kemiteknik

Avdelningen för Tillämpad kemi

Chalmers tekniska högskola

412 96 Göteborg

Telefon: 031-772 10 00

Omslag: Egentagen bild på den fastighet som undersökts i detta examensarbete.

Chalmers Reproservice

Göteborg, 2020

Vätgasproduktion och lagring av förnybar energi i en fastighet
Utformning och kostnadsanalys av energisystem med vätgas

*Examensarbete inom högskoleingenjörsprogrammet & kandidatprogrammet
Samhällsbyggnadsteknik & Affärsutveckling och entreprenörskap inom
samhällsbyggnadsteknik*

Rickard Bergman
Marcus Wademyr

Institutionen för Kemi och kemiteknik
Avdelningen för Tillämpad kemi
Chalmers tekniska högskola

SAMMANFATTNING

Energimyndighetens mål till 2040 är 100 procent förnybar elproduktion. När kärnkraften läggs ner riskerar både en rubbad effektbalans och effektbrist att uppstå. En lösning är energilagring, där billigare energilagring genom vätgas ses som en speländrande faktor i framtiden. Till följd av sin höga energidensitet och restprodukter i form av vatten och värme vid energiutvinning är vätgas en effektiv och miljövänlig energibärare. Däremot är kostnaden hög för ett system som kan tillverka, lagra och utvinna energi ur vätgas. Komponentpriser anses vara en kritisk utmaning för bredare användning av teknologierna.

I detta arbete genomförs en ekonomisk och praktisk utredning för ett energisystem med solceller, elektrolysör, kompressor, bränslecell, växelriktare, samt batterier och vätgaslagring. Systemet dimensioneras för en kombinerad kontors- och lagerbyggnad i Mölndal, Göteborg. Fastighetens årliga graddagskorrigerade el- och fjärrvärmebehov uppgår till 128 500 respektive 372 500 kWh. Huvudsakligen undersöks ett system med säsongslagring av vätgas, där veckolagring med viss andel köpt el presenteras som motförslag för sänkta kostnader. Till grund för den ekonomiska utredningen ligger komponenters pris idag samt uppskattade framtida priser, som ämnar visa systemets framtida potential. Vidare beskrivs komponenternas funktion samt potentiella kostnadsoptimeringar.

Grundinvesteringen för systemet med säsongslagring uppskattas till 17 134 000 SEK idag och 8 148 000 SEK i framtiden. Systemet med veckolagring kostar mindre, 8 132 600 respektive 3 188 000 SEK. Veckolagring innebär generellt en högre löpande kostnad beroende på elpris. Den utökade energiskatten för solcellssystem över 255 kWp anses bidra markant till dagens kostnader. Med säsongslagring utan utökad energiskatt sparar energisystemet 236 020 SEK årligen och 149 010 SEK med. Veckolagringens årliga besparing varierar mellan 109 443 och 202 332 SEK beroende på elpris. Besparingar görs genom fastighetens minskade köpta el- och fjärrvärme. Vid säsongslagring täcks all fastighetsel och spillvärme från elektrolysör och bränslecell bidrar till att sänka andelen köpt värme. Veckolagring ger mer spillvärme till följd av en ökad användning av komponenterna.

Slutsatsen dras att energisystemet fortfarande är för dyrt för att vara ekonomiskt hållbart. En stor anledning är kostnaden för vätgastankarna. Framtidens priser ger dock betydligt bättre möjligheter till ekonomiskt hållbara system. Vätgas är fortfarande betydligt billigare än till exempel litiumjonbatterier för säsongslagring, då det kostar cirka 16 gånger så mycket att lagra samma mängd energi.

Nyckelord: Vätgas, fastighet, ekonomi, solenergi, förnybar energi, bränslecell, off-grid, energiskatt

Hydrogen production and storage of renewable energy in a building
Design and cost analysis of energy systems using hydrogen

Degree project in the bachelor's programs Business Development and Entrepreneurship & the Engineering Program Civil and Environmental Engineering

Rickard Bergman

Marcus Wademyr

Department of Chemistry and Chemical Engineering

Division of Applied Chemistry

Chalmers University of Technology

ABSTRACT

The Swedish Energy Agency's goal for 2040 is 100% renewable energy production. As nuclear power is phased out, the risk of an uneven power balance as well as a general shortness of power increases. One solution to this problem is energy storage, where hydrogen storage is seen as a potentially game-changing element. Due to its high energy density and waste products of heat and water, hydrogen fits the bill as an effective and environmentally friendly energy carrier. However, a complete energy system producing, storing, and using its own hydrogen is currently expensive. Component prices is considered a critical challenge for broader use of these technologies.

In this degree project an economical and practical investigation is made for an energy system consisting of solar cells, an electrolyser, compressor, fuel cell, inverter, as well as battery and hydrogen storage. The system is dimensioned for a combined warehouse and office building located in Mölndal, Gothenburg, Sweden. The building's annual degree days-corrected power and heating need is 128 500 and 372 500 kWh, respectively. The main system being evaluated has a seasonal hydrogen storage, where a weekly storage is presented as an alternative to counter the high investment costs. For the economical investigation current and future component prices are used, where the latter are used to show future potential. Furthermore, the components' function and cost-cutting factors are presented.

The initial investment for the system with seasonal storage is estimated to 17 134 000 SEK today, and 8 148 000 SEK with future component prices. The cost of the system with weekly storage is estimated to 8 132 600 and 3 188 000 SEK, respectively. Using the weekly storage generally means higher operational costs, depending on the cost of electricity.

The increased energy tax for photovoltaic systems above a peak power of 255 kWp is considered a main contributor to today's costs. The system with seasonal storage saves 236 020 SEK annually on electricity and heating costs without it. With it, annual savings are reduced to 149 010 SEK. The annual savings using the weekly storage system vary between 109 443 and 202 332 SEK depending on the cost of electricity. In both cases the savings are made due to a reduced need for bought electricity and heating. Using the system with seasonal storage, the entire electricity need is covered while waste heat from the electrolyser and fuel cell reduces the amount of bought heating. The weekly storage produces more waste heat due to an increased use of the components.

This project concludes that the energy system is still too expensive to be economically sustainable. However, future prices provide significant price reductions. Hydrogen is still a lot cheaper than using lithium-ion batteries, which costs roughly 16 times as much for the same amount of energy stored.

Keywords: Hydrogen, economy, solar power, renewable energy, fuel cell, off-grid, energy tax

Innehåll

1. Inledning.....	1
1.2 Syfte	2
1.3 Avgränsningar	2
2. Teori	3
2.1 Litteraturgenomgång	3
2.1.1 Litteratordiskussion	3
2.2 Inspirationsprojekt.....	4
2.2.1 Vårgårda Bostäder	4
2.2.2 Vätgas som energilager – Förstudie och slutrapport åt HSB Living Lab.....	4
2.2.3 Hans-Olof Nilssons villa utanför Göteborg.....	4
2.3 Systembeskrivning	7
2.3.1 Solpanelerna	7
2.3.2 Elektrolysören	7
2.3.3 Kompressorn	7
2.3.4 Batterierna	8
2.3.5 Bränslecellssystemet.....	8
2.3.6 Växel- och likriktare.....	8
2.3.7 Vätgaslagringen.....	9
2.3.8 Byggnadens värmesystem	9
2.4 Komponenternas placering i den undersökta fastigheten	9
3. Metoder	11
3.1 Fastighetsbeskrivning.....	11
3.1.2 Fastighetsbilder	13
3.2 Informationsinhämtning	14
3.3 Ekonomiska beräkningsmetoder	14
3.4 Systemets ekonomi & prisoptimeringar	15
3.4.1 Produktionsvolym, kapacitet och inlärningskurvor.....	15
3.4.2 Tillverkningsmetoder	15
3.4.3 Materialkostnader	16
3.4.4 Energisystemets restprodukter.....	16
3.4.5 Energiskatt.....	16
3.4.6 Statligt investeringsstöd.....	17
3.4.7 Tilläggsisolering.....	17

3.5 Vätgaslagringen.....	18
4. Resultat.....	19
4.1 Säsongslagring.....	19
4.1.1 Energisystemets nytta.....	19
4.1.2 Energisystemets kostnad	21
4.1.3 Avbetalningstid	22
4.3 Förklaring av priser	23
4.3.1 El- och fjärrvärmepriser	23
4.3.2 Dagens priser.....	24
4.3.3 Framtida priser	25
4.3.4 Investeringsstödet.....	26
4.3.5 Osäkerheter i priser.....	26
4.3.6 Komponenternas livslängd	27
4.4 Alternativa scenarier.....	27
4.4.1 Veckolagring	28
4.4.2 Kostnadsjämförelser för undersökta scenarier	29
4.4.3 Förklaring av priser för scenarier	31
4.4.4 Kostnadssummering	33
4.4.5 Komponenternas kostnadsfördelning	34
5. Diskussion och slutsats.....	36
Referenser.....	38
Bilagor.....	42

Förord

Detta examensarbete skrivs efter tre år på Chalmers Tekniska Högskola. Den ena av oss har studerat Samhällsbyggnadsteknik och den andra har studerat Affärsutveckling och entreprenörskap inom samhällsbyggnadsteknik. Utbildningen har väckt intresse för den byggda miljön och hur framtiden kan komma att se ut inom branschen.

Förnybara energilösningar börjar kännas som en självklarhet bland de företag vi träffat de senaste åren, men vätgaslösningar nämns sällan. När ämnet tas upp för studenter är det inte heller många som hört talas om begreppet *bränslecell*, trots att ett av de ledande företagen för tillverkning av dessa finns i Göteborg. Förutom ett intresse för energisystemet grundar sig arbetet därför mycket i en vilja att uppmärksamma vätgas som energibärare för fler, inte minst för de som kommer ut i arbetslivet nu och blir en viktig del i att uppnå Sveriges framtida miljömål.

Vi vill tacka de personer som hjälpt oss under arbetets gång och förstärkt intresset ytterligare genom sitt visade engagemang. Tack till Hans-Olof Nilsson för att vi fick besöka hans hus, samt för väsentliga systemdimensioneringar till arbetet och alla frågor han tagit sig tiden att besvara. Din kunskap har varit till stor hjälp i arbetet. Tack till Åse Bye som med en mycket positiv attityd visat oss vad PowerCell innebär som företag och givit en spännande insyn i vart teknologin är på väg inom en snar framtid, samt besvarat våra frågor. Tack till Markus Lundberg och Johannes Abramsson på Fastighets AB Balder för fastighetsdata och relevant diskussion om företagets syn på olika energilösningar.

Övriga vi vill tacka för nyttig diskussion och vägledning är Jan-Olof Dalenbäck på Chalmers, Helena Sundbeck på Bengt Dahlgren AB, Gunnar Sandberg på Abridge AB och Tejas Pawar, en masterstudent från Chalmers.

Slutligen tackar vi vår examinator Anders Palmqvist som antog sig utmaningen att handleda arbetet genom kontinuerliga möten och feedback.

Göteborg, 2020

Rickard Bergman, Marcus Wademyr

1. Inledning

Energimyndigheten (2019) arbetar för att Sverige ska uppnå 100 procent förnybar elproduktion till år 2040. En ökad användning av solenergi ses som en del i att uppnå detta mål, tillsammans med vindkraft och biobaserade lösningar. Däremot finns risker med en rubbad effektbalans då solen byggs ut och ger upphov till spänningsvariationer och ett högre omvänt effektflöde. Ett större allmänt problem är att Sveriges elnät riskerar att lida av en effektbrist framöver, inte minst i södra Sverige där större delen av landets befolkning bor. Detta hänförs dels till ett ökat elbehov, samtidigt som kärnkraften planeras att läggas ner inför 2040 och annan produktion riskerar att inte hinna ikapp (svenska kraftnät, 2019). En av de åtgärder, eller systemtjänster som energimyndigheten (2016) listar för att underlätta dessa problem är just energilagring, som tillåter större flexibilitet då energin kan utvinnas efter behov. Samtidigt listar Energimyndigheten i en rapport från 2016 att billigare energilagring genom vätgas samt möjligheten att leva bortkopplad från det traditionella elnätet räknas som potentiella speländrande faktorer efter år 2040.

Vätgas ses som ett mycket bra lagringsalternativ, särskilt till följd av en hög energidensitet och sin miljövänliga restprodukt i form av vatten vid energiutvinning med hjälp av en bränslecell (Ouyang, Chen, Jiang & Yang, 2020). Genom användning av solceller tillsammans med lokal produktion och lagring av vätgas kan ett helt fristående och självförsörjande system erhållas där det i teorin inte krävs en koppling till elnätet. Det självförsörjande system detta arbete behandlar innehåller de huvudsakliga komponenterna solceller, elektrolysör, kompressor, bränslecell, växelriktare, samt batterier och vätgaslagring.

Idag är dessa system dyra, särskilt för applikationer i mindre skala. För att det ska bli mer ekonomiskt hållbart krävs det att systemet sjunker i pris. Med utgångspunkt i dagens priser med aktuell verkningsgrad uppskattas det att hela systemet bör kosta cirka en fjärdedel av vad det gjorde förra året, 2019 (Marino, Nucara, Panzera, Pietrafesa & Varano, 2019). Det finns stora besparingar att göra, inte minst vad gäller bränsleceller och elektrolysörer, där kostnaderna anses vara en kritisk utmaning för bredare användning av teknologierna (Mayyas & Mann, 2019).

1.2 Syfte

Arbetet syftar till att utreda den ekonomiska och praktiska lämpligheten för ett självförsörjande energisystem med lagring av vätgas som energibärare för en kontors- och lagerbyggnad i Göteborg, Sverige. Till grund ligger jämförelser baserade på aktuella och uppskattade framtida priser på komponenter, samt priser för traditionell el- och värmeförsörjning. Vidare behandlas faktorer som påverkar systemets ekonomi och energieffektivitet för att påvisa hur energisystemet kan kostnadsoptimeras idag och i framtiden. Praktiska beskrivningar av komponenterna syftar till att bidra med grundläggande kunskap om energisystemets funktion och implementering generellt såväl som i den utredda fastigheten. Sammanfattat syftar arbetet till att:

1. Utreda systemets ekonomiska lämplighet genom dagens och framtidens priser på ingående komponenter.
2. Beskriva systemets grundläggande funktion för fastigheter.
3. Presentera faktorer och förslag för kostnadsoptimering.

1.3 Avgränsningar

Arbetet utgår från en utvald kontors- och lagerbyggnad med låg energiförbrukning i Göteborg. Urvalet utgick från att hitta en fastighet med låg energiförbrukning i förhållande till takarean. Energisystemet lämpar sig bättre i nordligt klimat till följd av lägre medeltemperatur och fördelningen av soltimmar över året. All energitillförsel sker genom solceller placerade på byggnadens takyta och energilagringen sker med hjälp av batterier och vätgastankar. Systemet dimensioneras för att täcka hela behovet av fastighetsel, men inte hushållsel, då hyresgästerna i huset har egna avtal för detta. Byggnadens värmebehov förses genom bränslecellens och elektrolysörens spillvärme samt en cirkulationspump för fjärrvärme.

Det tekniska fokuset kommer vara begränsat, med störst vikt vid elektrolysörer och bränsleceller. Dessa komponenters funktion bedöms vara viktiga för en grundläggande förståelse för systemets miljöfördelar. Säkerhetsaspekter med vätgaslagring diskuteras inte i detalj sett till lagar och bestämmelser, då detta är ett stort ostandardiserat område som anses kräva egna utredningar och rapporter. Däremot ges allmän information om vätgasens egenskaper och hur detta kan beaktas i det utredda fallet.

2. Teori

2.1 Litteraturgenomgång

Max Börling (2018) har dimensionerat ett energisystem bestående av solceller, en elektrolysör, kompressor, bränslecell, växelriktare, samt batterier och vätgaslagring. Systemets aktuella och framtida kostnader utreds dimensionerat för ett flerbostadshus i Göteborg, Sverige. Kostnaden för vätgaslagret är högst av samtliga komponenters kostnader. Antagandet görs att huset ska kunna klara sig off-grid, det vill säga få hela el- och värmebehovet levererat utan att vara kopplat till elnätet. Slutsatsen dras att systemet är fullt tekniskt möjligt, men inte är ekonomiskt försvarbart jämfört med kostnaden för att köpa el och värme.

Marino, C, Nucara, A, Panzera, M F, Pietrafesa, M & Varano, V (2019) har utrett ekonomin i ett fristående energisystem i Italien med solceller, en elektrolysör, kompressor, bränslecell, växelriktare, batterier, vätgaslagring samt ett styrsystem. För beräkningarna antas en systemlivslängd på 20 år med en grundinvesteringskostnad på 100 000 € med 1% årlig avkastning. Kostnader för underhåll och utbyte av komponenter inkluderas i beräkningarna. Slutsatsen som dras är att systemet skulle behöva kosta 24 000 € för att vara billigare än att köpa el och värme traditionellt, det vill säga cirka en fjärdedel av den verkliga uppskattade kostnaden. En stor anledning till detta är lagringskostnaderna för vätgasen.

2.1.1 Litteratordiskussion

Nedan följer en diskussion som ämnar att visa en annan sida än den som sammanfattats av litteraturen. Vi som författare av arbetet är själva intresserade av vätgas som energibärare och är därmed benägna att även lyfta de positiva aspekter som vätgasen innebär. Detta syftar inte till att påverka resultatet av arbetet, utan att försöka ge en rättvis informationsgrund för läsaren.

Den ovanstående litteraturen kommer fram till samma slutsats, att ett energisystem som detta inte anses ekonomiskt försvarbart i dagsläget jämfört med priserna för traditionell el- och värmeförsörjning. Omställningen till förnybar energi samtidigt som systemets komponenter snabbt minskar i pris ger dock möjligheten att inom en snar framtid se det som en ekonomiskt lönsam investering. Värde finns även i att inte vara beroende av elnätet, då det möjliggör elförsörjning även vid elavbrott, dessutom med förnybar energi. Elproduktionen kan även väntas kosta ungefär lika mycket varje år förutom vid eventuell service och komponentbyten. Den största utmaningen idag och även i framtiden är kostnaden för vätgaslagring. Det är ingen slump att Energimyndigheten (2016) nämner en minskad kostnad för vätgaslagring som en potentiell speländrande faktor. Kan denna utmaning överkommas skulle investeringen se helt annorlunda ut. Med denna kunskap som grund undersöker detta arbete även hur ett system med endast veckolagring av vätgas skulle påverka ekonomin.

Det finns även andra faktorer att beakta förutom de ekonomiska. Att vara först med något drar till sig uppmärksamhet. Hans-Olof Nilsson vars villa presenteras i detta arbete har uppmärksamats mycket i medier för att redan år 2015 bli självförsörjande med hjälp av vätgas. Över 6 500 personer, även vi som skrivit detta arbete, har besökt villan (Nilsson Energy, u.å.). Samtidigt är grön marknadsföring ett allt vanligare begrepp. Fastighets AB Balder (u.å.) som varit en viktig del i denna rapport, marknadsför sig med en kärlek för ”grön energi”. För varje ny aktör som investerar i ett system av denna typ öppnas nya marknadsföringsmöjligheter, samtidigt som det påskyndar den tekniska utvecklingen. Rubrik 3.4, *Systemets Ekonomi & prisoptimeringar* presenterar en mängd nutida och framtida faktorer som kompletterar det som tagits upp här.

2.2 Inspirationsprojekt

2.2.1 Vårgårda Bostäder

Vårgårda Bostäder AB äger och förvaltar bostäder i Vårgårda kommun. Bland dessa ingår sex flerfamiljshus från miljonprogrammet som på senare tid renoverats till modern energistandard. Dessa hus ska bli de första flerfamiljshusen i Sverige som använder en energilösning med vätgas.

Systemleverantören är Nilsson Energy AB, samma företag som bidragit med dimensioneringen av energisystemet i detta arbete (Vårgårda Bostäder, u.å.).

2.2.2 Vätgas som energilager – Förstudie och slutrapport åt HSB Living Lab

HSB Living Lab är ett flerbostadshus i Göteborg, på Chalmers Campus Johanneberg. Byggnaden fungerar som laboratorium för att testa nya tekniska lösningar. En förstudie och rapport har gjorts angående implementering av ett energisystem med vikt på solceller, vätgaslagring och batterier. Systemdimensioneringen är utförd i samråd med Nilsson Energy AB. För att täcka både fastighetsel och hushållsel med hjälp av solceller behövs en årsproduktion på 163 000 kWh, samt vätgaslagring i fem 20-fots containrar och batterilager på 160 kWh. Detta innebär ett storskaligt system och därför har studien istället utrett ett system som endast täcker fastighetselen. Detta beror i stor mån på fastighetens begränsade utrymme. I det fallet behövs cirka 37 000 kWh i årlig produktion från solceller, varav cirka 12 000 kWh redan finns installerat. Endast en 20 fots container förväntas kunna användas för vätgaslagringen, tillsammans med ett batterilager på 65 kWh. För att ge en indikation på vad detta system kan komma att kosta analyseras i förstudien en utredning för ett liknande system, som vid rapportens publicering 2020-04-03 var pågående. Projektet under utredning är något större än systemet som planeras för HSB Living Lab. Där planeras 43 000 kWh i årlig produktion från solcellerna och en bränslecell på 10 kW (Sundbeck, 2020). Det kan i sin tur jämföras med systemet som utreds för den undersökta fastigheten i detta arbete, där solcellernas årsproduktion är 248 600 kWh, det vill säga markant större.

2.2.3 Hans-Olof Nilssons villa utanför Göteborg

Hans-Olof Nilsson bor i ett hus norr om Göteborg där ett energisystem likt det som detta arbete utreder finns installerat. Fastigheten är helt off-grid sedan cirka fem år tillbaka, vilket innebär att huset inte har en koppling till elnätet samt försörjer sitt eget värmebehov. Det förlitar sig helt på el från solceller med lokal produktion och lagring av vätgas. Solcellerna bidrar med ungefär 15 000 kWh i överskott varje år som går till tillverkning av vätgas. Detta kan jämföras med de ca 148 000 kWh i överskott som blir till vätgas i systemet som dimensionerats i detta arbete.

Huset har besökts i de tidiga skedena av arbetet för att få en tydligare bild av hur komponenterna fungerar och hänger ihop i praktiken (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27). Nedan visas bilder från besöket, som gjordes 2020-02-27. Bilderna på vätgasförrådet är tagna senare av Hans-Olof själv, då förrådet var under rekonstruktion vid besöket. Bilderna ämnar visa hur ett energisystem av den typ som arbetet undersöker kan se ut i verkligheten.



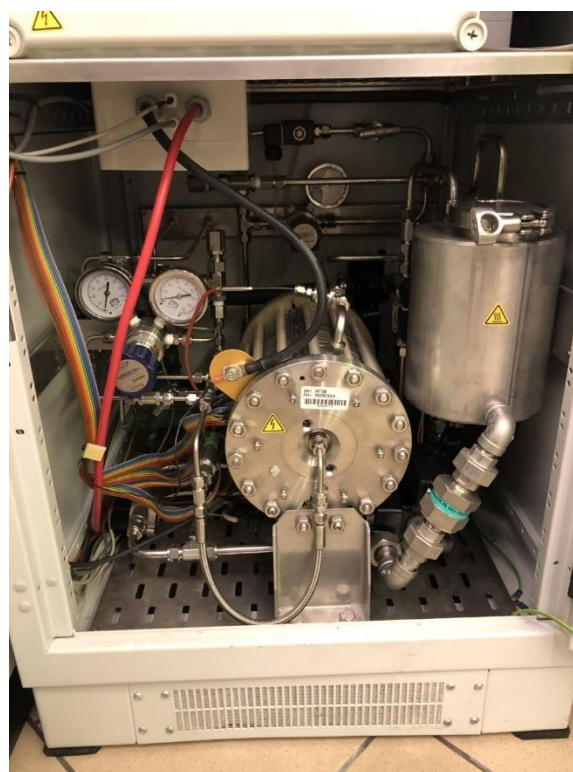
Figur 2.1: Huset från utsidan med solpaneler på taket mot söder samt i fasaden (mellan fönsterna åt höger).



Figur 2.2: Översiktlig bild mot husets nordöstra sida.



Figur 2.3: Bränslecellen av modell PS-5 från PowerCell.



Figur 2.4: Elektrolysörens insida där den stora horisontella cylindern är stacken.



Figur 2.5: Batterilagret.



Figur 2.6: Vätgasförrådet i betong utifrån.



Figur 2.7: Inuti vätgaslagret där vätgasen lagras i ihopkopplade tankar.



Figur 2.8: Vägghonterade styrsystem med växel- och likriktare.

2.3 Systembeskrivning

Nedan följer en översiktlig beskrivning av hur de olika komponenterna fungerar och deras roll i det undersökta energisystemet för fastigheten.

2.3.1 Solpanelerna

Solpanelerna placeras på fastighetens tak, som endast har en mycket svag lutning åt två håll och kan i princip beskrivas som platt. Energiberäkningarna utgår från en effekt på 0,17 kW per kvadratmeter solceller, det vill säga en effektivitet på 17%. Ett rimligt förslag för att uppnå detta är att använda kristallina kisel-solceller som placeras lutade 15 grader mot syd (Börlling, 2018). Totalt ska solcellerna leverera 290 kW, vilket innebär att cirka 1706 m² solpaneler placeras på takytan. Detta motsvarar cirka 62% av byggnadens totala takyta.

2.3.2 Elektrolysören

Elektrolysören tillverkar vätgas av överskottsenergin från solcellerna under dagen då solen bidrar med mest energi. Vid säsongslagring körs elektrolysören 8 månader per år, varefter vätgasen förbrukas under de fyra vintermånaderna januari, februari, november & december. Vätgasen tillverkas genom att spjälka vatten till dess två komponenter syre och väte (Marino, Nucara, Panzera, Pietrafesa & Varano, 2019). Vätgasen lagras medan syret i detta fall släpps ut i omgivande luft. Spillvärmén från elektrolysören används för att minska energibehovet (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27).

2.3.3 Kompressorn

Kompressorn används för att komprimera vätgasen, vilket tillåter att lagra mer per tank. Trycket som används är cirka 300 bar, ett etablerat lagringstryck för gascylindrar (Steilen & Jörissen, 2015). Systemet i detta arbete utgår från att vätgasen lagras i gasform i det naturliga temperaturspannet, till skillnad från flytande form eller vid låg temperatur, så kallad kryokomprimerad vätgas. Detta beror på att de senare alternativen associeras med högre kostnader. Förvätskning av vätgas är dels dyrare än traditionell kompression, samtidigt som lagringstankarna kräver mer avancerade material. Vätgas övergår till sin flytande form vid -253 grader Celsius, vilket innebär temperaturer som ställer höga krav på tankarna (Barthelemy, Weber & Barbier, 2017). Syftet med att kyla ner vätgas är att den tar upp mindre volym i flytande form, dock anses detta inte vara lika viktigt i en stationär lösning som detta arbete tittar på, jämfört med till exempel ett fordon där utrymmet är mer begränsat.

2.3.4 Batterierna

Batterier används som mellanlagring. Litiumjonbatterier eller blybatterier är förslag på batteriteknologier som fungerar bra för ändamålet. För den undersökta fastigheten väljs litiumjonbatterier. Under sommaren laddas batterierna av solcellerna under förmiddagen. När batterierna nått rätt kapacitet går elen från solcellerna istället till elektrolysören som då tillverkar vätgas. Batterierna laddas ur nattetid när solcellerna inte kan bidra med energi. Batterierna hålls mellan en laddning på 30-80% för att förbättra deras livslängd (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27).

2.3.5 Bränslecellssystemet

Bränslecellssystemet omvandlar vätgasens energi till el som brukas i fastigheten vintertid. För den undersökta fastigheten används en PEM-bränslecell, där PEM står för *proton-exchange membrane*, även känt som *polymer electrolyte membrane*. Varje bränslecell innehåller en anod och katod med ett membran mellan. I anoden delas varje vätgasmolekyl (H_2) till två positiva vätejoner (H^+) och två elektroner (e^-). Vätejonerna vandrar genom membranet från anod till katod, medan elektronerna vandrar genom en yttre strömkrets, varifrån elen hämtas. På katodsidan förenas vätejonerna med syrgas (O_2) som tagits från omgivande luft och bildar rent vatten (H_2O). I detta fall släpps vattnet ut i avloppet. För att ge tillräckligt med effekt kombineras flera bränsleceller i lager till en *stack* (Marino, Nucara, Panzera, Pietrafesa & Varano, 2019). Förenklat fungerar en bränslecell som en elektrolysör fast omvänt. Bränsleceller och elektrolysörer delar bland annat samma membran-teknologier (Max Börling, 2018) och i båda fall kombineras flera celler till en stack. Precis som elektrolysören ger bränslecellen ifrån sig spillvärme (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27).

För att uppnå energisystemets krav på 25 kW valdes bränslecellssystemet PowerCell MS-30 till den undersökta fastigheten, som klarar att leverera maximalt 30 kW effekt. Verkningsgraden är som högst 57%, och som lägst 37%. Lägst elektrisk verkningsgrad fås vid maximal kapacitet (PowerCell, 2020). Resterande blir till värme, som ger 80 grader Celsius varmt vatten från kylkretsen. Bränslecellssystemet ger ifrån sig mer spillvärme vid drift än elektrolysören, vilket höjer hela systemets verkningsgrad markant om den tas tillvara på. Mellan produktionen av vätgasen till utvinning av dess energi efter kan verkningsgraden vara så låg som 25-30% (Sundbeck 2020). För ett effektivt toppmodernt system kan dock verkningsgraden ligga inom spannet 34-44% (Staffell et al, 2019). Tas spillvärmen från både elektrolysören och bränslecellen tillvara så kan verkningsgraden istället uppnå ca 85-90% (Sundbeck, 2020).

2.3.6 Växel- och likriktare

Systemet använder sig av en eller flera växelriktare och likriktare. Hybridenheter kan användas som kan omvandla strömmen åt båda hållen, likström till växelström och vice versa. Likströmmen från solcellerna omvandlas till växelström i form av direktel till byggnaden. När behovet för direktel uppfylls och ett överskott erhålls, omvandlas överskottet tillbaka till likström som laddar batterierna. När batterierna är fulladdade går solen till elektrolysören som börjar producera vätgas. Om mer solel produceras än vad elektrolysören kan använda just då laddas ett batteri tillfälligt av överskottet, som elektrolysören sedan fortsätter drivas av senare. Detta görs för att inte behöva betala mer för en elektrolysör med högre kapacitet. I den undersökta fastigheten drivs elektrolysören endast av direktel då all el som produceras kan användas. Nattetid när solen inte lyser och batterierna laddas ur, omvandlar växelriktaren batteriernas el från likström till växelström som används av byggnaden. Vintertid tillverkar bränslecellen energi av vätgasen, som kommer ut i form av likström som laddar batterierna. Växelriktaren används då för att omvandla batteriernas likström till växelström åt byggnaden (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27).

2.3.7 Vätgaslagringen

Lagringen av vätgas kan ske i ihopkopplade tankar placerade i 40-fots containrar enligt den dimensionering som gjorts av Nilsson Energy AB. Den undersökta fastigheten har ett dimensionerat lagringstryck på 300 bar, som dock blir lite högre i verkligheten. Detta beror på att dimensioneringen tyder på att det behövs 3,1 40-fots containrar, som då avrundas nedåt till 3. För att kompensera för den tiondels container som saknas höjs lagringstrycket, vilket görs av ekonomiska och praktiska skäl. Det nya lagringstrycket blir då ca 310 bar. 40-fots containrar blir även cirka 5-8% billigare än motsvarande mängd lagring i 20 fots-containrar, vilket ger ytterligare besparingar. Däremot kan 20-fots containrar vara att föredra vid installation till följd av lägre vikt. Detta innebär dels att det inte behövs lika ordentliga lyftkranar för avlastning, samt att mer frihet ges vid placeringen av lagringen (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-05-22). Fler mindre containrar möjliggör till exempel en annan lastfördelning vid placering på taket. Besparingarna bör därför övervägas i förhållande till eventuellt högre installationskostnader och placeringsmöjligheter.

2.3.8 Byggnadens värmesystem

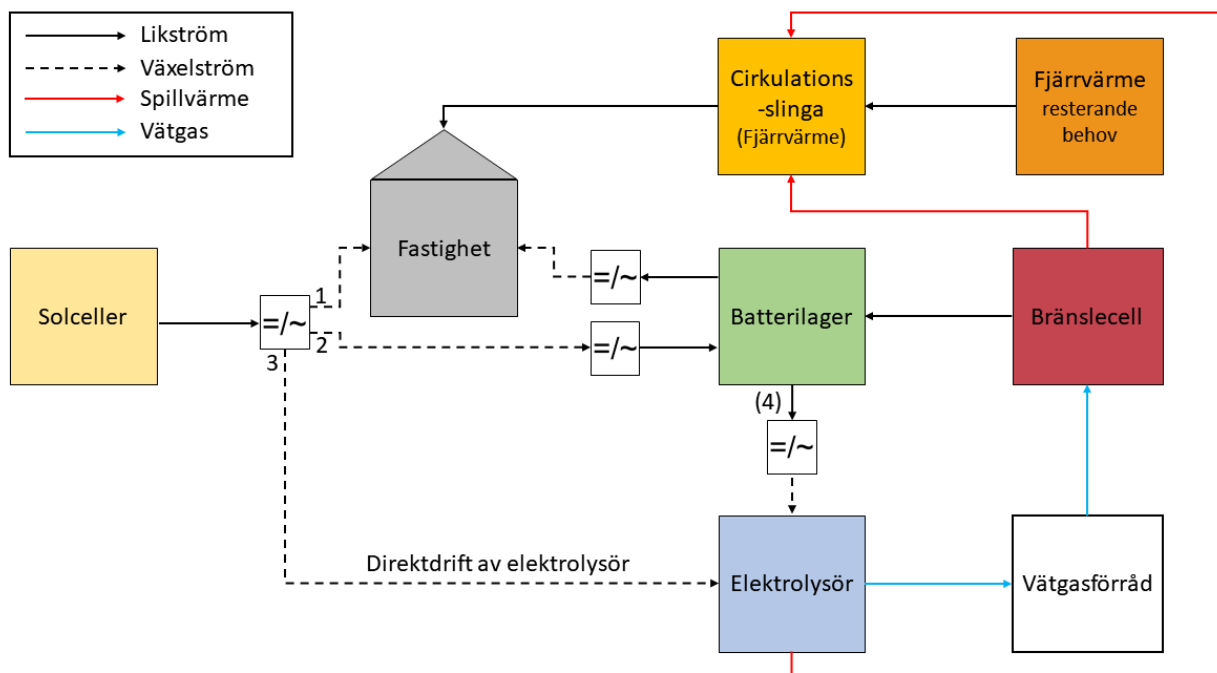
Spillvärmen som genereras från elektrolysören och bränslecellen kopplas på befintligt cirkulationssystem som fördelar värme ut i byggnaden. Resterande värmebehov uppfylls genom den fjärrvärmekoppling byggnaden har sedan innan. En ny värmepump räknas därmed inte behövas.

2.4 Komponenternas placering i den undersökta fastigheten

Solpanelerna placeras på taket, där även vätgaslagret kan placeras med fördel till följd av byggnadens placering med Mölndalsån på ena sidan och järnväg på andra. Om vätgaslagret placeras på taket kan det däremot finnas fördelar med att beställa fler mindre containrar för att kunna fördela vikten över taket bättre. Elektrolysör, bränslecell och batterilager kan teoretiskt sett få plats i byggnadens källare. Detta är en lösning som Hans-Olof Nilsson valt för sin egen villa.

De främsta nackdelarna med att placera vätgaslagret på taket, förutom vikten, skulle vara tillgängligheten och estetiken. Fördelarna är plats- och säkerhetsrelaterade. Fastighetens placering mellan Mölndalsån och järnväg samt andra fastigheter gör att placering på marken kan vara svårt att få tillstånd för. Lägre lagringstryck kommer inte heller ändra på detta eftersom räddningstjänsten utgår från volymen lagrad vätgas, inte trycket den lagras vid (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-06-10).

Den andra stora fördelen med lagring på taket är att vätgasen är flyktbenägen, vilket beror på vätgasens densitet. Vid atmosfärstryck vid 20°C är densiteten 0,089 kg/m³, ungefär en sjundedel av luftens densitet. I flytande form vid -253°C är den dock betydligt tyngre, 70,8 kg/m³. Om vätgas skulle läcka från ett gasförråd åker den direkt uppåt, vilket är mycket fördelaktigt ur säkerhetssynpunkt, under förutsättningen att området ovanför inte blockeras. Självantändningstemperaturen för vätgas är 585°C, högre än för både bensin (230-480°C) och metan (530°C). Däremot är brännbarhetsområdet stort, 4-75% i luft (Dagdougui, Sacile, Bersani & Ouammi, 2018). Fördelen med energisystemet som undersöks är dock att koncentrationerna i tankar och ledningar är ovanför detta område och så länge systemet hålls tätt kan det inte antändas. Om det sker ett läckage ska uppsatta vätgasdetektorer reagera på detta (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27).



Figur 2.9: Kopplingsschema som visar hur de olika komponenterna kan kopplas samman. Siffrorna visar prioriteringsordningen för elen. I det undersökta systemet används endast koppling 3 för drift av elektrolysören. I fall då mer solel genereras än vad elektrolysören kan förbruka, laddas ett batteri som fortsätter driva elektrolysören senare. Elen går då genom koppling 2 och 4.

3. Metoder

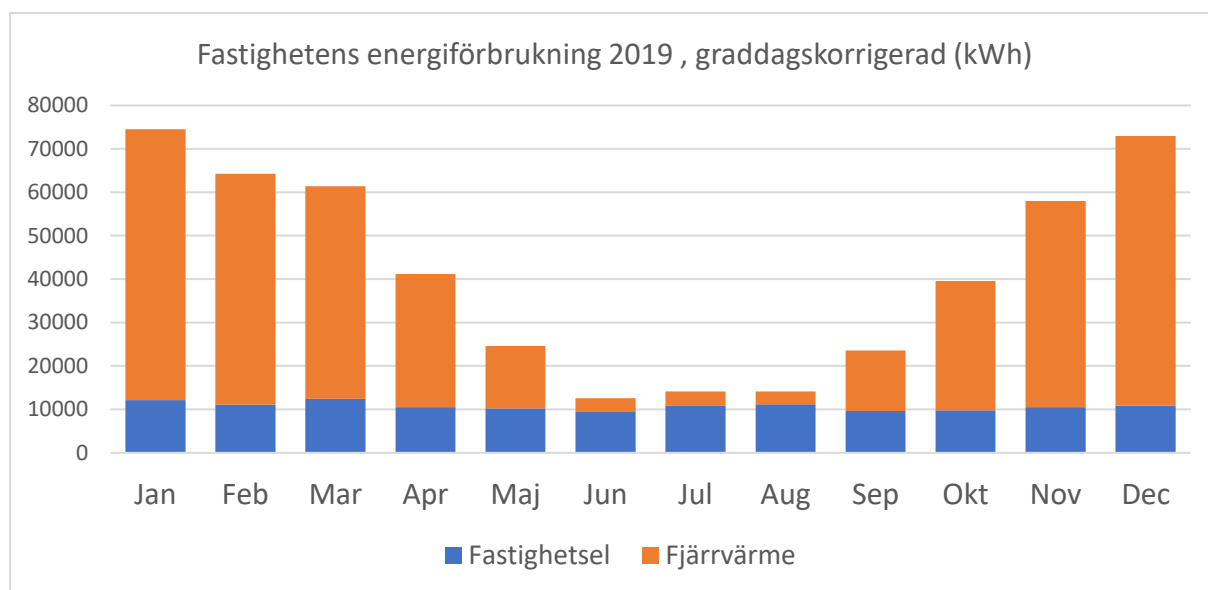
3.1 Fastighetsbeskrivning

Fastigheten ägs av Fastighets AB Balder och ligger i ett industriområde i Mölndal, strax utanför Göteborg. Byggnaden som energisystemet dimensioneras för är en kombinerad lager- och kontorsbyggnad. Byggnadens totala invändiga area är 6 219 m² och dess totala takarea är uppskattad till ca 2 750 m². Fastighetsvärdet 2020 uppskattas till 145 000 000 SEK. Byggnadens uppvärmning sker genom fjärrvärme och total årlig graddagskorrigerad el- och värmeförbrukning uppgick 2019 till 128 500 kWh respektive 372 500 kWh. Graddagskorrigeringen innebär att fjärrvärmeförbrukningen är korrigerad efter ett normalår. Det är en metod som används för att kunna jämföra år med varierande utetemperatur med varandra. Normalårstemperaturen för Göteborg är 7,7 grader Celsius (Warfvinge & Dahlblom, 2010). Den verkliga värmeförbrukningen år 2019 var något lägre än den graddagskorrigerade för samma år, vilket tyder på att 2019 var ett något varmare år än normalt. Energisystemet som dimensionerats utgår från de graddagskorrigerade värdena för att ge en rättvis bild. Figur 3.1 och 3.2 med tillhörande tabeller 3.2 och 3.3 visar den graddagskorrigerade förbrukningen och den verkliga förbrukningen, båda för år 2019.

Tabell 3.1: Sammanställd fastighetsdata.

Geografisk plats	Mölndals kommun, Göteborg, Sverige
Byggnadstyp	Kombinerad lager- och kontorsbyggnad
Invändig area	6 219 m ²
Uppskattad takarea	2 750 m ²
Elförbrukning 2019 (graddagskorrigerad)	128 500 kWh
Värmeförbrukning 2019 (graddagskorrigerad)	372 500 kWh
Uppskattat fastighetsvärde 2020	145 000 000 SEK

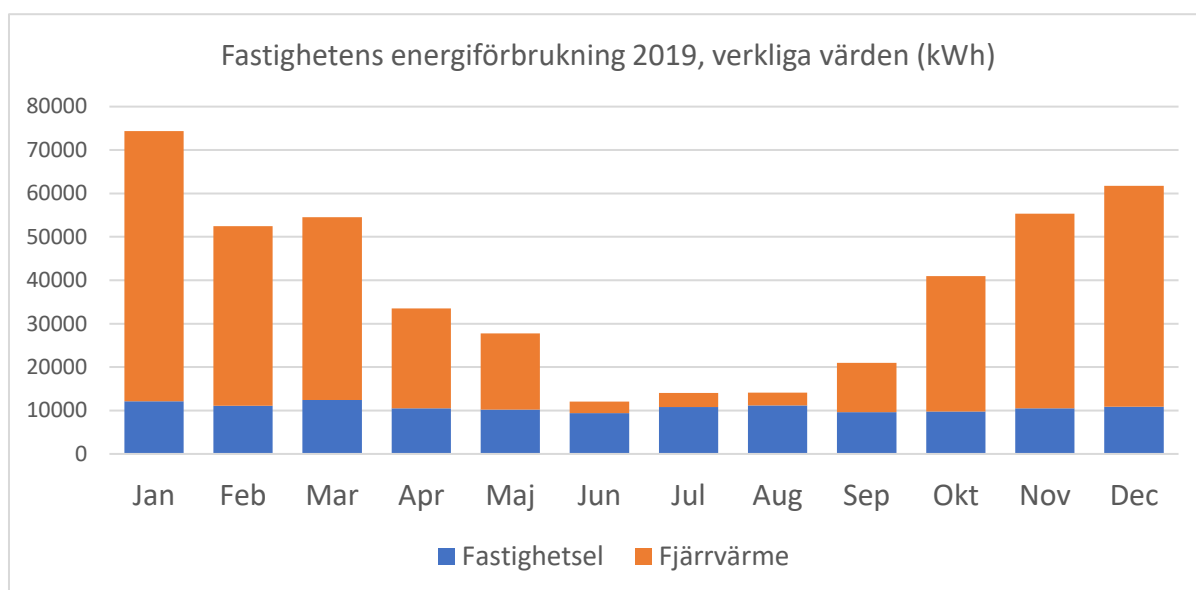
Temperaturskillnaderna mellan årstiderna ger upphov till en avsevärt högre förbrukning vintertid än sommartid, där det ökade värmebehovet är den största orsaken. Till följd av denna skillnad samt spillvärmen som fås från bränslecellen vintertid, lämpar sig därför systemet mycket bra för nordligare breddgrader, till exempel Sverige.



Figur 3.1: Fastighetens graddagskorrigerade energiförbrukning 2019 uppdelad i fastighetsel och fjärrvärme månadsvis.

Tabell 3.2: Detaljerad månadsförbrukning år 2019, graddagskorrigerad.

Månader (2019)	Fastighetsel (kWh)	Fjärrvärme (kWh)
Jan	12 100	62 400
Feb	11 100	53 200
Mar	12 400	49 000
Apr	10 500	30 700
Maj	10 200	14 400
Jun	9 400	3 200
Jul	10 800	3 300
Aug	11 200	2 900
Sep	9 600	14 000
Okt	9 800	29 800
Nov	10 500	47 500
Dec	10 900	62 100
Totalt	128 500	372 500



Figur 3.2: Fastighetens verkliga energiförbrukning 2019 uppdelad i fastighetsel och fjärrvärme månadsvis.

Tabell 3.3: Detaljerad månadsförbrukning år 2019, verkliga värden.

Månader (2019)	Fastighetsel (kWh)	Fjärrvärme (kWh)
Jan	12 100	62 240
Feb	11 100	41 370
Mar	12 400	42 150
Apr	10 500	23 000
Maj	10 200	17 530
Jun	9 400	2 624
Jul	10 800	3 228
Aug	11 200	2 935
Sep	9 600	11 349
Okt	9 800	31 170
Nov	10 500	44 830
Dec	10 900	50 870
Totalt	128 500	333 296

3.1.2 Fastighetsbilder

Nedan visas bilder på fastigheten. Samtliga förutom första bilden är egentagna. Bilderna är tagna eftermiddagen 2020-05-31.



Figur 3.3: Översiktbild med norr rakt uppåt. Mölndalsån och Göteborgsvägen på vänster sida, Järnväg (Västkustbanan) och E20/E6 på höger sida. Källa: Google.



Figur 3.4: Bild mot byggnadens södra fasad. Tegeldelen till vänster innehåller kontor och sitter ihop med lagerdelen.



Figur 3.5: Lagerdelens östra fasad med järnvägen till höger i bild.

3.2 Informationsinhämtning

I de tidiga skedena har kvalitativa semistrukturerade intervjuer och mejlkonversationer genomförts för att få en bakgrund till ämnet. Kontaktpersoner inkluderar individer på företag som berörs av eller arbetar med delar av energisystemet i fråga, samt aktiva inom fastighetsbranschen. Företagsnamn inkluderar PowerCell AB, Fastighets AB Balder, Nilsson Energy AB, Bengt Dahlgren Göteborg AB samt HSB Bostad AB. Detta har även kompletterats med lokal kunskap från Chalmers Tekniska Högskola, som arbetet skrivits genom.

Genom arbetets gång har kontakt fortsatt hållas med majoriteten av individerna. Arbetets syfte att utreda energisystemets ekonomi har delvis uppfyllts genom denna kontakt. Vissa komponentkostnader har tagits från dessa källor för att kunna få aktuella svenska priser att arbeta med. Samtidigt har det varit nödvändigt att ha kontakt med fastighetsägaren för att få tillgång till information gällande värme- och elförbrukning samt fastighetens utformning. Den energiberäkning som ligger till grund för systemdimensioneringen har gjorts av Nilsson Energy AB, ett företag som arbetar med installation av energisystem med vätgas. Denna data finns som bilaga längst bak i rapporten (se bilaga 1). Framtida priser har uppskattats på ett antal olika sätt, som beskrivs i resultatet. Viktiga källor har varit U.S. Department of Energy samt diskussioner med personer inom branschen.

Informationen har kompletterats med hjälp av litteratur hittad genom rekommendationer från kontakter, onlinesökningar i databasen Scopus, böcker, samt allmänna sökningar genom Google.

3.3 Ekonomiska beräkningsmetoder

För att ekonomiskt sammanställa arbetets resultat har pay off-metoden använts. Det innebär en enkel modell där grundinvestering divideras med årligt inbetalningsöverskott, som visar hur många år det tar innan investeringen är återbetald. Metoden ger ett lättförståeligt resultat och öppnar upp för enkel jämförelse mot andra investeringsalternativ. Systemet antas brukas till slutet av komponenternas livslängd och därmed beaktas inte eventuella restvärden på komponenter.

Om investeringen vill utredas längre än i detta arbete kompletteras pay off-metoden med fördel med nuvärdesmetoden eller annuitetsmetoden, för att även beakta pengars framtida värde (Holmström & Lindholm, 2011).

3.4 Systemets ekonomi & prisoptimeringar

Det finns ett flertal viktiga nutida och framtida faktorer som kan komma att påverka energisystemets ekonomi. Nedan listas och förklaras några som anses vara av stor betydelse.

3.4.1 Produktionsvolym, kapacitet och inlärningskurvor

Ett sätt att kapa kostnaderna är genom en högre produktionsvolym. Elektrolysörer är ett bra exempel på detta. Den största skillnaden noteras upp till cirka 1000 tillverkade enheter per år, varefter kostnaden per kW jämnas ut. Kostnaden för en elektrolysör uppskattas kunna minska med cirka 60% då produktionsvolymen går från 10 till 1000 enheter per år. Om samma siffra är 50 000 finns möjlighet att kapa dessa kostnader med ytterligare cirka 15%, vilket innebär en total kapning på drygt 70% mellan 10 och 50 000 tillverkade enheter per år. Värdena är sammanställda av NREL, nationella laboratoriet för amerikanska Department of Energy (DOE) (2019) och gäller för PEM-elektrolysörer, samma typ som används i energisystemet i den undersökta fastigheten. Däremot gäller värdena för kapaciteterna 200 och 1000 kW. Detta är högt i sammanhanget och kan jämföras med de ungefär 120-125 kW som elektrolysören skulle köras vid i den undersökta fastigheten.

Samma rapport visar att besparingar per kW kan även göras beroende på kapaciteten som elektrolysörerna tillverkas för. Vid 1000 tillverkade enheter per år kostar ett system på 200 kW ca 500 USD/kW, medan ett på 1 000 kW kostar cirka 300 USD/kW vid samma produktionsvolym. Därmed kan centraliserade system i stor skala som förser behovet av vätgasproduktion för ett flertal fastigheter ge markanta kostnadsfördelar. Inom branschen märks redan en viss efterfrågan på denna typ av energisystem (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27).

Enligt DOE (2017) kommer vätgasanpassade PEM-bränsleceller för fordonsbruk minska ännu mer i pris än elektrolysörer vid högre produktionsvolym. Kostnaden per kW för ett 80 kW bränslecellssystem för fordonsbruk uppskattas kunna sjunka med cirka 70% mellan 1000 och 50 000 tillverkade enheter per år. I faktisk kostnad innebär detta 179 till 54 USD/kW. För att visa de verkliga storskalighetsfördelarna uppskattas kostnader även för 500 000 system per år. Från 50 000 enheter sjunker då kostnaderna med ytterligare cirka 17%, ner till 45 USD/kW. Det är dock viktigt att påpeka att kostnaderna historiskt sett redan har sjunkit mycket till följd av tidigare forskning och utveckling. Vid en teoretisk produktionsvolym på 500 000 enheter per år uppskattas kostnaderna ha minskat med cirka 64% mellan 2006 och 2017, från 124 till 45 USD/kW. Det slutgiltiga målpriset, target price, är 30 USD/kW. Dessa resultat visar på en stor skillnad jämfört med 30 000 SEK per kW som bränslecellen i det utredda energisystemet kostar.

Stacken i ett fordons bränslecellssystem fungerar likadant som en stack som används i en bränslecell för stationärt bruk (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-05-26). Fordonsbranschens utveckling inom bränsleceller bedöms därmed vara viktig även för kostnadsreducering för stationära lösningar. Kostnaden för stacken står för ungefär 42-65% av ett 80 kW-fordonsbränslecellsystems totala kostnad beroende på produktionsvolym (DOE, 2017). En högre produktionsvolym innebär en lägre procentuell kostnad för stacken.

3.4.2 Tillverkningsmetoder

Medan produktionsvolym anses spela en stor roll är nya tillverkningsmetoder också en stor del av kostnaden såväl som kvalitet, menar Mayyas & Mann (2019). Inlärningskurvan vid produktion anses också spela en roll, något som tidigare hjälpt bland annat solceller att minska i pris. DOE (2019) visar att monteringskostnaden för en 200 kW elektrolysör-stack kan minska från cirka 85 USD/kW till 3 USD/kW när produktionen går från 10 till 1 000 tillverkade enheter per år. Efter detta anses kostnaderna stanna på ungefär samma nivå. Kostnaderna delas in i kategorierna svinn/överblivet material, byggkostnad, energiåtgång, kapitalkostnader, direkt arbetskraft samt direkt materialkostnad. Beroende på typen av monteringslina och monteringstid per enhet läggs även en variabel kostnad till. Vid ett få antal enheter dominerar kapital- och monteringskostnader. Vid många tillverkade enheter

står direkt arbetskraft istället för största andelen, vilket tyder på en hög optimeringsgrad genom tillverkningsmetoder. Det som bör noteras med samtliga av dessa kostnader är att försäljningspriset kan beräknas vara cirka 50% högre än tillverkningskostnaden, då alla företagsrelaterade kostnader ska täckas.

3.4.3 Materialkostnader

Mayyas & Mann (2019) påpekar att gemensamt för både bränsleceller och elektrolysörer är att materialkostnaden är det som kommer att bidra mest till slutprodukts pris. En stor andel av kostnaderna kommer från att PEM-bränsleceller och elektrolysörer använder tunna lager av de mycket dyra metallerna platina och iridium som katalysatorer. Som nämnt är det denna typ av membran som används i den bränslecell och elektrolysör som den undersökta fastigheten är tänkt att använda. Vid tillverkningen appliceras platina på anodsidan och på andra sidan, katodsidan, appliceras en blandning av platina och kobolt respektive platina och iridium för bränsleceller respektive elektrolysörer. Själva membranet är också en dyr komponent vid låga produktionsvolym. Membranet i sig står för cirka 33-50% av ett komplett membrans kostnad, samtidigt som beläggningen av platina och iridium står för cirka 13-46%. Resterande kostnader delas in i samma kategorier som nämnts ovan i 3.4.2.

Med dessa kostnader inräknade står totala kostnaden för membranet för cirka 26-47% av en 200 kW-stacks kostnad för en PEM-elektrolysör och 36-47% för en 1000 kW-stack. Procentuella kostnaden beror på årlig produktionsvolym mellan 10 och 50 000 enheter (NREL, 2019). För bränsleceller gäller samma principer, där endast katalysator-metallerna räknas stå för 26-41% av en 80 kW-stacks totala kostnad. Detta gäller dock mellan en årlig produktionsvolym på 1 000 och 500 000 enheter (DOE, 2017). I båda fallen står metallerna för en större andel av totala stack-kostnaden vid högre produktionsvolym. Därmed är det dessa kostnader som har störst anledning att minska för att uppnå en billig massproduktion. För bränsleceller utvecklar bland annat Chalmers spin-off bolaget Celcibus AB en ädelmetallfri katalysator för katodsidan (Anders Palmqvist, Chalmers, personlig kommunikation).

3.4.4 Energisystemets restprodukter

Om en koppling till elnätet redan finns på plats ger detta goda möjligheter att förbättra systemets ekonomi genom att sälja potentiellt energiöverskott ut på nätet. Ett annat alternativ är att göra mer vätgas än vad som behövs för att uppfylla energibehovet. Ett rimligt alternativ blir att till exempel tanka vätgasfordon med överskottet. I ett system där vätgas produceras lokalt genom elektrolys blir även syrgas en restprodukt då vatten spjälkas till vätgas. För att öka bränslecellens effektivitet kan syrgasen torkas och renas för att återbrukas i bränslecellen (Agbossou, Kolhe, Hamelin, Bernier, & Bose, 2005). Ett annat alternativ som undersökts är möjligheten att sälja syrgasen till sjukvården (Kato, Kubota, Kobayashi & Suzuoki, 2005). Från bränslecellen kommer även rent vatten som i teorin kan användas som dricksvatten (Hristovski, Dhanasekaran, Tibaquirá, Posner & Westerhoff, 2009).

3.4.5 Energiskatt

I Sverige berörs elanvändning för eget bruk av en energiskatt, som även omfattar produktion från solcellsanläggningar. Om 255 kWp överskrids tillkommer en energiskatt vars värde regeringen beslutar inför för varje nytt kalenderår. År 2019 var det 34,7 öre/kWh och för 2020 har 35,3 öre/kWh beslutats (Vattenfall, u.å.). Däremot finns det vissa undantag. Om en ägare har flera olika solcellsanläggningar som underskrider 255 kWp, men som tillsammans överskrider värdet, betalas en reducerad energiskatt motsvarande 0,5 öre per kWh. Andra undantag finns för elförbrukning för kemisk reduktion, eller förbrukning då el överförs på elnätet av den som förvaltar nätet. Ett antal kommuner i norra Sverige har även avdrag med 9,6 öre/kWh på energiskatten förutsatt att elen förbrukas i hushåll eller företag inom tjänstesektorn (Skatteverket, u.å.).

Energiskatten medför att investeringar i en solcellsanläggning med en topp effekt som överskrider 255 kWp är betydligt svårare att se som lönsamma. Gunnar Sandberg, VD och grundare på företaget Abridge anser att energiskatten kan innebära konsekvenser vid dimensionering av nybyggnation. Detta eftersom det inte är garanterat att taken byggs med framtida placering av solceller i åtanke. Takets bärighet måste tåla vikten av solpaneler och eventuella stöd för att vinkla dessa. Varje panel och stöd väger cirka 25 kg styck, det vill säga en total vikt på 50 kg per vinklad solpanel. Beaktas inte dessa krav från början finns det därför risk för merkostnader den dag ett beslut om placering av solceller ska tas (personlig kommunikation, 2020-04-30).

Solcellsanläggningen som dimensionerats för den undersökta fastigheten har en installerad topp effekt på 290 kW, vilket innebär att anläggningen omfattas av den utökade energiskatten. Varje år producerar den anläggningen 248 602 kWh, vilket innebär ett påslag på ca 87 000 SEK varje år. I resultatet illustreras energiskattens innebörd för investeringen i sin helhet. Det finns i dagsläget initiativ för att slopa energiskatten. Bland annat har företagen IKEA, HSB, Vasakronan, Telge Energi och Solkompaniet skapat nätverket Solelkommissionen. Syftet är att skapa bättre förutsättningar för egen solel där en önskan om en slopad energiskatt är ett av fokusområdena. Förslaget innebär att all solel som produceras ska ses som skattebefriad energieffektivisering (Solelkommissionen, 2020).

3.4.6 Statligt investeringsstöd

I Sverige finns möjligheten för alla olika typer av aktörer att ansöka om ett statligt investeringsstöd för solcellssystem genom Energimyndigheten. Stödet kan fås för materialkostnader, projekteringskostnader och arbetskostnader. Materialkostnader är generellt i form av solcellsmoduler och tillhörande komponenter som till exempel fästen, växelriktare och elmätare. Vidare kan stöd även fås för elektriska energilagringssystem, till exempel batterilager. I dagsläget ges däremot inget stöd för vätagaslagring. Stödet uppgår till som högst 20% av investeringskostnaden, eller upp till 1,2 miljoner SEK. För det system som utreds i detta arbete skulle bidraget uppgå till 556 000 SEK, vilket motsvarar 20% av kostnaderna för solceller och batterier.

Hans-Olof Nilsson ser däremot att ett stöd skulle kunna fås även för vätagaslagring inom en snar framtid (Personlig kommunikation, 2020-05-26). För de framtida kostnaderna som utreds har därför ett antagande gjorts där högsta beloppet på 1,2 miljoner ges i stöd. Dessa siffror redovisas i resultatet som investeringsstöd som dras av från komponentkostnaderna.

3.4.7 Tilläggsisolering

En åtgärd för att minska byggnadens termiska energiåtgång är att tilläggsisolera den. Detta skulle innebära att en större andel av värmebehovet kan täckas av spillvärmes från bränslecellen och elektrolysören. Därmed behöver inte lika mycket fjärrvärme köpas för att täcka det resterande behov som finns under de kallare månaderna. Skulle energisystemet implementeras i verkligheten är detta en faktor som bör utredas.

3.5 Vätgaslagringen

Vätgaslagringen är den enskilda del som kostar mest i hela systemet, därför ges denna en egen rubrik. För att ge en bättre förståelse för hur vätgaslager i framtiden skulle kunna påverkas på olika sätt så ges först en bakgrund till vilka olika typer av lagring som existerar.

Det finns fem olika typer av lagringstankar för vätgas. Dessa benämns typ 1-5 och skrivs ofta med de romerska siffrorna I, II, III, IV och V. Det som skiljer sig mellan de olika typerna är konstruktion och därmed även möjligt lagringstryck. En typ I tank består endast av metall, medan de andra typerna innehåller en ökande grad av fiberkomposit (Pohl & Ridell, 2018). Metallen som används är generellt stål eller aluminium och fiberkompositen består vanligtvis till största del av kolfiber eller glasfiber (Barthelemy, Weber & Barbier, 2017). Typ II och III består av metall som är insvept i fiberkomposit. Typ IV består av polymer (plast) och är också insvept i fiberkomposit, medan typ V består helt av fiberkomposit. Typ V är relativt ny på marknaden och har tidigare främst använts för låga lagringstryck inom rymd- och flygindustrin (Pohl & Ridell, 2018). En typ I tank används ofta för stationär lagring för tryck upp till 200 bar. Samma tanktyp kan dock konstrueras på flera olika sätt och därmed varierar även det maximala trycket en viss typ kan uppnå. Enligt Barthelemy et al (2017) kan vätgas lagras med tryck upp till 500 bar i typ I-tankar. Detta är betydligt högre än de 200 bar Pohl & Ridell (2018) använder som referens, som vidare skriver att typ III kan lagra upp till cirka 350 bar och typ IV upp till 700 bar. En allmän regel är därmed att dessa tanktyper kan lagra vätgasen vid högre tryck än typ I.

Den undersökta fastigheten kan med fördel använda en tank av typ II, III eller IV med glasfiber, som passar bra för ändamål upp till 350 bar och är billigare än kolfiber. Över detta tryck är kolfiber att föredra (Barthelemy et al, 2017), däremot har det funnits initiativ från U.S. Department of Energy att tillverka tankar med glasfiber för fordonsbruk som tål minst lika högt tryck som kolfibertankar för 700 bar, fast för mindre än halva kostnaden. Glasfibers densitet är dock något högre än kolfibers, 2,58 g/cm³ jämfört med 1,8 g/cm³ (DOE, 2016). Detta är dock betydligt mer relevant för portabla lösningar som fordon. Den stationära lösning som tittas på i detta arbete kan endast se vissa fördelar med lägre vikt om lagringen till exempel placeras på taket.

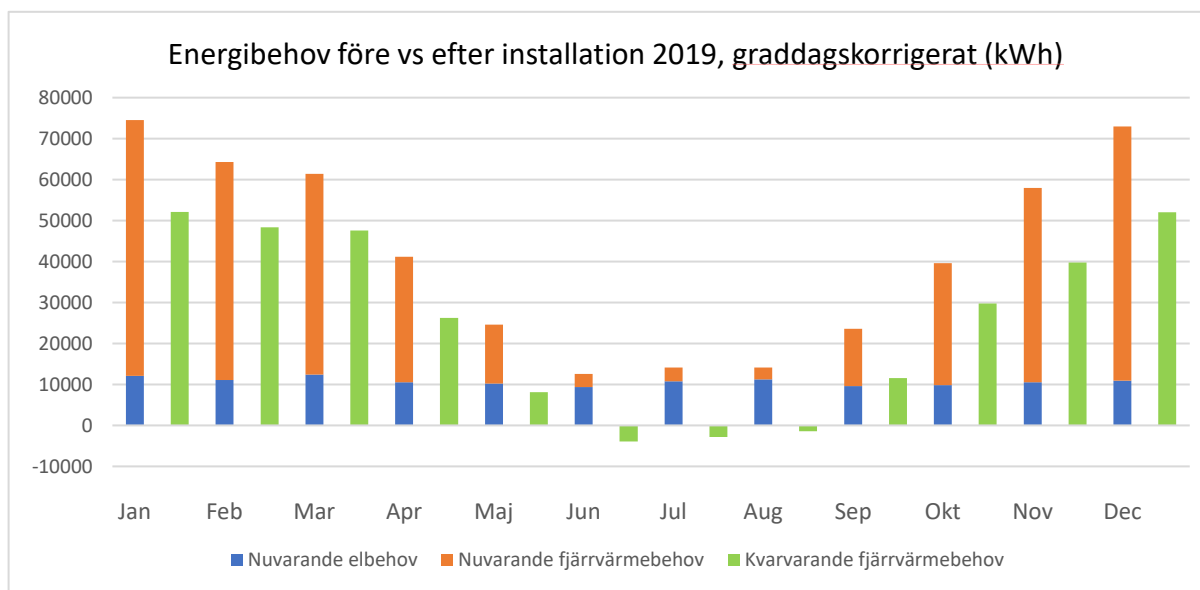
Vätgastankar har även olika hållbarhet. För vätgasbilar gäller att en tank som använder trycket 700 bar ska hålla för 5 000 cykler och högst 20 år. Vid lägre tryck gäller dock 20 000 cykler eller 20 års användning (Pohl & Ridell, 2018). En cykel innebär att tanken fyllts och sedan tömts på vätgas en gång. Detta påvisar att det kan finnas en stor skillnad i hur länge en tank går att använda. Utifrån ett ekonomiskt perspektiv blir det därmed viktigt att inte endast beakta initial kostnad och lagringstryck, utan även tankens livslängd. Utvecklingen inom glasfiber samt en försäkran om att vätgastankar tål ett högt antal cykler ses därför som viktiga faktorer för att sänka lagringskostnaderna framöver.

4. Resultat

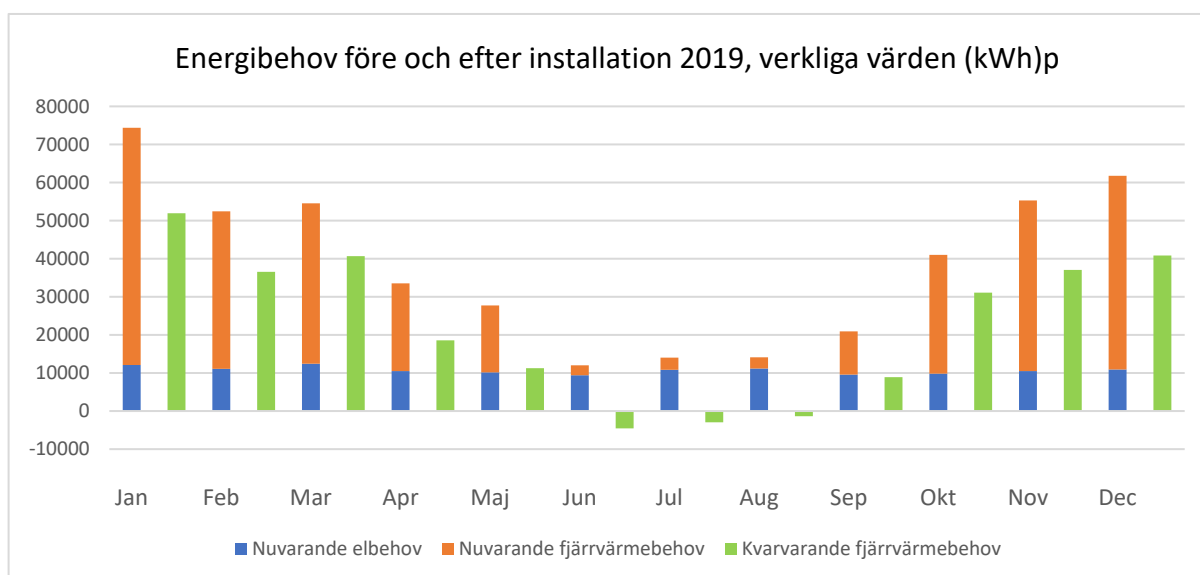
4.1 Säsongslagring

4.1.1 Energisystemets nytta

Systemet är dimensionerat för att bidra med hela årliga behovet av fastighetsel. Spillvärme fås från bränslecellen under vintern och från elektrolysören under sommaren. Totalt sänks värmebehovet med 17,5% med utgångspunkt i 2019 års graddagskorrigerade förbrukning (se figur och tabell 4.1). Med utgångspunkt i den verkliga förbrukningen 2019 täcker det lite mer, 19,6% (se figur och tabell 4.2). Resterande värmebehov uppfylls genom köpt fjärrvärme. Under månaderna juni, juli och augusti ger elektrolysören ifrån sig mer spillvärme än fastighetens värmebehov. Detta överskott tas tillvara på genom att värma tappvattnet och räknas in i det totala minskade värmebehovet. Genom figur 4.1 och 4.2 fås en jämförelse mellan de graddagskorrigerade och verkliga värdena, båda för år 2019.



Figur 4.1: Byggnadens graddagskorrigerade energiförbrukning 2019 innan och efter installation av energisystem. Grön stapel till höger om månaden visar energiförbrukning efter installation för samma månad.



Figur 4.2: Byggnadens verkliga energiförbrukning 2019 innan och efter installation av energisystem. Grön stapel till höger om månaden visar energiförbrukning efter installation för samma månad.

Tabell 4.1: Månadsförbrukning år 2019 innan och efter installation av energisystem, graddagskorrigerade värden.

Månader (2019)	Befintligt elbehov (kWh)	Befintligt fjärrvärmebehov (kWh)	Kvarvarande fjärrvärmebehov (kWh)
Jan	12 100	62 400	52 133
Feb	11 100	53 200	48 347
Mar	12 400	49 000	47 539
Apr	10 500	30 700	26 238
Maj	10 200	14 400	8098
Jun	9 400	3 200	-3942
Jul	10 800	3 300	-2846
Aug	11 200	2 900	-1399
Sep	9 600	14 000	11 538
Okt	9 800	29 800	29 738
Nov	10 500	47 500	39 756
Dec	10 900	62 100	52 059
Totalt	128 500	372 500	307 259

Tabell 4.2: Månadsförbrukning år 2019 innan och efter installation av energisystem, verkliga värden.

Månader (2019)	Befintligt elbehov (kWh)	Befintligt fjärrvärmebehov (kWh)	Kvarvarande fjärrvärmebehov (kWh)
Jan	12 100	62 240	51 973
Feb	11 100	41 370	36 517
Mar	12 400	42 150	40 689
Apr	10 500	23 000	18 538
Maj	10 200	17 530	11 228
Jun	9400	2 624	-4518
Jul	10 800	3 228	-2918
Aug	11 200	2 935	-1364
Sep	9600	11 349	8887
Okt	9800	31 170	31 108
Nov	10 500	44 830	37 086
Dec	10 900	50 870	40 829
Totalt	128 500	333 296	268 055

Då hela behovet av fastighetsel beräknas täckas finns ingen kvarvarande kostnad för detta. Som avläses i tabell 4.1 och 4.2 sänks det årliga fjärrvärmebehovet med 65 241 kWh. Energisystemet bidrar till att det varje år sparas 236 020 SEK genom det minskade el- och värmebehovet med utgångspunkt i den graddagskorrigerade värmeförbrukningen. Detta är dock utan den energiskatt som betalas för solcellssystemet. Kostnaden för energiskatten sätts till 35 öre/kWh, då detta är medelvärde för kostnaden år 2019 (34,7) och 2020 (35,3). Totalt producerar solcellerna 248 602 kWh årligen, vilket innebär en energiskatt på ca 87 010 SEK. Med energiskatten blir därför besparingen mindre, 149 010 SEK per år. Installeras systemet idag är det därför denna besparing som blir utgångspunkten, men inom en snar framtid bedöms energiskatten kunna försvinna. Förutom en eventuell utfasning av energiskatten kan även varierande elpriser bidra markant till den årliga besparingen. Samtliga värden sammanfattas nedan i tabell 4.3.

Tabell 4.3: Årliga kostnader med och utan implementerat energisystem samt med och utan energiskatt, utgår från graddagskorrigerade värden 2019.

Befintlig elkostnad	Befintlig fjärrvärmekostnad	Total befintlig energikostnad
133 256	210 886	344 142
Kvarvarande elkostnad	Kvarvarande fjärrvärmekostnad	Kvarvarande total energikostnad utan energiskatt
0	108 122	108 122
Befintlig energiskatt	Energiskatt med energisystem	Total kostnad med energiskatt
0	87 010	195 132

4.1.2 Energisystemets kostnad

Den totala investeringskostnaden för systemet med de sex huvudkomponenter som behövs uppgår till 17 134 000 SEK. I framtiden uppskattas detta kunna sjunka till åtminstone cirka 8 000 000 SEK. Båda summor antar ett investeringsstöd. Kostnaderna summeras i tabell 4.4. Tidshorisonten på de framtida priserna är odefinierad, då de utgår från olika förutsättningar beroende på komponent. Priserna förklaras i detalj under 4.3 *Förklaring av priser*. Utöver grundinvesteringen tillkommer utförandekostnader (se tabell 4.5) samt servicekostnader. Servicekostnaderna uppskattas motsvara cirka 1% av grundinvesteringens kostnad årligen (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27).

Tabell 4.4: Investeringskostnader för de sex huvudsakliga komponenter som ingår i systemet.

Komponent och kapacitet	Aktuella priser (SEK)	Uppskattat framtida pris (SEK) ⁽¹⁾
Vätgaslager, 2399 kg	9 936 000	6 400 000
Elektrolysör, 25 m ³ /h	3 000 000	697 000
Kompressor, 25 m ³ /h	1 050 000	244 000
Solceller, 290 kWp	2 610 000 ⁽²⁾	1 305 000
Bränslecell, 30 kW	900 000, 21 150 ⁽³⁾	640 000, 13 500 ⁽³⁾
Batteri, 100 kWh	200 000	62 000
Investeringsstöd	-562 000	-1 200 000
Total komponentkostnad	17 134 000	8 148 000

¹ För framtida värden som utgår från amerikanska dollar (USD) har antagandet gjorts att 1 USD motsvarar 10 SEK. Under delar av mars och april (2020) stod dollarn i över 10 SEK med en topp på 10,4371 SEK. Nu (2020-06-25) är dollarkursen cirka 9,35 SEK (Riksbanken, 2020). De framtida priser som beskrivs i 4.3 *Förklaring av priser* som baseras på amerikanska data kan därför variera i pris sett till de angivna värdena. Antagandet grundar sig i att dollarn skulle kunna stiga till samma nivå igen framöver. Vidare beaktas inte pengarnas framtida värde. Källor och antaganden följer sina egna principer.

² Kostnaden för växel- och likriktare beräknas ingå i priset för solcellerna, då denna funktion krävs för att solcellssystemet ska kunna leverera användbar el.

³ Detta pris utgår från DOE's framtida slutgiltiga mål för produktionskostnaden för ett 80 kW bränslecellssystem för fordon. Vid en årlig produktion på 100 000 enheter uppskattas priset idag till 47 USD/kW med ett slutgiltigt mål om 30 USD/kW (DOE, 2017). I tabellen är priserna 30 USD/kW justerade för 30 kW med ett påslag på 50% för att uppskatta faktisk inköpskostnad. Priserna inkluderas för att visa hur mycket priset kan skilja sig beroende på användningsområde, samt hur utvecklingen inom fordonsbranschen kan leda till betydligt lägre priser även för stationära lösningar. Summan längst ned i tabellen utgår från priset för en stationär lösning för kombinerat el- och värmebruk för att ge en rättvis bild, värdet till vänster.

För att uppskatta utförandekostnaderna används den pågående utredningen för ett 10 kW-system i förstudien åt HSB (Sundbeck, 2020). Dessa kostnader listas nedan i tabell 4.5.

Tabell 4.5: Uppskattade utförandekostnader för ett 10 kW-system.

Utförandekostnader	Pris (SEK)
Driftsättning ⁽¹⁾	1 500 000
Larmsystem	295 000
Brandbekämpningsutrustning	160 000
Risikanalyt	100 000
Styr- och optimeringssystem	85 000
Provtryckning och besiktning av högtryckssystem	67 500
Klassningsplan	50 000
Total kostnad	2 257 500

¹ Driftsättning inkluderar kostnader för vätgasrör, leverans, montage, driftsättning och utbildning av driftpersonal.

Totala utförandekostnaderna förväntas bli lite högre för den undersökta fastigheten. Detta beror på att projektet är större, 30 kW jämfört med 10 kW. De högre kostnaderna gäller främst driftsättning, medan de andra kostnaderna kan väntas vara relativt lika. Utöver dessa kostnader tillkommer service, som inte listas här. Årliga servicekostnaden för ett system av denna typ uppskattas till cirka 1% av grundinvesteringen (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-02-27).

4.1.3 Avbetalningstid

Nedan summeras avbetalningstiden genom pay off-metoden. Grundinvesteringen divideras med årligt inbetalningsöverskott, som motsvarar årliga besparingen jämfört med nuvarande kostnad för fastighetsel och fjärrvärme. Serviceavgifter, komponentutbyten och utförandekostnader är ej medräknade. Den årliga besparingen för säsongslagring är idag 236 020 SEK utan energiskatt och 149 010 med energiskatt. Grundinvesteringen idag räknas till 17 134 000 SEK och 8 148 000 SEK i framtiden med obestämd tidshorisont. Däremot antas dessa priser kunna uppnås inom 15-20 år. Den framtida kostnaden kan därmed sjunka mer på längre sikt, särskilt då vissa av kostnaderna baseras på en viss produktionsvolym som kan överträffas, om marknaden utvecklas inom en relativt snar framtid. Osäkerheten ligger främst i svårigheten att uppskatta en marknads framtid utan framtidens kunskap.

Tabell 4.6: Avbetalningstider vid olika kostnader.

System	Avbetalningstid (år)
Säsongslagring idag	115
Säsongslagring idag utan energiskatt	72,6
Säsongslagring framtiden	34,5

Dessa siffror visar dels att avbetalningstiden idag i stor omfattning påverkas av energiskatten. I framtiden ser avbetalningstiden betydligt bättre ut. Ett antal scenarier har undersökts i 4.4 *Alternativa scenarier* i syfte att undersöka hur systemkostnaderna kan bli lägre idag och i framtiden. Det huvudsakliga scenariot som utreds är veckolagring av vätgas.

4.3 Förklaring av priser

4.3.1 El- och fjärrvärmepriser

Mölndal Energi är leverantör av fastighetsel och fjärrvärme. Därför är det deras priser som är utgångspunkten för samtliga el- och värmekostnader, även i de alternativa scenarier som presenteras i 4.4 *Alternativa scenarier*. Det totala elpriset kan delas in i fyra olika delar - rörlig avgift, överföringsavgift, energiskatt och abonnemangsavgift som beror på huvudsäkringens storlek. De tre sistnämnda kan gemensamt benämnas nätavgift, där abonnemangsavgiften är dess fasta del och överföringsavgift och energiskatt dess rörliga del, som betalas per kWh (Mölndal Energi, 2020). Överföringsavgift och energiskatt är rörliga avgifter sett till att de betalas per kWh, men betalas oberoende av det faktiska rörliga elpriset. Det innebär att de betalas per förbrukad kWh även om elpriset just då är 0 öre/kWh. För den undersökta fastigheten är den rörliga kostnaden 44,13 öre/kWh, överföringsavgiften 13,38 öre/kWh och skatten 35 öre/kWh, som ger 48,38 öre/kWh. De två förstnämnda har sin utgångspunkt i 2019, medan skattens kostnad är ett medelvärde av rådande kostnad 2019 (34,7 öre) och 2020 (35,3 öre). Elkostnaden blir således 92,51 öre/kWh plus abonnemangsavgiften. Abonnemangsavgiften har uppskattats till 14 753 SEK årligen (Mölndal Energi, personlig kommunikation, 2020-05-22).

Fjärrvärmepriset består av en fast och en rörlig kostnad. Det rörliga priset varierar mellan 15,2 och 40,95 öre per kWh beroende på månad, vilket innebär att totala kostnader varierar beroende på när förbrukningen sker. Priset är lägre under sommaren och högre under vintern, samtidigt som förbrukningen är högre under vintern. Därmed betalas en stor majoritet av kostnaderna under vintern, vilket ger energisystemet en fördel då bränslecellen ger ifrån sig mycket spillvärme som reducerar fjärrvärmebehovet denna period.

Den fasta fjärrvärmekostnaden är i form av ett nätpris. Det räknas fram genom att ta det dygn med högst energiförbrukning under året och multiplicera det med en prisnivå som beror på vad förbrukningen uppgår till. Den undersökta fastighetens högsta dygnsförbrukning 2019 var strax över 2 300 kWh. Bränslecellens spillvärme kapar detta till cirka 1 970 kWh. Priset hamnar inom prisnivån för 1 200 - 2 400 SEK, som ger värdet 3,32 (Mölndal Energi, 2020). Detta skulle då innebära en kostnad på 6 540 SEK/mån. Genom det minskade energibehovet kapas effektopparna under samma period. Energibehovet kan kapas ytterligare om bränslecellen körs mer under de kallaste dygnen. Vanligtvis körs den 12 timmar, vilket kan utökas till 24 timmar under förutsättningen att komponenterna tål det. Toppen kapas då med ytterligare cirka 330 kWh, vilket sänker kostnaden till 5 445 SEK/mån. Ytterligare en kostnadsoptimering som antas är att denna kostnad inte behöver betalas de tre sommarmånader då elektrolysören ger ett överskott av värme, då ingen fjärrvärme behöver köpas denna period.

Kostnaden kan kapas ännu mer om bränslecellen körs vid ett högre effektuttag, som medför en lägre elektrisk verkningsgrad. Resten blir till värme, vilket är önskvärt just i detta fall. Det viktigaste att beakta är att mer vätgas förbrukas samtidigt som ett elöverskott erhålls. Elöverskottet kan med fördel säljas ut på nätet, vilket antas fungera bra då elförbrukningen generellt är högre under vintern. Om resterande vätgas inte täcker resten av elbehovet under vintern till följd av den ökade driften av bränslecellen, kan el handlas mot slutet av vintern. Om elen inte går att sälja ut på nätet blir det svårare att få ekonomin att gå ihop. Detta beror främst på att det redan tidigare i systemkedjan finns energiförluster från tillverkning och lagring av vätgasen som bränslecellen förbrukar.

Syftet med nätkostnaden är enligt Richard Lundström, energisäljare på Mölndal Energi, att sänka effekttopparna (personlig kommunikation, 2020-07-23). De kallaste dagarna på året behöver alla kunder mycket värme samtidigt, vilket kan göra det svårt för energibolagen att leverera i tillräcklig mängd och takt. Om företagen däremot har förebyggande åtgärder som ger lägre effekttoppar blir denna uppgift betydligt enklare. Genom att aktivt bidra genom att kapa effekttoppar i den undersökta fastigheten görs därför antagandet att nätpriset kan minimeras och förmodligen komma att tas bort helt. Antagandet grundar sig även i tanken att miljövänliga energisystem, särskilt sådana som innebär en hög grundinvestering, ska främjas ekonomiskt efter installation. Nätpriset tas därför inte med i de löpande fjärrvärmekostnaderna.

För varmvattnet från fjärrvärmens finns även ett flödespris per m³. Detta har inte tagits i åtanke då det inte gjorts något antagande om hur detta flöde påverkas när elektrolysörens spillvärme under sommaren går till tappvattnet. Denna spillvärme räknas därför istället som en direkt besparing på inköpt fjärrvärme. Beroende på fjärrvärmeavtalets exakta struktur finns här utrymme för en noggrannare undersökning.

4.3.2 Dagens priser

Vätgaslagrets och solcellernas priser har tagits från den prislista för ett 10 kW-system som finns i förstudien för HSB Living Lab (Sundbeck, 2020). Vätgaslagrets storlek har anpassats för den utredda fastigheten. Kostnaden blir enligt HSB-studien 1 800 000 SEK per 20-fots container och det skulle behövas sex av dessa. Styckpriset har dubblerats för de tre 40-fots containrar som behövs, med ett avdrag på 8% för den 5-8% prisminskning som sker vid val av dessa. Avdraget utgår från ett optimalt fall. För solcellerna antogs samma pris som i förstudien, 9 000 kr/kW.

Elektrolysörens kostnad är ett cirkapris som Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy bidragit med (personlig kommunikation, 2020-04-27). Kompressorers pris kommer från samma kostnadsförhållande som använts mellan elektrolysör och kompressor i ovannämnda förstudien åt HSB. I denna studie såväl som i tabell 4.4 har elektrolysören och kompressorn samma kapacitet, då vätgas ska kunna komprimeras och lagras minst lika snabbt som den tillverkas. Därmed anses det rimligt att använda kostnadsförhållandet som en utgångspunkt. I förstudien kostar elektrolysören 2 000 000 SEK och kompressorn 700 000 SEK. Samma kostnadsförhållande erhålls genom att sätta dagens kompressorpris till 1 050 000 för den undersökta fastigheten.

Bränslecellens pris är ett cirkapris som PowerCell AB bidragit med för ett MS-30 bränslecellssystem som klarar att leverera upp till 30 kW (Åse Bye, affärsansvarig på PowerCell AB, personlig kommunikation, 2020-04-28).

Batteriernas pris är en uppskattning som utgår från 200 USD/kWh. BloombergNEF, samma källa som används för framtida batteripriser anger cirka 150 USD/kWh som snittpris år 2020 (Goldie-Scot, 2019). NREL (2019) anger däremot cirka 325 USD/kWh i snitt för litiumjonbatterisystem 2020, i 2018-dollar. Genomsnittskursen för dollarn 2018 var 8,6921 SEK (Riksbanken, 2020). Används 10 SEK istället som utgångspunkt blir priset cirka 280 USD/kWh. Priset varierar även beroende på exakt batteriteknologi. Den uppskattning som valts på 200 USD/kWh ska reflektera ett snittpris baserat på den litteratur som lästs och information från de personer som varit involverade i arbetet.

4.3.3 Framtida priser

Vätgaslagrets framtida pris utgår från U.S. Department of Energys slutgiltiga kostnadsmål på 8 USD/kWh för fordon som presenterats i samarbete med U.S. Drive (2017). Vätgaslagret för det undersökta systemet väntas hålla cirka 80 000 kWh i vätgas, därmed fås priset 640 000 USD som översätts till 6 400 000 SEK. Dessa system är ofta för högre tryck runt 700 bar, vilket uppfattas vara en fördel även för stationära lösningar till följd av utrymmesbesparingen, samt möjligheten att tanka fordon med hjälp av samma vätgassystem. Inget påslag för försäljningspris görs här till följd av osäkerheten i priset och den höga investeringen som i praktiken bör innebära ett litet procentuellt påslag. Vidare har vätgasmarknaden vuxit mycket bara sedan kostnaden uppskattades 2017 och som den dyraste delen av energisystemet bör lagring vara ett huvudsakligt fokus för kostnadsoptimering.

Elektrolysörens pris utgår från NRELs (2019) framtida kostnad för en PEM-elektrolysör med kapaciteten 200 kW vid 50 000 tillverkade enheter per år. Detta har sedan skalats ner till de 122,5 kW som elektrolysören i den undersökta fastigheten ska köras vid. Prisskillnaden ner till 122,5 kW har uppskattats genom att anta ett linjärt samband för kostnad per kW mellan ett 1 000 kW-system och 200 kW-system vid 50 000 enheter per år. Kostnaden är cirka 370 USD/kW för 200 kW och 220 USD/kW för 1 000 kW. Genom det linjära sambandet sätts då kostnaden till 384,5 USD/kW för 122,5 kW, som ger 47 101 USD totalt. Ett 50% påslag görs för skillnaden mellan produktions- och försäljningspris, samma påslag som DOE antagit för en PEM-bränslecell. Priset är då 70 652 USD, som blir 706 520 SEK. De ungefärliga kostnaderna per kW är baserade på ungefärliga avläsningar från diagram. Till följd av mindre osäkerheter i avläsningarna har 697 000 SEK använts som faktisk uppskattad kostnad.

Kompressorns framtida pris har uppskattats genom att anta samma kostnadsminskning som för elektrolysören. Detta antagande görs då användningen av vätgaskompressorerna kommer öka i princip linjärt med användningen av elektrolysörer, då gasen trycksätts innan lagring. Dagens och framtidens pris på elektrolysören har uppskattats till 3 000 000 respektive 697 000 SEK, som innebär ett kostnadsförhållande på cirka 4,3. Samma kostnadsförhållande erhålls genom att sätta kompressorns pris till 243 950 SEK, som sedan avrundats till 244 000 SEK.

Solcellernas pris är en egen uppskattning med utgångspunkt i andra uppskattningar. En halvering av priset uppskattas kunna uppnås om cirka 15 år, särskilt då marknaden ser fortsatt stor potential för kostnadsminskningar. DNV GL (2019) visar att priset på solcellsmoduler och växelriktare minskat drygt 10% mellan 2017 och 2019, samtidigt som den globalt installerade solelseeffekten gått från ca 380 GW till nästan 600 GW under samma period. Mellan 2020 och 2035 beräknas priset sjunka med cirka 44% samtidigt som den installerade effekten beräknas uppgå till cirka 6 000 GW. Värdena har sin utgångspunkt i marknaden idag där cirka 95% av solcellsteknologin är kiselbaserad. Kiselbaserade solceller tros även se en ökning i verkningsgraden till cirka 25% inom stora delar av industrin till år 2030 (DNV GL, 2019). Den undersökta fastigheten i detta arbete utgår från en verkningsgrad på 17%, som uppfattas vara en vanlig verkningsgrad för 2020.

Kostnaderna kommer fortsätta att sjunka lägre än de satta framtida kostnaderna. Den ökning av installerad effekt som väntas tyder på att produktionen av solceller kommer att fortsätta öka markant även efter detta och till år 2050 uppskattar DNV GL att kostnaden sjunkit cirka 55% från 2020. Däremot blir det allt svårare att uppskatta ett pris långt in i framtiden. Därmed används en 50% prisminskning som utgångspunkt, vilket stämmer överens med den prisminskning som DNV GL uppskattar om drygt 15 år.

Bränslecellens pris är taget från framtida priser DOE kommit fram till för ett PEM-bränslecellssystem på 100 kW för CHP-bruk (Combined heat and power) (DOE, 2016). Priset avser en teoretisk produktionsvolym på 50 000 enheter/år. Kostnaden blir 243 657 USD, inklusive 50% påslag för skillnaden mellan produktions- och försäljningspris. Detta översätts till 2 436 570 SEK. Antagandet görs att bränslecellen skulle kunna räkna till ungefär fyra likadana fastigheter i ett centraliserat system,

vilket ses som en framtida möjlighet. Om varje fastighet skulle betala för sin del av effektbehovet skulle den undersökta fastigheten betala för 26,3 kW, det vill säga 26,3% av bränslecellens totala kostnad. Detta motsvarar 640 818 SEK, som avrundats ner till 640 000. Används samma princip som för elektrolysören med ett linjärt samband ges istället en kostnad på cirka 155 000 SEK, inklusive 50% försäljningspåslag. Detta görs då för priset per kW vid 100 respektive 250 kW, som är kapaciteterna som DOE presenterar priserna på bränslecellen för. Däremot anses ett linjärt samband inte vara ett helt korrekt antagande då kostnader per kW stiger snabbare vid lägre kapaciteter. Felkällor diskuteras mer i 4.3.4 Osäkerheter i priser.

Batteriernas pris utgår från en analys publicerad av BloombergNEF, Bloombergs forskningsavdelning med fokus på förnybar energi. År 2030 uppskattas det genomsnittliga priset för litiumjonbatterier kunna vara 62 USD/kWh. Den inlärningskurva som ligger till grund för prisminskningen antas vara 18% per år och baseras på tidigare värden. Detta innebär att varje gång produktionsvolymen dubblas kommer en prisminskning med 18% att ske (Goldie-Scot, 2019).

4.3.4 Investeringsstödet

Investeringsstödet baseras på det statliga investeringsstödet om högst 20% eller upp till 1,2 miljoner SEK för solceller och batterier. För de framtida kostnaderna förutsätts det finnas bidrag för vätgassystem, därmed ges här fulla stödet.

4.3.5 Osäkerheter i priser

Nedan följer en kort diskussion om komponentpriserna, huvudsakligen de framtida. Detta för att kort diskutera osäkerheter och metodval.

De framtida priserna är uppskattningar och därmed finns ingen garanti att dessa reflekterar verkligheten väl. För bränslecellen och elektrolysören har även två olika tillvägagångssätt använts för uppskattningarna, vilket ger varierande resultat. Bränslecellens prisminskning är cirka 29% medan elektrolysörens är 77%. Till följd av den relativt lika tekniken kan det argumenteras för att kostnaderna borde vara närmare varandra. Samtidigt ger fordonsbranschen en helt annan prisbild för bränsleceller. Detta beror även på kostnaden för alla de komponenter förutom stacken som ingår i en bränslecell för kombinerat el- och värmebruk. Därmed är kostnadsutvecklingen även beroende av just denna typ av användning. Sammanfattningsvis har olika metoder använts till följd av osäkerheten i varje metod, som tillsammans hoppas bidra till ett snittvärde som ligger nära sanningen.

Vidare kan andra komponenter som till exempel elektrolysören och vätgaslagringen inkorporeras i ett centraliserat system likt antagandet för bränslecellen. 1 000 kW (1 MW) skulle räcka till ungefär 8 fastigheter som den som undersöks. Med en kostnad på 220 USD per kW skulle hela elektrolysören då kosta 220 000 USD, eller 330 000 SEK inklusive försäljningspåslag. Kostnaden per fastighet blir då 41 250 USD, eller 412 500 SEK. Det skulle innebära en prisminskning med cirka 41% från nuvarande 697 000 SEK. Att använda ett centraliserat vätgaslager skulle däremot inte ha lika stor effekt på kostnaden, då denna är i princip linjär med ökad kapacitet. Påslagen på 50% som använts är en uppskattning baserat på vad DOE antagit för bränsleceller och elektrolysörer. Ett antagande är att dessa rimligtvis kan minskas i framtiden när större och automatiserade produktionslinjer är driftsatta.

Det kan även finnas prisvariationer beroende på källa, som beror på ingångsdata och slutsatser. NREL (2012) påpekar att kostnaden kan variera beroende på geografisk marknad. 2011 jämfördes amerikanska priser med tyska priser för solcellssystem. Slutsatsen var att de tyska priserna i snitt var cirka 80-87% billigare beroende på installerad effekt. För hög installerad effekt (>100 kW) var skillnaden ännu mer markant än för mindre installationer. Jämförelsen är däremot inte helt rättvis då de amerikanska priserna var faktiska kostnader för systemet, medan de tyska priserna tagits från offerter för system. Skillnaden är dock tillräckligt stor för att fortfarande ge upphov till en markant skillnad i faktiska systemkostnader. Prisuppskattningar kan därmed variera endast beroende på vilken geografisk marknad som väljs för analys.

4.3.6 Komponenternas livslängd

Förutom service kommer komponenterna att behöva bytas ut med tiden. Komponenternas livslängd beaktas inte i detta arbetes beräkningar då det dels varierar beroende på komponentval, men även eventuella framtida ändringar. Däremot finns det några övergripande faktorer som är relevanta.

En viktig aspekt i förhållande till priset på veckolagringen som utreds i 4.4 *alternativa scenarier* är att vätgaslagret, elektrolysören och bränslecellen kommer att slitas snabbare än vid användning av säsongslagring. Även om grundinvesteringen blir mindre kommer därför de löpande kostnaderna att vara högre för veckolagringen. Detta sker då nya komponentkostnader hinner ikapp den lägre grundinvesteringen och den ökade värmebesparingen. Hur snabbt det sker kommer även bero på elkostnaden för veckolagringen.

Vad gäller bränsleceller och elektrolysörer kan endast stacken bytas ut om ingen annan komponent är i behov av utbyte, vilket blir mer ekonomiskt än att byta ut hela systemet. Stacken i ett bränslecellssystem för kombinerat el- och värmebruk motsvarar strax över 12,5% av ett 100 kW-systems totala tillverkningskostnad vid 50 000 enheter per år (DOE, 2016). Resterande kostnader går till övriga komponenter som är nödvändiga för systemets funktion. Detta inkluderar komponenter för flöde av vätgas, vatten och luft, men även för att möjliggöra värmeåtervinningen. Även elektroniken som systemet styrs genom hör till dessa kostnader. Detta skiljer sig därmed från fordonsanpassade system, där stacken kan stå för 42-65% av ett 80 kW-systems kostnad (DOE, 2017).

En stacks livslängd kan i dagsläget räknas vara cirka 30 000 – 40 000 timmar. Detta innebär däremot inte att stacken inte är funktionell längre. Slutet på en stacks livstid, eller *end of life*, sägs vara när bränslecellen förbrukar 40% mer vätgas för samma mängd utvunnen energi jämfört med då den var helt ny (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-05-26). Stacken kan fortsätta att brukas även efter detta, dock med betydligt lägre verkningsgrad. Det finns därmed en skillnad mellan en komponents praktiska livslängd och dessa faktiska funktionella livslängd. Samtidigt innebär en lägre elektrisk verkningsgrad att en större mängd värme kommer bildas. För fastigheter, som i detta fall, fås därmed en möjlighet till besparingar på fjärrvärmes.

4.4 Alternativa scenarier

Till följd av den höga kostnaden för att säsongslagra vätgas utreds några alternativa scenarier. Det första är i form av ett veckolager, det vill säga ett lager som täcker minst en veckas fastighetsel. Kostnaden utreds både med batterier och med vätgas, såväl som vid olika elpriser. För att ge ett bredare perspektiv jämförs veckolagringen med en rad olika alternativ. Dessa inkluderar befintlig energikostnad, säsongslagring, samt veckolagring och säsongslagring med fordonsbranschens bränslecellspriser. Samtliga fall bortsett från fordonsbranschens priser utreds både med dagens priser såväl som med framtidens priser. Vidare jämförs total systemkostnad idag och i framtiden beroende på om vätgas- eller batterilagring väljs. Kostnad per lagrad kWh undersöks också för båda alternativen idag och i framtiden.

De två sista scenarier som utreds är i förhållande till energiskatten, som innebär att en stor del av de årliga besparingarna försvinner med säsongslagring. För att undersöka detta har solcellsanläggningen minskats i storlek till 255 kWp och resterande elbehov uppfyllts genom köpt el. Detta alternativ jämförs även mot befintligt solcellssystem med och utan energiskatt, såväl som befintlig energikostnad.

4.4.1 Veckolagring

Poängen med att undersöka ett veckolager är i första hand att minska lagringskostnaderna, som med stor marginal är den enskilt största kostnaden vid grundinvesteringen. Detta görs genom att minska lagerstorleken. Vidare minskas fjärrvärmebehovet genom en ökad användning av elektrolysör och bränslecell. Vid säsongslagring täcks elbehovet av vätgasen vintertid då solelsproduktionen är låg. Till följd av den minskade lagerstorleken vid veckolagring behöver el köpas under vintern för att täcka elektrolysörens behov då vätgasförrådet kommer fyllas på vid ett flertal tillfällen under vintern. Kostnader kan optimeras genom att köpa el när den är som billigast och lagra denna i vätgas. Exempelvis kan detta vara under natten då elförbrukningen är låg, eller blåsiga dagar då det finns en överproduktion av vindel. Därav undersöks systemets ekonomi vid olika elpriser. Systemets årliga besparing beräknas bli 109 433 SEK med inköpt el till dagens pris (92,51 öre/kWh), 153 749 SEK med gratis rörlig elkostnad (48,38 öre/kWh) och 202 332 SEK med gratis elkostnad, då endast fjärrvärmebehovet betalas.

Storleken på veckolagret är 3 000 kWh och har dimensionerats efter månaden med högst genomsnittlig negativ energibalans under 2019. Detta var januari månad med dagsmedelvärdet -315,4 kWh (se energibalans i bilaga 1). I genomsnitt skulle detta motsvara strax över 2 200 kWh på en vecka. En säkerhetsmarginal har sedan applicerats ovanpå detta genom att öka storleken till 3 000 kWh. Ett jämt tusental anses också fördelaktigt vid inköp av lagringstankar.

Samma storlek på solcellsanläggningen används som vid säsongslagring, som generellt räknas uppfylla hela elbehovet dagtid under alla månader förutom de fyra kallaste. Under oktober månad skulle dock solcellsproduktionen precis räcka till att täcka dygnsbehovet med endast batterilagring för natten. Beroende på högre systemförluster eller lägre temperatur kan däremot el behöva köpas in även under oktober. Totalt beräknas 100 421 kWh el behöva köpas per år till ett pris av cirka 92 900 SEK. Enbart den fasta kostnaden uppgår till 48 584 SEK.

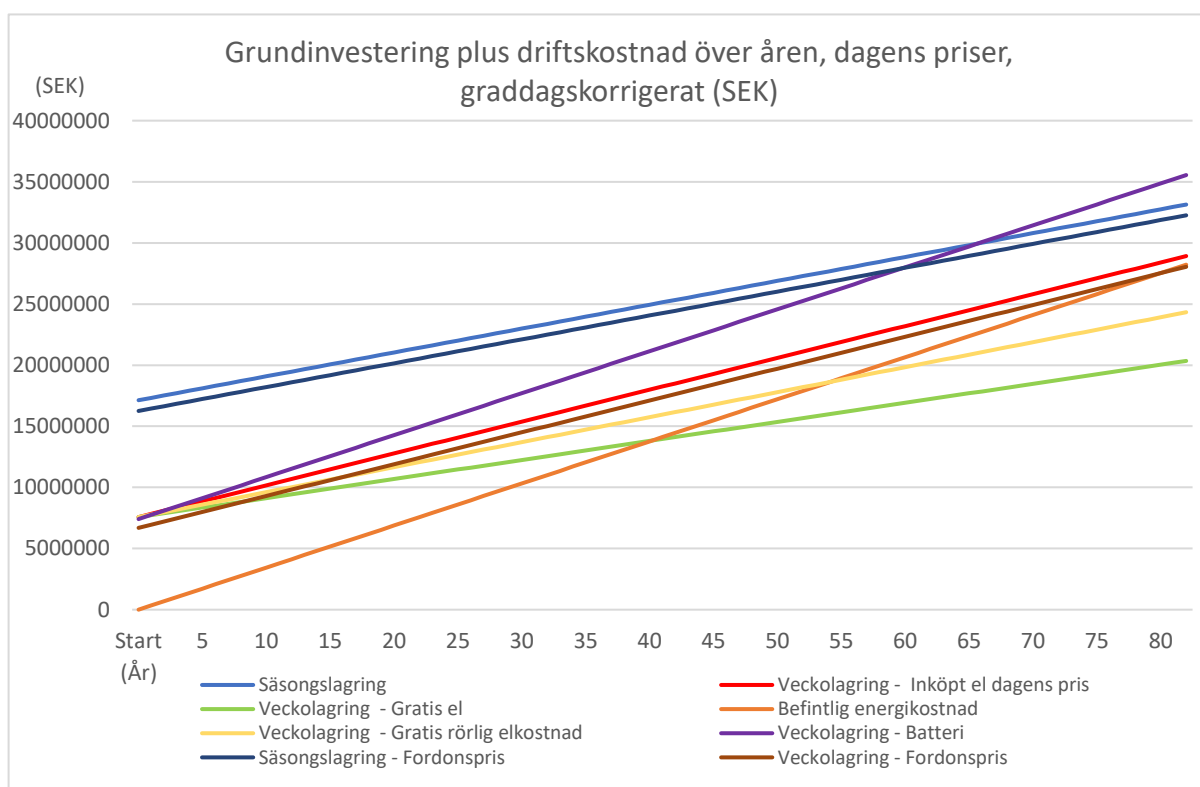
Batterilagringen har en betydligt högre verkningsgrad än vätgaslagringen. För batterierna räknas en förlust på ca 10% finnas mellan ingående och utgående energi till följd av förluster vid laddning och urladdning (Max Börling, 2018). Detta innebär att för varje kWh som skickas till batterilagret beräknas 0,9 kWh kunna hämtas ut. Från tillverkning av vätgas till utvinning av dess energi blir i det undersökta fallet cirka en fjärdedel till användbar elektricitet i slutändan, vilket kan ses som en ungefärlig tumregel för system av denna typ (Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy, personlig kommunikation, 2020-07-26). Systemverkningsgraden har däremot en potential att vara bättre redan i dagsläget. Verkningsgrader upp till 44% anses vara rimligt i effektiva toppmoderna system (Staffell et al, 2019).

Fördelen blir att värmen som bildas precis som vid säsongslagring kan användas till att sänka fjärrvärmebehovet. Veckolagringen innebär att 34 031 SEK mer kan besparas på fjärrvärmen jämfört med säsongslagring till följd av den ökande användningen av elektrolysör och bränslecell.

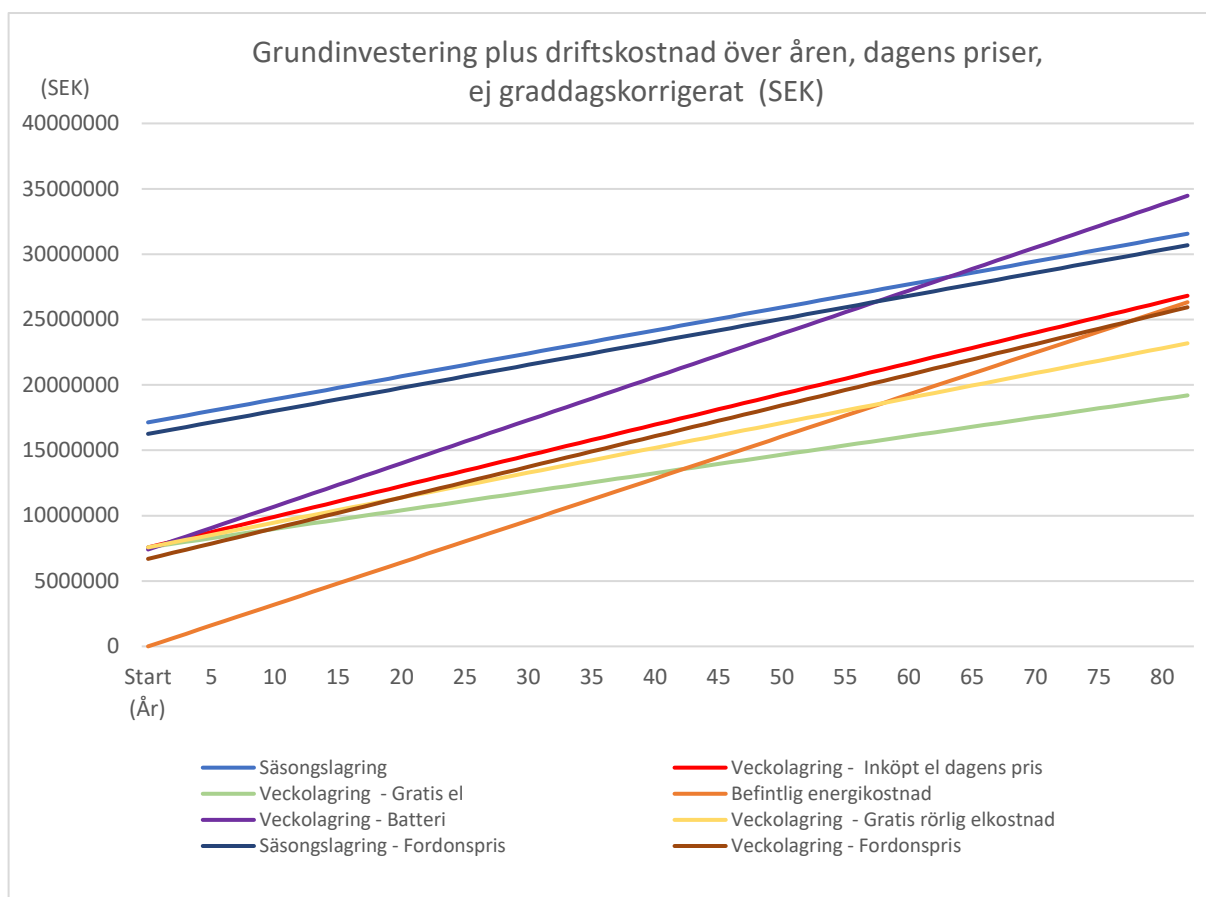
Förutsatt att veckolagringen körs enligt ovanstående principer behövs inte ett lika stort batterilager som för säsongslagring. Däremot har hela batterikostnaden för ett lager på 100 kWh inkluderats, då detta innebär en ökad säkerhet om vätgassystemet inte fungerar korrekt. Eventuellt behöver vätgasrelaterade komponenterna genomgå service oftare då de körs mer än vid säsongslagring, samtidigt som de behöver bytas ut oftare. Dessa kostnader har inte räknats in i den löpande kostnaden.

4.4.2 Kostnadsjämförelser för undersökta scenarier

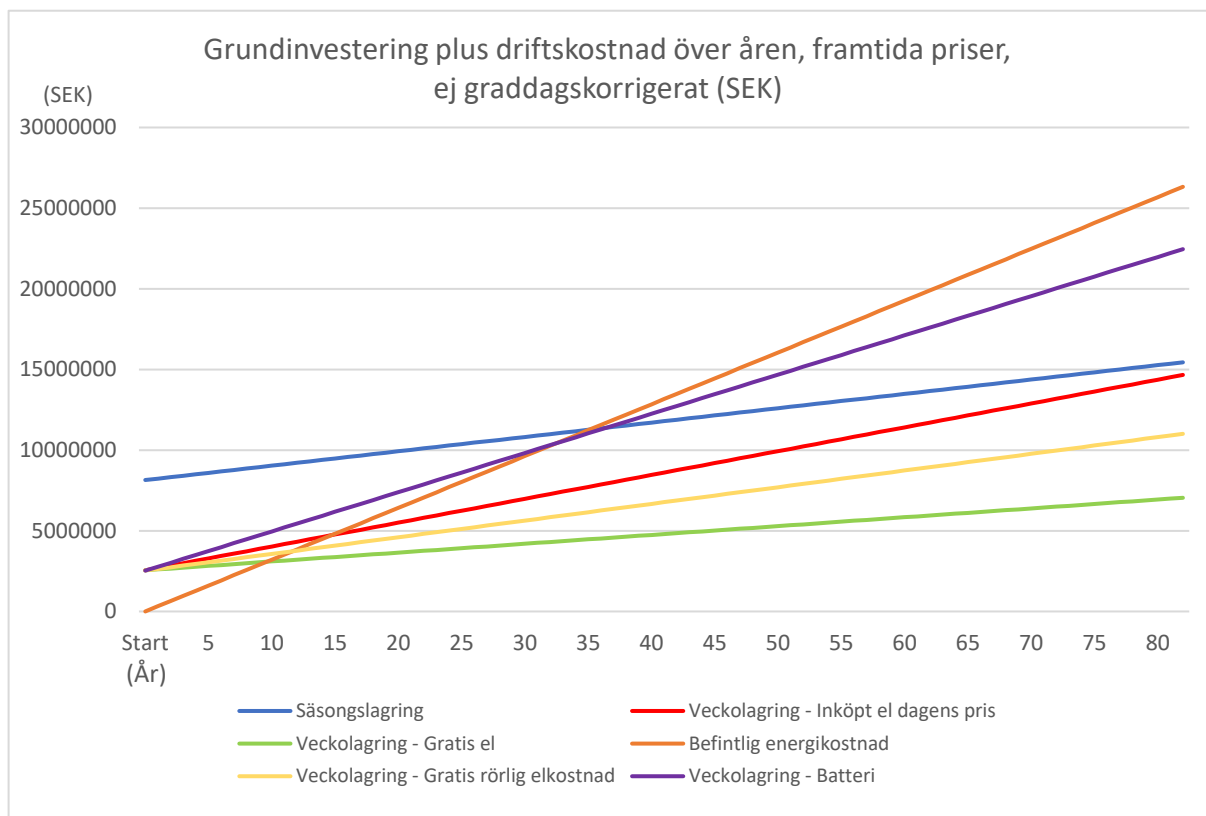
Nedan jämförs kostnaden för de scenarier som undersökts utifrån grundinvestering med löpande kostnader därefter. För dagens priser antas startåret vara 2020, medan framtidens priser inte har en definierad start. Det antas dock vara rimligt med cirka år 2035-2040 som utgångspunkt. Först presenteras kostnaden med utgångspunkt i den graddagskorrigerade fjärrvärmeförbrukningen 2019 (se figur 4.3). Denna är något högre än den verkliga förbrukningen 2019, som värdena presenteras med i diagrammen efter (se figur 4.4 och 4.5). Båda inkluderas för att visa på skillnaden mellan ett medelår och ett något bättre år. Framtida priser presenteras endast med de faktiska värdena 2019 för att visa på ett mer optimalt fall. Lägre fjärrvärmeförbrukning är den enda skillnaden jämfört med ett normalår.



Figur 4.3: Kostnadsjämförelse för olika scenarier med dagens priser, exklusive utförandekostnader och serviceavgifter. Utgångspunkt i graddagskorrigerad fjärrvärmeförbrukning 2019.



Figur 4.4: Kostnadsjämförelse för olika scenarier med dagens priser, exklusive utförandekostnader och serviceavgifter. Utgångspunkt i verklig fjärrvärmeförbrukning 2019.



Figur 4.5: Kostnadsjämförelse för olika scenarier med framtida priser, exklusive utförandekostnader och serviceavgifter. Utgångspunkt i verklig fjärrvärmeförbrukning 2019.

4.4.3 Förklaring av priser för scenarier

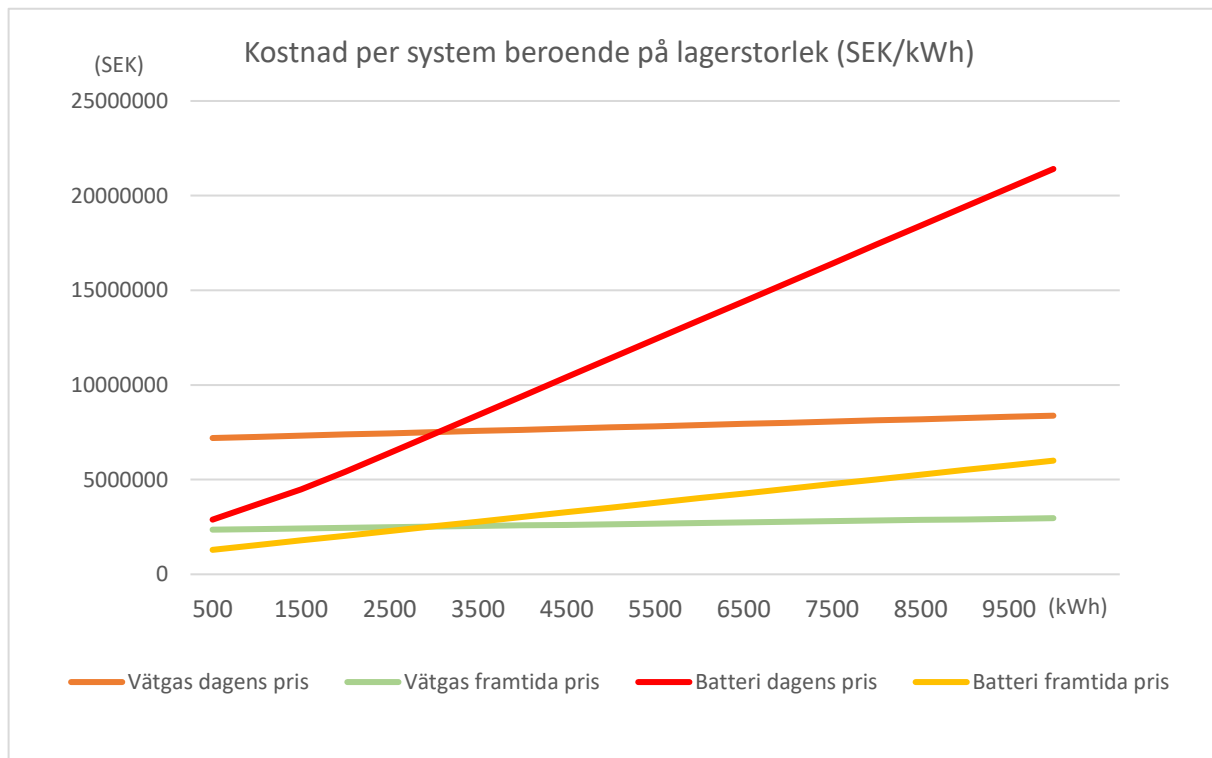
Skillnaderna mellan de nutida och framtida priserna är att grundinvesteringen är lägre och energiskatten tagits bort, samt att investeringsstödet även omfattar vätgassystemets kostnad. Samma löpande el- och värmekostnader har använts.

Säsongslagring av vätgas är det primära system som undersökts för fastigheten, vars kostnader listas i tabell 4.4. Solcellerna täcker hela elbehovet för säsongslagringen och därmed finns ingen elkostnad. För veckolagring hjälper solcellerna istället till att reducera mängden inköpt el som behövs, då inte hela behovet uppfylls. Elen som köps används till att tillverka och lagra vätgas vid låga elpriser, samt täcka elbehovet under vintern. Befintlig energikostnad är den kostnad för el och fjärrvärme som betalas för fastigheten idag och därmed finns ingen grundinvestering, medan veckolagring med gratis el inte har en elkostnad.

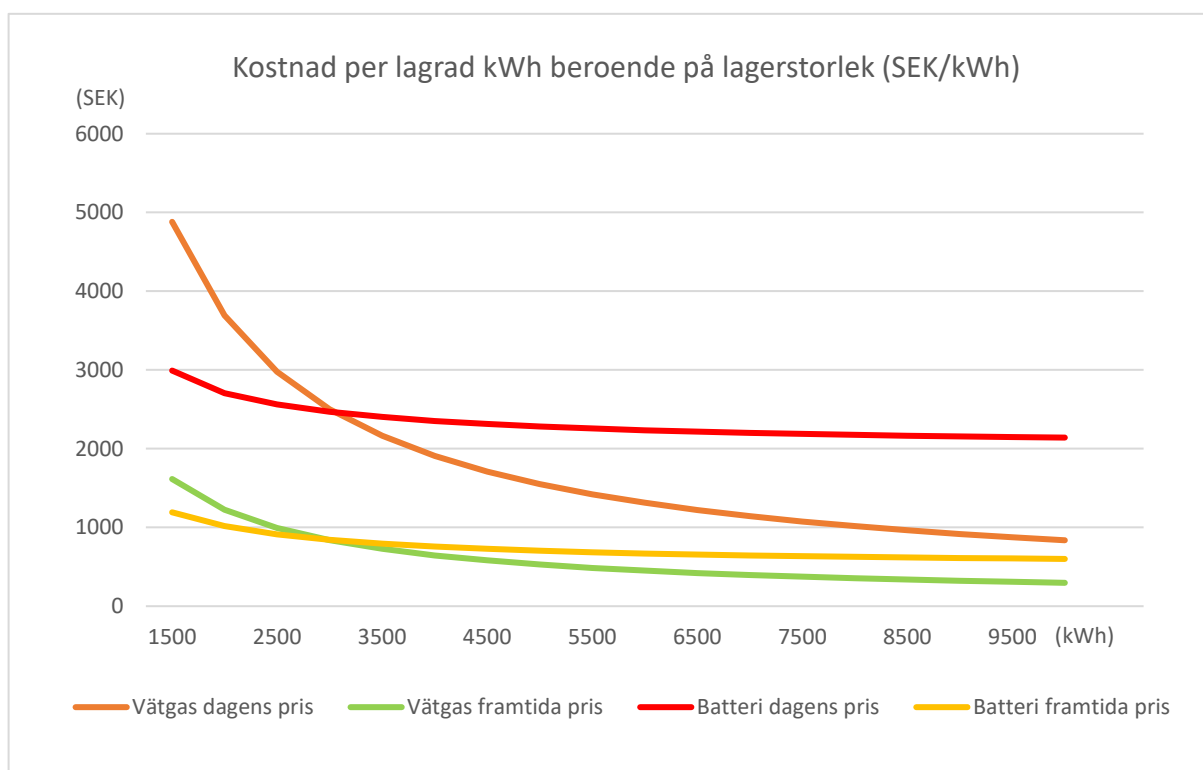
För veckolagringen görs tre fall med olika elkostnader. Den första är för dagens pris, medan de två andra är för gratis rörlig kostnad samt ingen elkostnad. Dagens elpris motsvarar 92,51 öre/kWh, vilket består av en fast och rörlig del. Den fasta kostnaden är i form av skatt och överföringsavgift, som motsvarar cirka 35 respektive 13,38 öre per kWh. Gratis rörlig elkostnad innebär därför att endast den fasta avgiften på 48,38 öre/kWh betalas. Resten av kostnaden blir alltså rörlig, vilket uppgår till 44,13 öre/kWh. För helt gratis kostnad görs ett teoretiskt antagande att 0 SEK betalas för el.

Veckolagring med batteri är vad systemet skulle kosta med endast solceller och ett batterilager på 3 000 kWh. Den högre löpande kostnaden beror på att det inte finns spillvärme att utnyttja som kan sänka fjärrvärmekostnaden, som i fallet med elektrolysör och bränslecell.

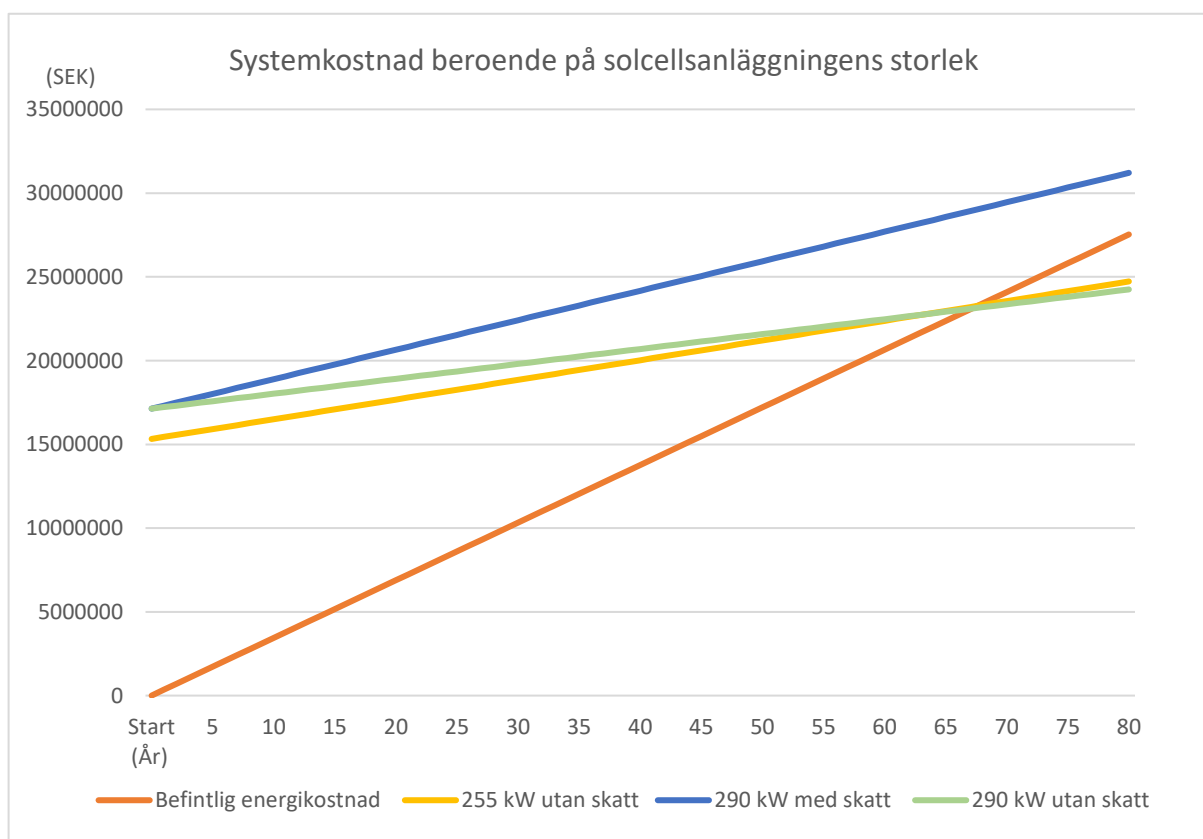
Säsongslagring och veckolagring med fordonspris är vad systemet skulle kosta med fordonsbranschens bränslecellspriser. Dessa fall inkluderas i jämförelsen för att påvisa hur mycket priset på bränsleceller kan skilja beroende på användningsområde, samt att fordonsbranschens utveckling kan agera som en katalysator för minskade kostnader även för stationära lösningar. Båda dessa fall har fullt elpris (dagens pris), därav ligger linjerna horisontellt med säsongslagring respektive veckolagring med inköpt el till dagens pris.



Figur 4.6: Kostnad per helt energisystem med olika lagringsalternativ, lagerstorlek som enda variabel.



Figur 4.7: Kostnad per lagrad kWh beroende på lagringstyp och lagrets storlek, endast lagerkostnad.



Figur 4.8: Systemkostnad beroende på solcellsanläggningens storlek, 255 eller 290 kWp, även jämfört med fastighetens befintliga energikostnad.

4.4.4 Kostnadssummering

Nedan i tabell 4.6 och 4.7 sammanställs och kategoriseras kostnaderna för de olika undersökta systemen med dagens respektive framtidens priser. Samtliga kostnader förutom grundinvesteringen är löpande årliga kostnader. Energiskatt tas inte med för de framtida kostnader då denna förväntas vara borta inom en snar framtid.

Tabell 4.6: Sammanställda kostnader idag för de olika scenarierna (SEK).

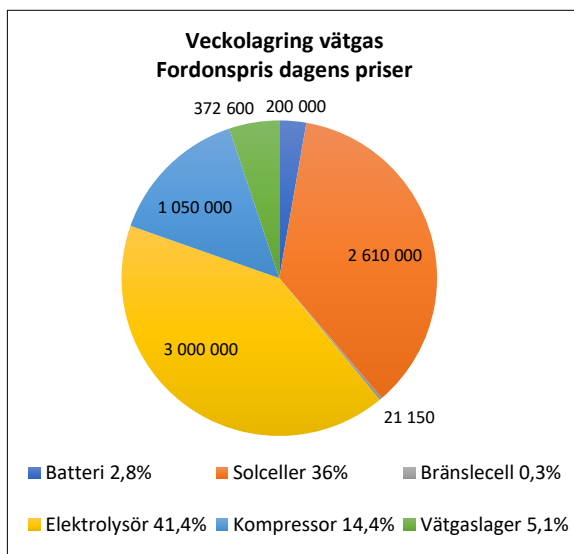
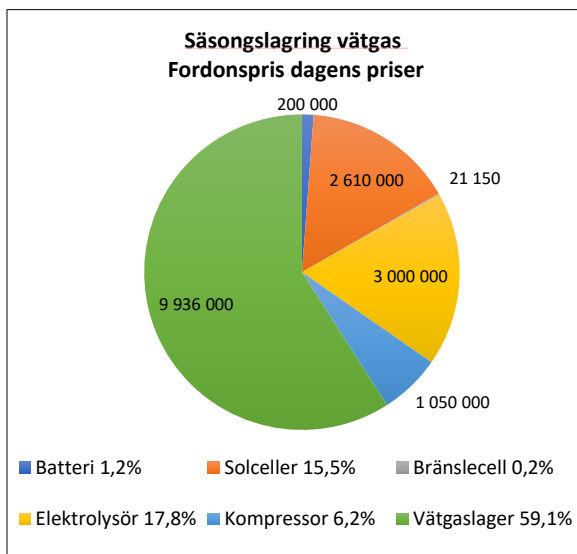
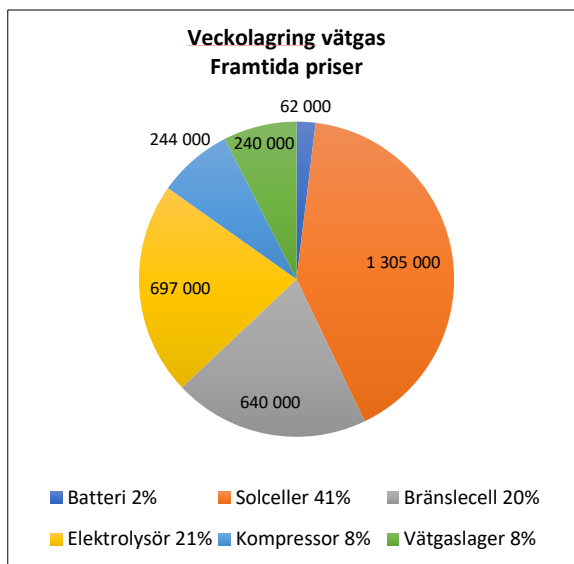
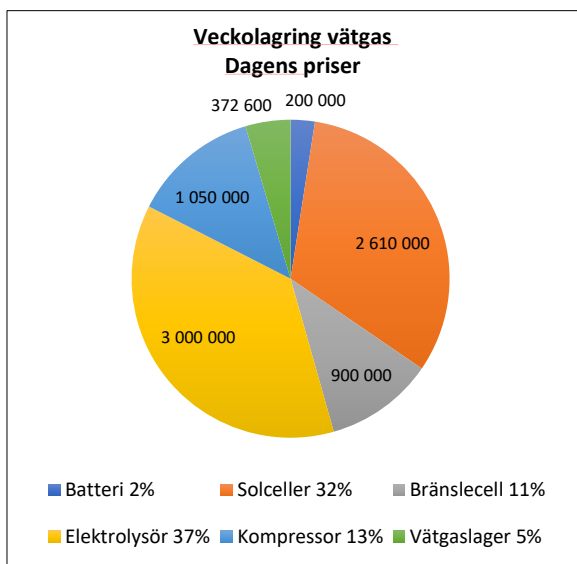
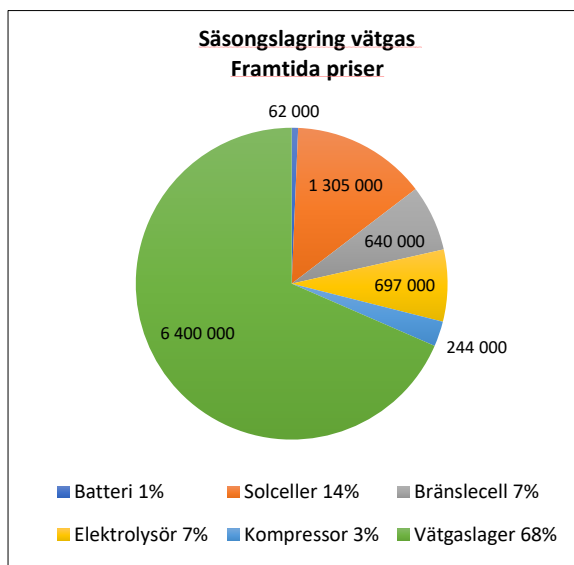
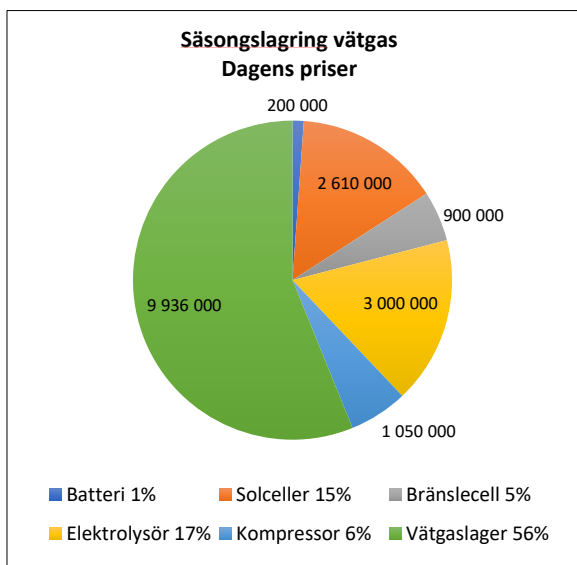
	El	Fjärrvärme	Total energikostnad	Grundinvestering	Energiskatt
Säsongslagring Vätgas	0	88 949	88 949	17 134 000	87 010
Veckolagring Inköpt el dagens pris	92 899	54 800	147 699	7 570 600	87 010
Veckolagring Gratis rörlig elkostnad	48 583	54 800	103 383	7 570 600	87 010
Veckolagring Gratis el	0	54 800	54 800	7 570 600	87 010
Veckolagring Batteri	32 085	210 886	242 971	7 410 000	87 010
Säsongslagring vätgas Fordonspris	0	88 949	88 949	16 255 150	87 010
Veckolagring vätgas Fordonspris	92 899	54 800	147 699	6 691 750	87 010
Befintligt system El + värme	133 256	210 886	344 142	0	0
255 kWp solceller Utan energiskatt	9296	88 949	98 245	15 323 854	0

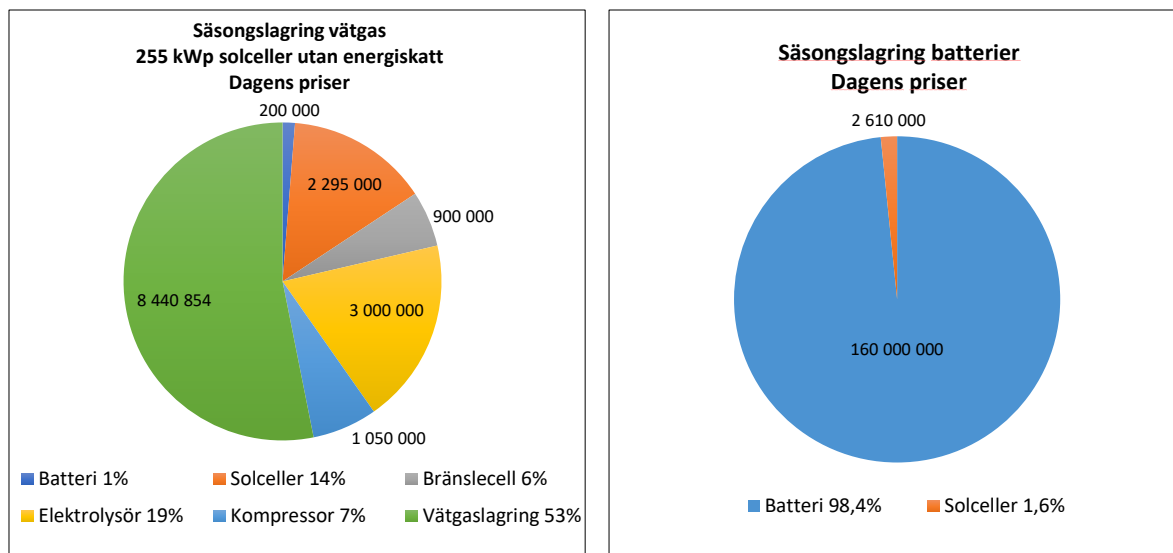
Tabell 4.7: Sammanställda framtida kostnader för de olika scenarierna (SEK).

	El	Fjärrvärme	Total energikostnad	Grundinvestering
Säsongslagring Vätgas	0	88 949	88 949	8 148 000
Veckolagring Inköpt el dagens pris	92 899	54 800	147 699	2 550 400
Veckolagring Gratis rörlig el	0	54 800	54 800	2 550 400
Veckolagring Gratis el	48 583	54 800	103 383	2 550 400
Veckolagring Batteri	32 085	210 886	242 971	2 532 000
Befintligt system El + Värme	133 256	210 886	344 142	0

4.4.5 Komponenternas kostnadsfördelning

Nedan följer komponenternas kostnadsfördelning för ett antal av de olika scenarier som undersökts. Investeringsstöd ej inkluderat.





Figur 4.9-4.16: Kostnadsfördelningar för ett antal scenarier.

Ovanstående kostnadsfördelningar ämnar tydliggöra hur grundinvesteringen kan fördelas i olika scenarier idag och i framtiden. Det är tydligt att vätgaslagret är den dyraste komponenten vid säsongslagring. Därav tas kostnadsfördelningen för veckolagring med för att visa hur mycket lagringskostnaden kan kapas i förhållande till resterande komponenter. Som kontrast tas säsongslagring med batterier med för att visa varför lagring i vätgas är betydligt bättre ur ekonomisk synpunkt.

Det som inte presenteras ovan är befintlig energikostnad, veckolagring med olika elpris samt veckolagring med 255 kWp solceller. Den befintliga energikostnaden för el och fjärrvärme tillhör inte kategorin komponentkostnader och har därför presenterats separat tidigare, bland annat i tabell 4.3. Veckolagring med 255 kWp inkluderas inte då kostnaden blir samma som för säsongslagring med framtidens priser, med inköp av färre solceller som enda skillnad. För resterande fall blir grundinvesteringen densamma och därmed inkluderas inte dessa.

5. Diskussion och slutsats

Tidigare i texten har en del saker diskuterats i direkt anslutning till respektive text. Det är ett medvetet val för att tidigt förklara saker som potentiellt kan försämra förståelsen för innehållet om det skulle diskuteras sist. Nedanstående diskussion kommer därför vara av mer allmän karaktär.

Vätgasens miljöfördelar och Energimyndighetens tro på möjligheten att leva bortkopplad från det traditionella elnätet som en potentiellt speländrande faktor efter år 2040 ger vätgas som energibärare en tydligare roll framöver. Att leva bortkopplad från nätet, eller off-grid som det även kallas, innebär även frihet från elmarknadens prissättning, som kan upplevas vara osäker tiden framöver. Samtidigt kan säkerhetsaspekten kring att majoriteten av alla verksamheter är kopplade till samma elnät diskuteras. Ett första problem är den effektbrist som kan uppstå i södra Sverige, inte minst under övergångsperioden till mer förnybart då delar av kärnkraften läggs ner. Energilagring tillåter även att spänningsvariationer kan hanteras då elöverskott inte släpps ut på nätet direkt vid produktion. Utsatts elnätet dessutom för olyckor eller sabotage med driftstörningar som följd får det snabbt konsekvenser för stora delar av landet. Egenproducerad el tillåter en större flexibilitet i dessa situationer.

Om samhället ska vara helt omställt till förnybar el om 20 år krävs det att de byggnader som konstrueras idag är anpassade till att uppfylla vissa kriterier. Gunnar Sandberg, VD och grundare på företaget Abridge, noterar risken i att nybyggnation inte uppfyller bärighetskraven för vikten av solpaneler, som kan innebära merkostnader dagen då ett system ska installeras (personlig kommunikation, 2020-04-30). Det är ett exempel på en grundläggande förutsättning för att ett energisystem som det undersökta ska kunna fungera.

Ett mer specifikt problem för vätgassystem kan vara att få tillstånd för installation, då nödvändiga säkerhetsutredningar ska genomföras. Vårgårda Bostäder som varit ett inspirationsprojekt till att skriva detta arbete har nyligen, sommaren 2020, fått problem när deras planerade vätgasanläggning klassats som farlig verksamhet. Därmed kan inte vätgasförrådet placeras där det tidigare var tänkt. Det noteras även att det inte finns specifika bestämmelser för hur ett sådant projekt ska genomföras (SVT, 2020). Hans-Olof Nilsson, teknikchef på Nilsson Energy förklarar att en riskanalys diskuteras i samordning med den lokala räddningstjänsten och därmed blir varje fall unikt (Personlig kommunikation, 2020-02-27). Något som antas förenkla installationen av vätgassystem är gemensamma bestämmelser för hur ett vätgassystem får utformas. I dagsläget kan utredningarna dra ut på processen och riskera att höja kostnaderna både under utredningen och vid oväntade ändringar i genomföringsfasen.

För den undersökta fastigheten har beräkningar utgått från dess nuvarande energiförbrukning. En stor del av den kvarvarande fjärrvärmekostnaden skulle säkerligen kunna kapas genom tilläggsisolering, som är en av många kostnadsoptimeringar som diskuterats. Vid nyproduktion är det även enkelt att redan från början optimera klimatskalet och därigenom få en energieffektiv byggnad med betydligt mindre värmebehov. Därmed ökar möjligheten att täcka hela värmebehovet med hjälp av elektrolysörens och bränslecellens spillvärme, vilket uppfyller kraven för en off-grid-lösning.

Allmänt bör en analys göras angående en byggnads energiförbrukning för att bedöma dess lämplighet, innan resurser går åt till att genomföra en kostnadsanalys för energisystemet. Isolering är ett exempel på en åtgärd som kan utföras direkt och inte är beroende av komponenternas framtida tekniska utveckling. Med denna åtgärd fås även en ökad lämplighet för implementeringen av energisystemet. Detta ger dels resultat i systemets löpande kostnader, dels vid inköp av komponenterna. Därmed kan energieffektiviserande åtgärder i det tidiga skedet av projektet agera avgörande för om de senare beräkningarna på energisystemet anses lämpliga eller ej för byggnaden i fråga.

Samtidigt finns ett flertal andra möjligheter till bättre långsiktig ekonomisk lönsamhet för vätgassystem. Ett exempel på en bra lösning ur ekonomisk synpunkt kan vara ett centraliserat energisystem i samband med konstruktionen av ett nytt område, där komponentkostnaderna per fastighet kan hållas låga. Om nyproduktion från början anpassas för off-grid-bruk innebär det även en samhällsekonomisk fördel, då nya elledningar inte behöver dras just hit. Vidare kan anpassningen

minska utrednings- och installationskostnader, såväl som förenkla framtida service. Ur ett större perspektiv pekar utvecklingen inom fordonsbranschen mot vätgas som drivmedel, som skapar ytterligare möjligheter till ekonomisk lönsamhet. En lagerbyggnad kan till exempel tillverka ett överskott av vätgas som går till att tanka lastbilar under tiden de lastar av eller på varor.

Det finns fler kostnadsoptimeringar som kan driva ner kostnader både idag och i framtiden. De som tagits upp i arbetet inkluderar produktionsvolym, kapacitet och inlärningskurvor såväl som tillverkningsmetoder, materialkostnader och energisystemets restprodukter. De höga kostnaderna för vätgaslager är den största bidragande faktorn till att systemen blir dyra. Veckolagring av vätgas presenteras som huvudsakligt förslag för att få ner grundinvesteringens kostnad. Systemet innebär samma typ av lösning som säsongslagringen, men med ett betydligt mindre vätgasförråd. Ur teknisk synvinkel anses det möjligt och eventuellt kan säkerhetsaspekten med ett mindre vätgaslager upplevas attraktivt. Däremot fås en högre driftskostnad vid veckolagring till följd av elkostnader och snabbare komponentslitage.

Den utökade energiskatten på solcellssystem med topp effekt över 255 kWp uppfattas som det största hindret som enklast kan ändras för ökad löpande ekonomisk lönsamhet. Försvinner energiskatten och investeringsstöd kan ges även för energilagring genom vätgas ser investeringen genast betydligt bättre ut. Ett förslag för att slippa energiskatten är installation av ett solcellssystem med en topp effekt under 255 kWp, där resterande elbehov kan köpas. Detta såväl som veckolagring innebär dock att den undersökta fastigheten fortfarande måste vara kopplad till elnätet. Initiativet att slopa energiskatten innebär att den inom kort kan komma att försvinna, vilket skulle innebära att en begränsning av solcellsanläggningens kapacitet inte längre är relevant. Med energiskatten förväntas säsongslagringssystemet ge en årlig besparing på 149 010 SEK, medan denna siffra blir 236 020 SEK utan energiskatten. Det innebär en stor skillnad för avbetalningstiden, då den sjunker med drygt 42 år. Detta är dock utan hänsyn till serviceavgifter, komponentutbyten och utförandekostnader. Ett system med kortare avbetalningstid utifrån dessa kriterier innebär samtidigt att dessa kostnader inte blir lika höga som vid en längre avbetalningstid.

Den huvudsakliga slutsatsen som dras är att trots sin tekniska möjlighet, så är säsongslagringssystem fortfarande för dyrt för att vara ekonomiskt hållbart. Veckolagringen bidrar till en lägre grundinvestering, men anses bli dyrt i drift. Denna typ av system bör utredas ytterligare utifrån vilka möjligheter som finns genom elmarknaden och dess prissättning. Oavsett systemval bör en allmän utredning för fastigheten göras angående takets bärighet för solceller och/eller vätgaslager, såväl som eventuell markplacering av vätgaslagret.

Trots den höga grundinvesteringen innebär systemets miljömässiga och framtidssäkrande aspekter att banker ser positivt på projekt av denna typ, vilket i många fall avspeglas i lägre räntekostnader på lån (Åse Bye, säljare på PowerCell personlig kommunikation 2020-10-09). Att investera i hållbara energilösningar upplevs som viktigare i dagens klimat där företag och investerare flockas runt gröna lösningar. Samtidigt får fastighetsägaren ta del av det ökade fastighetsvärdet som ett sådant initiativ medför.

Trots det höga priset är vätgaslagring fortfarande betydligt billigare än batterilagring vid högre lagringsvolym. Att använda litiumjonbatterier för att lagra de ungefär 80 000 kWh som vätgasförrådet lagrar skulle kosta cirka 16 gånger så mycket, vilket även uppgår till mer än hela det uppskattade fastighetsvärdet 145 000 000 SEK. Vid säsongslagring anses därför vätgaslagring med sin energidensitet såväl som miljöfördelarna vara det självklara valet. Framöver väntas vätgasens roll som energibärare bli allt mer tydlig när förnybart blir normen.

Referenser

Källorna har delats upp i kategorierna *rapporter & artiklar*, *böcker* och *webbsidor*.

Rapporter & artiklar

Agbossou, K., Kolhe, M. L., Hamelin, J., Bernier, E., & Bose, T. K. (2004). *Electrolytic hydrogen based renewable energy system with oxygen recovery and re-utilization*. *Renewable Energy*, 29(8), 1305-1318. doi:10.1016/j.renene.2003.12.006. Hämtad 2020-04-21 från ScienceDirect URL: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-1542399113&doi=10.1016%2fj.renene.2003.12.006&origin=inward&txGid=391dbc6d60edfeeabaa5dc03ad6a2154>

Barthelemy, H., Weber, M., & Barbier, F. (2017). *Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(11), 7254-7262. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.03.178. Hämtad 2020-05-04 från Scopus via Chalmers bibliotek URL: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85009787122&doi=10.1016%2fj.ijhydene.2016.03.178&origin=inward&txGid=c04086ff9f8c14ac1c828401a07ca6e2>

Battelle Memorial Institute, åt U.S. Department of Energy. (2016). *Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications*. Hämtad från U.S. Department of Energy URL: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/07/f33/fcto_battelle_mfg_cost_analysis_pp_chp_fc_sys_tems.pdf

Brandsma, E., Walla, T., Lindmark, S. (2016). *Effekter i elsystemet från en ökad andel sol* (ER 2016:22). Hämtad 2020-04-17 från Energimyndigheten URL: <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/solenergi/solen-i-samhallet/effekter-i-elsystemet-fran-en-okad-andel-sol.pdf>

Cole, W., & Frazier, W. (2019). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*. Hämtad 2020-06-11 från NREL URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf>

Feldman, D., Barbose, G., Margolis, R., Wiser, R., Darghouth, N., & Goodrich, A. (2012). *Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections*. Hämtad 2020-07-18 från NREL URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56776.pdf>

Hristovski, K., Dhanasekaran, B., Tibaquirá, J., Posner, J., & Westerhoff, P. (2009). Producing drinking water from hydrogen fuel cells. *Journal of Water Supply: Research and Technology-AQUA*, 58, 327-335. doi:10.2166/aqua.2009.103. Hämtad 2020-06-11 från ResearchGate URL: https://www.researchgate.net/publication/230820840_Producing_drinking_water_from_hydrogen_fuel_cells

Kato, T., Kubota, M., Kobayashi, N., & Suzuoki, Y. (2005). *Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production*. *Energy*, 30(14), 2580-2595. doi:10.1016/j.energy.2004.07.004. Hämtad 2020-04-21 från Scopus via Chalmers bibliotek URL: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-17644392751&doi=10.1016%2fj.energy.2004.07.004&origin=inward&txGid=4f3a1dc13d5be57d3a55cb2738b007bf>

Li, H., Kornish, B., Newhouse, N., & Johnson, K. (2016). *Achieving Hydrogen Storage Goals through High-Strength Fiber Glass*. Hämtad 2020-06-10 från U.S. Department of Energy URL: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress16/iv_d_6_li_2016.pdf

Marino, C., Nucara, A., Panzera, M. F., Pietrafesa, M., & Varano, V. (2019). *Energetic and economic analysis of a stand alone photovoltaic system with hydrogen storage*. *Renewable Energy*, 142, 316-329. doi:10.1016/j.renene.2019.04.079. Hämtad 2020-03-16 från Scopus via Chalmers bibliotek URL: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85064950982&doi=10.1016%2fj.renene.2019.04.079&origin=inward&txGid=e8254a61b8e0047b81ed6f30b38c5fae>

Mayyas, A., & Mann, M. (2019). *Emerging manufacturing technologies for fuel cells and electrolyzers*. Paper presented at the Procedia Manufacturing. Hämtad 2020-05-04 från Scopus via Chalmers bibliotek URL: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85068560092&doi=10.1016%2fj.promfg.2019.04.063&origin=inward&txGid=ba075d4f1d4e55136a1162603c53c307>

Mayyas, A., Ruth, M., Pivovarov, B., & Bender, G. (2019) *Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers*. Hämtad 2020-05-06 från National Renewable Energy Laboratory URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72740.pdf>

Ouyang, L., Chen, K., Jiang, J., Yang, X. S., & Zhu, M. (2020). *Hydrogen storage in light-metal based systems: A review*. *Journal of Alloys and Compounds*, 829. doi:10.1016/j.jallcom.2020.154597. Hämtad 2020-04-18 från Scopus via Chalmers bibliotek URL: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85081242174&doi=10.1016%2fj.jallcom.2020.154597&origin=inward&txGid=d795fd823c50f72dbb06676d5672a159>

Pohl, H., & Ridell, B. (2018). *Vätgaslagring i vägfordon*. Hämtad 2020-06-10 från Energiforsk URL: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/25628/vatgaslagring-i-vagfordon-energiforskrapport-2018-553.pdf>

Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., Shah, N., Ward, K. R. (2019). *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system*. *Energy & Environmental Science*, 12(2), 463-491. doi:10.1039/C8EE01157E. Hämtad 2020-10-07 från Royal Society of Chemistry URL: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2019/ee/c8ee01157e>

Steilen, M., & Jörissen, L. (2015). *Chapter 10 - Hydrogen Conversion into Electricity and Thermal Energy by Fuel Cells: Use of H₂-Systems and Batteries*. In P. T. Moseley & J. Garche (Eds.), *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing* (pp. 143-158). Amsterdam: Elsevier. Hämtad 2020-05-04 från ScienceDirect URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444626165000103>

Sundbeck, H. (2020). *HSB Living Lab - Vätgas som energilager – Förstudie*. Hämtad 2020-04-09 från fil som tillhandahållits av författaren.

Sundbeck, H. (2020). *Slutrapport: Vätgas som energilager*. Hämtad 2020-04-09 från fil som tillhandahållits av författaren.

Svenska kraftnät. (2019). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2019*. Hämtad 2020-04-17 från Svenska Kraftnät URL: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/kraftbalansrapport2019.pdf?fbclid=IwAR2ISbqLrxYkbbqRtgx_MNJ7GMbKBopGj41j4egH0niJi8WrCBxctP3ukCs

U.S. DRIVE åt U.S. Department of Energy. (2017). *Target Explanation Document: Onboard Hydrogen Storage for Light-Duty Fuel Cell Vehicles*. Hämtad 2020-06-09 från U.S. Department of Energy URL:

https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/05/f34/fcto_targets_onboard_hydro_storage_explanation.pdf

Wilson, A., Kleen, G., & Papageorgopoulos, D. (2017). *Fuel Cell System Cost – 2017*. Hämtad 2020-05-06 från U.S. Department of Energy URL: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/17007_fuel_cell_system_cost_2017.pdf

Böcker

Dagdougui, H., Sacile, R., Bersani, C., & Ouammi, A. (2018). *Hydrogen Infrastructure for Energy Applications*. Amsterdam: Elsevier.

Holmström, N., Lindholm, G. (2011). *Företagsekonomi – Från begrepp till beslut* (upplaga 6). Stockholm: Sanoma utbildning.

Warfvinge, C., Dahlblom, M. (2010). *Projektering av VVS-installationer* (upplaga 1:13). Lund: Studentlitteratur.

Webbsidor

DNV GL. (2019). Solar PV powering through to 2030. Hämtad 2020-07-18 från <https://www.dnvgl.com/to2030/technology/solar-pv-powering-through-to-2030.html>

Energimyndigheten. (2019). Förnybart. Hämtad 2020-04-17 från <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/>

Energimyndigheten. (2019). Så ansöker du om investeringsstöd till solceller. Hämtad 2020-06-07 från <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vilka-stod-och-intakter-kan-jag-fa/sa-har-ansoker-du-om-investeringsstod/>

Energimyndigheten. (2020). Eleffektbrist. Hämtad 2020-04-17 från <http://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/el/eleffektbrist/>

Fastighets AB Balder. (u.å.). Kort om Balder. Hämtad 2020-06-02 från <https://www.balder.se/om-balder/kort-om-balder>

Goldie-Scot, L. (2019). A behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. Hämtad 2020-06-18 från <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>

Nilsson Energy. (u.å.) Demo site / R&D Living-lab. Hämtad 2020-06-2 från <https://nilssonenergy.com/portfolio-item/demo-site/>

PowerCell. (2020). PowerCell MS-30. Hämtad 2020-05-20 från <https://www.powercell.se/wordpress/wp-content/uploads/2018/12/MS30-Produktblad-2020.03.19.pdf>

Riksbanken. (2020). Sök räntor och valutakurser. Hämtad 2020-07-06 från <https://www.riksbank.se/sv/statistik/sok-rantor--valutakurser/arsgenomsnitt-valutakurser/?y=2019&m=12&s=Comma&f=y>

Riksbanken. (2020). Sök räntor och valutakurser. Hämtad 2020-06-25 från <https://www.riksbank.se/sv/statistik/sok-rantor--valutakurser/?g130-SEKUSDPMI=on&from=2020-01-02&to=2020-06-25&f=Day&c=cAverage&s=Comma>

Skatteverket. (u.å.). Energiskatt på el. Hämtad 2020-05-28 från <https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/punktskatter/energiskatter/energiskattpael.15532c7b1442f256bae5e4c.html>

Solelkommissionen. (2020). Energiskatt. Hämtad 2020-05-30 från <http://www.solelkommissionen.se/energiskatt/>

Solelkommissionen. (2020). Om oss. Hämtad 2020-05-30 från <http://www.solelkommissionen.se/om-oss/>

Stjärnered, P. O. (2020). Vårgårdas unika satsning på vätgas kan stoppas: "Ledsamt". Hämtad 2020-07-21 från: <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/vast/vargardas-satsning-pa-vatgas-kan-stoppas-fruktansvart-och-ledsamt>

Vattenfall. (u.å.). Energiskatt på el för 2019 och 2020. Hämtad 2020-05-28 från <https://www.vattenfall.se/foretag/elavtal/energiskatter/>

Vårgårda Bostäder. (u.å.). Miljösmarta hyreshus med unik energilösning. Hämtad 2020-06-08 från <https://vargardabostader.se/om-oss/hyreshus-med-unik-energiloesning/>

Vårgårda Bostäder. (u.å.). Om oss. Hämtad 2020-06-08 från <https://vargardabostader.se/om-oss/>

Bilagor

Bilaga 1 - Beräkningar gjorda av Nilsson Energy för dimensioneringen av energisystemet, bild 1 av 2.

NILSSON ENERGY RE8760

													Year	Month	Full day
Line	Description	Unit	Total	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
	Projekt														
0	Balder - Marcus														
	Väderdata														
1	Soltimmar	h	1649	41.0	79.0	120.0	169.0	230.0	250.0	233.0	204.0	136.0	91.0	56.0	40.0
2	Medel dyngstemperatur	°C	6.6	-1.3	-2.1	-0.1	4.0	9.1	14.0	16.0	15.6	11.8	8.0	3.7	0.6
	Förnybar energi														
3	Indikering på installerad solcellseffekt	kWp	290												
4	Total solcellsproduktion	kWh	248602	2624	6756	19406	31214	39338	42390	39241	31184	21123	10329	3387	1610
5	Snitt solcellsproduktion per dag	kWh		85	241	626	1040	1269	1413	1266	1006	704	333	113	52
	Fastighet - Energiförbrukning														
6	Total Fastighetsel 2019	kWh	128500	12100	11100	12400	10500	10200	9400	10800	11200	9600	9800	10500	10900
7	Total energikonsumtion i fastigheten	kWh	128500	390	396	400	350	329	313	348	361	320	316	350	352
8	Total installerad effekt i fastigheten	kW													
	Sammanfattning - Energiförbrukning														
9	Total energikonsumtion dagtid	kWh	96375	292.7	297.3	300.0	262.5	246.8	235.0	261.3	271.0	240.0	237.1	262.5	263.7
10	Total energikonsumtion nattid	kWh	32125	97.6	99.1	100.0	87.5	82.3	78.3	87.1	90.3	80.0	79.0	87.5	87.9
11	Energibalans (aktiv dag)	kWh		-315.4	-165.1	216.0	681.7	931.7	1091.8	908.7	635.6	376.1	9.2	-245.8	-308.5
12	Energibalans (månads medelvärde)	kWh		-315.4	-165.1	216.0	681.7	931.7	1091.8	908.7	635.6	376.1	9.2	-245.8	-308.5
	Säsongslagring														
13	Överskottsenergi att lagras i vätgas	kWh	148228			216.0	681.7	931.7	1091.8	908.7	635.6	376.1	9.2		
14	Andel direktdrift av elektrolysör	kWh	148228			-216.0	-681.7	-931.7	-1091.8	-908.7	-635.6	-376.1	-9.2		
15	Andel batteridrift av elektrolysör	kWh													
	Elektrolysörkapacitet och vätgasproduktion														
16	Elektrolysör kapacitet	Nm³/h	25.0												
17	Direktdrift av elektrolysören (soltimmar)	h	1078			1.6	5.0	6.8	7.9	6.6	4.6	2.7	0.1		
18	Batteridrift av elektrolysören	h													
19	Total drifttid på elektrolysören	h	1078			1.6	5.0	6.8	7.9	6.6	4.6	2.7	0.1		
20	Vätgas produktion vid direktdrift	Nm³	26950			39.3	123.9	169.4	198.5	165.2	115.6	68.4	1.7		
21	Vätgas produktion vid batteridrift	Nm³													
22	Total vätgasproduktion	Nm³	26950			1217	3718	5251	5955	5122	3583	2051	52		
23	Termisk energi från elektrolysören	kWh t	32341			1461	4462	6302	7147	6146	4299	2462	62		

Year	Month	Full day
------	-------	----------

Line	Description	Unit	Total	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Bränslecellskapacitet och vätgasförbrukning															
24	Bränslecell drifttid per dygn	h	12												
25	Bränslecell kapacitet	kW		26.3	13.8									20.5	25.7
26	Bränslecell kapacitet "worst case"	kW		32.5	33.0									29.2	29.3
27	Termisk värme från bränslecellen reducerar el till värme pump	kWh													
28	Bränslecell vätgas konsumtion	Nm³	26324	8214	3882									6195	8032
29	Elektrisk energi från bränslecellen	kWh	31338	9778	4622									7376	9562
30	Termisk energi från bränslecellen	kWh t	32905	10267	4853									7744	10041
Batteri															
31	Total batteri kapacitet	kWh	100			100.0									
32	Kapacitet för drift av maximal nattförbrukning	kWh	100			100.0									
33	Kapacitet för elektrolysör drift	kWh													
Kompressor															
34	Kompressor kapacitet	Nm³/h	25												
35	Total drifttid på kompressor	h	1078			1.6	5.0	6.8	7.9	6.6	4.6	2.7	0.1		
Vätagaslagring															
36	Lagringstryck	bar	300												
37	Vikt på vätgasen	kg	2399												
38	Lagringsbehov i vattenvolym	m³	115.1			5.2	15.9	22.4	25.4	21.9	15.3	8.8	0.2		
39	Alt1 - Gastub 1'925L, L=6m diameter 0.8m	st	59.8			2.7	8.2	11.6	13.2	11.4	7.9	4.6	0.1		
40	Alt2 - 20 foot HC container 18'150L	st	6.3			0.3	0.9	1.2	1.4	1.2	0.8	0.5			
41	Alt3 - 40 foot HC container 37'400L	st	3.1			0.1	0.4	0.6	0.7	0.6	0.4	0.2			

Kommentarer:

Flärrvärme till fastigheten 372 500 kWh/år. Användbar takyta (platt tak) 2 750 m². Plats för ca 400 kWp solceller. Line 23+30 termisk energi som reducerar köpt fjärrvärme med ca 65 000 kWh.