
RAPPORT

STOCKHOLMS STAD

Bränslecellsbaserat energisystem för flerbostadshus

UPPDRAGSNUMMER 15006953



SLUTRAPPORT

2020-11-12

ANDERS SCHWEITZ
CECILIA WALLMARK

Sammanfattning

Miljöförvaltningen i Stockholms stad önskar höja kunskapsnivån avseende bränslecellsbaseade energisystem för flerbostadshus. I detta projekt har Kvarteret Backåkra 2 i Norra Djurgårdsstaden valts som utgångspunkt för ett sådant energisystem.

Kvarteret Backåkra 2 består av två flerbostadshus med plusenergistandard, vars fasader och tak har försetts med ett stort antal solcellsmoduler. För uppvärmning av fastigheten används två bergvärmepumpar. Atemp, den tempererade arean, är 4 289 m².

Denna rapport beskriver hur energisystemet skulle kunna dimensioneras och kostnader för detta. Utifrån kostnadsuppgifter från leverantörer och andra rapporter har en grov investeringskostnad samt underhållskostnader tagits fram. Vidare görs en bedömning av vilka intäkter eller besparingar som kan vara aktuella, samt diskuteras möjligheten till investeringsbidrag.

Energisystemet skulle kunna möjliggöra att en stor del av byggnadernas behov av uppvärmning och varmvatten kommer från den egenproducerade solelen. Det är endast ca 2 600 kWh el som behöver köpas in för uppvärmning och varmvatten, enligt beräkningsmodellen. Däremot behöver en stor del av övrig el som används i fastigheten köpas in, d.v.s. el som används för ventilation, pumpar, hissar, belysning m.m, ca 36 000 kWh. Det kan jämföras med nuvarande totala behov av köpt el på ca 98 000 kWh. Solcellerna producerade ca 107 000 kWh under perioden augusti 2019 till och med juli 2020. Energisystemet, exklusive solceller, skulle ge en merkostnad på ca 2 000 kr/m².

I korthet så saknas ekonomiska incitament för en sådan investering i nuläget, med tanke på den höga investeringskostnaden. Det finns andra fördelar i form av robusthet genom tillgången till ett eget reservkraftsystem, samt ökad kontroll av ursprunget till större andel av den använda energin.

Med en ökad efterfrågan på system för vätgasproduktion och bränslecellssystem för olika applikationer inom energisektorn, industrin och transportsektorn kan sjunkande kostnader för bränslecellsbaseade energisystem förväntas. Samtidigt sker en teknisk utveckling som resulterar i mer effektiva system med ökad livslängd.

I rapporten beskrivs även tillståndsfrågor för att etablera ett bränslecellsbaseerat energisystem.

Som bilaga finns en sammanfattning över LCA-beräkning för byggande av Kvarteret Backåkra 2. Resultaten från dessa beräkningar antyder att ett projekt likt Kv. Backåkra 2, med ambitioner att fungera som plusenergihus, kan ha högre klimatpåverkan i byggskedet än andra nybyggnadsprojekt med inte lika höga ambitioner gällande energieffektivitet. En av förklaringarna är att byggnaderna i Kv. Backåkra 2 har en kraftigare stomme av betong för att förbättra värmelagringsförmågan.

Innehållsförteckning

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte	2
1.3	Metod	2
1.4	Avgränsningar	2
2	Dimensionering av energisystemet	3
2.1	Datainsamling och antaganden	3
2.1.1	El till värmepumpar	4
2.1.2	Solelproduktion	5
2.1.3	Övrig fastighetsel, exklusive el till värmepumpar	6
2.1.4	Köpt fastighetsel	6
2.1.5	Överskott av solel, levererat till nätet	7
2.1.6	Total elanvändning	8
2.2	Beskrivning av det bränslecellsbaseade energisystemet	9
2.3	Modell och styrstrategier	10
2.4	Resultat från modell	11
3	Ekonomi	14
3.1	Mognadsgrad för komponenter	14
3.2	Generella installations- och underhållskostnader	14
3.2.1	Övriga komponenter	16
3.3	Specifika kostnader för det bränslecellsbaseade energisystemet i kvarteret Backåkra 2	16
3.4	Möjliga intäkter och besparingar med energisystemet	17
3.4.1	Att möjliggöra investeringen	17
3.4.2	Investeringsbidrag	18
3.4.3	Elnätstjänster	18
3.4.4	Lägre kostnad för elnätsabonnemang	19
3.4.5	Fastighetens värde	19
3.5	Andra fördelar med ett energilagarsystem	19
3.5.1	Robusthet - egen reservkraft	19
3.5.2	Garantier om elens ursprung	19
3.6	Kostnader och intäkter för inköp och försäljning av el idag	20
3.7	Kostnader för inköp av el med det bränslecellsbaseade energisystemet	20
3.8	Total kostnad, diskussion	20
4	Tillståndsfrågor	22
4.1	Myndighetskontakter och lagar	22

4.2	Erforderlig dokumentation	23
4.3	Drift	23
5	Slutsatser	24
6	Diskussion	24
7	Referenser	26

Bilagor

Bilaga 1 - Sammanfattning LCA-beräkningar för byggnader

1 Inledning

Stockholms stad är intresserade av att öka sin kunskap avseende bränslecellsbaserade energisystem för bostadshus med fokus på vätgas som energibärare. Det gäller såväl teknik som ekonomi och tillståndsprocess samt frågor om säkerhet och risker med vätgashantering.

Kvarteret Backåkra 2 är ett bostadsprojekt i Norra Djurgårdsstaden som är Stockholms första flerbostadshus med plusenergistandard. Inflyttning påbörjades under sommaren 2019. Utöver åtgärderna för att hålla nere energianvändningen så har tak och väggar på de två huskropparna klätts med ett stort antal solcellsmoduler som stundtals producerar mer el än vad fastigheten använder. Överskottselen kan omvandlas till vätgas för säsongslagring.

En undersökning av förutsättningarna för bränslecellsbaserade energisystem i flerbostadshus presenteras i denna rapport författad av Sweco.

1.1 Bakgrund

Användning av bränsleceller för energiförsörjning i fastigheter har åter blivit en aktuell diskussionsfråga i Sverige. Under de två senaste årtiondena har större bidragsfinansierade demoprojekt pågått i USA, Japan och Centraleuropa. I Japan, där det finns det goda förutsättningar i form av bland annat ett utbrett naturgasnät, låga snitteenheter för elanvändning per familj och höga elavgifter dagtid i jämförelse med nattetid, har ca 250 000 bränslecellssystem installerats i fastigheter inom projektet Ene-Farm. Även i det största testprojektet i Europa, ene.field [1] har tusentals installationer med bränslecellssystem för produktion av el och värme genomförts, normalt sett drivna av naturgas.

I takt med ökad introduktion av intermittent elproduktion i stor skala i form av sol- och vindenergi uppstår ett ökat behov av energilagring för att både täcka baslast och flexibilitet i energianvändningen.

I Sverige har det byggts några energisystem med solceller, bränslecellssystem och vätgaslager de senaste fem åren. Hans-Olof Nilsson är en av pionjärerna som först introducerade tekniken i sin egen villa utanför Göteborg och därefter erbjuder andra motsvarande teknik. I Sverige finns också bolaget PowerCell som tillverkar bränslecellsstackar för diverse applikationer. PowerCell bygger sina bränslecellsstackar på tekniken PEMFC. Globalt säljer även till exempel Ballard Power Systems, Hydrogenics Corp, Horizon Fuel Cell Technologies bränslecellssystem för stationär användning. Egenskaper hos Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) som gör det till främsta bränslecellstyp för fastigheter är snabb uppstart och goda delastegenskaper, typiskt mellan 1-200 kW_{el}. För större och jämnare elbehov passar bränslecellstekniker såsom Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) och Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC) bättre, som ger högre elverkningsgrader.

De tekniska komponenterna som behövs för ett bränslecells-baserat energisystem är i huvudsak elektrolysören, för omvandling av el till vätgas, ett vätgaslager och bränslecellsstacken. Se även Figur 10. Till detta tillkommer kringsystem såsom värmehantering, säkerhetssystem, kontrollsystem och batterier. Det gemensamma för dessa komponenter är att de är under teknisk utveckling och ännu förbundna med höga kostnader. Det är än mer kostsamt att skräddarsy ett system för en fastighet och förbereda för samt genomföra dess installation. Det vätgaslagret erbjuder i jämförelse med ett batterilager är möjligheten att säsongslagra energi utan att det blir orimligt stora volymer och kostnader.

Trots höga kostnader för bränslecellssystem och ovana med vätgashantering finns det en del effekter som är eftertraktansvärda och gör introduktion av denna teknik intressant. Hit hör möjligheter till förnybart backupsystem, möjliggjord hög självförsörjningsgrad och potential för att erbjuda elnätstjänster som stöd för elnätsbolag som har lokal elkapacitetsbrist eller utmaningar med elkvalitet.

1.2 Syfte

Syftet med detta uppdrag är att undersöka ett bränslecells-baserat energisystem med säsongslager av solel i form av vätgas ur perspektiven: dimensionering av komponenter, kostnader idag och prognos framåt, hinder och möjligheter.

1.3 Metod

Sweco har i denna studie samlat in data från fastighetsbolaget Stockholmshem avseende fastighetens solelproduktion, elanvändning i de två värmepumparna, köpt el och såld el. Övrig fastighetsel, d.v.s. all fastighetsel exklusive elen till värmepumparna har räknats fram genom att addera producerad solel med köpt el och dra ifrån använd el för värmepumpar och såld el.

Sweco har tagit del av aktuellt utvecklingsläge genom ett antal intervjuer. Dessutom har ett flertal rapporter använts för olika typer av faktainsamling. En modell för dimensionering av energisystemet har utvecklats i Excel.

För delar av studien har erfarenheter inhämtats gällande ett projekt i Vårgårda kommun där Vårgårda bostäder har haft för avsikt att förverkliga ett bränslecells-baserat energisystem med vätgas och batterier i en fastighet bestående av sex huskroppar. I det projektet har 70-talshus renoverats, energieffektiviserats och taken har försetts med en stor mängd solcellsmoduler [2]. Bostadsbolaget har arbetat med att förverkliga energilagringssystemet under ett par år. Projektet har dock stoppats på grund av att kommunen inte gav bygglov som en följd av att Länsstyrelsen klassade anläggningen som "farlig verksamhet". Vårgårda bostäder övervägde ytterligare åtgärder för ökad säkerhet men valde att stoppa projektet av ekonomiska skäl [3].

1.4 Avgränsningar

I studien ingår inte att titta på användningen av hushållsel för de boende i fastigheten.

2(29)

RAPPORT
2020-11-12
SLUTRAPPORT
BRÄNSLECELLSBASERAT ENERGISYSTEM FÖR
FLERBOSTADSHUS

2 Dimensionering av energisystemet

2.1 Datainsamling och antaganden

Sweco har tagit del av data från Stockholmshem avseende solesproduktion, köpt el, såld el och elanvändning i de två värmepumparna i Kvarteret Backåkra 2.

Inflyttning skedde under sommaren 2019, varför det varit meningsfullt att titta på värden med start den 1:a augusti 2019. Det finns timvärden för användning av el i värmepumparna, inköp samt försäljning av el från augusti 2019 till och med juli 2020.

Timvärden för "övrig fastighetsel", d.v.s. all fastighetsel exklusive el som används i värmepumparna saknas. För att ta fram timvärden för "övrig fastighetsel" har månadsvärden för all produktion, användning, inköp och försäljning av el använts för att beräkna månadsvärden för "övrig fastighetsel". Därefter har månadsvärden fördelats på antalet timmar i månaden för att få timvärden, vilket är en förenkling.

Tillförlitliga timvärden för solesproduktion finns endast från 2020-01-01 och framåt. För perioden 2019-08-01 till 2019-12-31 har istället simulerade data avseende solesproduktion, som är resultat från tidigare gjorda simuleringar i programmet PVSyst, framtagna av företaget Incoörd använts [4].

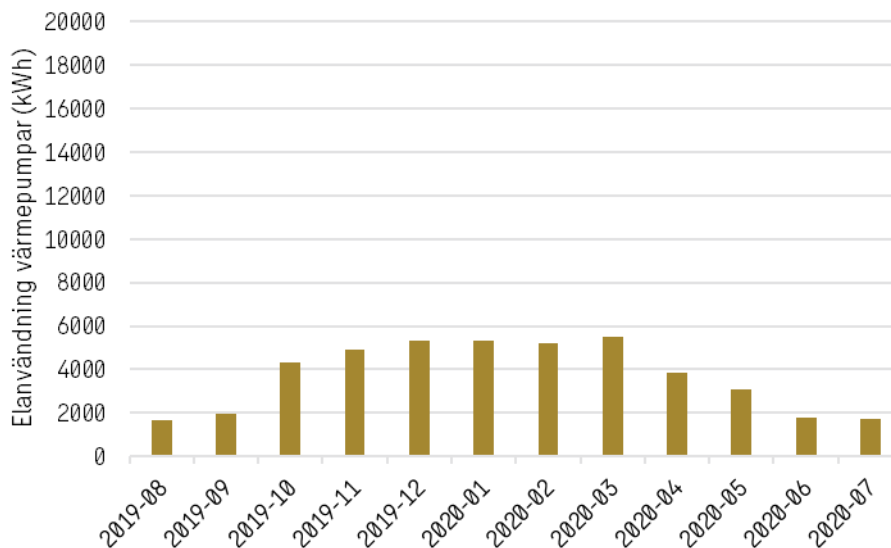
Nedan presenteras förutsättningar och antaganden för skapandet av Excel-modellen. Vissa förenklingar har gjorts, faktorer som har liten påverkan på resultatet har utelämnats från modellen i och med förekomsten av andra mer betydande osäkerhetsfaktorer.

- Avseende energi för uppvärmning har ingen normalårskorrigerings gjorts i modellen.
- COP-värde för de båda värmepumparna har räknats samman. Detta har gjorts genom att summera årets faktiska energianvändning och dividera den med årets elanvändning för de båda värmepumparna. Det ger ett sammanvägt COP-värde på 3,57. Värt att nämna är att COP-värden för värmepumpar även varierar över året.
- Restvärme i bränslecellsstacken tas tillvara, dock inte restvärme från elektrolysören. Det skulle alltså vara möjligt att ta vara på ytterligare värme för uppvärmning av fastigheten. En elektrokemisk omvandling såsom i en bränslecell har redan vid max last en högre verkningsgrad än en förbränningsmotor, men ännu högre verkningsgrader vid delaster. Denna modell är förenklad och samma verkningsgrader har använts oavsett delast.
- Elektrolysören har dimensionerats så att den kan hantera de högsta värdena av solesöverskott, vilket är en förenkling. I praktiken skulle ett batteri användas mellan elcentralen och elektrolysören för att åstadkomma en jämnare drift av elektrolysören.

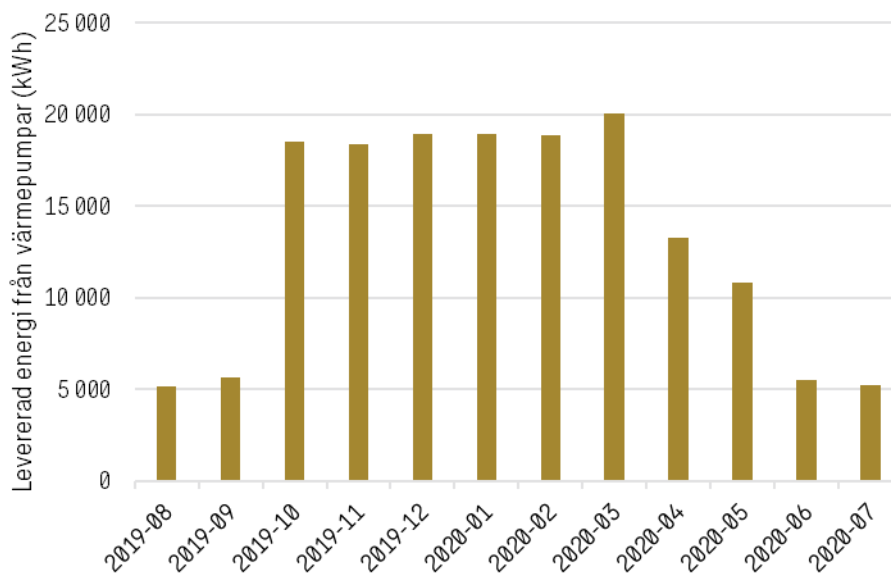
I stycke 2.1.2-2.1.5 illustreras produktion, användning, inköp och försäljning av el under de tolv månaderna mellan augusti 2019 till och med juli 2020 [5].

2.1.1 El till värmepumpar

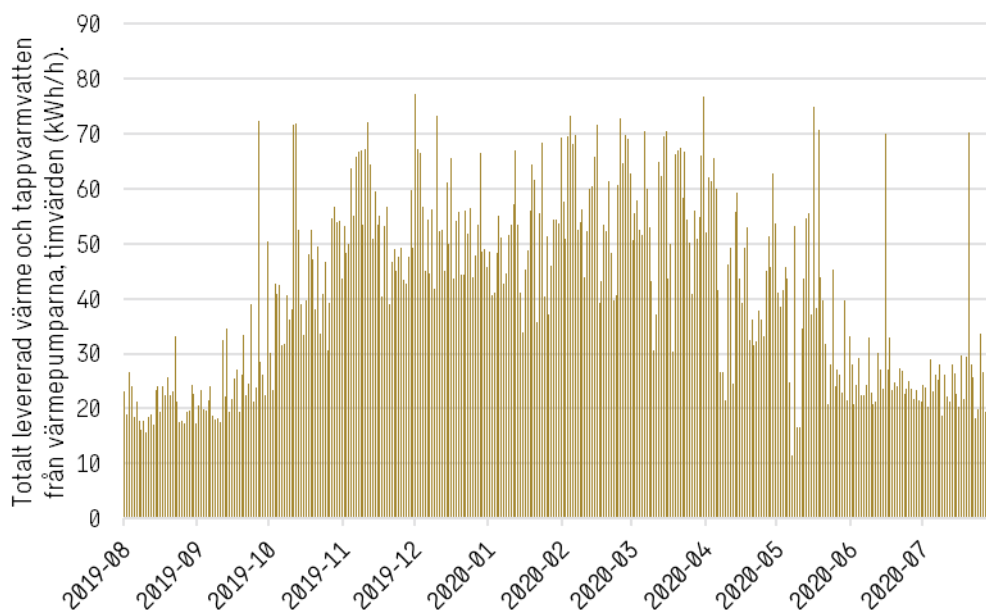
Figur 1 illustrerar total elanvändning i de två värmepumparna under perioden augusti 2019 till och med juli 2020. Elanvändningen uppgick till 44 600 kWh. Figur 2 visar levererad energi från värmepumpar. Figur 3 illustrerar levererad värme och tappvarmvatten från värmepumparna.



Figur 1. Total elanvändning i de två värmepumparna under perioden augusti 2019 till och med juli 2020.



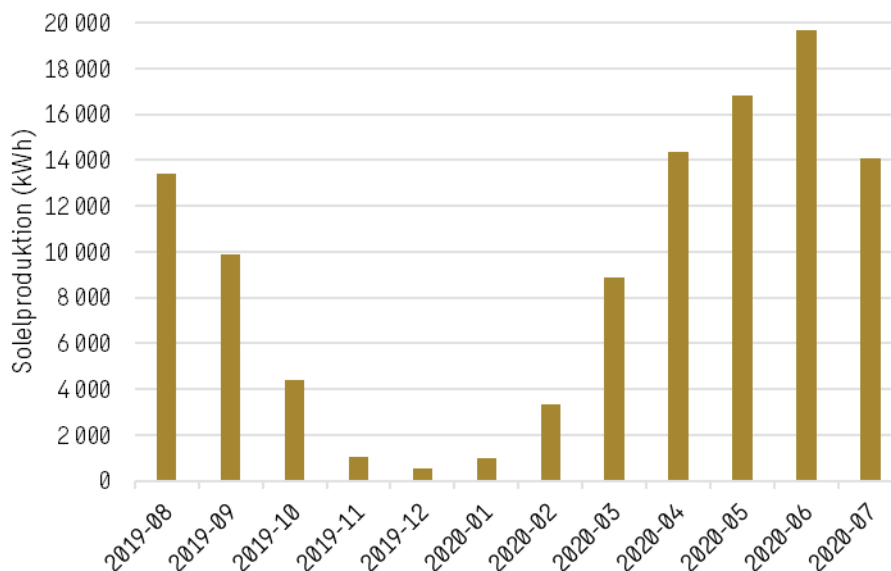
Figur 2. Levererad energi från värmepumpar under perioden augusti 2019 till och med juli 2020. Totalt levererad energi från värmepumparna under perioden var 158 840 kWh.



Figur 3. Levererad värme och tappvarmvatten från värmepumparna, timvärden (kWh/h).

2.1.2 Solelproduktion

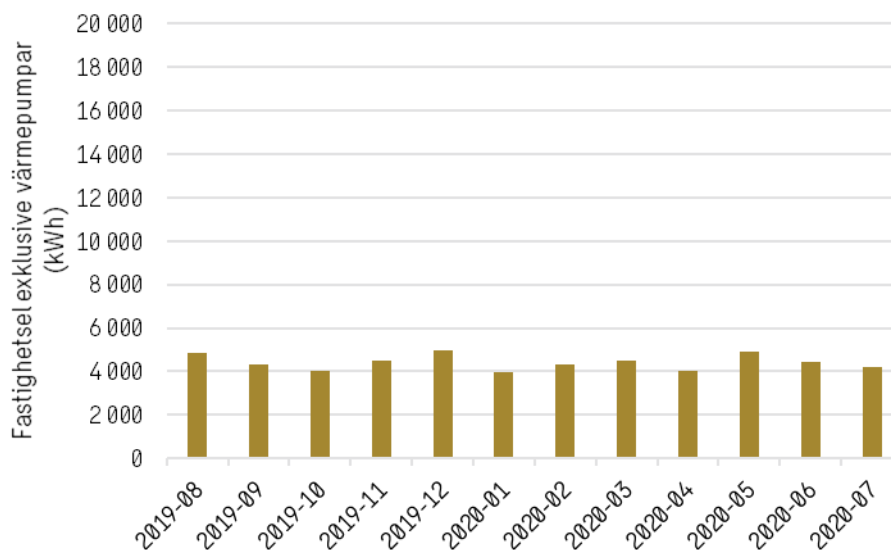
Figur 4 illustrerar solexproduktionen under perioden augusti 2019 till och med juli 2020. Nominell installerad effekt för solceller är totalt 147,3 kW. Det producerades ungefär 107 000 kWh el under de tolv månaderna.



Figur 4. Solelproduktion under perioden augusti 2019 till och med juli 2020.

2.1.3 Övrig fastighetsel, exklusive el till värmepumpar

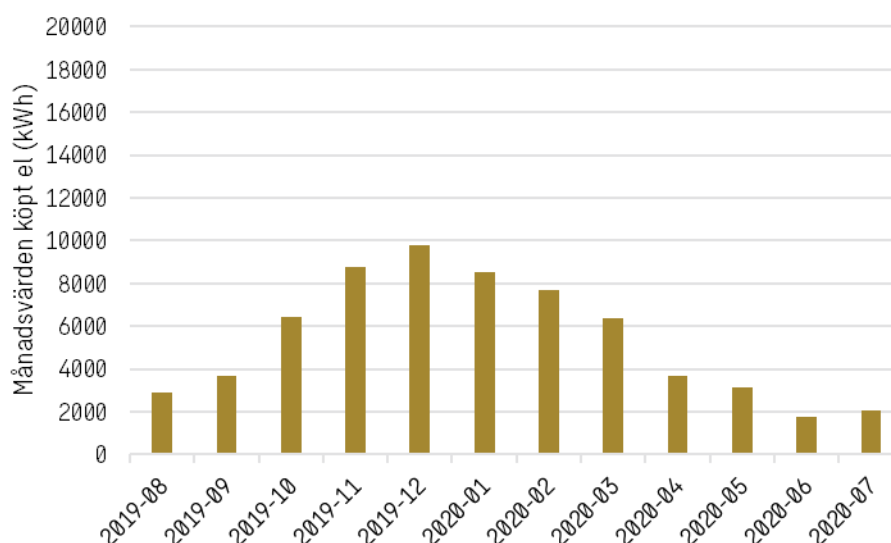
Figur 5 illustrerar användningen av övrig fastighetsel, exklusive el till värmepumpar, under perioden augusti 2019 till och med juli 2020. Förbrukningen under perioden uppgick till 53 100 kWh.



Figur 5. Övrig fastighetsel, exklusive el till värmepumpar, under perioden augusti 2019 till och med juli 2020.

2.1.4 Köpt fastighetsel

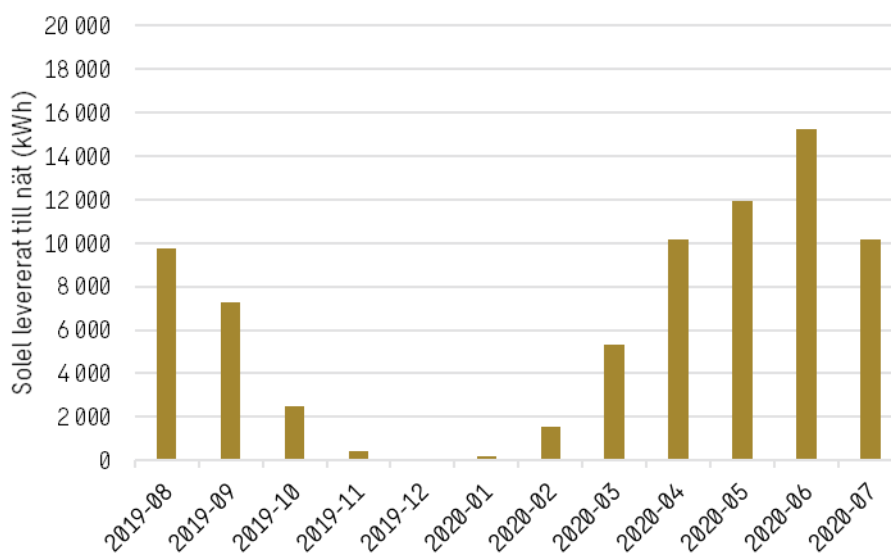
Figur 6 illustrerar inköp av el under perioden augusti 2019 till och med juli 2020. Totalt köptes ungefär 65 000 kWh in under de tolv månaderna.



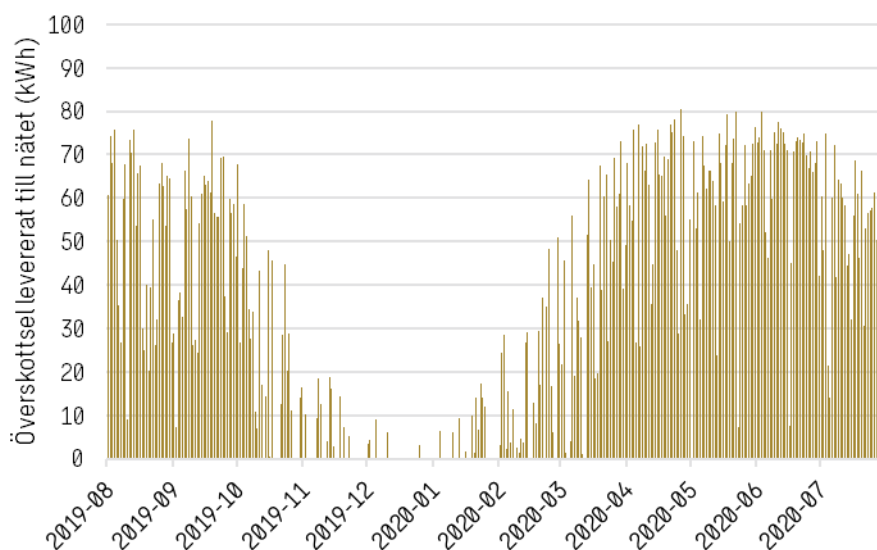
Figur 6. Inköp av el under perioden augusti 2019 till och med juli 2020.

2.1.5 Överskott av solex, levererat till nätet

Figur 7 och Figur 8 illustrerar överskott av solex som levereras ut på nätet under perioden augusti 2019 till juli 2020, dels månadsvärden, dels timvärden. Totalt såldes 74 500 kWh el under de 12 månaderna, vilket motsvarar 70 procent av solexproduktionen.



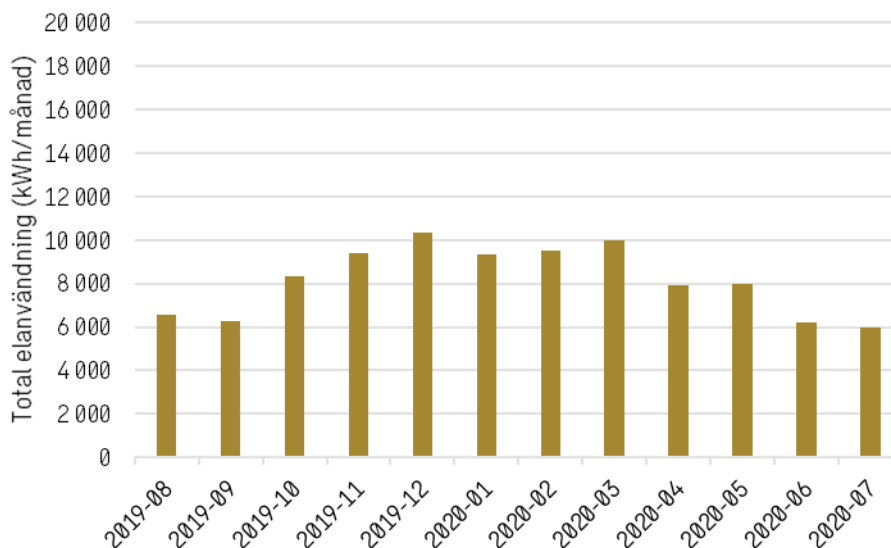
Figur 7. Överskott av solex, levererat till nätet, under perioden augusti 2019 till och med juli 2020, månadsvärden.



Figur 8. Överskott av solenergi, levererat till nätet, under perioden augusti 2019 till och med juli 2020, timvärden.

2.1.6 Total elanvändning

Den totala elanvändningen under perioden augusti 2019 till och med juli 2020 var ungefär 97 800 kWh, se Figur 9.



Figur 9. Total elanvändning månadsvis under perioden augusti 2019 till och med juli 2020.

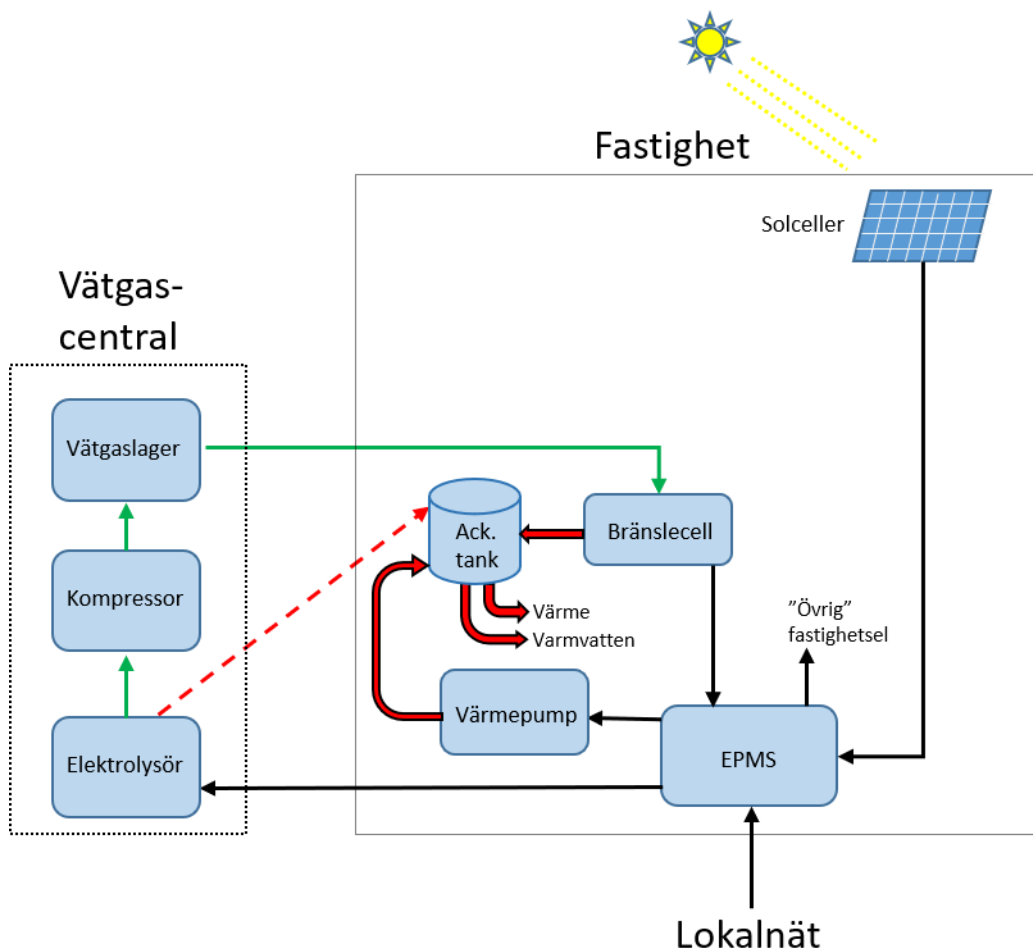
2.2 Beskrivning av det bränslecellsbaserade energisystemet

I Figur 10 visas en skiss över hur energisystemet skulle kunna se ut.

Principen för användningen av detta energisystem planeras enligt följande:

1. Solcellerna genererar el som i första hand används för den aktuella elanvändningen, i andra hand används för vätgasproduktion och i tredje hand säljs till elnätet. Utgångspunkten i denna studie har varit energilagring med hjälp av vätgas men systemet skulle även kunna använda ett batteri för dygnslagring av el.
2. Vätgasproduktionen sker i en elektrolysör, där el och vatten tillförs, och vattenmolekylerna spjälkas till vätgas och syrgas. För att producera 1 kg vätgas behöver ungefär 51 kWh el tillföras, om elektrolysörens verkningsgrad är 0,65. Energinnehållet i vätgas är 33,3 kWh per kg. I denna studie har en avgränsning gjorts att inte ta tillvara på restvärme från elektrolysören, men en sådan lösning skulle kunna vara tekniskt genomförbar.
3. Den låga densiteten hos vätgas medför att gasen behöver komprimeras för att kunna förvaras på ett effektivt sätt. För detta används en kompressor. I kompressorn går en viss mängd el åt för det arbete som utförs. I denna studie antas att det går åt 0,11 kWh el per kWh vätgas.
4. Vätgasen lagras sedan i kärl av exempelvis glasfiber.
5. I bränslecellssystemet genereras el av vätgasen. Vid drift av bränslecellssystemet genereras även värme. Arbetstemperaturen i bränslecellerna är omkring 80 °C. Denna värme tas tillvara och lagras i en varmvatten-ackumulatortank. Bränslecellssystemet anpassas efter det effektbehov som önskas tillgodoses. Beroende på kriterierna för hur vätgasen ska nyttjas, så kan i vissa fall el behöva köpas in, och när vätgaslagret är tomt och behovet av el är större än den momentana solelproduktionen blir det nödvändigt att köpa fastighetsel.
6. Delar av den el som genereras i bränslecellerna leds via ett batteri. Syftet med batteriet är att möjliggöra en jämnare drift av bränslecellen för ökad livslängd. Elen från batteriet används därefter i värmepumparna. Strömnivån från bränslecellsstacken varierar kraftigt, högre spänning vid låg last.

Energilagringssystemet behöver placeras utomhus och tillräckligt stor markyta med säkerhetsavstånd till övrig verksamhet behöver avsättas för ändamålet.



Figur 10. Systemskiss. Svarta pilar avser överföring av el, gröna pilar avser överföring av vätgas och röda pilar avser överföring av värme. EPMS står för Energy Power Management System och inkluderar elcentral, omriktare och batteri för att möjliggöra jämnare drift av bränslecellerna. Den röda streckade pilen avser en möjlighet som inte ingår i denna studie, att låta restvärme gå till ackumulatortanken från elektrolysören.

2.3 Modell och styrstrategier

Sweco har valt att skapa en modell i Excel för att dimensionera det tänkta energisystemet i Kvarteret Backåkra 2. Utgångspunkten har varit att all, eller större delen av, överskottselen från solcellerna ska omvandlas till vätgas som lagras och används vid tidpunkter då byggnaderna har en högre energianvändning än vad solcellerna producerar och kan producera via värmepumparna.

Det går att ha olika styrstrategier gällande när och till vilken lastnivå bränslecellssystemet körs för varje given situation. För en anläggning med ett bränslecellssystem som arbetar utan koppling till det allmänna elnätet är utmaningen att alltid kunna generera el när det behövs. I detta fall när koppling till det allmänna elnätet

redan finns och avses användas blir restriktionerna för användning betydligt friare. Enligt tidigare studier [6] har redan konstaterats att en värmeföljande strategi, d.v.s att fastighetens värmebehov ska tillgodoses i första hand, är att föredra för att inte riskera att producera mer värme än som behövs eftersom det är att slösa på den värdefulla lagrade vätgasen.

Frågor som behöver besvaras för att planera för lämplig styrstrategi är:

- Ska vätgasen användas under perioder när elpriset är som högst eller ska den förbrukas så snart som möjligt för att hålla nere storleken på vätgaslagret? Ett system skulle även kunna byggas med lite större batterikapacitet som lagrar en viss mängd överskottsel från solcellerna. Batteriet skulle kunna användas för att hantera energibehovet nattetid under sommarhalvåret så att så mycket vätgas som möjligt av vätgasen sparas till vintern.
- Ska elektrolysören kunna hantera allt soletöverskott eller ska viss mängd överskottsel säljas när överskotten är som störst, för att hålla nere kostnaden på elektrolysören?
- Vilken dellastnivå ska bränslecellssystemet väljas att köras vid i varje ögonblick?

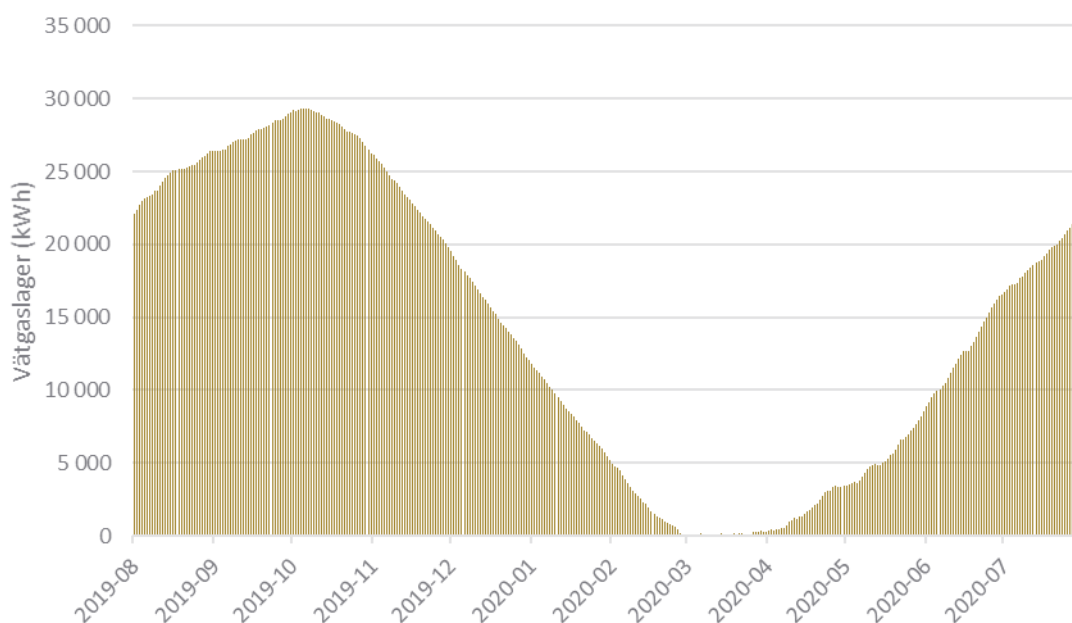
Sweco har testat olika alternativ till modeller men valt att visa på ett scenario där bränslecellsystemets huvudsyfte är att tillgodose byggnaderna med värme, inkluderande uppvärmning av tappvarmvatten. Fördelen med ett sådant fokus är att vätgasen räcker längre in på vintern, när elpriserna är som högst. Att använda elen från bränslecellsstacken uteslutande i värmepumparna är även ett effektivt sätt att generera värme. Samtidigt nyttjas även restvärmen från bränslecellsstacken för uppvärmning av byggnaderna. På detta sätt kommer det inte att produceras el när inte värme behövs – för att det är ett ineffektivt sätt att nyttja vätgasen.

2.4 Resultat från modell

I Figur 8 framgår att överskottet av solet är strax över 80 kWh/h för enstaka timmar under året. Med andra ord bör elektrolysören ha en effekt på max 80 kW.

Med en effekt på 80 kW produceras som mest knappt 1,5 kg eller 16,6 Nm³ vätgas under en timme. Kapaciteten på kompressorn behöver alltså vara 1,5 kg/h. Elförbrukningen för kompressorn är ungefär 4 500 kWh under de tolv månaderna.

Ett resultat från modellen är att vätgaslagret aldrig innehåller mer än motsvarande 29 400 kWh energi eller 881 kg vätgas. Mängden vätgas i vätgaslagret illustreras i Figur 11. En viss mängd vätgas används varje dygn, främst nattetid, när det inte är någon soletproduktion. Av den totala soletproduktionen på 107 000 kWh beräknas 73 300 kWh processas i elektrolysören och energiinnehållet i den totalt producerade vätgasen uppskattas till 41 200 kWh. Då har hänsyn tagits till en verkningsgrad i elektrolysör på 0,65, transmissionsförluster (värmeläckage i rör) på 0,13 kWh_{el}/kWh_{H₂} samt el för kompression till 350 bar på 0,11 kWh_{el}/kWh_{H₂}. Av energin i vätgasen omvandlas 50 procent till el och 50 procent till värme.



Figur 11. Mängden lagrad vätgas under de tolv månaderna i beräkningsexemplet.

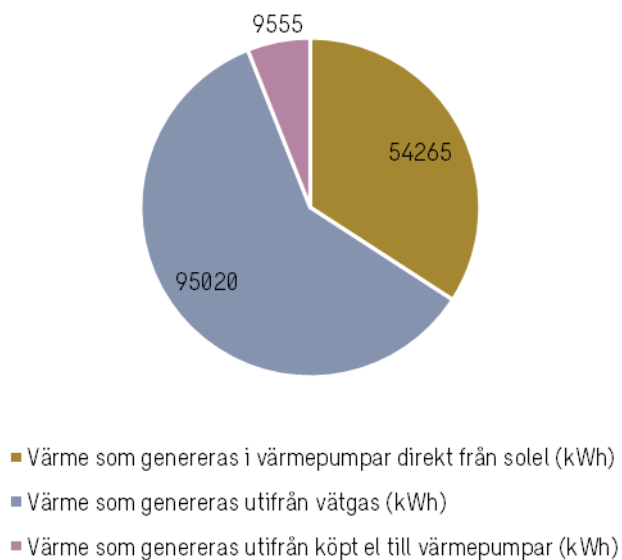
Energisystemet kan dimensioneras utifrån faktisk energianvändning för uppvärmning och varmvatten, se Figur 3. Utifrån den mängd el som behövs till värmepumparna samt den restvärme som skapas i bränslecellssystemet kan en lämplig effekt för bränslecellssystemet vara 15 kW_{el}, vilket gör att ett faktiskt värmebehov på 68 kWh/h kan tillgodoses, vid COP-värdet 3,57 och 15 kW restvärme. Det är endast enstaka timmar under året som det faktiska värmebehovet är högre än 68 kWh/h, och då kan el köpas in om temperaturen i ackumulatortanken inte är tillräckligt hög. I beräkningsmodellen genererar bränslecellsstacken el och termisk värme under 4 870 av årets 8 760 timmar. Övriga timmar är antingen vätgaslagret tomt (mars månad) eller så behöver ingen el produceras på grund av att solelproduktionen under de timmarna räcker till för att tillgodose byggnadernas energibehov. Antalet drifttimmar kan minskas bland annat genom att tillföra ett större batteri till systemet mellan bränslecellssystemet och elcentralen.

Modellen har utifrån detta scenario gett resultat enligt Tabell 1 vad gäller dimensionering av komponenter i energisystemet samt behov av inköp av el.

Tabell 1. Dimensionering av komponenter samt behov av inköp av el.

Komponent	Dimension
Effekt elektrolysör	80 kW _{el}
Kapacitet kompressor	1,5 kg/h
Storlek på vätgaslager	29 400 kWh / 880 kg
Effekt bränslecellssystem	15 kW _{el}
Perioder som vätgaslagret inte hela tiden har tillgänglig gas	mars månad
Mängd el som behöver köpas	39 000 kWh/år

Den energi som används för uppvärmning och varmvatten har producerats enligt redovisning i Figur 12. Endast sex procent av den faktiska energin som används för uppvärmning och varmvatten kommer från inköpt el.



Figur 12. Fördelning över hur energi för värme och varmvatten genereras från olika källor i beräkningsexemplet.

3 Ekonomi

Investering i ett bränslecellsbaserat energisystem för ett flerbostadshus innebär betydande kostnader. Komponenter för sådana system är under fortsatt teknisk utveckling och ännu förenade med höga kostnader. Det är än mer kostsamt att skräddarsy ett system för en fastighet och förbereda för samt genomföra dess installation.

Nedan presenteras mognadsgrad för komponenter samt grova kostnader för inköp och installation av de större komponenter som ingår i ett system för vätgaslagring. Därefter presenteras olika möjligheter till att generera intäkter eller åstadkomma besparingar.

3.1 Mognadsgrad för komponenter

Vätgas är en av de allra mest använda industrigaserna och produkter såsom rörledningar, lagring, komprimering och mätning för hantering av vätgas är därför väl utvecklade för industriellt bruk. Den citygas som t ex finns i Stockholm har ofta höga halter av vätgas, så vätgas finns även redan i koppling för fastigheter.

Elektrolysörer har använts under många årtionden i storskalig industriell tillämpning, och finns utvecklade med olika teknik. Utmaningen är att erbjuda mindre anläggningar i större mängd till låga kostnader. I EUs nyligen presenterade strategi [7] för introduktion av vätgas som en viktig del i att åstadkomma ett koldioxidneutralt energisystem till 2050 planeras även offentliga medel användas för att öka produktionsförmågan av själva elektrolysörerna under det närmaste årtiondet.

Främst under de senaste 20-30 åren har utvecklingen av bränsleceller pågått i ett flertal företag och forskningsinstitut, och de två stora utmaningarna kring korta livslängder och höga kostnader har bearbetats bestämt. Det är stor skillnad i kvalitet avseende bränslecellssystem som levereras från olika leverantörer så vid inköp behöver kravspecifikationer och tillhörande servicebehov krävas noggrant. Det kommer nu mer färdiga bränslecellssystem-paket att beställas från till exempel Bosch och fler installationsbolag intresserar sig för att erbjuda kompletta system inkluderande alla komponenter omnämnda i denna rapport. Ju fler installationer som genomförs desto lägre blir utvecklings- och installationskostnaderna för dessa framåt.

När det gäller komponenter såsom vätgaslager och kompressorer sker en anpassning av industriella produkter för bruk i småskaliga energisystem, samt nyutveckling. Trots att en mer storskalig produktion inte riktigt har kommit igång än och att produkter till lägre kostnader ännu inte finns tillgängliga, så kan tekniken avseende dessa komponenter beskrivas som mogen.

3.2 Generella installations- och underhållskostnader

Det är inte helt enkelt att få fram aktuella kostnader för komponenter i och med att marknaden är begränsad. Därmed finns inga listpriser eller liknande, utan leverantörer uppger i huvudsak endast priser vid en konkret offertförfrågan. Kostnader varierar även i stor utsträckning med storleken på system. Ett litet system har högre kostnad per

14(29)

RAPPORT
2020-11-12
SLUTRAPPORT
BRÄNSLECELLSBASERAT ENERGISYSTEM FÖR
FLERBOSTADSHUS

energienhet. Kostnaden för installation av ett system påverkas också mycket av hur platsen ser ut, hur rör och ledningar ska dras, var vätgaslagret placeras m.m.

Generella kostnader för komponenter sammanfattas i Tabell 2 där de ena uppgifterna är inspel från Nilsson Energy, ett företag som levererar off-grid-system och system för vätgasproduktion. Dessa kostnadsuppgifter avser mer småskaliga system, lämpliga för flerbostadshus. Detta kan jämföras med data från andra referenser, bland annat från International Energy Agency (IEA), som också anges i tabellen, som avser något mer storskaliga system. Kostnader är delvis omräknade från andra valutor, amerikanska dollar och Euro, med hänsyn till då gällande valutakurser och är exklusive moms.

Vätgaslager avser lagring i kärl av glasfiber. Exempelvis kan en 20-fots container med glasfiberkärl användas som då rymmer 18,15 m³ (vattenvolym) eller 430 kg vätgas vid ett tryck på 300 bar.

*Tabell 2. Sammanställning av generella kostnader för huvudkomponenter i bränslecellssystem.
¹⁾ Beräknas enligt följande: 30 x antal kg/h x 8760.*

Komponent	Investeringskostnad (uppgifter från Nilsson Energy)	Investeringskostnad (andra referenser)
Elektrolysör PEM	13 300 kr/kW _{el}	9 500 kr/kW _{el} [8]
Kompressor	45-90 kr/(kg/år)	30 kr/(kg/år ¹) [8]
Vätgaslager	4 400 kr/kg	4 800 kr/kg [9]
Bränslecellssystem	60 000 kr/kW _{el}	14 000 kr/kW _{el} [10]

Underhållskostnader för elektrolysör, kompressor och vätgaslager kan utgöra omkring två procent av investeringskostnaden för dessa [11]. Det omfattar reservdelar, pumpar, filter m.m. Det inkluderar inte utbyte av stacken som kan behöva göras efter 12-15 år i detta fall. För ett bränslecellssystem kan underhållskostnaderna utgöra ungefär fem procent av investeringskostnaden [12]. Särskilt utbildad personal krävs för underhåll av systemet.

Livslängd för huvudkomponenterna visas i Tabell 3. Bränslecellsstacken är den huvudkomponent vars livslängd är mest begränsad. Därför är det meningsfullt att hålla nere antalet timmar som den är i drift. Kostnaden för att ersätta stacken är 40-50 procent av bränslecellssystemets investeringskostnad [9]

Tabell 3. Sammanställning av aktuell livslängd för huvudkomponenter.

Komponent	Livslängd
Elektrolysör PEM	Mer än 20 år [13]
Kompressor	Mer än 20 år [13]
Vätgaslager	30-40 år [9]
Bränslecellssystem	20 000 timmar [14]

3.2.1 Övriga komponenter

Bland övriga komponenter räknas bland annat batterier, avjoniseringsanläggning för vatten, mätutrustning, styrsystem, säkerhetsutrustning, anslutningar, rörinstallationer etc. Utöver huvudkomponenterna bedöms övriga komponenter och installation medföra ett kostnadspålägg på 20 procent för en befintlig byggnad [15].

3.3 Specifika kostnader för det bränslecellsbaserade energisystemet i kvarteret Backåkra 2

Energisystemet för Backåkra 2 uppskattas kosta 9,0-9,8 miljoner kronor inklusive installation och komponenter, vilket motsvarar ca 2 000 kr/m² exklusive solcellsanläggningen, se Tabell 4.

Detta kan jämföras med produktionskostnaden för ett nytt flerbostadshus byggt med stadens energikrav 55 kWh/m² på ca 30 000 kr/m². En lämplig elektrolysör på marknaden, om än något större än vad som behövs i detta fall, har en kapacitet att producera 30 Nm³ eller 2,7 kg vätgas per timme och kostar 2 miljoner kronor.

Prisuppgifter för en kompressor med en kapacitet på 20 Nm³/h har fåtts i intervallet 0,7-1,4 miljoner kronor. Vätgaslagret består av glasfiberkärl i två 20-fots containrar.

Bränslecellssystemet är i detta fall uppbyggt av tre stycken 5 kW bränslecellsstackar.

Tabell 4. Uppskattade investeringskostnader för huvudkomponenter i energisystemet.

Komponent	Investeringskostnad (mnkr)
Elektrolysör PEM	2,0
Kompressor	0,7-1,4
Vätgaslager	3,6
Bränslecellsstack	1,2
Installation samt övriga komponenter, +20 %	1,5-1,6
Summa	9,0-9,8

Underhållskostnader bedöms vara omkring 240 000 kronor per år, utifrån schablonvärden beskrivna i avsnitt 3.2, det vill säga fem procent av investeringskostnad för bränslecellssystemet och två procent av investeringskostnad för övriga systemet. Det finns stor osäkerhet kring denna kostnadsuppskattning.

3.4 Möjliga intäkter och besparingar med energisystemet

3.4.1 Att möjliggöra investeringen

I fallet Vårgårda motiverades investeringen i energisystemlösningen genom att en metod benämnd Totalmetodiken användes. Det är en metod som har använts inom beställargrupporna Belok och Bebo vid investeringsbedömningar av energieffektiviseringar i samband med renoveringar av fastigheter som kombinerar ekonomisk lönsamhet och energieffektivisering. Genom att utgå från fastighetsägarens krav på lönsamhet och ta med alla energieffektiviseringsåtgärder i beaktning tas ett åtgärds paket fram som gemensamt uppfyller kraven på lönsamhet. Genom att se på lönsamheten för samtliga energieffektiviseringsåtgärder i ett paket kan en uppsättning åtgärder som enskilt inte är lönsamma inkluderas, vilket leder till att ytterligare energibesparingar kan göras. I Vårgårda inkluderades energisystemlösningen med vätgaslagret som en del av paketet med energieffektiviseringsåtgärder.

Enligt Jan Thorsson [14], är synen på förvaltarskap normalt långsiktigt i kommunala bostadsbolag, dvs med verksamhetsmålet att bolaget alltid kommer att förvalta fastigheten. Inställningen är alltså inte att investeringar måste ge pengar tillbaka direkt.

3.4.2 Investeringsbidrag

I nuläget saknas möjlighet till explicita investeringsbidrag för vätgaslager för bostadshus. I juli 2020 kom dock EU-kommissionen ut med en ny EU-strategi om användandet av grön vätgas. Kommissionen vill stödja produktion av upp till en miljon ton förnybar vätgas redan fram till 2024. Från 2025 till 2030 ska vätgas vara en integrerad del av energisystemet med elektrolysörer på minst 40 gigawatt och produktion av upp till tio miljoner ton grön vätgas inom EU. Från 2030 till 2050 ska teknologin för grön vätgas var helt mogen och appliceras i stor skala på sektorer som är svåra att göra fria från koldioxidutsläpp [16].

The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) är ett offentlig-privat partnerskap som stödjer forskning, teknisk utveckling och demonstrationsaktiviteter i Europa, inom bränslecells- och vätgasteknik och erbjuder mycket medel för introduktion av både bränsleceller och vätgas.

Privatpersoner kan söka stöd för energilagring i hemmet genom Länsstyrelsen, dock inte företag.

I fallet Vårgårda var det solcellsbidraget som triggade möjligheten till att arbeta med vätgaslagring. Vid ansökan om investeringsstöd för solceller beviljades det för solceller på hela takarean [14].

I de flesta fall så dimensioneras mängden solcellsmoduler på ett bostadshus så att det inte blir ett större överskott av el än nödvändigt, i och med att ersättningen för försäljning av el ut på elnätet är relativt låg. Men i Vårgårda så gjordes alltså valet att maximera mängden solcellsmoduler i och med att investeringsstöd beviljades för hela takarean.

För att erhålla investeringsstöd för solceller krävs att systemet kan mata in el på elnätet, men dimensioneringen i Vårgårda gjordes för att uppnå ett nollenergisystem.

3.4.3 Elnätstjänster

I Stockholm finns problem med kapacitetsbrist i elnätet. Därför har Svenska kraftnät (SvK) bestämt att testa att skapa en lokal flexibilitetsmarknad. Enkelt beskrivet innebär det att elanvändare och elproducenter som är kopplade till elnätet bidrar till att motverka att kapacitetsbrist uppstår i elnäten. För elanvändaren handlar det om att avstå eller minska elförbrukningen och för elproducenten att starta elproduktion.

Projektet som SvK driver kallas sthlmflex och genomförs i samarbete med regionnätägarna Vattenfall Eldistribution och Ellevio [17].

Det fungerar så att ett bud läggs in dagen innan där flexibilitetsleverantörer bör kunna erbjuda minst 1 MW under en begränsad tid, i genomsnitt en timme. Möjligheten finns även till aggregering, d.v.s att en aktör samordnar inmatning från flera punkter.

Potentiellt skulle Kvarteret Backåkra 2 kunna fungera som en flexibilitetsleverantör inom sthlmflex och sälja flexibilitetstjänster, förutsatt att det är aggregerat.

18(29)

RAPPORT
2020-11-12
SLUTRAPPORT
BRÄNSLECELLSBASERAT ENERGISYSTEM FÖR
FLERBOSTADSHUS

Ersättningen för att agera flexibilitetsleverantör inom sthlmflex är oklar i nuläget. Även om projektet i sig är intressant så skulle förmodligen kostnaden för bränslecellssystemet bli hög, för att kunna leverera de höga effekter som förväntas.

3.4.4 Lägre kostnad för elnätsabonnemang

Med ett energilager skulle det vara tekniskt möjligt att kapa effekttoppar och därmed ha ett elnätsabonnemang med effekttariff där effektagiften kan reduceras. Vätgaslagret skulle alltså kunna nyttjas under tidpunkter med höga effektuttag. Nuvarande månadseffektagift är 62 kr/kW. Om fastigheten i nuläget har ett effektuttag på maximalt 30 kW så skulle det som exempel kunna minskas till 20 kW, och därmed skulle besparingen bli 620 kronor per månad.

En annan möjlighet är att teckna ett gemensamt elavtal för alla hushåll i en fastighet, ett för elnät och ett annat för elhandel. Det ersätter då de enskilda avtal för el som tidigare tecknats av de boende i huset. Vissa bostadsrättsföreningar har löst det på det viset exempelvis. Då sker interndebitering till respektive lägenhetsinnehavare genom användning av undermätare. Sammantaget blir det en besparing för fastighetsägare och boende men en minskad intäkt för effekttariffer för elnätsägaren. Denna lösning är genomförbar med eller utan energilagringssystem.

3.4.5 Fastighetens värde

När en fastighet värderas inkluderas dess drift- och underhållskostnader och därmed kan Backåkra värderas högre genom att inköpen av el är relativt låga. Samtidigt kan det finnas osäkerheter i hur stora underhållskostnaderna blir. Om leverantörerna av energisystemet kan stå för risken eller om de definierat en garanti eller begränsat underhållskostnaderna så finns det något att räkna på och jämföra med traditionella system. För vissa potentiella hyresgäster eller bostadsrättsinnehavare kan värdet av fastigheten snarare vara mer kopplat till hållbarhetsvärdet.

3.5 Andra fördelar med ett energilagringssystem

3.5.1 Robusthet - egen reservkraft

Även om strömavbrott inte inträffar så ofta och inte är så långa samt inte alltför kritiska för boende i flerbostadshus, medför ett eget energilager möjlighet till elförsörjning med ökad tillförlitlighet. På samma sätt kan el från nätet nyttjas i samband med service eller liknande driftfall i husets eget energilagringssystem.

3.5.2 Garantier om elens ursprung

Så länge el inte behöver köpas kan de boende och hyresägaren vara säkra på elens ursprung.

3.6 Kostnader och intäkter för inköp och försäljning av el idag

Under de tolv månader som beräkningsexemplet är baserad på, d.v.s. augusti 2019 till juli 2020, så har 65 000 kWh el köpts in, 74 500 kWh sålts och 97 800 kWh har använts.

Stockholmshem har angett schablonkostnader för el, där köpt el kostar 1,25 kr/kWh inklusive moms och för såld el är schablonersättningen 0,40 kr/kWh.

Utgifterna för köpt el har alltså varit ungefär 81 200 kr och intäkterna för såld el 29 800 kr under de tolv månaderna, vilket ger en nettokostnad på 51 400 kr. I nuläget finns möjlighet att få skattereduktion för överskottsproduktion, men stödet har ett tak på 18 000 kr per år och juridisk person. Det är ovisst om skattereduktionen kommer att finnas kvar i framtiden, vilket i så fall skulle innebära lägre intäkter från försäljning av solelöverskottet.

3.7 Kostnader för inköp av el med det bränslecellsbaserade energisystemet

Fastighetsägaren går miste om möjligheten att sälja överskottet av solel vilket skulle ha haft ett värde av 29 800 kr. Å andra sidan behöver inte lika mycket fastighetsel köpas in. Enligt räknemodellen behöver ca 39 000 kWh el köpas in, varav 2 600 kWh för drift av värmepumparna och 36 100 kWh för övrig fastighetsel. Detta till en kostnad av 47 500 kr. Det är alltså en ganska liten skillnad i nettokostnad för el *med* bränslecellssystemet än den nettokostnad som fastigheten har för el *utan* ett bränslecellssystem.

Förklaringen till detta är en kombination av följande:

1. Relativt små skillnader i kostnaden för inköpt fastighetsel och såld överskottssolel.
2. Energiförluster i elektrolysör, vid transmission och i kompressor.

3.8 Total kostnad, diskussion

Det installerade energilagringssystemet skulle alltså kosta omkring 9 miljoner kronor. Potentiellt kommer investeringsstöd att kunna sökas på EU-nivå eller nationell nivå, eller att få stöd genom att driva investeringen inom ett demonstrations- eller forskningsprojekt. Typisk ersättningsnivå för ett företag är 25-50 % av investeringskostnaderna enligt stadsstödsreglerna.

Utöver det tillkommer underhållskostnader på uppskattningsvis 240 000 kronor per år. Underhållskostnaden är en stor osäkerhetsfaktor men så länge den är högre än vad kostnaden är för dagens inköp av el till fastigheten, så spelar det ingen roll vad investeringskostnaden är, det blir ändå en dyrare lösning att investera i energilagret.

En intressant diskussion är hur kostnader, livslängd och effektivitet för den här typen av system kan komma att utvecklas på sikt.

Avseende PEM-elektrolysörer så bedöms investeringskostnad sjunka mellan 8–24 procent mellan 2017-2030 [18].

Vissa experter bedömer att PEM-elektrolysörer kan ha en verkningsgrad på 80 procent år 2030, jämfört med 65 procent i dagsläget. En högre verkningsgrad innebär ett bättre

20(29)

RAPPORT
2020-11-12
SLUTRAPPORT
BRÄNSLECELLSBASERAT ENERGISYSTEM FÖR
FLERBOSTADSHUS

nyttjande av det överskott som fås från solelsproduktionen. Samtidigt är vätgaslagringssystem för bostadshus en smart lösning på det sättet att överskottsvärme i elektrolysör och bränslecellssystem kan tas tillvara för uppvärmning av fastigheten.

Vad gäller bränsleceller så förväntas även där kostnadsreduktioner när bränslecellbranschen i övrigt tar fart. Bränslecellerna förväntas också få en allt längre livslängd.

I en rapport från EU-kommissionen görs bedömningen att investeringskostnaderna för stationära bränslecellsystem kan minska med omkring 40 procent från år 2020 till 2030 [19].

4 Tillståndsfrågor

4.1 Myndighetskontakter och lagar

Det finns många saker att tänka på när det gäller vätgaslagring. Initialt i ett projekt av den här typen är det väsentligt att inleda dialog och skapa god samverkan med olika parter. Information behöver anpassas så att mottagarna kan ta till sig den. Mottagarna i tidigt skede är i första hand kommunala tjänstepersoner, politiker och räddningstjänst. Det finns en brist på kunskap och kompetens, såväl inom kommuner som på myndighetssidan. Bristen på erfarenhet, kunskap och kompetens gör beslutsfattandet svårare. Därför är det viktigt att göra berörda parter delaktiga *på ett tidigt stadium*, inkluderande Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB).

Från 1 augusti 2020 gäller nya föreskrifter och allmänna råd om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler, MSBFS 2020:1. Som stöd till föreskriften har två handböcker tagits fram, dels en handbok om brandfarliga gaser och vätskor samt gasapparater i butiker, dels en handbok om hantering av brandfarlig gas för yrkesmässig verksamhet. Det finns inga särskilda avsnitt om vätgas där, utan det är samma krav som gäller för lagring av vilken brandfarlig gas som helst. Eftersom de kemiska egenskaperna skiljer sig mellan vätgas och andra gaser behöver en del extra anpassningar göras tex avseende ventilation, avstånd och säkerhetsåtgärder.

Huvudsakliga säkerhetskrav i övrigt finns i Arbetsmiljölagen (AML) med föreskrifter och i Lagen om brandfarliga och explosiva varor (LBE) med föreskrifter. Avseende arbetsmiljö är det främst Arbetsmiljöverkets föreskrifter AFS 2016:1 och 2017:3 som är av intresse. Inom LBE:s område är det främst MSB:s föreskrifter SRVFS 2004:7 samt MSBFS 2013:3 och 2020:1 som är av intresse. [20]

För en anläggning av det här slaget krävs att det tas fram dels en riskanalys, dels en klassningsplan. I och med att vätgaslagring vid bostadshus är så pass ovanligt så är arbetet med riskanalys tidskrävande.

Räddningstjänsten gör en besiktning av anläggningen och besiktningen sker mot riskanalysen. Klassningsplanen ska innehålla ritningar med placering av komponenter såsom elektrolysör i EX-klassat utrymme (där brand- eller explosionsrisk förekommer), mekaniska barriärer, evakueringsventiler, lyftare m.m.

Mängden vätgas som lagras påverkar vilket regelverk som gäller. Om mer än 5 ton vätgas lagras så träder Sevesolagstiftningen (Lag (1999:381) om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor in. Om hänsyn behöver tas till Seveso-direktivet blir kraven betydligt mer omfattande.

Svenska branschorganisationer och myndigheter arbetar för att inkludera vätgas i lagstiftning och med att skapa handledningar för enklare tillämpning.

22(29)

RAPPORT
2020-11-12
SLUTRAPPORT
BRÄNSLECELLSBASERAT ENERGISYSTEM FÖR
FLERBOSTADSHUS

4.2 Erforderlig dokumentation

Följande dokumentation behöver tas fram för ett projekt inkluderande vätgaslager;

Bygglovsansökan

- Situationsplan
- Fasadritning
- Planritning
- Kontrollansvar

Miljökonsekvensbeskrivning

- Beroende av omfattningen krävs
 - Miljökonsekvensbeskrivning (MKB)
 - Anmälan om miljöfarlig verksamhet

Brand och säkerhetsdokument

- Hantering av brandfarlig vara
- Riskutredning
- Klassningsplan
- Brandskyddsbesiktning

4.3 Drift

Under drift sker återkommande läckagebesiktning.

För drift och underhåll får ingen komma åt teknikrummet utan tillstånd.

5 Slutsatser

För kvarteret Backåkra 2 visar Swecos räknemodell att det bränslecellsbaserade energisystemet kan medföra att fastigheten till stor del är självförsörjande på energi för uppvärmning och varmvatten. Det är endast under mars månad som el behöver köpas in för att driva värmepumparna. Dessa slutsatser bygger på ett scenario där energin i vätgaslagret har prioriterats att användas för uppvärmning och varmvatten. För övrig fastighetsel, d.v.s. den el som används till annat än värmepumparna, så tillgodoses det behovet antingen direkt genom den momentana solesproduktionen när så är möjligt, eller så köps elen in.

Investeringskostnader för ett nyckelfärdigt system har uppskattats till ca nio miljoner kronor. Underhållskostnader bedöms vara 240 000 kronor per år.

För nuvarande situation, där energilagringssystem saknas, så har nettokostnaden för inköp av el och försäljning av överskott av soles sammantaget varit omkring 40 000 kronor under de tolv månaderna. Om detta sätts i relation till investerings- och underhållskostnaderna för vätgaslagringssystemet så blir det tydligt att ekonomiska incitament att satsa på ett vätgaslagringssystem saknas för Backåkra 2. Visserligen kan det vara möjligt att åstadkomma en energilagringssystem med hjälp av investeringsbidrag eller som del av ett forskningsprojekt. Likväl blir det svårt att få ekonomi i systemet.

Vätgaslagringssystemet behöver placeras utomhus på marken, och markyta behöver därmed avsättas för ändamålet.

Tillståndsprocessen är tidskrävande. Det hänger ihop med att det saknas vana och i viss mån kunskap om vätgashantering i allmänhet och den här typen av system i synnerhet, för att driva tillståndsprocessen effektivt. Under tillståndsprocessen behöver många parter involveras, och det förutsätts lämpliga säkerhetsåtgärder med hänsyn till de risker som vätgashantering kan innebära.

6 Diskussion

Off-grid-lösningar likt försöket i Vårgårda och andra liknande projekt kan ses som ett resultat av entreprenörsanda och intresset för att testa nya tekniker, snarare än ett försök att skapa en affärsmöjlighet. Baserat på den ekonomiska analys som har genomförts inom detta uppdrag är det svårt att se det ekonomiskt rimliga i investeringar i vätgaslager för bostadshus i Sverige. Det beror dels på att komponenterna i systemet fortfarande är relativt dyra, dels på att elpriserna är förhållandevis låga samtidigt som tillförlitligheten i befintligt elnät är hög.

Med solceller som enda källa för produktion av el så krävs ett stort säsongslager av vätgas. Med de förutsättningarna är Sverige inte ett optimalt land för den här typen av system.

Om komponenter i ett vätgaslagringssystem skulle följa samma prisutveckling som solceller har gjort de senaste åren skulle ett energilagringssystem av den här typen kunna bli mer intressant. År 2030 skulle investeringskostnaden kunna vara omkring 5-6

24(29)

RAPPORT
2020-11-12
SLUTRAPPORT
BRÄNSLECELLSBASERAT ENERGISYSTEM FÖR
FLERBOSTADSHUS

miljoner kronor för motsvarande system, utifrån vissa prognoser [19] om kostnadsutveckling för bränslecellsystem. Allteftersom tekniken utvecklas och produktionen blir mer storskalig är det även rimligt att förvänta sig lägre underhållskostnader.

Det finns andra fördelar med ett energisystem av den här typen. En stor fördel är robusthet, att det alltid finns en reservkraft. Med tanke på rådande kapacitetsbrist i elnätet kan risken för ransonering och elavbrott öka i framtiden.

Bränslecellsbaserade energisystem kan vara en bra ersättning för reservkraftsystem där fossila bränslen används. Exempel på sådana verksamheter kan vara datacenter eller sjukhus. En annan fördel med ett eget system för energilagring är att elens ursprung är känt.

Framtida utveckling av priserna för elnätsabonnemang, elpriser och energiskatter är en osäkerhetsfaktor. Ett exempel är osäkerheten i om skattereduktion för solelöverskott kommer att finnas kvar. De prognoser som Sweco gjort visar inte på några extrema prisökningar på tio års sikt. Däremot kan höga effektuttag under vissa tider komma att kosta mer för elanvändaren, som en följd av kapacitetsbrist i elnätet. Ur det perspektivet kan ett energilagringssystem ge vissa besparingar.

7 Referenser

- [1] "ene.field - Fuel cells x Combined Heat and Power," [Online]. Available: <http://enefield.eu/>. [Använd 24 September 2020].
- [2] Hanna Westling, Maria Hammar, Agneta Persson, "Vårgårda bostäder 100 % fossilfritt - miljonprogrammet blir självförsörjande," Anthesis, 2019.
- [3] "Sveriges radio P4 Sjuhärad," SR, 1 September 2020. [Online]. Available: <https://sverigesradio.se/artikel/7545082>. [Använd 24 September 2020].
- [4] D. Svärdsjö, "Backåkra 2 kv Brofästet Norra Djurgårdsstaden Rapport energiberäkning solcellsanläggning," Incoord, 2019.
- [5] G. Jansson, Interviewee, *Energisakkunnig Stockholmshem*. [Intervju]. 15 September 2020.
- [6] C. Wallmark, "Design and evaluation of stationary polymer electrolyte fuel cell systems (Doctoral Thesis)," KTH - Royal Institute of Technology, Stockholm, 2004.
- [7] "European Commission - EU hydrogen strategy," 8 Juli 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296. [Använd 24 September 2020].
- [8] A. Christensen, "Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe," International Council on Clean Transportation, 2020.
- [9] Tractebel, Inicio, "Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications," Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU), 2017.
- [10] International Energy Agency, "The future of Hydrogen - Seizing today's opportunities," IEA, 2019.
- [11] IRENA, "Hydrogen: A renewable energy perspective," IRENA, 2019.
- [12] Aurecon, "2019 Costs and Technical Parameter Review," Aurecon Australasia Pty Ltd, 2019.
- [13] C. Lichner, "pv-magazine-usa.com," 26 03 2020. [Online]. Available: <https://pv-magazine-usa.com/2020/03/26/electrolyzer-overview-lowering-the-cost-of-hydrogen-and-distributing-its-productionhydrogen-industry-overview-lowering-the-cost-and-distributing-production/>.
- [14] J. Thorsson, Interviewee, *Sales manager Stationary systems, Powercell*. [Intervju]. 19 Maj 2020.
- [15] H.-O. Nilsson, Interviewee, *Teknisk direktör, Nilsson Energy*. [Intervju]. 18 September 2020.
- [16] "Vätgas.se," 08 Juli 2020. [Online]. Available: <http://www.vatgas.se/2020/07/08/eu-kommissionen-satsar-430-miljarder-euro-pa-vatgas/>. [Använd 09 September 2020].
- [17] "sthlmflex," 21 September 2020. [Online]. Available: <https://www.svk.se/sthlmflex>.
- [18] O. Schmidt, "Future cost and performace of water electrolysis: An expert elicitation study," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, nr 52, pp. 30470-30492, 2017.
- [19] E. Weidner, R. Ortiz Cebolla och J. Davies, "Global deployment of large capacity stationary fuel cells," European commission, 2019.

26(29)

RAPPORT
2020-11-12
SLUTRAPPORT
BRÄNSLECELLSBASERAT ENERGISYSTEM FÖR
FLERBOSTADSHUS

- [20] F. Svensson, Interviewee, *Ansvarig vägtransporter och sjöfart, Energigas Sverige*.
[Intervju]. 02 Juli 2020.
- [21] F. Alnaji, "Demonstrationsprojekt livscykelanalysberäkningar Delrapport hösten 2019," Stockholms stad, Stockholm, 2019.
- [22] J. Hinkle och J. Hayward, "Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis," CSIRO Energy, 2016.

Bilaga 1 - Sammanfattning LCA-beräkningar för byggnader

Följande text är ett referat av dokumentet "Demonstrationsprojekt livscykelanalysberäkningar - Delrapport hösten 2019" [21].

Byggande och förvaltning av byggnader står för stora utsläpp av växthusgaser från material- och energianvändning i sektorn. Regeringen avser att införa krav på att byggherren ska upprätta och lämna in en klimatdeklaration vid uppförande av ny byggnad från den 1 januari 2022.

Under hösten 2019 genomfördes ett demonstrationsprojekt i Stockholm med livscykelanalysberäkningar där ett speciellt beräkningsverktyg testades, benämnt Byggsektorns Miljöberäkningsverktyg (BM 1.0). Verktyget är utvecklat av IVL och KTH och i projektet deltog även Stockholms stad, med finansiering från Energimyndigheten. BM 1.0 testades i projektet i praktiken på bland annat två nybyggnadsprojekt i Norra Djurgårdstaden som Stockholmshem äger, Kv. Backåkra och Kv. Hornslandet.

I beräkningarna talas det om olika skeden i byggande, se Tabell 5.

Tabell 5. Skeden i byggandet i BM 1.0

Produktionsskede	A1. Råvaruförsörjning
	A2. Transport
	A3. Tillverkning
Byggproduktionsskede	A4. Transport
	A5. Bygg- och installationsprocess

För Kv Backåkra finns två beräkningar som har utförts av olika entreprenörer/konsulter. Resultatet av den första beräkningen visar att utsläppen för byggandet är 579 kg CO₂-ekvivalenter per kvadratmeter (kvm) för A1-A3. Grund, stomme/klimatskal och garage omfattas.

Resultatet av den andra beräkningen visar att utsläppen för byggandet är 437 kg CO₂-ekvivalenter per kvm för A1-A5.1.

För Kv. Hornslandet finns en beräkning som visar att utsläppen för byggandet är 268 kg CO₂-ekvivalenter per kvm för A1-A5.1.

Stockholmshem har totalt klimatberäknat 13 projekt. Resultaten från dessa beräkningar antyder att ett projekt likt Kv. Backåkra, med ambitioner att fungera som plusenergihus, kan ha högre klimatpåverkan i byggskedet än andra nybyggnadsprojekt med inte lika höga ambitioner gällande energieffektivitet. En av förklaringarna är att byggnaderna i Kv. Backåkra 2 har en kraftigare stomme av betong för att hålla inne värmen bättre.

I testskedet har de flesta klimatberäkningarna gjorts på systemhandling, bygghandling eller relationshandling. Framöver kommer klimatberäkningar göras i flera olika skeden och det som troligtvis blir norm är tidigt skede, på systemhandling samt på relationshandling. För närvarande är det hos Stockholmshem prioriterat att ta fram en basnivå. Kravställning med en högsta utsläppsnivå kommer senare.

28(29)

RAPPORT
2020-11-12
SLUTRAPPORT
BRÄNSLECELLSBASERAT ENERGISYSTEM FÖR
FLERBOSTADSHUS

Framgent är tanken att projektörerna själva ska komma med klimattförbättringsförslag och att förslagen ska klimatberäknas med stöd från interna miljöcontrollers.

Stockholmskem önskar en tidig dialog med staden om klimatåtgärder så att det i markanvisningsavtal finns större flexibilitet gällande klimatåtgärder, t.ex. byte mellan trä- och betongstomme.

Ett sätt att börja ställa krav är att sätta en basnivå för ett projekt, enligt Stockholmskem. Kravet kan sedan vara att minska med 25 procent från basnivån. Här föreligger dock en risk att en dålig basnivå sätts för att det ska vara enkelt att minska.