



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 20005

Examensarbete 30 hp
Januari 2020

Utvärdering av vätgaslagring för att reducera eleffektuttaget i en kommersiell byggnad med solelproduktion

Inga Sjöberg
Katarina Widing



UPPSALA
UNIVERSITET

**Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten**

Besöksadress:
Ångströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
<http://www.teknat.uu.se/student>

Abstract

Evaluation of using hydrogen storage in order to reduce grid power peaks in a commercial building with solar power production

Inga Sjöberg & Katarina Widing

Hydrogen can be produced by solar power driven electrolysis and then be long-termed stored until an electrical demand emerge. Therefore, hydrogen energy storage have the potential to solve the issues with seasonal energy mismatch that generally occur in buildings with solar production. The process is done without any emissions, since the input and output are electricity from renewable resources, water, oxygen and heat. In this master thesis the purpose is to evaluate how a hydrogen energy storage can be used in a commercial building in order to reduce its grid power peaks. This is investigated by creating a model which simulates a hydrogen system, combined with a battery, in a grid-connected building in Uppsala. The model dimensions the system components by using six different operation strategies.

The potential of using hydrogen storage in a commercial building is evaluated with respect to its energetic and economic feasibility. The result indicates that the building's grid power peaks can be reduced by integrating a hydrogen system, and thereby savings in terms of electricity and heat are achieved. However, the net present value is negative for all operation strategies, which means that the investment is non-profitable. By varying several factors in a sensitivity analysis, it is discovered that the investment cost must be reduced in combination with a higher monthly power fee in order to make the investment profitable. There are, however, other values that can motivate an investment in a hydrogen system. An energy storage increases the flexibility in a building and also makes the building more robust towards power outages and high electricity prices. These qualities might be more desirable in a future electrical power system with more intermittent power production.

Handledare: Ulf Näslund
Ämnesgranskare: Magnus Åberg
Examinator: Elisabet Andrésdóttir
ISSN: 1650-8319, UPTec STS 20005

Populärvetenskaplig sammanfattning

Idag sker den svenska elproduktionen främst genom vattenkraft och kärnkraft. Dessa kraftslag är planerbara, vilket innebär att det är enkelt att reglera och planera elproduktionen utifrån efterfrågan på el. Kommande år förväntas emellertid andelen kärnkraft att minska och till stor del ersättas av förnyelsebara energislag såsom vind- och solkraft. Produktionen från dessa kraftslag går inte att planeras; varför balanseringen av elproduktion och elbehov försvåras. Ett sätt att bemöta denna problematik är genom att implementera energilagring i elsystemet, både i stor och liten skala.

Solenergi är ett av de kraftslag som ökat kraftigt de senaste åren, där takmonterade solceller står för den största andelen (95%) av den nätanslutna solcellsmarknaden. För en fastighetsägare innebär lokal solproduktion en minskad elkostnad men är även en klimatsmart energilösning. Däremot finns det utmaningar med att nyttja solenergi då produktion av elektricitet från solcellssystem inte kan planeras samt varierar över dygn och säsong. Elbehovet i en byggnad överensstämmer inte alltid med solproduktionen, speciellt inte på säsongsbasis. Detta beror på att det är fler soltimmar under sommaren medan elbehovet är större under vintern. Ett energilager kan därför användas för att lagra överskottet av solenergi till ett senare tillfälle då elbehov uppstår.

Batterilagring är en väl beprövad teknik för lagring av elektricitet. Batterier har en hög ladd- och urladdningsverkningsgrad och har även möjlighet att hantera variationer i elbehovet. Däremot laddar batterier med tiden ur av sig själva och har en låg energidensitet, vilket gör batterier mindre lämpade för att lagra energi under lång tid. På grund av detta är batteriers egenskaper bättre anpassade för att hantera utmaningen med att matcha elproduktion och elbehov i en byggnad på dygnsbasis, men inte på säsongsbasis. Säsongslagring av elektricitet är däremot möjligt med hjälp av en ny typ av systemlösning som använder vätgas för att lagra energi. Systemlösningen tar tillvara på solöverflöd genom att vätgas produceras via elektrolys av vatten. Elektrolys är en kemisk process där elektricitet sönderdelar vatten till vätgas och syrgas. Vätgasen lagras sedan under tryck för att därefter omvandlas tillbaka från kemisk energi till elektrisk energi i en bränslecell när elbehov uppstår. Processen sker utan utsläpp och vätgasen kan lagras under en längre tid utan förluster. Omvandlingsprocessen från el till vätgas och tillbaka till el har en låg verkningsgrad, däremot kan de värmeförluster som uppstår i processen tillvaratas i byggnaden för rumsuppvärmning och tappvarmvatten. Vätgaslagring som energilager är idag en omogen teknik, som kräver stora investeringskostnader och lagringsutrymmen.

Genom att kombinera ett batterilager med ett vätgaslager skapas ett *hybridsystem* som kan hantera lagring av el på både kort och lång sikt. Ett hybridsystem är således en potentiell lösning för fastighetsägare som i högre grad vill utnyttja överskottet av solenergi som annars skickas ut på elnätet. Denna typ av lösning har även möjlighet att reducera byggnadens energi- och effektagifter. Detta beror på att hybridsystemet minskar andelen inköpt el under vintern då elen är som dyrast, vilket i sin tur leder till att byggnaden har möjlighet att reducera sina största eleffektuttaget från nätet och därmed minska effektkostnaderna. Utöver de ekonomiska incitament som finns för fastighetsägare att investera i ett hybridssystem så finns även samhällsmässiga fördelar. Detta då ett hybridsystem exempelvis medför en ökad flexibilitet och robusthet, vilket är egenskaper som blir mer eftertraktade i ett framtida elsystem som till större del utgörs av icke-planerbar elproduktion. Flexibilitet i ett elsystem innebär bland annat balansering av

produktion och konsumtion, medan robusthet bland annat innebär minskad sårbarhet för elavbrott och höga elpriser.

Syftet med detta examensarbete är att undersöka i vilken utsträckning lokalt producerad vätgas genom solenergi kan användas i en kommersiell byggnad som säsongsenergilager för att minska byggnadens största eleffektuttag från nätet. Studien utförs som en fallstudie på en av fastighetsbolaget Vasakronans byggnader i Uppsala och undersöker den energimässiga potentialen såväl som den ekonomiska lönsamheten i att integrera ett hybridsystem i en byggnad. Simuleringar av systemet utförs genom att utforma en beräkningsmodell i programmet Matlab. Totalt sex olika styrstrategier appliceras på systemet för att undersöka på vilket sätt strategierna påverkar utfallet med avseende på energi och ekonomi.

Resultatet visar att ett hybridsystem har möjlighet att reducera byggnadens eleffektuttag till en viss gräns. Eleffektuttaget kan som mest reduceras från 28 kW till 18 kW under vinterperioden, vilket motsvarar en minskning med 36%. Den årliga inköpta elen minskar med 1–2% beroende på styrstrategi. Detta leder i bästa fall till en årlig nettobesparing på 3 732 SEK. Nettobesparingen är emellertid för låg i relation till investerings- (ca 3 MSEK) och underhållskostnaderna för att hybridsystemet ska vara ekonomiskt lönsamt. I en känslighetsanalys i tre delar studeras hur 1) solcellsanläggningens storlek, 2) elspotprisets variationer samt 3) investeringskostnaden och månadseffektavgiften påverkar lönsamheten. Resultatet visar att det främst är den höga investeringskostnaden som gör att hybridsystemet inte är ekonomiskt försvarbart. Investeringskostnaden måste minska med 95% i kombination med att månadseffektavgiften ökar med 600% för att ekonomisk lönsamhet för investeringen ska uppnås. Däremot medför ett hybridsystem, som tidigare nämnt, ökad flexibilitet och robusthet. Dessa egenskaper kan komma att ge ekonomiska fördelar i framtiden om elmarknaden i större utsträckning baseras på handel av effekt istället för energi. Sammanfattningsvis finns ingen lönsamhet för systemet idag, men eventuellt i en framtida elmarknad där nya affärsmodeller utvecklas som följd av en ökad andel icke-planerbar elproduktion.

Förord

Denna uppsats är ett examensarbete inom Civilingenjörsprogrammet i system i teknik och samhälle (STS) på Uppsala Universitet. Arbetet har utförts i samarbete med fastighetsbolaget Vasakronan AB, region Uppsala. Vi vill rikta ett stort tack till vår ämnesgranskare Magnus Åberg på Uppsala universitet som gett oss värdefull rådgivning under arbetets gång. Våra möten med dig har alltid bidragit med vägledning och optimism. Vi vill även passa på att tacka Vasakronan för att vi fått möjligheten att skriva vårt examensarbete hos er. Stort tack till vår handledare Ulf Näslund som med sitt engagemang i ny teknik och långa erfarenhet i fastighetsbranschen bidragit med kunskap och stöd. Tack alla personer på Vasakronans kontor i Uppsala för er öppenhet och varma bemötande. Ett sista tack riktas till övriga examensarbetare på kontoret som inte minst bidragit med värdefulla pauser i pingisrummet.

Inga Sjöberg & Katarina Widing
Uppsala, januari 2020

Ordlista

Aktiva timmar	Kl. 05:00-22:00. Under dessa timmar ämnar systemmodellen att förhindra att eleffektuttaget från nätet (P_G) överstiger P_{PL} genom att använda batteriet för att möta effektbehovet (istället för att köpa el från elnätet).
Alternativkostnad	Den förlorade intäkten från den alternativa resursanvändningen som inte nyttjas. I denna studie avser kostnaden utebliven export av överskottsel till följd av lagring.
Baslast	Elbehovet då lokalerna används väldigt lite eller är tomma.
Effektbrist	Uppstår i elnätet då efterfrågan på el vid en viss tidpunkt är större än utbudet.
Elbehov	Avser i denna studie fastighetselen.
Eleffekttopp	Avser byggnadens eleffektbehov. I denna studie definieras en eleffekttopp som att byggnadens effektuttag från nätet vid tiden t är större än given effektgräns, det vill säga $P_{G,t} > P_{PL}$.
Elhandelskostnad	Består av elspotpris, arvode till elhandlaren samt elcertifikat. Betalas till elhandlaren.
Elnätskostnad	Består av en fast avgift, månadseffektavgift, elöverföringsavgift samt energiskatt. Betalas till nätägaren.
Elpris	Används i denna studie som ett samlingsnamn för elhandelskostnad, elöverföringsavgift samt energiskatt. Varierar per timma [kr/kWh].
Fastighetsel	Fastighetsel betecknar den el som driver en fastighets gemensamma funktioner, exempelvis belysning av trapphus och källare, ventilationsfläktar, pumpar, hissar etc.
Hybridsystem	Avser ett vätgassystem kombinerat med ett batteri.
Höglasttid	Definieras av nätägaren som vardagar mellan kl. 06:00-22:00 under november-mars.
Inaktiva timmar	Kl. 22:00-05:00. Under dessa timmar ämnar systemmodellen under sommarperioden att, beroende på styrstrategi, förhindra att eleffektuttaget från nätet (P_G) överstiger P_{PL} , producera vätgas eller med hjälp av batteriet försörja baslasten. Under vinterperioden laddas batteriet under dessa timmar.

Kapacitetsbrist	Begränsningar i stam-, region- eller lokalnät att transportera el till ett visst område. Kan leda till brist på effekt i vissa regioner, städer eller stadsdelar.
Last	Avser byggnadens fastighetsel.
Låglasttid/övrig tid	Definieras av nätägaren som samtliga timmar i april - oktober samt timmar i november-mars mellan kl. 22:00-06:00.
Nettobesparing	Beräknas som total årlig besparing i el och värme minus alternativkostnaden.
Nettoeffektbehov	Elbehovet i byggnaden efter att solelproduktionen har räknats bort vid en given timme. Positivt värde innebär att byggnaden konsumerar mer än den producerar, och tvärtom.
Referensfall	Byggnaden (studieobjektet) som den ser ut idag, med solcellsanläggning men utan lagringsmöjlighet.
Sommarperiod	I denna studie avser perioden april-oktober. Under sommarperioden laddas batteriet endast med solelöverskott. Vätgassystemet används till att producera vätgas och ingen konsumtion av vätgas sker.
Vinterperiod	I denna studie avser perioden november-mars.
Vätgassystem	Avser ett system med bränslecell, elektrolysör, kompressor och lagringstank.

Nomenklatur

$P_{L, t}$	Byggnadens last (elbehov) vid tiden t [kW].
$P_{PV, t}$	Solcellsanläggningens elproduktion vid tiden t [kW].
$P_{Net, t}$	Byggnadens nettoeffektbehov [kW].
$P_{G, t}$	Eleffektuttaget från nätet vid tiden t [kW]. Positivt värde innebär att byggnaden köper in el, medan negativt värde indikerar att byggnaden säljer solelöverskott.
$P_{ex, t}$	Exporterad el till nätet vid tiden t [kW]. $P_{ex, t} < 0 \forall t$
$P_{im, t}$	Köpt el från elnätet vid tiden t [kW]. $P_{im, t} \geq 0 \forall t$.
P_{PL}	Effektgräns för inköpt el från elnätet [kW]. Gränsen väljs så lågt som möjligt med villkoret att samtliga effektuttag från nätet inte får överstiga P_{PL} under vinterns aktiva timmar.
$P_{bat, t}$	Batteriets effektflöde vid tiden t [kW]. Positivt värde indikerar urladdning och negativt värde iladdning.
$P_{HS, t}$	Vätgassystemets effektflöde vid tiden t [kW]. Positivt värde indikerar att bränslecellen arbetar och negativt värde indikerar att elektrolysören arbetar.
η_{Inv}	Inverterarens verkningsgrad.
η_{Bat}	Batteriets verkningsgrad.
η_{Ez}	Elektrolysörens verkningsgrad.
η_{fc}	Bränslecellens verkningsgrad.
$Q_{max, Bat}$	Batteriets lagringskapacitet [kWh].
Q_{HS}	Vätgaslagrets lagringskapacitet [kWh].
w_c	Kompressorns effektbehov per kWh komprimerad vätgas från 6–200 bar [kWh].
SOH_2	Vätgaslagrets lagringsgrad [%].
SOC	Batteriets lagringsgrad [%].
SOC_{max}	Batteriets maximala lagringsgrad [%].
SOC_{min}	Batteriets minimala lagringsgrad [%].

NNV	Nettonuvärdet [kr]. NNV är ett ekonomiskt mått på framtida kassaflöden relaterade till en investering. Om NNV är positivt indikerar det att investeringen är lönsam.
K_y	Kassaflödet för år y [kr]. Flödet av kontanta medel, dvs. in- och utbetalningar.
p	Kalkylränta [%]. Den ränta företag använder i investeringskalkyler, vilken bland annat bestäms av de lönsamhetskrav som företaget ställer på investeringen.
Inv	Total investeringskostnad för samtliga komponenter [kr].
R_y	Total intäkt för år y [kr]. Består av elintäkter och värmeintäkter.
$R_{El, y}$	Årlig intäkt med avseende på el [kr]. Består av besparing i elhandel, elöverföringsavgift och månadseffektavgift samt alternativkostnad för utebliven elexport.
$R_{EH, y}$	Besparing i elhandel jämfört med referensfallet för år y [kr].
$R_{EÖ, y}$	Besparing i elöverföringsavgift jämfört med referensfallet för år y [kr].
$R_{PS, y}$	Besparing i månadseffektavgift jämfört med referensfallet [kr].
$C_{EX, y}$	Kostnad för utebliven elexport för år y [kr]. Detta är en alternativkostnad då implementeringen av hybridssystemet leder till att intäkter för elexport går förlorad.
$El_{spot, t}$	Elspotpriset vid tiden t [kr/kWh].
El_{arv}	Arvode till elhandlaren [kr/kWh].
El_{cert}	Elcertifikatsavgift köpt el [kr/kWh]. Betalas till elhandlaren.
$El_{h/ö, t}$	Elöverföringsavgift under hög- respektive övrig tid [kr/kWh]. Betalas till nätägaren.
El_s	Energiskatt [kr/kWh]. Betalas till nätägaren.
El_w	Överföringsintäkt såld el [kr/kWh]. Erhålls av nätägaren.
$El_{cert, sale}$	Elcertifikatintäkt såld el [kr/kWh]. Erhålls från elhandlaren.
$P_{PR, i}$	Minskning i toppeffekt för månad i jämfört med referensfallet [kW].

$R_{H,y}$	Årlig intäkt med avseende på värme [kr]. Består av besparing i minskad abonnerad effekt, värmeenergi samt kostnad för minskad volymrabatt.
$R_{AB,y}$	Besparing i minskad abonnerad effekt jämfört med referensfallet för år y [kr].
$R_{HR,y}$	Besparing i värmeenergi jämfört med referensfallet för år y [kr].
$C_{V,disc,y}$	Kostnad för minskad volymrabatt jämfört med referensfallet för år y [kr].
P_{AB}	Abonnerad effekt [kW].
V_{disc}	Årlig volymrabatt [kr].
H_{AB}	Effektpris värme [kr/kW].
$H_{E,V/S/Ö}$	Energipris värme under vinter, sommar och övrig tid [kr/MWh].
H_v	Volymrabatt värme [kr/MWh].
$C_{O\&M,y}$	Drift- och underhållskostnaden för samtliga komponenter för år y [kr].
Inv_k	Initial investering för komponent k [kr].
$r_{O\&M,k}$	Drift- och underhållskvoten för komponent k. Beskrivs som en andel av investeringskostnaden.
$C_{R,y}$	Återanskaffningsvärdet för år y [kr]. Benämner kostnaden som en tidigare anskaffad vara, tjänst eller anläggningstillgång skulle kräva vid återanskaffning.
SSR	Avser ett mått på en byggnads självförsörjningsgrad. Ett mått på hur mycket av lasten som systemet internt klarar av att leverera, dvs. mängden av det totala fastighetselbehovet som inte köps in från nätet.

Innehållsförteckning

1. Inledning	1
1.1 Syfte och frågeställningar.....	2
1.2 Avgränsningar	2
1.3 Disposition	2
2. Bakgrund	3
2.1 Det svenska elsystemet	3
2.1.1 Utmaningar.....	3
2.1.2 Elmarknaden utifrån en fastighetsägars perspektiv	4
2.1.3 Potentialen att använda energilager i byggnader.....	5
2.2 Vätgas som energibärare	6
2.2.1 Elektrolys	6
2.2.2 Lagring	7
2.2.3 Bränslecell.....	7
2.2.4 Laddningsbara batterier.....	8
2.2.5 Hybridsystem	8
2.2.6 Referensprojekt	9
3. Studieobjekt: Kransen 2	10
4. Metod.....	11
4.1 Överblick av det studerade systemet.....	11
4.2 Simulering av elproduktion från solcellsanläggningen.....	13
4.3 Systemmodellens utformning.....	15
4.3.1 Byggnadens aktiva och inaktiva timmar	15
4.3.2 Modellering av batteriet	17
4.3.3 Modellering av vätgassystemet	18
4.3.4 Styrstrategier för hybridsystemet	19
4.4 Ekonomisk beräkning.....	21
4.4.1 Elintäkter	21
4.4.2 Värmeintäkter.....	23
4.4.3 Drift- och underhållskostnader.....	24
4.4.4 Återanskaffningsvärde och investeringskostnad.....	24
4.5 Självförsörjningsgrad	25
5. Resultat.....	26
5.1 Energiberäkningar för byggnaden med vätgaslagring	26
5.1.1 Styrstrategi 1	26
5.1.2 Styrstrategi 2	29
5.2 Ekonomiska beräkningar.....	31
5.2.1 Årliga besparingar.....	31
5.2.2 Nettonuvärde	32
6. Känslighetsanalys.....	34
6.1 Förändringar i solelproduktionen	34

6.2	Förändringar i elspotpriset	35
6.3	Förändringar i investeringskostnad och effektagift.....	36
7.	Diskussion	38
7.1	Systemmodellens begränsningar	38
7.2	Potentialen för hybridsystemet att nyttja solelöverskottet	39
7.3	Systemets ekonomiska lönsamhet.....	40
7.4	Potentialen att använda vätagaslagring i en kommersiell byggnad	42
7.5	Förslag på vidare studier	42
8.	Slutsatser	44
	Referenser	45
	Appendix A	50
	Styrstrategi 1	50
	Styrstrategi 2	51
	Appendix B	55
	Appendix C	57

1. Inledning

Sveriges elnät står inför flertalet genomgripande förändringar i samband med att flera kärnkraftverk är under avveckling samtidigt som efterfrågan på förnyelsebar energi ökar. Den växande andelen förnyelsebar elproduktion är en global trend som bland annat har drivits av en ökad medvetenhet kring klimatfrågan, politiska ambitioner samt att förnyelsebara energikällor blivit mer konkurrenskraftiga (Energimyndigheten, 2016; Energimyndigheten, 2018). Med en större andel variabel elproduktion förändras elsystemets egenskaper; där nya förutsättningar och utmaningar måste hanteras av producenter såväl som konsumenter (Energimyndigheten, 2018).

En av de energikällor som utnyttjas i allt större utsträckning är solenergi. Solcellstekniken har genomgått en snabb utveckling och har i och med sin kommersialisering fått en viktig roll i omställningen mot en mer förnyelsebar elförsörjning (Energimyndigheten, 2018). Ofta är det ägare av mindre nätanslutna system, exempelvis fastighetsägare, som investerar i solceller då det anses vara en klimatsmart lösning som leder till en ökad andel egenproducerad el. Det finns emellertid utmaningar för fastighetsägare att utnyttja solen som energikälla då produktionen inte kan planeras (Vinnova, 2009). Eftersom solinstrålningen varierar över dygn såväl som över säsong överensstämmer elproduktionen sällan med byggnadens faktiska elbehov. På grund av detta finns en ökad efterfrågan av att kunna lagra icke-planerbar elproduktion; där möjligheten att säsongslagra överskott av sol el från sommaren till vintern är särskilt aktuell i nordiska länder (Zhang et al., 2017a).

Säsongslagring av el i byggnader är ett energimässigt och tekniskt problem som potentiellt skulle kunna lösas med en ny typ av systemlösning som baseras på att använda vätgas som energibärare (Gonzatti & Farret, 2017). Systemlösningen innebär att överskott av sol el används till att producera vätgas genom elektrolys av vatten. Vätgasens kemiska energi kan lagras i flera månader utan några betydande förluster, för att sedan omvandlas tillbaka till elektricitet i en bränslecell. En av fördelarna med vätgas är således att energi kan lagras en längre tid utan någon större miljöpåverkan (Zhang et al., 2017a). Utifrån en fastighetsägares perspektiv kan detta resultera i ekonomiska nyttor i form av reducerade effekt- och energiavgifter (Hansson et al., 2014). Dessutom kan det finnas en större samhällsnytta av att fastigheter i ett område har möjlighet att styra bort sitt effektbehov då efterfrågan är som störst. Detta då flertalet städer - däribland Uppsala - lider av kapacitetsbrist som begränsar etablering av exempelvis nya näringslivsaktörer (Svenska Kraftnät, 2017; Ellevio, 2019). Med hjälp av vätgaslagring skulle därmed den befintliga kapaciteten i elnätet potentiellt utnyttjas mer effektivt (Hansson et al., 2014).

I dagsläget finns de tekniska förutsättningarna för att använda vätgas som säsongsenergilager i byggnader, däremot är den totala verkningsgraden relativt låg. Dessutom krävs stora initiala investeringar samt utrymmen där vätgasen kan lagras (Dagdougui et al., 2017). Det finns idag endast ett fåtal byggnader i Sverige som använder sig av vätgas som säsongsenergilager (Nilsson, 2019; Hus utan sladd, 2019; Skellefteå Kraft, 2019). I dessa fall används lagret för att göra byggnaden självförsörjande och tekniken har tidigare inte tillämpats i en nätansluten byggnad. På grund av detta är det intressant att undersöka hur ett vätgaslager kan användas i en byggnad för att minska dess elleffektuttag från nätet samt vilka ekonomiska fördelar det kan ge till fastighetsägaren.

1.1 Syfte och frågeställningar

Syftet med studien är att undersöka hur lokalt producerad vätgas genom solcell kan användas i en kommersiell byggnad som säsongsenergilager för att minska byggnadens största eleffektuttag från nätet. Undersökningen genomförs som en fallstudie av en kommersiell byggnad som ägs av fastighetsbolaget Vasakronan. Simuleringarna av systemet görs i en beräkningsmodell som byggts upp i Matlab, vilken används för att besvara följande frågeställningar:

- I vilken utsträckning kan vätgaslagring användas för att minska eleffektuttaget från nätet i den studerade byggnaden?
- Vad är den ekonomiska lönsamheten för detta system i dagsläget?
- Vad krävs för att investeringen ska bli lönsam?

Det studerade systemet består av en nätansluten byggnad, solcellsanläggning, elektrolysör, lagringstank, bränslecell samt ett batteri. De fyra sistnämnda komponenterna benämns härnäst under samlingsnamnet *hybridsystemet*.

1.2 Avgränsningar

Det simulerade hybridsystemet används i syfte att reducera fastighetens effektuttag på el till en given effektgräns. Emellertid uppstår stora värmeförluster både när den elektriska energin omvandlas till kemisk energi i elektrolysören såväl som när den kemiska energin återigen blir elektrisk energi i bränslecellen. All värme antas kunna tillvaratas i byggnaden vilket resulterar i ett minskat värmebehov. På grund av detta inkluderas både byggnadens el- och värmelast i beräkningarna för hybridsystemets lönsamhet, däremot dimensioneras och styrs systemet endast efter byggnadens elektriska last. I utformningen av systemet tas inte säkerhetsaspekter, juridiska omständigheter samt regelverk kring vätgas i beaktning. Dessutom har inte installationskostnader eller byggnadens lämplighet med avseende på exempelvis gasledningar och utrymme för tekniken undersökts.

1.3 Disposition

Rapporten är indelad i totalt åtta kapitel. Introduktionen följs av ett bakgrundskapitel som fokuserar på hur den svenska elmarknaden ser ut idag, dess utmaningar samt hur elmarknaden kan förändras i framtiden och hur det kan påverka fastighetsägare. I bakgrunden presenteras även relevant teknisk information om vätgaslagring. Detta kapitel följs av en presentation av studieobjektet. Kapitel 4 redogör sedan för metoden; där data, antaganden och utformande av simuleringsmodellen beskrivs. Därefter presenteras resultaten från simuleringarna, vilka ligger till grund för en känslighetsanalys som undersöker hur förändrade förutsättningar påverkar resultatet. Resultatet från simuleringarna och känslighetsanalysen diskuteras sedan i Kapitel 7. Rapporten avslutas med en presentation av studiens slutsatser.

2. Bakgrund

I detta kapitel presenteras bakgrundsinformation med avseende på den svenska elmarknaden; hur den ser ut idag, vilka förväntade förändringar den står inför och hur detta kan påverka fastighetsägare. Detta kopplas sedan samman med hur solceller och energilager - med fokus på vätgaslagring - kan få en mer central roll i elmarknaden. Vidare ges en teknisk beskrivning av vätgaslagring med avseende på dess komponenter samt hur ett sådant system används i praktiken idag.

2.1 Det svenska elsystemet

Ett tillförlitligt elnät utgör en grundsten för att samhället ska fungera. I Sverige delas generellt elnätet upp i tre kategorier: stamnät (transmissionsnät), regionnät och lokalnät (distributionsnät). Stamnätet ägs och förvaltas av Svenska Kraftnät, medan de regionala och lokala näten idag ägs av ca 170 olika företag. Stamnätet har till uppgift att transportera stora mängder elektrisk energi från platsen där den har producerats till regionnäten. I de regionala näten fördelas elen till städer och tätorter och levereras sedan till den slutliga elkonsumenten via lokalnät. På så sätt knyter det svenska elnätet samman produktion och konsumtion av el (Nordling, 2016).

Ett tillförlitligt elnät betyder utifrån slutkonsumentens perspektiv bland annat att el levereras utan störningar (Byman, 2017). Störningar i form av strömavbrott uppkommer bland annat då efterfrågan av el i en given tidpunkt är större än utbudet, det vill säga när effektbalansen i systemet inte kan upprätthållas. Risken för att effektbalansen rubbas ökar i tidpunkter då flera yttre faktorer infaller samtidigt; exempelvis att det är väldigt kallt ute, inte finns tillräckligt med vind för vindkraftverkens elproduktion, torrår (begränsad tillgång på vatten för elproduktion i vattenkraftverken), reducerad drift i kärnkraftverken, begränsade möjligheter att importera el och att reservkraften inte klarar av att komplettera med tillräcklig effekt (Ellevio, 2019).

2.1.1 Utmaningar

Idag uppges Sverige ha en relativt god effektbalans - men med små marginaler (Svenska Kraftnät, 2017). Den stabila effektbalansen beror till stor del på att Sveriges el till ca 80% produceras med planerbara kraftslag (vattenkraft och kärnkraft) och därmed kan regleras och planeras efter efterfrågan på el. Kommande år förväntas emellertid andelen planerbar energi successivt att bytas ut till en större andel icke-planerbara energislag. Detta då flera kärnkraftsreaktorer kommer att avvecklas under de närmaste åren, där vindkraft är den primära ersättningen (Byman, 2017). Då vindkraftens elproduktion inte är planerbar, förväntas robustheten i elsystemet att försämrats. Detta utgör således en risk för att elnätet i framtiden inte kommer att kunna upprätthålla effektbalansen med samma stabilitet som idag (Svenska Kraftnät, 2017).

Ytterligare en utmaning som påverkar elnätets balans är urbanisering (Byman, 2017). I de städer som förtätas ökar det lokala effektbehovet, vilket kan resultera i att vissa områden drabbas av kapacitetsbrist. Idag riskerar flera svenska städer, däribland Stockholm och Uppsala, att komma i ett läge där efterfrågan på el överskrider nätets leveransmöjligheter vissa timmar under de kallaste dagarna på året (Ellevio, 2019). Redan idag erfar flera städer en minskad tillväxt till följd av lokala begränsningar i elnätet. Detta

problem förväntas intensifieras ytterligare i samband med att flera sektorer elektrifieras (Pöyry, 2018).

För att möta dessa utmaningar har flera åtgärder lyfts fram, där en ökad flexibilitet är en av dem. Flexibilitet i ett elsystem handlar om balansering av produktion och användning på olika tidsskalor (från hundradelssekund till månader), men även om att ta tillvara på överskott från förnybar elproduktion och hantera flaskhalsar i elnätet. Energimyndigheten (2019) har identifierat ett ökat behov av flexibilitet när elproduktionen i framtiden blir alltmer intermittent. I framtiden tros det finnas prissignaler från elmarknaden som ger större incitament att vara mer flexibel i sitt elbehov än vad man är idag. Det finns många typer av lösningar och tekniker för att möta det ökade behovet av flexibilitet, där ett sätt är att integrera energilager i energisystemet (Byman, 2017). Andra lösningar kan vara efterfrågefleksibilitet, utbyggnad av stamnät, avkopplingsbar elanvändning och styrning av produktion. Lösningarna kan integreras exempelvis inom industrin, i hushåll, hos fastighetsägaren, hos elnätsägaren eller hos elproducenten (Energimyndigheten, 2019). I framtiden kan kunder, såsom fastighetsägare, förhandla till sig bättre elavtal till lägre kostnader genom att erbjuda flexibilitet (Alvehag et al., 2016).

2.1.2 Elmarknaden utifrån en fastighetsägares perspektiv

En fastighetsägare påverkas av elnätets utmaningar på flera sätt, där bland annat den ekonomiska aspekten är kännbar. Idag består elkostnaderna för en fastighetsägare av två delar - *elnät* och *elhandel* - vilka varierar beroende på vilket elnätsföretag, vilken elhandlare samt vilket abonnemang fastigheten är ansluten till. Fastighetsägaren betalar en elnätskostnad till elnätsföretaget; som generellt består av en fast avgift och en elöverföringsavgift (öre/kWh) som avser själva transporten av el. Överföringsavgiften varierar beroende på om elen transporteras under så kallad höglasttid eller övrig tid (höglasttid innebär en högre överföringsavgift än under övrig tid) (Vattenfall, 2019a). Tidsramarna för höglasttiden bestäms av nätföretaget utifrån de perioder då efterfrågan på effekt brukar vara stort i området, vilket vanligtvis är dagtid under årets kallare månader (Byman, 2017). På grund av detta är det dyrare att köpa el under höglasttiden jämfört med den övriga tiden. För varje inköpt kWh tillkommer även en energiskatt. För större byggnader krävs vanligtvis att ett effektabonnemang tecknas, vilket innebär att en effektagift tillkommer för den timme på månaden då byggnaden har som störst effektuttag (Vattenfall, 2019a). Sammantaget finns det ekonomiska incitament för fastighetsägaren att öka flexibiliteten genom att reducera byggnadens största eleffektuttag från nätet (effektkapning) samt flytta inköp av el från höglasttiden (laststyrning).

Kostnaderna för elhandel består generellt av elspotpris, elcertifikat och moms (Energimarknadsbyrån, 2019). Elspotpriset bestäms per timme och sätts av den nordiska elbörsen Nord Pool 12–36 timmar innan leveranstimmen med avseende på utbud och efterfrågan (Byman, 2017). Idag ligger elspotpriset relativt lågt och har en låg priselasticitet. Kommande år förväntas priset påverkas av att andelen planerbara kraftslag minskar. Detta då effektbalansen primärt upprätthålls genom att el handlas på marknaden; vilket medför att elspotpriset används som ett incitament för att tillräcklig kapacitet ska möta konsumentens behov. När andelen icke-planerbar el ökar i systemet, tros även prisvolatiliteten öka (Byman, 2017).

En fastighetsägare kan reducera mängden inköpt el i en nätansluten byggnad genom att producera elenergi internt och på så sätt minska elbehovet från nätet. Produktion av el från solceller är den elproduktion som i störst utsträckning används i byggnader. Detta

görs genom att solcellspaneler installeras på tak eller fasad, vilka omvandlar solenergi till elektrisk energi. Idag utgörs den svenska nätanslutna solcellsmarknaden till 95% av just distribuerade system monterade på tak, medan solcellsparker står för 5%. Kommersiella byggnader utgör den största delen av marknaden på 47% (Lindahl et al., 2019). Solelen måste användas i byggnaden omedelbart när den produceras. Om det momentana elbehovet i byggnaden är lägre än elproduktionen skickas den producerade överskottselektret annars ut på elnätet. För att tillgodogöra sig den egenproducerade elen fullständigt krävs någon form av lagringsmöjlighet.

2.1.3 Potentialen att använda energilager i byggnader

Genom att använda ett energilager kan en fastighetsägare erbjuda flexibilitet då energi lagras och användas vid ett annat tillfälle. I en byggnad kan detta innebära att elektrisk överskottsenergi från solelproduktion konverteras till en form som kan lagras för att sedan konverteras tillbaka till elektricitet när behov uppstår. Denna process möjliggör att överskott av elproduktion lagras när efterfrågan på el är låg för att sedan användas när efterfrågan är hög. Elektriska energilager karaktäriseras utifrån vilken form elektriciteten lagras i: magnetisk, mekanisk, kemisk, elektrokemisk eller termisk. Elektrokemisk energilagring kan exempelvis vara litium jon-batterier och kemisk energilagring kan vara vätgaslagring (Sørensen, 2015). Elektrokemiska lager är det teknikområde där den största utvecklingen sker och det är även inom detta område det finns teknologier som lämpar sig för både småskaliga och storskaliga lösningar. Det är i huvudsak litium-jon batterier som har dominerat marknaden i detta område (Hansson et al., 2014).

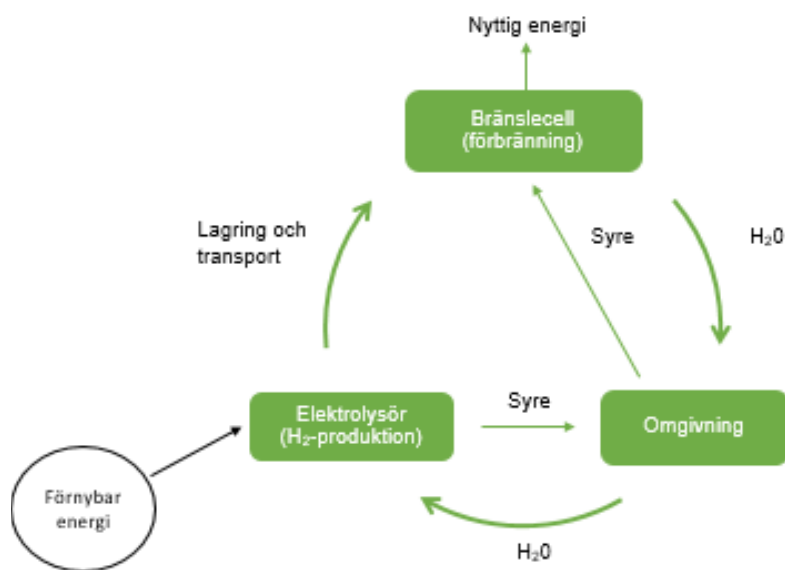
För fastighetsägare är energilagrets största potential ekonomiska besparingar i effekt och energi (Hansson et al., 2014). Tidigare har den ekonomiska potentialen för fastighetsägare primärt varit besparingar i energi, medan det idag är mer aktuellt att minska byggnadens effektuttag. Detta beror på att den ökade mängden distribuerad elproduktion gör att kostnaden i framtiden i större utsträckning kommer att påverkas av topplaster och mindre av energimängd (Eurelectric, 2012). Med bakgrund av detta finns det ekonomiska incitament att minska byggnadens största effektuttag, vilket kan åstadkommas genom effektkapning. I en byggnad med ett energilager kan detta ske genom att lagret används de timmar stora effektuttag i byggnaden inträffar istället för att elen köps in från nätet. Dessutom kan ekonomiska besparingar med avseende på energi uppnås. Detta då elhandelskostnaden och överföringsavgiften reduceras om energilagret används de timmar spotpriset är som störst och/eller under höglasttid (Hansson et al., 2014).

Det största solelöverskottet sker under sommarhalvåret medan höglasttiden, högre spotpriser och större effektuttag generellt inträffar under vinterhalvåret. Därmed efterfrågas möjligheten att säsongslagra solenergi i byggnader från sommaren till vintern, vilket är problematiskt för ett batteri som främst används för korttidslagring. En lagringsform med potential för långtidslagring som på senare tid lyfts fram är vätgas (Hansson et al., 2014; Byman, 2017; IEA, 2019; Nordling & Englund, 2015). Anledningarna till detta är att vätgas går att lagra i stora volymer, är relativt enkelt att producera och transportera samt har försumbara förluster under lagring (Zhang et al., 2017a; IEA, 2019; Vätgas Sverige, 2019). Idag är det emellertid dyrare att använda vätgas som energibärare jämfört med andra alternativ såsom fossila bränslen och batterier (NE, 2019a; Ågren & Byman, 2019).

2.2 Vätgas som energibärare

Väte är det vanligaste och lättaste grundämnet i universum och är vid rumstemperatur och normalt tryck gasformigt (NE, 2019a). Vätgasen (H_2) i sig är varken farlig eller giftig för omgivningen, däremot kan gasen bli explosiv när den blandas med vissa proportioner luft eller rent syre. Det finns således en säkerhetsaspekt som måste beaktas när vätgas ska lagras (Godula-Jopek, 2015). Vätgasens främsta användningsområde idag är som råvara inom kemisk industri, till exempel för att tillverka ammoniak. Även vid raffinaderier används vätgas vid framställning av bensin och diesel från råolja (Vätgas Sverige, 2019).

En metod för att framställa vätgas är via elektrolys; vilket innebär att vatten spjälkas till vätgas och syrgas genom tillförsel av elektrisk energi. Med denna metod kan vätgasproduktionen ske utan koldioxidutsläpp under förutsättning att den elektriska energin kommer från förnybara energikällor. Vätgas kan lagras under tryck och därefter omvandlas tillbaka till elektrisk energi i en bränslecell, där restprodukterna är vatten och värme. Denna omvandlingsprocess åskådliggörs i Figur 1. Själva lagringen är förlustfri, däremot sker förluster i varje omvandlingssteg. På grund av detta måste hela omvandlingsprocessen beaktas för att höja den totala verkningsgraden och stärka konkurrenskraften gentemot direkt användning av el från nätet. Med dagens teknik har systemet en låg verkningsgrad, emellertid kan den totala verkningsgraden förbättras om spillvärme från elektrolysör och bränslecell tillvaratas (NE, 2019a). Systemets komponenter beskrivs i nästkommande avsnitt.



Figur 1. Ett energisystem där vätgas produceras i en elektrolysör med förnybar el, lagras och därefter driver en bränslecell.

2.2.1 Elektrolys

Vid elektrolys används likström för att driva en så kallad redoxreaktion i en elektrolytlösning där vatten spjälkas till väte och syre. Strömkällan driver elektroner till katoden som blir negativt laddad. Därefter vandrar positiva joner till katoden och en reduktion sker. De negativa jonerna vandrar i sin tur till anoden och lämnar ifrån sig elektroner (NE, 2019b). Vätgasproduktion genom elektrolys har en verkningsgrad på cirka 70%, däremot är metoden betydligt dyrare jämfört med klassisk framställning

genom ångreforming av fossila bränslen. Detta beror primärt på att elektrolysprocessen kräver högkvalitativ energi i form av elektricitet (Barbir, 2005). Det finns olika tekniker för elektrolys där material och driftförhållanden skiljer sig åt medan principen är densamma (Chi & Yu, 2018). Teknikerna kategoriseras utifrån typ av elektrolyt samt arbetstemperatur. Det finns i huvudsak två kommersiella tekniker för framställning av vätgas genom elektrolys: alkalisk och PEM (polymer elektrolytmembran) (Bessarabov et al., 2015).

Alkaliska elektrolysörer har en låg arbetstemperatur, lång uppstartstid och reagerar långsamt på förändringar i lasten. De är därför olämpliga i samverkan med intermittenta energikällor. Alkalisk elektrolys används därför i de flesta fall när energiinmatningen är konstant (Chi & Yu, 2018). Alkalisk elektrolys är kommersiellt en mer mogen teknik men intresset för PEM elektrolys har ökat de senaste 20 åren och nya företag och tillämpningar har utvecklats (Godula-Jopek, 2015; Bessarabov et al., 2015). Detta beror bland annat på ett ökat intresse för PEM bränsleceller inom fordonssektorn. En fördel med att använda PEM elektrolys i byggnader är att de kan arbeta dynamiskt och är robusta, vilket gör att de kan ge snabb respons på variationer i solelproduktionen (Godula-Jopek, 2015; Bessarabov et al., 2015; Barbir, 2005, Chi & Yu, 2018).

2.2.2 Lagring

Väte kan lagras som gas, vätska eller genom att kemiskt binda vätet i andra material såsom metan (Dagdougui et al., 2017; Klebanoff, 2013). Vid mindre volymer kan vätgas även matas in direkt i befintlig gasinfrastruktur (Ågren & Byman, 2019). Då väte har ett högt energiinnehåll per massenhet men ett lågt energiinnehåll per volymsenhet är lagerutrymmet ett potentiellt problem vid lagring av större mängder vätgas (Dagdougui et al., 2017; Klebanoff, 2013). På grund av detta är det önskvärt att minska vätgasens volym när den ska lagras i en byggnad med begränsat utrymme. Detta kan göras genom att gasformigt väte komprimeras med hjälp av en kompressor och därefter lagras i en cylindrisk behållare med ett tryck mellan 200–700 bar. Desto mer vätgasen komprimeras, desto mindre lagringsvolym krävs. Däremot ökar energiförlusterna vid större komprimering (Dagdougui et al., 2017). I tanken är energiförlusterna i stort sett obefintliga (Zhang et al., 2017b).

2.2.3 Bränslecell

En bränslecell är en elektrokemisk enhet som kan drivas av vätgas, med syrgas som restprodukt. Reaktionen resulterar i el, värme och vatten utan några föroreningar eller utsläpp. Reaktionen är elektrolysens omvända och består av en anod, en katod, men en mellanliggande elektrolyt (Hydrogen Europe, 2019). Den genererade värmen i cellen kan tillvaratas genom att införa ett lämpligt vatten- eller luftkylningssystem (PowerCell, 2019a). I en byggnad kan överskottsvärmen användas till rumsuppvärmning och tappvarmvatten (Nilsson, 2019).

Bränsleceller har goda skalfördelar och kan därför användas för effektuttag på låga 0–1 kW i exempelvis batteriladdare till telefoner och laptops, men även i stationära system samt i transportsektorn med effektuttag på upp till cirka 100 kW (Dicks et al., 2018). Bränslecellens fördelar är i huvudsak en låg arbetstemperatur, dess skalfördelar samt en enkel konstruktion utan rörliga delar. Bränslecellens nackdelar å andra sidan är användandet av sällsynta metaller, såsom platinum, och en relativt kort livslängd.

Livslängden försämras om bränslecellen konstant arbetar på full effekt, därför är det fördelaktigt att köra den på något lägre effekt (Nilsson, 2019).

Precis som elektrolysörer kategoriseras bränsleceller i huvudsak utifrån typ av elektrolyt och arbetstemperatur (Zini & Tartarini, 2012). Bränsleceller skiljer sig även åt vad gäller typ av bränsle, där vätgas och metanol är vanligast. Den kommersiellt mest framgångsrika bränslecellen är Proton-Exchange Membrane (PEMFC). PEMFC är tillförlitlig, arbetar under tystnad och har en relativt låg arbetstemperatur som tillsammans möjliggör korta start- och stopptider. För stationära system i byggnader används vanligtvis bränsleceller med effektuttag på cirka 1–5 kW (PowerCell, 2019b). Idag har PEM bränsleceller svårt att variera uteffekten. Däremot bedrivs forskning och utveckling för att hitta nya lösningar som gör att bränslecellen kan arbeta mer dynamiskt (Bye, 2019).

2.2.4 Laddningsbara batterier

Ett laddningsbart batteri är en elektrokemisk strömkälla som reversibelt konverterar elektrisk energi till kemisk energi. Flera battericeller kan kopplas samman till ett batteripaket för att tillgodose storleken på olika applikationers energibehov. De senaste två årtiondena har litium-jon batteriet dominerat batterimarknaden och används i bland annat mobiltelefoner, kameror, laptops och motordrivna verktyg. Dess höga energidensitet jämfört med andra batterityper, effektkapacitet och pålitliga prestanda är delvis anledningen till dess framgång (Zhang & Zhang, 2015).

Lagring av förnybar energi i batterier handlar främst om att möjliggöra användning av energin i ett senare skede. Batterilagring i anslutning till ett nät (elnät eller ett internt nät i byggnad) kan användas för nätstabilitet, effektkapning och tidsstyrning av förnybar energi. I dessa sammanhang är det viktigt att veta batteriets state of charge (SOC) vid given tid. SOC definieras som den tillgängliga kapaciteten i förhållande till den maximala kapaciteten (Murnane & Ghazel, 2017). En minimal och maximal gräns för SOC sätts vanligtvis för batteriet då dess livslängd förlängs ju mindre del av batteriets totala kapacitet som används vid varje i- respektive urladdning (Battery University, 2017). Batterier laddar med tiden ur av sig själv, vilket kallas för självurladdning. Självurladdningsgraden beror på batteritypens egenskaper, där exempelvis litium-jon batteriet har en låg självurladdning jämfört med andra batterityper (NE, 2019c).

2.2.5 Hybridsystem

Laddningsbara batterier är väl lämpade som korttidslager då de har en hög i- och urladdningsverkningsgrad och kan hantera varierande momentana belastningar. Däremot är de mindre lämpade för att lagra stora mängder elektricitet under lång tid på grund av dess självurladdning och låga energidensitet. Ett vätgaslager är å andra sidan bättre lämpat för att lagra energi över säsonger på grund av dess höga energidensitet och nästintill obefintliga självurladdning. En kombination av de båda skapar således ett mer robust energisystem som kan hantera lagring på både kort och lång sikt, vilket är önskvärt i en byggnad med överskott av solel (Agbossou et al., 2004).

En annan anledning till varför ett vätgaslager är lämpligt i kombination med ett batteri är sammankopplat med bränslecellens arbetssätt. Generellt presterar alla typer av bränslecellssystem bättre om de driftas under konstant last. Stora fluktuationer i lasten påskyndar degraderingen av katoden och anoden, vilket leder till minskad livslängd hos cellen. Kombinationen av ett laddningsbart batteri och en bränslecell skapar således ett

hybridsystem som kan hantera variationer i lasten. På så vis laddas batteriet när det finns ett överskott av solel i byggnaden och laddas ur då ett energibehov uppstår. Under de dagar då överskottet inte räcker till kan bränslecellen ladda upp batteriet (Dicks et al., 2018; Bye, 2019).

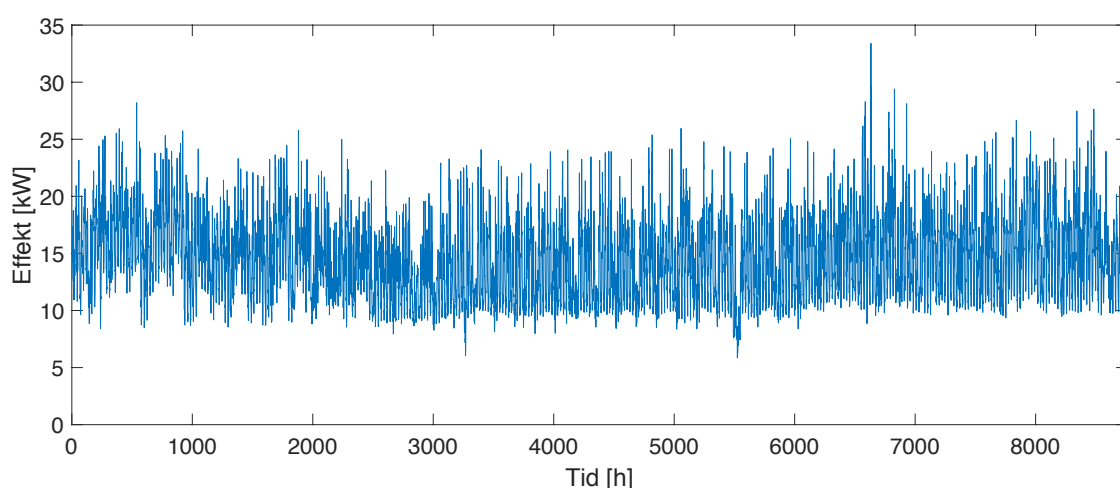
2.2.6 Referensprojekt

I Sverige finns idag ett fåtal verkliga exempel på byggnader som använder vätgas för elförsörjning. Några av dem är Hus utan sladd, Zero Sun på Skellefteå Camping och vätgasföretagaren Hans-Olof Nilssons privata villa utanför Göteborg (Hus utan sladd, 2019; Skellefteå Kraft, 2019; Nilsson Energy, 2019). I dessa projekt syftar vätgaslagret till att göra byggnaden helt eller delvis självförsörjande. Ytterligare en gemensam faktor är att tekniken implementeras vid nybyggnation och finns därmed med redan i planeringsstadiet. Det finns inget känt exempel där vätgaslagring används för att kapa eleffekttoppar. Däremot har Hans-Olof Nilssons företag *Nilsson Energy* nyligen påbörjat ett projekt i ett lägenhetshus beläget i Järfälla där vätgas ska lagras för eleffekttoppskapning och som reservkraft vid strömavbrott (Nilsson, 2019).

3. Studieobjekt: Kransen 2

För att besvara studiens frågeställningar genomförs en fallstudie på fastighetsbolaget Vasakronans byggnad Kransen 2 i centrala Uppsala. Kransen 2 byggdes år 1965 och har fyra våningsplan ovan mark med en A_{temp} på 5033 m². Byggnadens area nyttjas till största delen av kontorsverksamheter (49%) och bostäder (28%), följt av butiker och lager, samt av en restaurang och ett gym. Byggnaden är elnätsansluten samt värms och kyls med fjärrvärme respektive fjärrkyla (Vasakronan, 2019a).

Byggnadens timvisa elbehov under 2018 beskrivs i Figur 2 (Vattenfall, 2018) och avser byggnadens fastighetsel. Fastighetsel betecknar den el som driver en fastighets gemensamma funktioner, exempelvis belysning av trapphus och källare, ventilationsfläktar, pumpar, hissar etc (Sveby, 2012). Det totala årliga fastighetselbehovet under 2018 var 126 520 kWh (Vattenfall, 2018). Hyresgästernas elanvändning, den så kallade verksamhetselen, är inte inkluderad i denna data då hyresgästerna har enskilda elhandelsavtal som inte styrs av fastighetsägaren. Figur 2 indikerar att fastighetselsanvändningen inte varierar nämnvärt över årstider och väderförhållanden, utan är förhållandevis jämn över året. På grund av detta behöver datan inte normalårskorrigeras för att bli representativ (CIT, 2011).



Figur 2. Kransen 2:s fastighetselsbehov per timme under ett år.

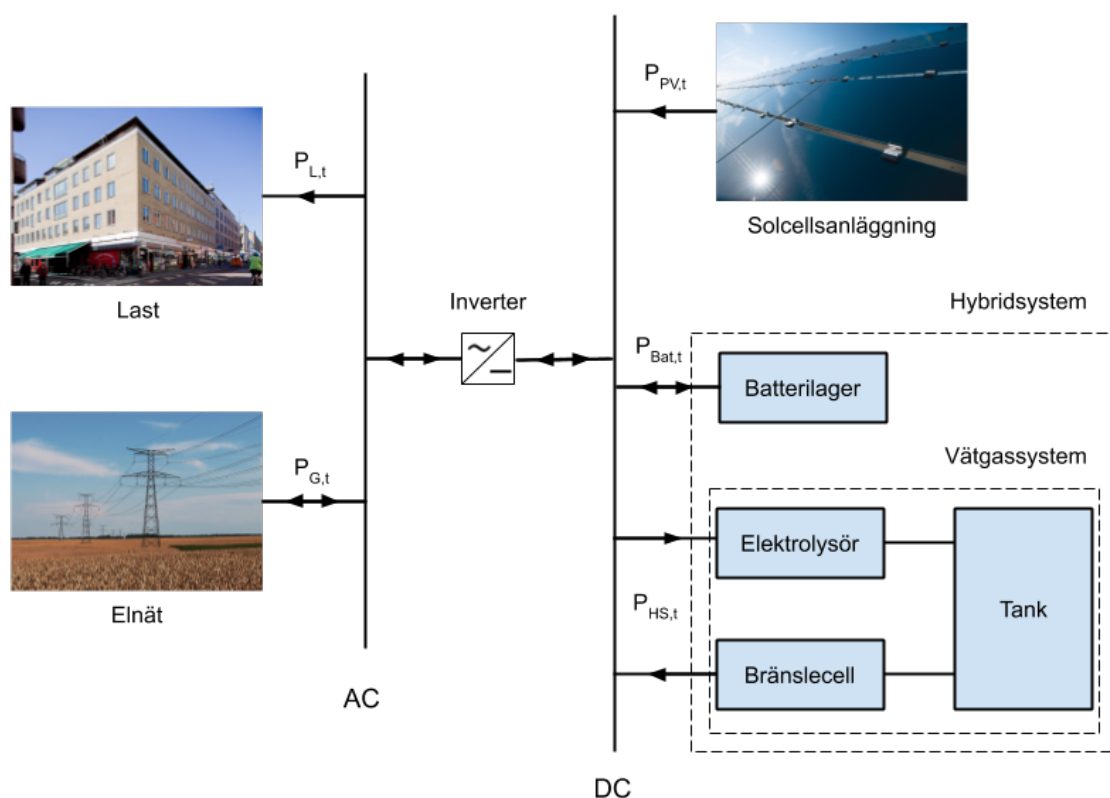
I mars 2019 installerades ett takintegrerat solcellssystem på Kransen 2 (Vasakronan, 2019b) som beskrivs ytterligare i Kapitel 4.2. Solcellssystemet bidrog till en minskning av inköpt el med 20% under 2018. Cirka 15% av den egenproducerade solelen kan idag inte tillvaratas i byggnaden, utan måste exporteras till elnätet. Sedan installationen påvisar Kransen 2 säsongsvariationer i sitt nettoeffektbehov av fastighetsel; där timmar med effektunderskott är koncentrerade till de kalla månaderna och timmar med effektöverskott är koncentrerade till de varma månaderna. Idag kostar fastighetselen i Kransen 2 ungefär 120 000 kr per år, där elöverföringsavgiften för cirka 23% av den totala kostnaden och månadseffektavgiften står för cirka 10%. Sammantaget kan det därför finnas både energimässiga och ekonomiska incitament till att lagra solelöverkottet i Kransen 2 och utnyttja den på vintern istället. Byggnaden anses därför som ett lämpligt studieobjekt för att undersöka potentialen hos ett vätgaslager. Dessutom är ett av Vasakronans interna mål att minska köpt fastighetsenergi med 5% per år. Fastighetsenergi inkluderar el, värme och kyla, däremot fokuserar denna studie främst på att minska fastighetselen.

4. Metod

I detta kapitel ges inledningsvis en överblick av det studerade systemet, vilket följs av en beskrivning av hur solcellsanläggningen på Kransen 2 har simulerats. Därefter ges en redogörelse för hur simuleringsmodellen har byggts upp samt vilka antaganden som ligger till grund för hur systemet styrs. Utifrån detta presenteras sex styrstrategier som ämnar att undersöka hur ett hybridsystem kan användas för att minska byggnadens eleffektuttag. Vidare ges en beskrivning av hur systemets ekonomiska lönsamhet beräknas.

4.1 Överblick av det studerade systemet

En schematisk överblick av det studerade systemet presenteras i Figur 3. Systemet består av den nätanslutna byggnaden, solcellsanläggningen och ett hybridsystem bestående av batterilager, elektrolysör, bränslecell och vätgastank. I Figur 3 indikerar pilarnas riktning eleffektflödets riktning från och till systemet. Eleffektflöde som tillförs det studerade systemet har ett *positivt värde*, medan effektflöde som tas från systemet har *negativt värde*. Följaktligen är exempelvis effektflödet P_{HS} positivt när bränslecellen arbetar och negativt när elektrolysören arbetar.



Figur 3. Schematisk överblick över det studerade systemet.

Syftet med systemmodellen är att begränsa byggnadens effektuttag från elnätet (P_G) att överskrida en given effektgräns (P_{PL}). Detta görs genom att batteriet delvis förser byggnaden med effekt under dessa tidpunkter istället för att hela effektbehovet täcks av inköpt el från nätet. Bränslecellen används till att ladda batteriet som i sin tur förser byggnaden med effekt. Bränslecellen verkar därmed inte direkt på byggnadens last. I modellen fördelas solelproduktionen i varje tidssteg enligt följande prioriteringsordning:

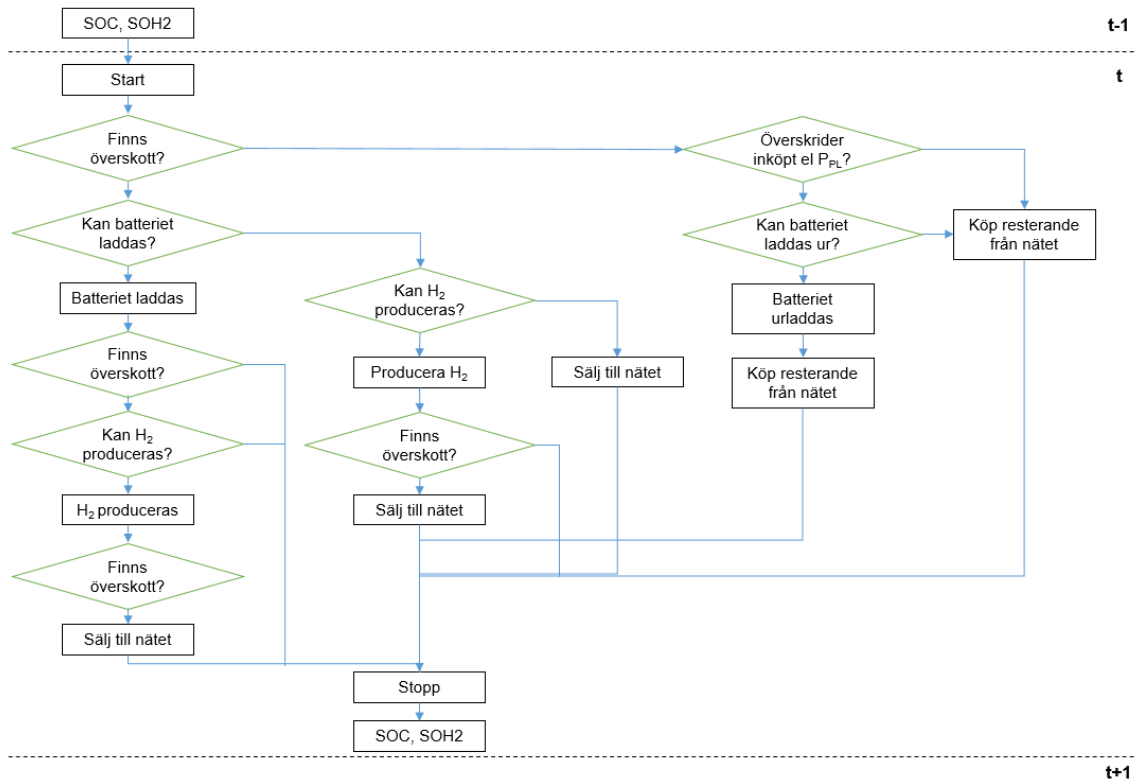
- 1) internt elbehov,
- 2) ladda batteriet,
- 3) producera vätgas och
- 4) sälja ut på nätet.

Det studerade systemet simuleras i Matlab med timupplösning under ett år och baseras på lastdata från 2018 (Vattenfall, 2018). För varje tidssteg kräver systemmodellen att effektbalansen uppfylls, vilket säkerhetsställer att byggnaden tillförs den eleffekt som behövs en given timme. Eleffektbalansen beskrivs i Ekvation 1 (Zhang et al., 2017a; Riffonneau et al., 2011)

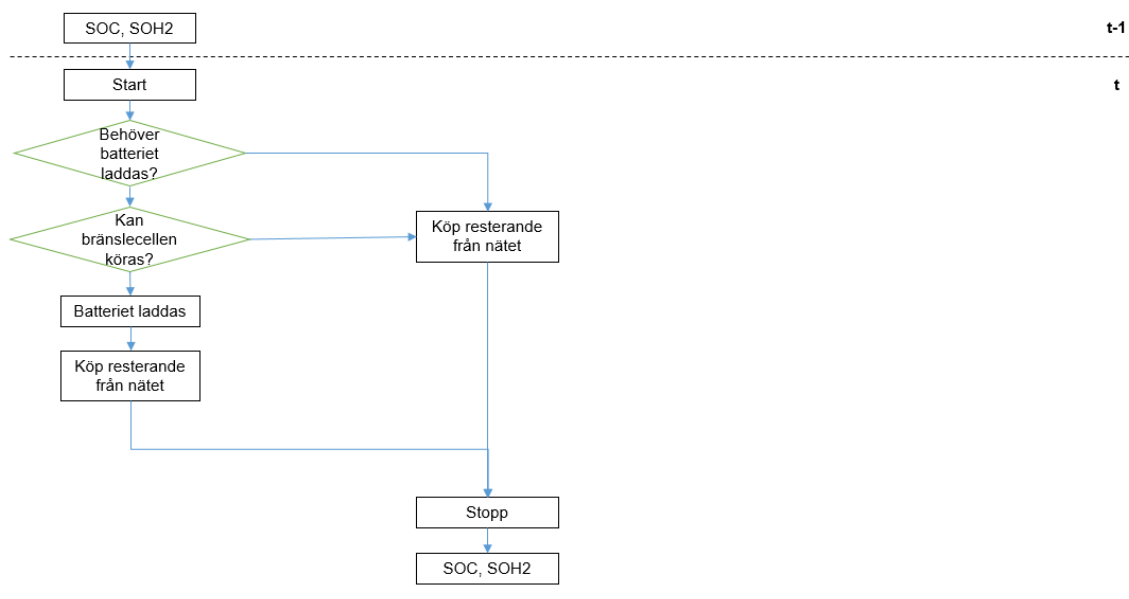
$$P_L(t) = P_G(t) - \eta_{inv}[P_{PV}(t) - P_{Bat}(t) - P_{HS}(t)] \quad (1)$$

där P_L [kW] är byggnadens elbehov, P_G [kW] är effektlödet från/till elnätet, P_{PV} [kW] är effekten från solcellsanläggningen, P_{Bat} är effektlödet från/till batteriet och P_{HS} [kW] är effektlödet från/till vätgassystemet. η_{inv} är verkningsgraden för inverteraren vilken antas vara 0,95 (Zhang et al., 2017a). Notera att $P_{Bat}, P_{HS} < 0$ om elektrisk energi lagras och $P_{Bat}, P_{HS} \geq 0$ om elektrisk energi tillförs från batteriet respektive vätgaslagret. På liknande sätt är $P_G < 0$ när el säljs ut och $P_G \geq 0$ när el köps in. Vidare är $P_L, P_{PV} \geq 0$ för alla timmar.

Ett övergripande flödesschema för hur hybridsystemet styrs en given timme presenteras i Figur 4 och Figur 5. Rätblocken indikerar att en process genomförs med hjälp av beräkningar och diamanterna indikerar att hybridsystemet tar ett ja/nej beslut utifrån förutsättningarna i tiden t . Vid "ja" får flödet en fortsatt nedåtgående riktning, medan ett "nej" leder till att flödet tar till höger. De fyra tidsperioderna sommarperiod, vinterperiod, aktiv tid och inaktiv tid beskrivs och motiveras i Avsnitt 4.3.1.



Figur 4. Hybridsystemets övergripande styrning under sommarperiod och aktiva timmar vinterperiod.



Figur 5. Hybridsystemets övergripande styrning för de inaktiva timmarna vinterperiod.

4.2 Simulering av elproduktion från solcellsanläggningen

I mars 2019 installerades 1074 takintegrerade solcellspaneler av fabrikat SolTech ShingEl på Kransen 2. Solcellspanelerna är placerade i samtliga väderstreck och täcker 429 m² av takets yta (Vasakronan, 2019b). Panelerna är tunnfilmssolceller med celltyp kadmiumtellurid (CdTe), med en installerad effekt på 40Wp (SolTech Energy, 2019). I Tabell 1 sammanställs antalet solcellspaneler per väderstreck samt dess tilt¹ och azimuth².

Tabell 1. Sammanställning av antalet paneler, area, tilt och azimuth per väderstreck (Vasakronan, 2019b).

Placering	Antal paneler	Area [m2]	Tilt [°]	Azimuth [°]
Sydost	539	210,5	23,2	310
Nordväst	238	93,0	23,2	130
Nordost	231	90,2	23,2	220
Sydväst	66	25,8	23,2	40

Då solcellsanläggningen installerades för mindre än ett år sedan finns inte elproduktionsdata tillgängligt för ett helt år. På grund av detta simuleras solelproduktionen på timbasis för år 2018. Simuleringarna görs delvis med hjälp av en färdig Matlabkod som tillhandahållits av Joakim Widén, professor i byggt teknik och docent vid *Institutionen teknikvetenskaper, Byggt teknik och byggd miljö* på Uppsala universitet (Widén & Munkhammar, 2019). Programmet används för att estimerar mängden global solinstrålning ($G_{g,tilt}(t)$ [W/m²]) som träffar solcellsanläggningen vid

¹ Tilt anger vinkeln mellan solcellspanelen och horisontalplanet (Mertens, 2013).

² Azimut anger vinkeln i ett horisontalplan räknad från söder. Exempelvis är azimuthen för en solcellspanel som ligger åt söder 0°, väster 90°, öster 270° och nord 180° (Mertens, 2013).

tiden t . Detta beräknar programmet genom lokala solinstrålningsdata samt värden på markreflektion, tilt och azimuth. Timdata för solinstrålning under 2018 för Uppsalas koordinater (59.86, 17.64) hämtades från STRÅNG databas (2019).

Den erhållna globala solinstrålningen, i varje väderstreck i , används sedan för att simulera solcellsanläggningens elproduktion (P_{PV} [kW]) för varje timme genom Ekvation 2 (Duffie & Beckman, 2006)

$$P_{PV}(t) = \sum_{i=1}^4 \eta_{PV,STC} \eta_{PV}(t) A_{PV,i} G_{g,tilt,i}(t), \quad (2)$$

där $\eta_{PV,STC}$ är verkningsgraden vid standard testvillkor (STC^3), $\eta_{PV}(t)$ är anläggningens aktuella verkningsgrad vid tiden t och A_{PV} är solcellsarean i väderstreck i [m^2]. Verkningsgraden η_{PV} beror på andra faktorer förutom azimuth och tilt såsom utomhustemperatur T_a [$^{\circ}C$], vindhastighet v [m/s] och panelens specifika solcellstemperatur $NOCT^4$ [$^{\circ}C$]. Verkningsgraden beräknas i varje tidssteg genom Ekvation 3 (Duffie & Beckman, 2006)

$$\eta_{PV}(t) = 1 + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} (T_a(t) - T_{STC}) + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \frac{9,5}{5,7+3,8v(t)} \frac{NOCT-20}{800} (1 - \eta_{PV,STC}) G_{gt,i}, \quad (3)$$

T_{STC} [$^{\circ}C$] är temperaturen vid STC ($25^{\circ}C$) och μ [%/ $^{\circ}C$] är temperaturkoefficienten för panelernas utgående effekt. Enligt Duffie & Beckman (2006) kan μ approximeras som

$$\mu \approx \eta_{PV,STC} \frac{\mu_{VOC}}{V_{mp}}, \quad (4)$$

där μ_{VOC} [$V/^{\circ}C$] är temperaturkoefficienten för spänningen i den öppna kretsen och V_{mp} [V] är spänningen i maximal effektpunkt. Parametrarna som används för att simulera solelproduktionen är panelspecifika och redovisas i Tabell 2. Data över vind och utomhustemperatur för 2018 är hämtade från SMHI:s mätstation vid Uppsala Flygplats (SMHI, 2019a; SMHI, 2019b).

Tabell 2. Parametrar för simulering av solelproduktionen (SolTech Energy, 2019).

Parameter	Värde	Enhet
$\eta_{PV,STC}$	0,1	-
μ	$-3,5 \times 10^{-6}$	%/ $^{\circ}C$
NOCT	52	$^{\circ}C$

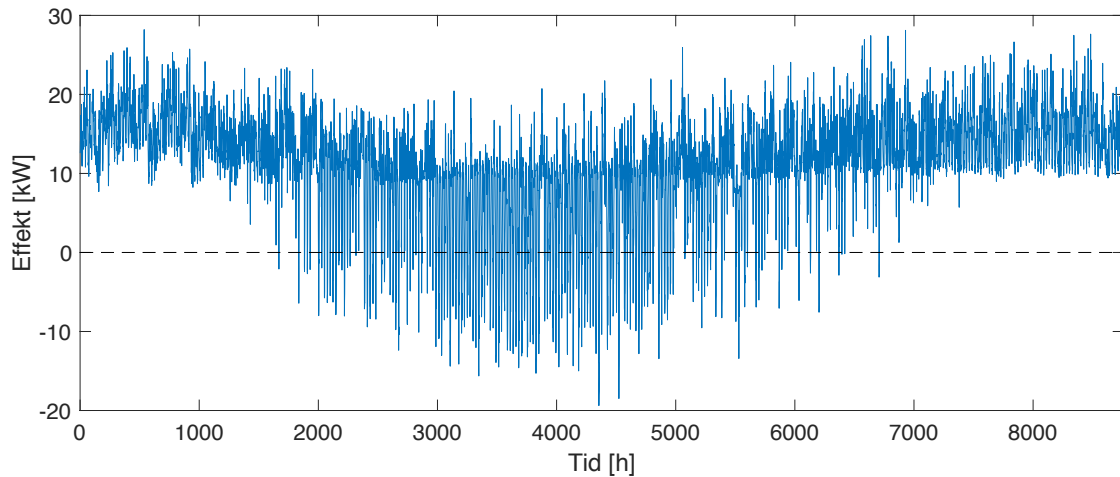
Simuleringarna resulterar i en årsproduktion på ca 30 MWh, vilket kan jämföras med leverantörens beräkningar på ca 31 MWh (Vasakronan, 2019b). Byggnadens nettoeffektbehov (P_{net} [kW]) under 2018 beräknas för tiden t enligt Ekvation 5 (Zhang et al., 2017a)

³ STC står för standard testvillkor och anger under vilka förhållanden som en solpanel testas. Vid STC är solinstrålningen $1000 \text{ W}/m^2$ med vinkelrätt infall mot panytan, solcellstemperaturen $25^{\circ}C$ och luftmassan 1,5. Det är under STC som en solcellspanels märkeffekt definieras (Mertens, 2013).

⁴ $NOCT$ är solcellstemperaturen vid solinstrålning $800 \text{ W}/m^2$, lufttemperatur $20^{\circ}C$, vindhastighet 1 m/s och med fri ventilation på baksidan (Mertens, 2013).

$$P_{net}(t) = P_L(t) - \eta_{inv}P_{PV}(t) \quad (5)$$

och illustreras i Figur 6.



Figur 6. Byggnadens simulerade nettobehov av eleffekt under 2018. Negativt värde innebär att det finns ett överskott av solceller.

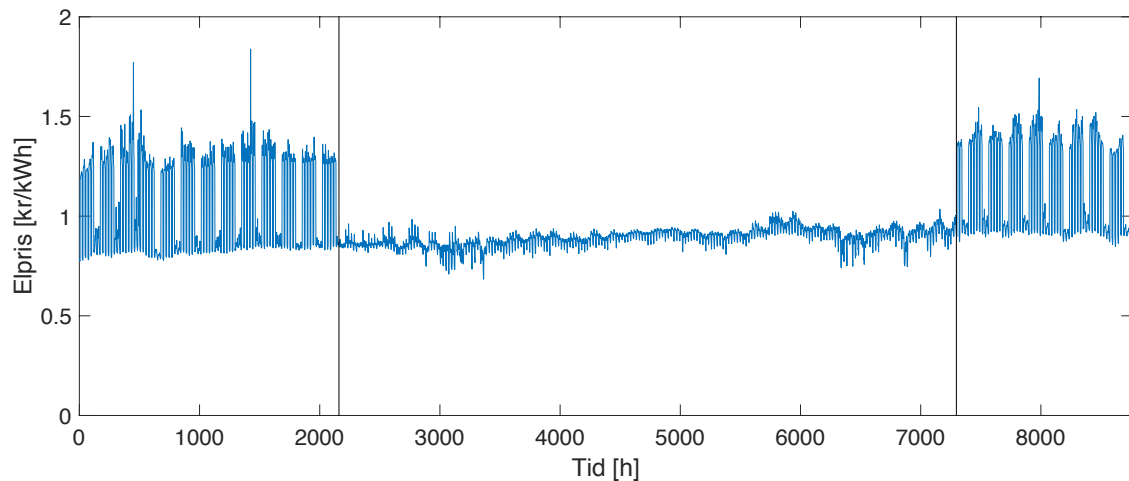
Byggnaden har överproduktion de timmar där nettoeffektbehovet är negativt, vilket enligt Figur 6 främst sker under sommarhalvåret. Av den totala solcellproduktionen är cirka 15% överskott som säljs ut på nätet. Det är dessa 15% som potentiellt kan lagras för att minska eleffektuttaget under andra tidpunkter på året då elen är dyrare.

4.3 Systemmodellens utformning

Ett hybridsystem består som tidigare nämnt av en elektrolysör, en vätgastank, en bränslecell och ett batteri. Då simuleringarna görs med timupplösning över ett år antas en fix verkningsgrad på komponenterna ge tillräcklig noggrannhet (Valverde-Isorna et al., 2016; García-Triviño et al., 2014). En fix verkningsgrad medför emellertid att variationer i komponenternas prestation, som exempelvis även beror på ohmska förluster och förändrade driftförhållanden, negligeras (Zhang et al., 2017a). I simuleringarna för respektive styrstrategi anpassas komponenternas kapaciteter för att hitta en systemlösning som fungerar utifrån systemmodellens krav.

4.3.1 Byggnadens aktiva och inaktiva timmar

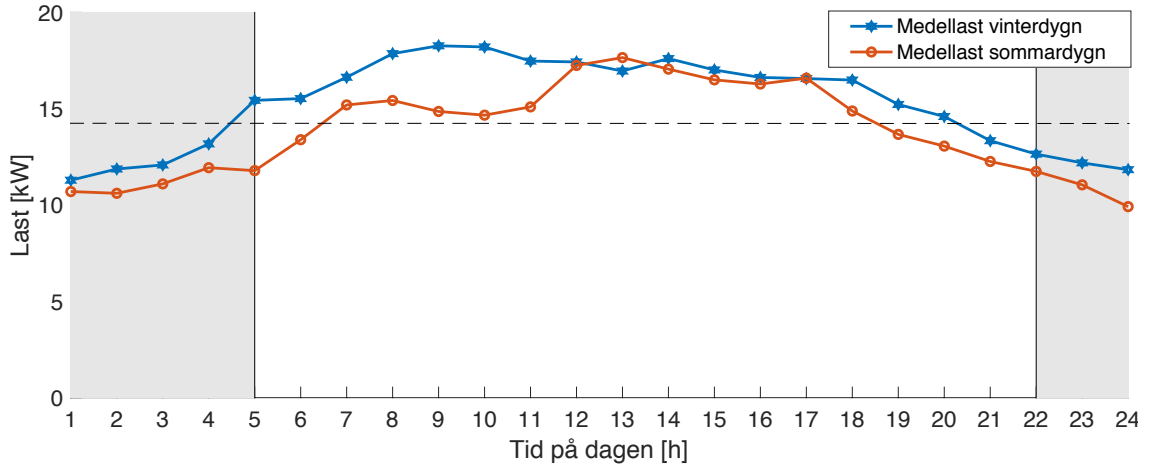
En utmaning med energilager som vanligtvis lyfts fram är hur systemet optimalt ska dimensioneras och styras. I denna studie dimensioneras systemet för att minska eleffektuttaget då elpriset är som högst. Figur 7 visar hur elpriset per timme varierar över året, där de vertikala linjerna indikerar vilka månader det enligt nätägaren är höglaster- respektive låglaster. I elpriset ingår kostnad för elöverföring, elhandel samt energiskatt, som beskrivs närmare i Avsnitt 4.5.1. Notera att elpriset inte är samma som elspotpriset. I Figur 7 framgår det att elpriset är som dyrast under höglasterperioden som är november-mars, vardagar mellan kl. 06-22 (Vasakronan, 2019c). Detta beror som tidigare nämnt på att elöverföringsavgiften är högre under höglaster. Utifrån detta utformas systemet till att minska eleffektuttaget - det vill säga konsumera vätgas för intern elproduktion - under höglastermånaderna november-mars.



Figur 7. Timvärde elpris över året. I elpriset ingår kostnad för elöverföring, elhandel samt energiskatt. Närmare beskrivning av vad som ingår i elöverföring och elhandel återfås i Avsnitt 4.5.1.

Året delas därmed upp i en vinter- och sommarperiod. Under sommarperioden laddas batteriet med överskott från solcellsanläggningen och laddar ur när effektuttaget överstiger en viss effektgräns. Under vinterhalvåret laddas batteriet både av det eventuella överskottet och av bränslecellen. Vinterdygnet delas upp efter byggnadens *aktiva* och *inaktiva* timmar. De aktiva timmarna definieras i denna studie som de timmar på dygnet då det antingen är höglasttid (kl. 06-22) eller då byggnaden ligger över sin medellast på 14,4 kW. Under dessa timmar laddas batteriet endast upp av eventuellt överskott. Batteriet laddas upp av bränslecellen under dygnets övriga timmar, vilka benämns som byggnadens inaktiva timmar. Det är endast under dygnets aktiva timmar som batteriet laddar ur och minskar effektuttaget till elnätet när det överstiger en viss effektgräns. Genom att göra denna uppdelning av vinterdygnet säkerställs att batteriet under de inaktiva timmarna laddas upp tillräckligt för att kunna minska byggnadens effektuttag till P_{PL} under nästkommande dygns aktiva timmar.

För att identifiera de inaktiva och aktiva timmarna analyserades byggnadens medellastprofil under ett vinterdygn, vilken visas i Figur 8. Då byggnaden varken har någon eldriven värme eller kyla är medeldygnslasten relativt jämn både över dygnet och mellan säsongerna. De aktiva timmarna börjar kl. 5, då byggnaden under vinterperioden överstiger medellasten, och avslutas kl. 22, då höglasttiden är över. De inaktiva timmarna är således mellan kl. 22-05. I Figur 6 markeras de aktiva och inaktiva timmarna under dygnet genom ett vitt respektive grått område.



Figur 8. Medellast per timme under ett vinter- respektive sommaradygn. Det grå området är inaktiv tid och det vita området är aktiv tid. Den streckade linjen illustrerar hur lasten förhåller sig till byggnadens medellast på 14,4 kW.

4.3.2 Modellering av batteriet

Batteriets funktion i det modellerade systemet är att förhindra byggnadens effektuttag att överskrida en given effektgräns P_{PL} . För att säkerställa att batteriet har möjlighet att reducera önskad mängd eleffektoppar under en dag bestäms batteriets maximala energiinnehåll ($Q_{max, Bat}$ [kWh]) utifrån den dag med störst elenergianvändning över P_{PL} . Dimensioneringen av batteriet tar även hänsyn till batteriets verkningsgrad (η_{Bat}), minimal och maximal lagringsgrad (SOC_{min} , SOC_{max}) samt självurladdning (σ_{sd}). Iladdningskapaciteten bestäms som mängden energi som batteriet måste ladda per inaktiv timme för att vara fulladdad när dygnets första aktiva timme börjar. Vidare bestäms batteriets urladdningskapacitet så att det finns möjlighet att begränsa det största effektuttaget till önskad effektgräns.

I slutet av varje tidssteg uppdaterar modellen batteriets lagringsgrad (SOC). Vid iladdning beräknas SOC enligt Ekvation 6 (Benavente-Araoz et al., 2017; Zhang et al., 2017b)

$$SOC(t) = SOC(t - 1)(1 - \sigma_{sd}) + \frac{|P_{bat}(t)|}{Q_{max, bat}} \eta_{bat}, \quad (6)$$

där t indikerar i vilket tidssteg som parametern beräknas och P_{Bat} [kW] är batteriets effektförbrukning. Vid iladdning begränsas P_{Bat} antingen av batteriets aktuella lagringsgrad, batteriets iladdningskapacitet eller av mängden solesöverskott. Notera att P_{Bat} har ett negativt värde när batteriet laddas, varför absolutbeloppet av P_{Bat} används i Ekvation 6.

För att batteriet ska kunna laddas ut krävs det att byggnadens effektuttag överstiger P_{PL} . I de tidssteg där batteriet laddas ur beräknas SOC enligt Ekvation 7 (Benavente-Araoz et al., 2017; Zhang et al., 2017b)

$$SOC(t) = SOC(t - 1)(1 - \sigma_{sd}) - \frac{P_{bat}(t)}{Q_{max, bat}} \eta_{bat}. \quad (7)$$

På liknande sätt som vid iladdning begränsas P_{Bat} vid urladdning av batteriets aktuella lagringsgrad, batteriets urladdningskapacitet eller av storleken på den eleffektopp som

ska kapas. I samtliga simuleringar antas σ_{sd} vara 0,002, η_{Bat} vara 0,95 vid både i- och urladdning och SOC_{min} och SOC_{max} vara 0,2 respektive 0,8 (Zhang, 2019).

4.3.3 Modellering av vätgassystemet

Bränslecellens kapacitet bestäms i modellen utifrån dimensioneringen av batteriet. Eftersom bränslecellens uppgift är att ladda batteriet under de inaktiva timmarna antas bränslecellens kapacitet behöva vara lika stor som batteriets iladdningskapacitet. Elektrolysörens storlek baseras i modellen på solelöverskottet. Med syfte att systemet ska kunna tillgodogöra sig allt överskott från solcellsanläggningen bestäms elektrolysörens kapacitet utifrån den timme då nettoproduktionen är som störst. Elektrolysörens vattenbehov är inte inkluderat i modellen.

Vätgaslagrets kapacitet (Q_{HS} [kWh]) bestäms i modellen genom att beräkna den totala mängden vätgas som måste lagras för att hybridsystemet ska kunna förse byggnaden med tillräcklig effekt under vinterperiodens aktiva timmar. I vissa fall kan detta innebära att systemet inte behöver lagra allt överskott för att begränsa effektuttagen till P_{PL} ; modellen väljer då att exportera en del av överskottet istället. Modellen bestämmer lagringskapaciteten med 10% marginal över den beräknade storleken. Då systemet simuleras över ett år bestäms lagrets initiala vätgasinnehåll utifrån villkoret att nivån i slutet av året ska vara detsamma som i början av året (Zhang, 2019). På så sätt säkerställs att systemet konsumerar motsvarande mängd vätgas som systemet producerar under ett år. I denna studie antas vätgasen lagras under ett tryck på 200 bar (Li et al., 2009).

Lagringsgraden i vätgaslagret (SOH_2) definieras som mängden lagrad energi i förhållande till lagrets kapacitet (Q_{HS}). Vid vätgasproduktion uppdateras SOH_2 i systemmodellen enligt Ekvation 8 (Zhang et al., 2017a)

$$SOH_2(t) = SOH_2(t - 1) + \frac{|P_{HS}(t)|}{Q_{HS}} \eta_{ez} - \frac{|P_{HS}(t)|}{Q_{HS}} \eta_{ez} w_c, \quad (8)$$

där P_{HS} [kW] är effektflödet till vätgassystemet, η_{Ez} är elektrolysörens verkningsgrad och w_c är kompressorns effektbehov per kWh komprimerad vätgas. Trycket i vätgasen som kommer ut från elektrolysören antas vara 6 bar. För att komprimera vätgasen till 200 bar antas kompressorns arbete kräva 0,0536 kWh för varje kWh vätgas som passerar elektrolysören (Li et al., 2009). Vid vätgasproduktion har P_{HS} ett negativt värde som i modellen bestäms utifrån aktuellt energiinnehåll i tanken, elektrolysörens kapacitet samt mängden solelöverskott som inte kan lagras i batteriet.

Vid konsumtion av vätgas beräknas SOH_2 enligt Ekvation 9 (Zhang et al., 2017a)

$$SOH_2(t) = SOH_2(t - 1) - \frac{P_{HS}(t)}{Q_{HS} \eta_{fc}}, \quad (9)$$

där η_{fc} är bränslecellens verkningsgrad. Bränslecellen konsumerar vätgas endast under vinterhalvårets inaktiva timmar. Under dessa timmar antas P_{HS} vara konstant tills batteriet är fulladdat. För att minimera risken att bränslecellen slits till följd av en dynamisk uteffekt antas P_{HS} vara 0 kW övriga timmar (Bye, 2019; Nilsson, 2019). I samtliga simuleringar antas η_{Ez} och η_{fc} vara 0,8 respektive 0,47 (Li et al., 2009; Nilsson, 2019).

4.3.4 Styrstrategier för hybridsystemet

I simuleringarna testas olika styrstrategier för att undersöka på vilket sätt ett hybridsystem kan användas i byggnaden. Gemensamt för samtliga strategier är att batteriet laddas ur då effektuttaget överskrider en viss effektgräns (P_{PL}) under byggnadens aktiva timmar. Modellen itererar simuleringen för olika värden på P_{PL} för att hitta det värde som gör att alla effektuttag från nätet begränsas till P_{PL} under vinterns aktiva timmar. Om P_{PL} är för hög säljs delar av elöverskottet ut på nätet vilket betyder att det finns potential att lagra mer överskott och på så sätt sänka gränsen. Om P_{PL} däremot är för låg lyckas inte systemet begränsa effektuttagen under vinterns aktiva timmar, således måste gränsen höjas. På detta sätt hittar modellen ett värde på P_{PL} för respektive styrstrategi.

Nedan följer en beskrivning av varje styrstrategi. Skillnaden mellan Styrstrategi 1 (Styrstrategi 1.1–1.3) och Styrstrategi 2 (Styrstrategi 2.1–2.3) är att batteriet i Styrstrategi 2 laddas från nätet under vinterperiodens inaktiva timmar då vätgasen är slut. I resultatet jämförs sedan hybridsystemet med byggnaden så som den ser ut idag, det vill säga med en solcellsanläggning men utan lagringsmöjlighet. Detta fall benämns som *referensfallet*.

Styrstrategi 1.1

Systemet styrs enligt den övergripande strategin som presenterades i Avsnitt 4.1. Se Figur 4 och Figur 5.

Styrstrategi 1.2

Systemet styrs på liknande sätt som i Styrstrategi 1.1 med undantaget att batteriet laddas ur till SOC 50% under sommarperiodens inaktiva timmar för att producera vätgas. Batteriet förser således elektrolysören med el. Detta gör att batteriet inte är fullt nästkommande dag och därmed kan ta tillvara på eventuellt soletöverskott. Dessutom producerar systemet vätgas som kan lagras till vinterhalvåret. Anledningen till att batteriet inte töms helt är för att batteriet ska ha möjlighet att minska eleffektuttaget till en viss grad om nästkommande dag har låg solelproduktion.

Styrstrategi 1.3

Systemet styrs på liknande sätt som i Styrstrategi 1.1 med undantaget att batteriet laddas ur på baslasten till SOC 50% under sommarperiodens inaktiva timmar. Detta möjliggör iladdning av batteriet nästkommande dag, samtidigt som inköpt el reduceras under de timmar som batteriet laddar ur.

Styrstrategi 2.1

Systemet styrs på liknande sätt som i Styrstrategi 1.1, däremot finns möjlighet att ladda batteriet från elnätet under vinterns inaktiva timmar givet att vätgaslagret är tomt. På detta vis kan P_{PL} eventuellt sänkas ytterligare. Detta sker med kravet att eleffektuttaget från nätet (P_G) inte får överskrida P_{PL} .

Styrstrategi 2.2

Systemet styrs på liknande sätt som i Styrstrategi 2.1 med undantaget att batteriet laddas ut till SOC 50% under sommarnätterna, vilket används till att producera vätgas.

Styrstrategi 2.3

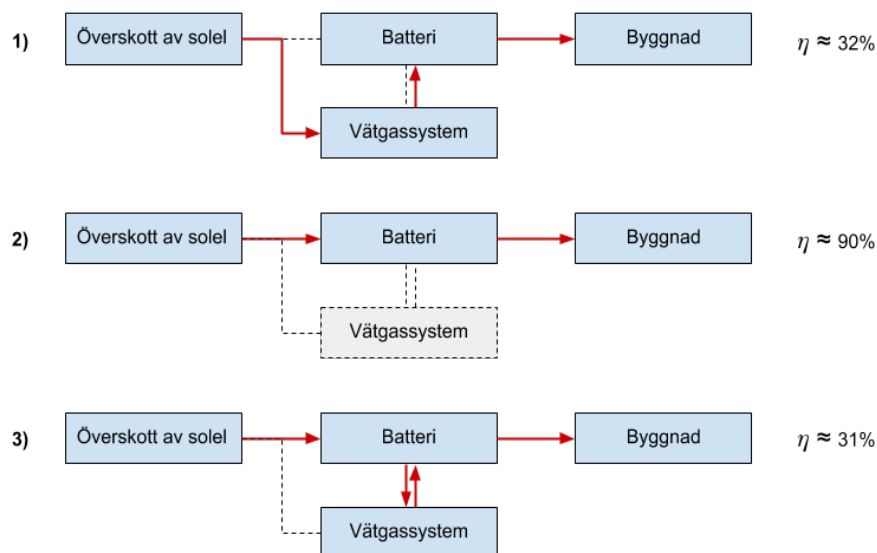
Systemet styrs på liknande sätt som i Styrstrategi 2.1 med undantaget att batteriet laddas ut på baslasten till SOC 50% under sommarnätterna.

En sammanfattning av styrstrategiernas egenskaper under olika tider på året och dygnet återfås i Tabell 3.

Tabell 3. Styrstrategiernas egenskaper under olika tider på året och dygnet. Batteriet laddas endast från nätet då vätgaslagret har tagit slut.

Styrstrategi	Sommarperiod			Vinterperiod		
	Aktiva timmar	Inaktiva timmar		Aktiva timmar	Inaktiva timmar	
	Uppfyll $P_G \leq P_{PL}$	Producera vätgas	Försörja baslasten	Uppfyll $P_G \leq P_{PL}$	Ladda batteriet med bränslecellen	Ladda batteriet från nätet
1.1	✓			✓	✓	
1.2	✓	✓		✓	✓	
1.3	✓		✓	✓	✓	
2.1	✓			✓	✓	✓
2.2	✓	✓		✓	✓	✓
2.3	✓		✓	✓	✓	✓

Styrstrategierna innebär att soleslöverskottet tar olika ”vägar” i hybridsystemet vid olika tidpunkter. Det finns i huvudsak tre vägar, där varje delsteg medför förluster. De potentiella vägarna och dess verkningsgrad med avseende på el illustreras i Figur 9. Det är tydligt att vägen via vätgassystemet resulterar i en lägre verkningsgrad.



Figur 9. De tre olika vägarna som överskottselen kan ta för att i slutändan användas som el i byggnaden. De röda pilarna indikerar elens väg. Blå färg på rätblocken innebär att den delen av systemet är involverad i processen medan grå färg innebär det motsatta.

Styrstrategierna använder sig av en kombination av vägarna under olika tider på året och dygnet. Samtliga styrstrategier använder sig av väg 1 och 2, medan styrstrategi 1.2 och 2.2 även använder sig av väg 3. De möjliga vägarna påverkar resultatet av hybridsystemets totala verkningsgrad, både med avseende på el och värme.

4.4 Ekonomisk beräkning

För att utvärdera systemets ekonomiska lönsamhet tillämpas nettonuvärdesmetoden (NNV). NNV är ett ekonomiskt mått på framtida kassaflöden relaterade till en investering. NNV tar hänsyn till kostnader och intäkter för ett projekt under projektets livslängd och jämför värdet av en krona idag med samma kronas värde i framtiden, med beaktande av inflation och avkastningskrav. Om NNV är större än noll är investeringen lönsam (Råde & Westergren, 2019). NNV beräknas enligt Ekvation 10

$$NNV = \sum_{i=1}^n \frac{K_y}{(1+p)^{i-1}} - Inv, \quad (10)$$

där n [år] är projektets livslängd, K_y [kr] är det årliga kassaflödet, p [%] är kalkylräntan och Inv [kr] är den totala investeringskostnaden för samtliga komponenter. Kalkylräntan är den ränta som företag använder i investeringskalkyler och kan baseras på den väntade avkastningen. I samråd med Vasakronan antas kalkylräntan vara 5%, vilket är något lägre än för deras övriga investeringar då denna typ av investering enligt Vasakronan anses tillföra andra värden såsom ökad kunskap och satsning på innovation. Systemets livslängd väljs till 25 år i enlighet med Vasakronans riktlinjer vid investering, och alla ekonomiska beräkningar är exklusive moms (Näslund, 2019).

Det årliga kassaflödet beskriver flödet av kontanta medel, det vill säga in- och utbetalningar, och beräknas enligt Ekvation 11

$$K_y = R_y - C_{O\&M,y} - C_{R,y}, \quad (11)$$

där R_y [kr] betecknar den totala intäkten, $C_{O\&M,y}$ [kr] är drift- och underhållskostnaden och $C_{R,y}$ [kr] är återanskaffningsvärdet. Den totala intäkten R_y består av elintäkter $R_{El,y}$ [kr], och värmeintäkter $R_{H,y}$ [kr], vilka beskrivs i avsnittet nedan. Därefter följer en redogörelse för drift- och underhållskostnaderna samt återanskaffningsvärdet.

4.4.1 Elintäkter

Elfaktureringen till Vasakronan sker månadsvis och består av en *elnätskostnad* som betalas till nätägaren Vattenfall samt en *elhandelskostnad* som betalas till elhandlaren.

Elnätskostnaden består av en fast avgift, en månadseffektavgift (avgift multiplicerad med månadens högsta effektuttag under en timme), elöverföringsavgift höglasttid/övrig tid samt energiskatt. Höglasttid gäller måndag-fredag kl. 06-22 under månaderna januari-mars och november-december. En sammanfattning av elnätskostnaden återfås i Tabell 4 (Vasakronan, 2019c). Den fasta månadsavgiften tas inte med i beräkningen då den kommer vara detsamma före och efter implementeringen av hybridsystemet. Elnätskostnaden grundar sig på att Vasakronan idag har avtalat effektabonnemang för lågspänning N4. Avtalet och elöverföringsavgiften antas vara oförändrat under den 25 årsperiod som NNV beräknas för.

Tabell 4. Elnätskostnad inköpt el för fastigheten (Vasakronan, 2019c).

Parameter	Värde	Enhet
Fast avgift [El_f]	385,00	kr/mån
Månadseffektavgift [El_m]	42,00	kr/kW
Elöverföringsavgift höglåstid [$El_{h,t}$]	56,00	öre/kWh
Elöverföringsavgift övrig tid [$El_{ö,t}$]	14,80	öre/kWh
Energiskatt [El_s]	34,70	öre/kWh

Elhandelskostnaden, som är den andra delen av elfaktureringen, består av elspotpris (El_{spot}), ett arvode till elhandlaren (El_{arv}) samt en elcertifikatavgift (El_{cert}). Elspotpriset varierar per timme och är i modellen ett medelvärde av åren 2016–2018 och antas vara samma under hela 25 årsperioden. Utöver elspotpriset tillkommer ett arvode till elhandlaren på 3 öre/kWh. Fastighetsägaren betalar även en elcertifikatsavgift på 4 öre/kWh (Näslund, 2019). Modellen tar hänsyn till timvariationerna i elspotpriset, men för att få en uppfattning om dess storlek beräknas medelelhandelspriset över året till 40 öre/kWh. Adderas elhandelskostnaden med elöverföringsavgiften och energiskatten fås det totala timpriset på el (som presenterades i Figur 5 i Avsnitt 4.3.1).

Under de timmar som fastigheten har överproduktion av solenergi kan elen säljas på nätet. Intäkten för elen som skickas ut består av elhandel och en intäkt för överföring från nätägaren. Överföringsintäkten (EL_w) är 4,70 öre/kWh och elspotpriset (El_{spot}) är samma som vid elhandel, med ett avdrag (El_{arv}) på 3 öre/kWh för arvode. Vid produktion har även fastighetsägaren en intäkt för elcertifikat ($El_{cert,sale}$) på 10 öre/kWh (Näslund, 2019).

Den årliga elbesparingen består av tre delar, vilket är besparingen i elhandel ($R_{EH,y}$), elöverföring ($R_{EÖ,y}$) och månadseffektavgift ($R_{PS,y}$) (Zhang et al., 2017a). Utebliven intäkt för export av el ($C_{EX,y}$) utgör en alternativkostnad då implementeringen av hybridsystemet leder till att fastighetens intäkter för exporterad el minskar. Den årliga intäkten, med avseende på el, beräknas enligt Ekvation 12

$$R_{EL,y} = R_{EH,y} + R_{EÖ,y} + R_{PS,y} - C_{EX,y}, \quad (12)$$

där respektive besparing och kostnad beräknas enligt Ekvationerna 13–17 (Zhang et al., 2017a). Index 1 anger värdet för referensfallet medan index 2 anger värdet vid implementering av hybridsystemet

$$R_{EH,y} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{im1}(t) - P_{im2}(t)) (El_{spot}(t) + El_{arv} + El_{elcert}), \quad (13)$$

$$R_{EÖ,y} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{im1}(t) - P_{im2}(t)) (El_{h/ö}(t) + El_s), \quad (14)$$

$$R_{PS,y} = El_i \sum_{i=1}^{12} P_{PR,i}, \text{ där } i \text{ är månad}, \quad (15)$$

$$P_{PR,i} = \max(P_{im1,i}) - \max(P_{im2,i}), \quad (16)$$

$$C_{EX,y} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{ex1}(t) - P_{ex2}(t)) (El_{spot}(t) + El_w + El_{cert,sale} - El_{arv}). \quad (17)$$

P_{im} och P_{ex} [kW] är köpt respektive såld el; El_{spot} [kr/kWh] är elspotpriset; El_{arv} [kr/kWh] är arvode till elhandlaren; El_{cert} [kr/kWh] är elcertifikatsavgiften vid köp av el; $El_{h/\bar{o}}$ [kr/kWh] är elöverföringsavgiften vid höglasttid/övrig tid, El_s [kr/kWh] är energiskatten; P_{PR} [kW] är minskningen i toppeffekt varje månad; El_w [kr/kWh] är överföringsintäkten för såld el och $El_{certsale}$ [kr/kWh] är elcertifikatsintäkten för såld el.

4.4.2 Värmeintäkter

Vid drift av elektrolysör och bränslecell uppstår värmeförluster. Värmen kan tas tillvara i byggnaden för rumsuppvärmning och tappvarmvatten och därmed reducera värmekostnaderna. I modellen antas all värme kunna användas vid det tillfälle bränslecellen eller elektrolysören är i drift (även om värmebehov inte finns) och resulterar i ett minskat värmebehov från fjärrvärmenätet under dessa tidpunkter. Modellen beräknar således den årliga intäkten i samband med minskat inköp av fjärrvärme ($R_{H,y}$). Emellertid styrs inte modellen efter värmebehovet.

Vasakronan är fjärrvärmeanslutna via Vattenfall, där fjärrvärmepriset består av en effektagift, en energiavgift och en flödespremie/avgift. Dessutom tillämpas en volymrabatt under oktober-april givet att den årliga värmeförbrukningen överstiger 250 MWh (Vattenfall, 2019). *Effektagiften* består av abonnerad effekt multiplicerat med effektpreis. Den abonnerade effekten beräknas utifrån byggnadens effektbehov vid en dygnsmedeltemperatur på -15 grader enligt dess effektsignatur. Då effektsignaturen ger ett linjärt samband mellan fastighetens effektbehov och utomhustemperaturen används en linjärapproximation för att uppskatta byggnadens abonnerade effekt. Effektsignaturen baseras på den uppmätta dygnsmedeleffekten måndag-fredag under oktober - april (Vattenfall, 2019). Den abonnerade effekten beräknades till 115 kW för referensfallet. *Energiavgiften* beräknas genom att multiplicera energianvändningen med energipriset. Energipriset [kr/kWh] varierar under sommar, vinter och övrig tid. *Flödespremien/avgiften* tillämpas beroende på hur väl avkylningen fungerar i fjärrvärmecentralen jämfört med ett medelvärde för orten. Hybridsystemet antas inte påverka avkylningens prestanda, varför premien/avgiften inte tas i beaktning (Vattenfall, 2019). En sammanfattning av värmepriset återfås i Tabell 5.

Tabell 5. Värmepris fjärrvärme (Westerlund, 2019).

Parameter	Värde	Enhet
Effektpreis [H_{AB}]	914	kr/kW, år
Effektpreis, vinter [$H_{E,v}$]	550	kr/MWh
Effektpreis, sommar [$H_{E,s}$]	239	kr/MWh
Energipreis övrig tid [$H_{E,\bar{o}}$]	374	kr/MWh
Volymrabatt [H_V]	5	kr/MWh

Den årliga värmebesparingen består av två delar, vilket är besparing i minskad abonnerad effekt ($R_{AB,y}$) och värmeenergi ($R_{HR,y}$). Volymrabatten ($C_{Vdisc,y}$) blir en kostnad eftersom implementeringen av hybridsystemet leder till att volymrabatten minskar. Den årliga intäkten med avseende på värme beräknas således enligt Ekvation 18

$$R_{H,y} = R_{AB,y} + R_{HR,y} - C_{V\ disc,y}, \quad (18)$$

där respektive besparing och kostnad beräknas enligt Ekvationerna 19–21. Index 1 anger värdet för referensfallet medan index 2 anger värdet vid implementering av hybridsystemet

$$R_{AB,y} = (P_{AB1} - P_{AB2})H_{AB}, \quad (19)$$

$$R_{HR,y} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{H1}(t) - P_{H2}(t))H_{E,V/S/\ddot{O}}, \quad (20)$$

$$C_{V\ disc,y} = V_{disc\ 1} - V_{disc\ 2}, \quad (21)$$

P_{AB} [kW] är den abonnerade effekten; H_{AB} [kW] är effektpriset, P_H [kW] är mängden inköpt värme vid tiden t ; $H_{E,V/S/\ddot{O}}$ [kW] är energipriset under vinter, sommar samt övrig tid. V_{disc} [kr] är den totala volymrabatten.

4.4.3 Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnaderna avser kostnader associerade med drift och underhåll av respektive komponent i hybridsystemet. Summan av kostnaderna ger de totala drift- och underhållskostnaderna under ett år och beräknas enligt Ekvation 22 (Zhang et al., 2017a)

$$C_{O\&M,y} = \sum_{k=1}^n inv_k \times r_{O\&M,k}, \quad (22)$$

där Inv_k är investeringskostnaden [kr] för komponent k och $r_{O\&M,k}$ är drift- och underhållskvoten för komponent k . Således är den årliga drift- och underhållskostnaden för varje komponent en andel av investeringskostnaden. Kvoten antas vara 1% för elektrolysör, bränslecell, kompressor och vätgastank och 0,5% för batteriet (Zhang et al., 2017a; Li et al., 2009).

4.4.4 Återanskaffningsvärde och investeringskostnad

Återanskaffningsvärdet $C_{R,y}$ är den kostnad som en tidigare anskaffad vara skulle kräva vid återanskaffning och antas i denna studie vara lika stor som investeringskostnaden (Zhang et al., 2017a). Detta innebär att nyinvestering är nödvändigt vid slutet av komponentens livslängd. Investeringskostnaden för bränslecell, elektrolysör, vätgastank, kompressor och batteri beror på dess kapacitet och bestäms utifrån de simulerade styrstrategierna. Livslängden för komponenterna återfås i Tabell 6.

Tabell 6. Komponenternas livslängder.

Parameter	Värde	Referens
Bränslecell	30,000 timmar	(Kalinci et al., 2015)
Elektrolysör	15 år	(Kalinci et al., 2015)
Tank	20 år	(Kalinci et al., 2015)
Batteri	15 år	(Zhang et al., 2017a)
Kompressor	10 år	(Li et al., 2009)

4.5 Självförsörjningsgrad

Självförsörjningsgraden (SSR) är ett mått på hur stor andel av lasten som systemet internt klarar av att leverera, det vill säga andelen av det totala fastighetselbehovet som inte köps in från nätet, se Ekvation 23. SSR kan således beskriva värdet av den lokalt producerade energin och har använts tidigare i liknande studier (Marino et al., 2013; Zhang et al., 2016; Balcombe et al., 2015; Oliveira e Silva & Hendrick, 2016). P_{im} är köpt el från nätet och P_L är elbehovet. Självförsörjningsgraden i referensfallet är 19,5%.

$$SSR = \left(1 - \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{im}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} P_L(t)} \right) 100\% \quad (23)$$

5. Resultat

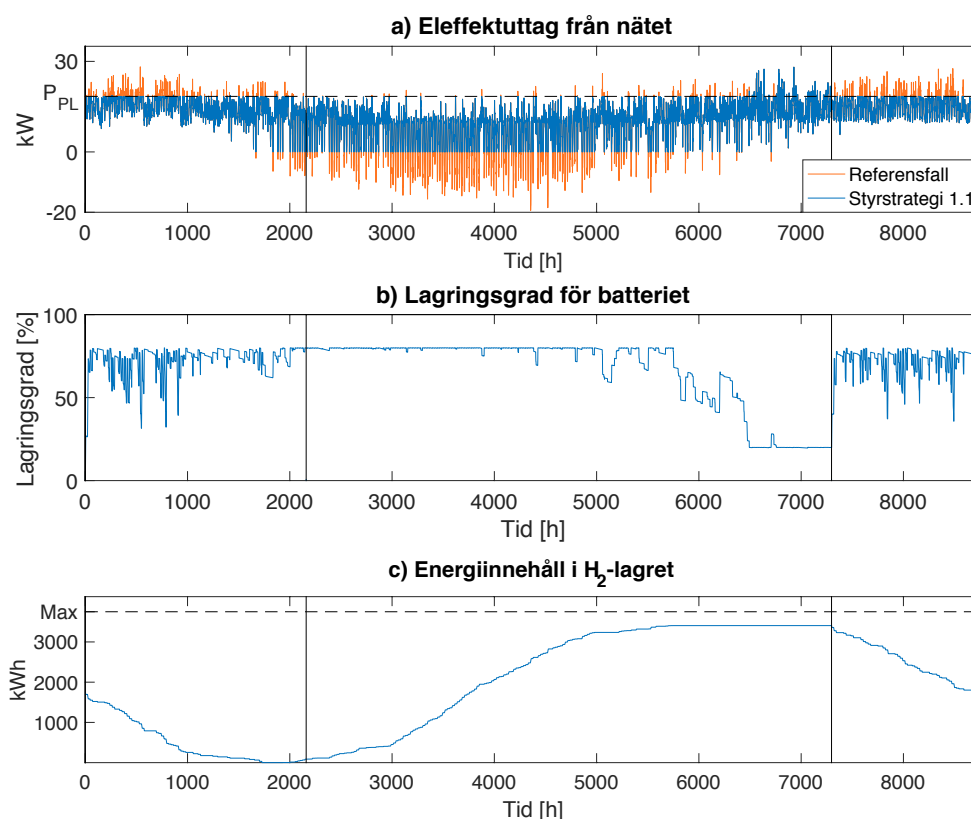
I detta kapitel presenteras resultatet från simuleringarna. För varje styrstrategi minimeras effekmgränsen utifrån villkoret att samtliga eleffektuttag från nätet inte får överstiga effekmgränsen under vinterperiodens aktiva timmar. Resultaten för varje styrstrategi jämförs med referensfallet. Inledningsvis presenteras resultatet med avseende på energi och effekt, därefter redovisas den ekonomiska lönsamheten.

5.1 Energiberäkningar för byggnaden med vätgaslagring

Resultaten i detta avsnitt redogörs först för Styrstrategi 1 och därefter för Styrstrategi 2. Skillnaden är som tidigare nämnt att batteriet i Styrstrategi 1 endast kan laddas upp med hjälp av solelöverskott, medan det i Styrstrategi 2 även är möjligt att ladda batteriet med stöd från nätet under vinterperiodens inaktiva timmar då den lagrade vätgasen tagit slut. Resultatet presenteras i form av tabeller och varaktighetsdiagram. Mer detaljerade grafer för den årliga driften återfinns för respektive styrstrategi i Appendix A.

5.1.1 Styrstrategi 1

I Figur 10 sammanfattas den årliga driften för Styrstrategi 1.1 med avseende på a) eleffektuttag från nätet, b) lagringsgraden för batteriet och c) energiinnehållet i vätgaslagret. De svarta vertikala linjerna i Figur 10 avgränsar sommar- och vinterperioden.



Figur 10. a) Eleffektuttag från nätet innan och efter implementering av hybridssystemet, b) lagringsgraden för batteriet [%] där $SOC_{max} = 80\%$ och $SOC_{min} = 20\%$ och c) energiinnehållet i vätgaslagret [kWh] under ett år. Avser den årliga driften för Styrstrategi 1.1.

Figur 10a indikerar att hybridsystemet lyckas reducera byggnadens eleffektuttag från nätet till 18,4 kWh under vinterperiodens aktiva timmar. I slutet av sommarperioden förekommer emellertid eleffektuttag över 18,4 kW som hybridsystemet inte lyckas kapa. Under denna period laddas batteriet endast upp av solesöverskott, vilket inte är tillräckligt stort. Batteriet når därför inte den lagringsgrad som krävs för att kunna minska byggnadens eleffektuttag till P_{PL} (se Figur 10b). När vinterperioden börjar används vätgas via bränslecellen för att ladda batteriet. Detta ses i Figur 10b och Figur 10c genom att energiinnehållet i vätgaslagret minskar och lagringsgraden i batteriet ökar. Liknande grafer för övriga styrstrategiers årliga drift återfinns i Appendix A.

I Tabell 7 sammanfattas nyckeltal för simuleringar med Styrstrategi 1.1–1.3. Utifrån detta går det att urskilja att Styrstrategi 1.1 och 1.2 har samma lägsta effektgräns på 18,4 kW, medan Styrstrategi 1.3 kräver en något högre lägsta effektgräns på 19,9 kW. Detta förklaras av att Styrstrategi 1.3 producerar ungefär hälften så stor mängd vätgas jämfört med övriga två styrstrategier, vilket beror på att batteriet laddar ur på baslasten under sommarnätterna. Detta leder till att en större del av solesöverskottet under nästkommande dag går till att ladda upp batteriet istället för att producera vätgas. Liknande resonemang förklarar även varför vätgasproduktionen i Styrstrategi 1.2 är lägre än i Styrstrategi 1.1. Då batteriet i Styrstrategi 1.2 som mest är halvfullt när sommardagen börjar, passerar en mindre mängd solesöverskott elektrolysören direkt då den först går via batteriet. På grund av detta blir förlusterna större, vilket även avspeglas i en lägre verkningsgrad.

En större vätgasproduktion indikerar att vätgassystemet används i högre utsträckning. Ju mer systemet används, desto större blir spillvärmen från bränslecell och elektrolysör som sedan kan tillvaratas i byggnaden. I Tabell 7 framgår detta genom att den reducerade mängden fjärrvärme är betydligt lägre för Styrstrategi 1.3 jämfört med Styrstrategi 1.1 och 1.2. Däremot leder Styrstrategi 1.3 till störst reduktion av total mängd inköpt el under året. Detta förklaras av att batteriet används i högre grad då det även används till att reducera baslasten under sommarperiodens inaktiva timmar. Eftersom batteriet har en högre verkningsgrad än vätgassystemet förloras en mindre andel av solesöverskottet. I de två nedersta raderna i Tabell 7 redovisas verkningsgraderna för varje styrstrategi. Parametern *verkningsgrad* beskriver hur stor andel av överskottselen som kan nyttjas som el i byggnaden, medan parametern *totalverkningsgrad* beskriver hur stor andel av överskottselen som blir till el- och värmeenergi i byggnaden. Den bästa verkningsgraden och totala verkningsgraden på 52,7 % respektive 61,7 % erhålls i Styrstrategi 1.3, vilket beror på att batteriet används i större utsträckning. Det går även att notera att skillnaden mellan verkningsgraden och den totala verkningsgraden är större i Styrstrategi 1.1 och 1.2 jämfört med Styrstrategi 1.3. Detta kan som tidigare nämnt förklaras av att spillvärmen är större i Styrstrategi 1.1 och 1.2 då vätgassystemet används i större utsträckning.

Genom att använda ett hybridsystem ökar även byggnadens självförsörjningsgrad, SSR, från 19,5% till 20,5–21,5% beroende på styrstrategi. Således sker ingen tydlig förbättring av SRR jämfört med referensfallet. Detta förklaras av att hybridsystemet endast reducerar total mängd inköpt el med 1–2%.

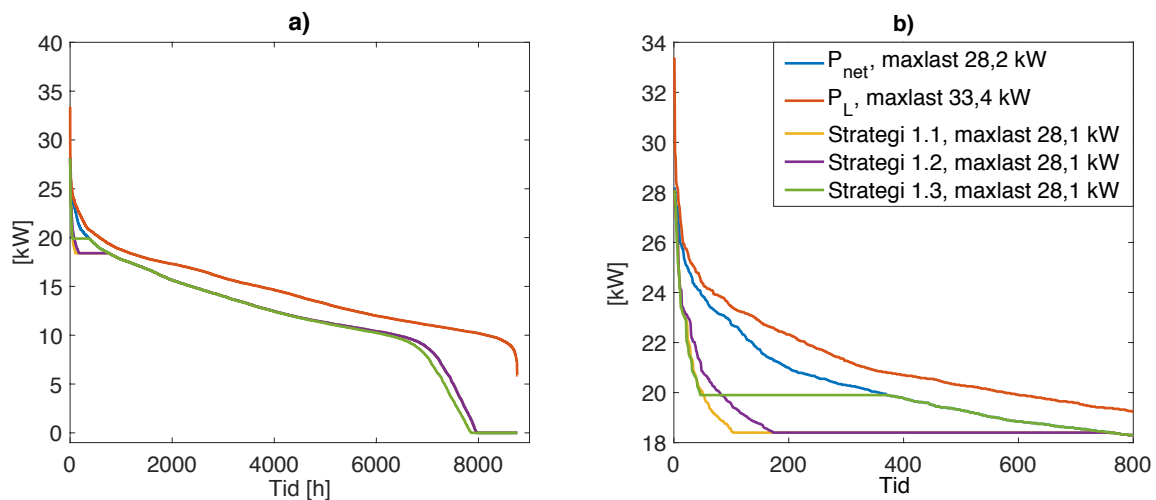
Vidare visar Tabell 7 att ingen styrstrategi lyckas reducera den inköpta elen över P_{PL} fullständigt. Detta beror på att det förekommer eleffekttoppar i slutet av sommarperioden som batteriet inte lyckas kapa på grund av begränsad mängd solesöverskott (se Appendix A för mer detaljerad systemdrift). Styrstrategi 1.1 resulterar i störst mängd reducerad inköpt el över P_{PL} . Detta beror på att denna styrstrategi möjliggör en högre lagringsgrad

för batteriet i slutet av sommarperioden då den inte laddar ur nattetid, varför fler eleffektoppar kan kapas jämfört med i de två andra strategierna.

Tabell 7. Nyckeltal för simuleringsresultat i Styrstrategi 1.1–1.3 i jämförelse med referensfallet.

Parameter	Referensfall	Styrstrategi		
		1.1	1.2	1.3
Lägsta effektgräns P_{PL} [kW]	-	18,4	18,4	19,9
Årlig vätgasproduktion [kWh]	0	3401	2980	1602
Reducerad mängd inköpt el [kWh, %]	0	1273	1154	2513
	0	1,25	1,11	2,47
Reducerad mängd inköpt el över P_{PL} [kWh, %]	0	1273	1154	582
	0	84,0	76,1	82,4
Reducerad mängd inköpt fjärrvärme [kWh, %]	0	902	811	439
	0	0,3	0,2	0,1
Reducerad toppeffekt, summerad för varje månad [kW]	0	59,7	47,6	47,5
SSR [%]	19,5	20,5	20,4	21,5
Verkningsgrad [%]	-	26,7	24,2	52,7
Totalverkningsgrad [%]	-	45,6	41,2	61,7

I Figur 11 visas ett varaktighetsdiagram där varje timme är sorterad efter storleken på dess effektuttag från nätet; det vill säga timmen med högst effektuttag är placerad längst till vänster och timmen med lägst effektuttag längst till höger. Varaktighetsdiagrammet visar byggnadens eleffektbehov (P_L), nettoeffektbehovet (P_{net}) samt effektuttaget från nätet för Styrstrategi 1.1–1.3. I Figur 11a visas hela årets varaktighetsdiagram, medan en inzoomad graf för de 800 timmarna med störst effektuttag visas i Figur 11b. Linjernas skärningspunkt i y-axeln indikerar årets maxlast.



Figur 11. Varaktighetsdiagram över byggnadens effektuttag för a) hela året och b) de 800 timmar med störst effektuttag. Notera att y-axeln är bruten i b).

I Figur 11 ses att samtliga styrstrategier reducerar antalet topplasttimmar för byggnaden och att respektive styrstrategi följer nettoeffektbehovet när effektuttaget understiger dess lägsta P_{PL} . Anledningen till att Styrstrategi 1.3 är något förskjuten till vänster jämfört med övriga strategier är för att batteriet försörjer baslasten under somrarnätterna. Vidare framgår det att Styrstrategi 1.1 resulterar i minst antal topplasttimmar. Detta beror på att Styrstrategi 1.1 lyckas kapa flest eleffekttoppar i slutet av sommarperioden. De höga effekttoppar som ingen styrstrategi har möjlighet att kapa inträffar i slutet av sommarperioden.

5.1.2 Styrstrategi 2

I Tabell 8 sammanfattas nyckeltal för simuleringarna med Styrstrategi 2.1–2.3. Vid jämförelse av Styrstrategi 1 och Styrstrategi 2 går det att notera att Styrstrategi 2 erhåller lägre värden för P_{PL} , vilket beror på att Styrstrategi 2 använder elnätet som stöd för att ladda batteriet när vätgasen har tagit slut. Detta leder i sin tur till att Styrstrategi 2 ytterligare lyckas reducera den summerade toppeffekten per månad samt mängden inköpt el över P_{PL} . Möjligheten att ladda batteriet genom elnätet under vinterperiodens inaktiva timmar påverkar inte styrstrategiernas kapacitet att kapa effekttopparna i slutet på sommarperioden. Således är det framförallt utfallet i vinterdriften som skiljer sig mellan motsvarande strategi i Styrstrategi 1 och Styrstrategi 2.

Vidare ses att vätgasproduktionen inte skiljer sig nämnvärt för Styrstrategi 1.1/2.1 och Styrstrategi 1.2/2.2, däremot ses en minskning i Styrstrategi 2.3 gentemot Styrstrategi 1.3. Detta beror på att hybridssystemet kräver ett större batteri när P_{PL} sänks, varför mindre solesöverskott används till att producera vätgas. På grund av detta leder Styrstrategi 2.3 till att vätgaslagret tar slut redan i slutet på december (se Appendix A). Således kan denna systemlösning mer liknas vid ett batterilager än ett hybridssystem.

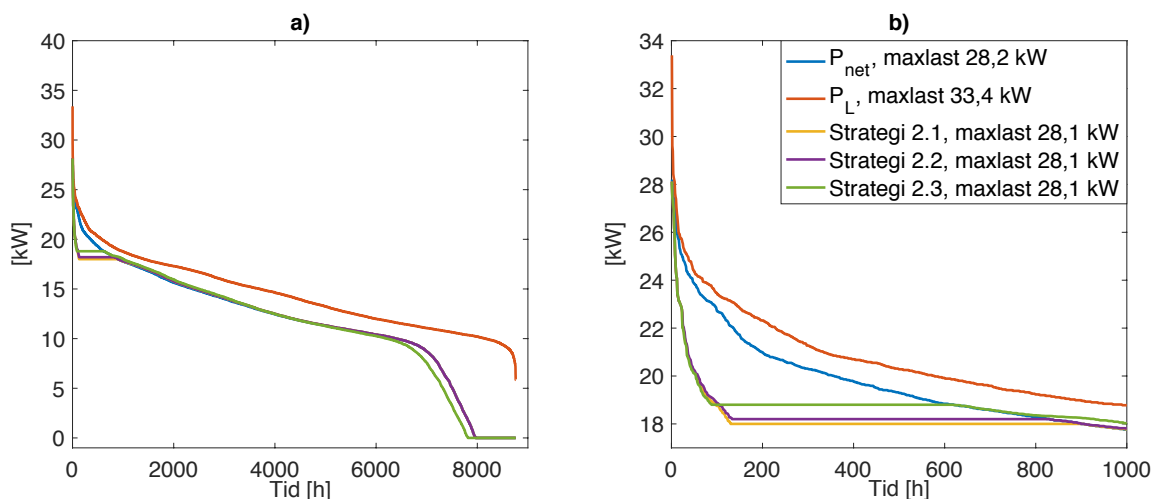
Självförsörjningsgraden är ungefär samma i Styrstrategi 1 och 2. Högst SSR erhålls för Styrstrategi 1.3 och Styrstrategi 2.3, vilket är en konsekvens av att byggnadens baslast till viss del försörjs av batteriet under sommarperiodens nätter. Därmed minskar den totala andelen inköpt el under året. Anledningen till att den reducerade mängden inköpt el är

lägre än den reducerade mängden inköpt el över P_{PL} i Styrstrategi 2.1 och Styrstrategi 2.2 beror på att systemet köper in el för att ladda batteriet.

Tabell 8. Nyckeltal för simuleringsresultat i Styrstrategi 2.1–2.3 i jämförelse med referensfallet.

Parameter	Referensfall	Styrstrategi		
		2.1	2.2	2.3
Lägsta effektgräns P_{PL} [kW]	-	18,0	18,2	18,8
Årlig vätgasproduktion [kWh]	0	3402	3022	1376
Reducerad mängd inköpt el [kWh, %]	0	1198	1018	2489
	0	1,18	1,00	2,44
Reducerad mängd inköpt el över P_{PL} [kWh, %]	0	1540	1377	1032
	0	83,3	82,2	83,2
Reducerad mängd inköpt fjärrvärme [kWh, %]	0	902	796	364
	0	0,3	0,2	0,1
Reducerad toppeffekt, summerad för varje månad [kW]	0	60,8	57,1	55,5
SSR [%]	19,5	20,4	20,3	21,5
Verkningsgrad [%]	-	25,1	21,3	52,2
Totalverkningsgrad [%]	-	44,0	38,0	59,8

I Figur 12 visas motsvarande varaktighetsdiagram för Styrstrategi 2 som för Styrstrategi 1 i Figur 11. Figur 11 och Figur 12 är relativt lika, där den främsta skillnaden är att kurvorna i Styrstrategi 2 viker av tidigare mot y-axeln än kurvorna i Styrstrategi 1. Detta är väntat då den lägsta P_{PL} är lägre för samtliga strategier i Styrstrategi 2 jämfört med motsvarande strategi i Styrstrategi 1. Vidare går det att notera att topplasterna är samma som i Styrstrategi 1, vilket förklaras av att ingen styrstrategi lyckas kapa effekttopparna i slutet av sommarperioden.



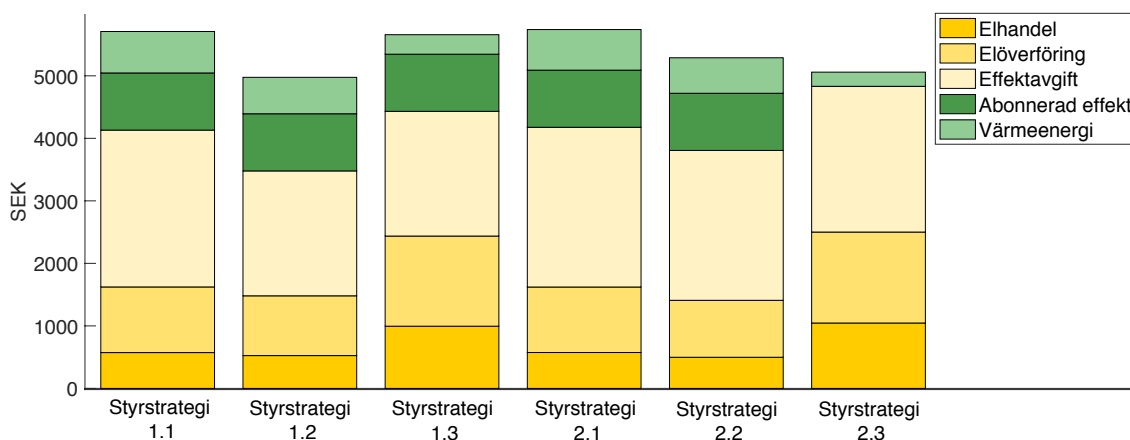
Figur 12. Varaktighetsdiagram över byggnadens effektuttag för a) hela året och b) de 1000 timmar med störst effektuttag. Notera att y-axeln är bruten i b)

5.2 Ekonomiska beräkningar

I detta avsnitt redogörs det för resultaten från de ekonomiska besparingarna för samtliga styrstrategier med avseende på el och värme. Dessa jämförs med alternativkostnaden för referensfallet. Resultaten presenteras i årlig besparing, investeringskostnad och nettonuvärde. Datat som är underlag för resultatfigurerna återfinns i Appendix B.

5.2.1 Årliga besparingar

De årliga besparingarna består av besparingar i form av el- och värmekostnader. Dessa kan jämföras med systemets alternativkostnad, vilken utgörs av de beräknade exportintäkterna som går förlorade när överskottsel lagras istället för att säljas till elnätet. Alternativkostnaden är därför lika stor för samtliga strategier och beräknades till 2 000 SEK. I Figur 13 illustreras de totala besparingarna som ett hybridssystem beräknas generera för respektive styrstrategi. Kostnaden som uppstår i samband med en minskad volymrabatt för fjärrvärme är försumbar och visas därför inte. Nettobesparingen ges som differensen mellan de totala årliga besparingarna och alternativkostnaden.



Figur 13. Årlig besparing [SEK] i samtliga fall, där gul nyans indikerar en elbesparing och grön nyans indikerar en värmebesparing. Alternativkostnaden i form av minskade exportintäkter och volymrabatt är inte illustrerade.

I Figur 13 framgår det att de totala elbesparingarna är större än de totala värmebesparingarna för samtliga styrstrategier samt att besparingarna till störst del består av en reducerad effektagift. Den största årliga besparingen erhålls i Styrstrategi 2.1 på 5 740 SEK; vilket även är den styrstrategi med lägst P_{PL} och högst besparing med avseende på effektagift. Om alternativkostnaden räknas av erhålls en årlig nettobesparing på 3 740 SEK. Vidare ses att Styrstrategi 1.2 resulterar i den sämsta totala besparingen på 4 976 SEK, som ger en årlig nettobesparing på 2 976 SEK, trots att den har samma P_{PL} som Styrstrategi 1.1. Detta beror främst på att styrstrategin inte lyckas kapa eleffektuttagen i slutet på sommarperioden i lika stor utsträckning, vilket leder till att samma besparing med avseende på reducerad effektagift inte kan uppnås. I Figur 13 framgår även att de största årliga besparingarna i elkostnader erhöles i Styrstrategi 2.3 och Styrstrategi 1.3. Detta förklaras av att batteriet används för att försörja baslasten under sommarperiodens nätter. Värmebesparingen i Styrstrategi 2.3 blir däremot lägre än för övriga strategier som en följd av dess låga vätgasproduktion. Eftersom lagret är tömt redan innan årsskiftet (se mer detaljerad systemdrift i Appendix A) arbetar inte bränslecellen under vintern och producerar därmed ingen värme.

5.2.2 Nettonuvärde

Investeringskostnaden beror av systemkomponenternas kapacitet, vilka sammanfattas i Tabell 9 för samtliga fall.

Tabell 9. Systemkomponenternas kapacitet.

Parameter	Styrstrategi					
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3
Batteri [kWh]	100	100	78	106	103	94
Elektrolysör [kW]	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Bränslecell [kW]	7,5	7,5	5,8	7,9	7,7	7,0
Vätgastank [kWh]	3750	3321	1797	3723	3299	1488

Exakta prisuppgifter för komponenterna finns generellt inte tillgängligt publikt. Därför används uppskattade priser på komponenterna baserade på diskussioner med Nilsson Energy, vilka bedriver verksamhet inom området och har inblick i hur marknaden ser ut. Investeringskostnaderna och nettonuvärde för varje styrstrategi återfås i Tabell 10.

Tabell 10. Investering per komponent (Nilsson, 2019), total investering och beräknat nettonuvärde för i samtliga styrstrategier

Komponent	Styrstrategi					
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3
Batteri ⁵ [kr]	600 000	600 000	465 000	632 200	616 800	562 800
Elektrolysör [kr]	1 300 000	1 300 000	1 300 000	1 300 000	1 300 000	1 300 000
Bränslecell ⁶ [kr]	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000
Vätgastank ⁷ [kr, st]	572 000 4	572 000 4	286 000 2	572 000 4	572 000 4	286 000 2
Kompressor [kr]	150 000	150 000	150 000	150 000	150 000	150 000
Total inv [kr]	3 072 000	3 072 000	2 801 000	3 256 200	3 238 800	2 898 800
NNV [Mkr]	-4,6	-4,6	-4,0	-4,6	-4,6	-4,0

Utifrån Tabell 10 ses att nettonuvärdet för samtliga styrstrategier resulterar i ett negativt värde, vilket innebär att ingen av strategierna gör systemet ekonomiskt lönsamt. Det betyder att de årliga besparingarna som systemen ger upphov till är för låga i förhållande till investeringskostnaderna samt drift- och underhållskostnaderna. I modellen beräknas drift- och underhållskostnaderna som en andel av investeringskostnaden. På grund av de höga investeringskostnaderna blir de årliga drift- och underhållskostnaderna större än besparingarna, varför ett negativt kassaflöde erhålls för samtliga år under investeringens livstid.

⁵ Batteriet antas kosta 6000 kr/kWh.

⁶ Då bränslecellens livslängd förlängs om den inte går på full effekt har en bränslecell på 10 kW använts i de ekonomiska beräkningarna. Den konstanta uteffekten stämmer dock överens med värdena i Tabell 16.

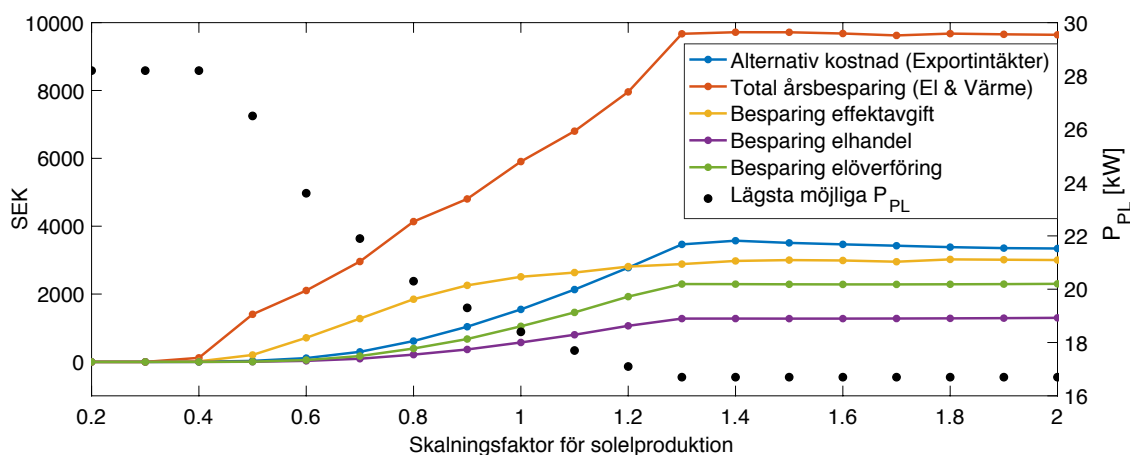
⁷ En tank rymmer 28 kg vätgas under ett tryck på 200 bar (UMOE, 2019). Vätgasens effektiva värmevärde är 33,3 kWh/kg (Li et al., 2009).

6. Känslighetsanalys

Utiifrån resultatet framgår det att det inte finns någon ekonomisk lönsamhet för hybridsystemet. För att få en uppfattning om vilka parametrar som skulle kräva förändras för att ge upphov till ekonomisk lönsamhet görs en känslighetsanalys på Styrstrategi 1.1. Känslighetsanalysen är indelad i tre avsnitt, där variationer i solelproduktion, elspotpris samt månadseffektavgift och investeringskostnad undersöks.

6.1 Förändringar i solelproduktionen

Solelproduktionen förändras genom att variera storleken på byggnadens befintliga solcellsanläggning. Detta är intressant för att undersöka huruvida solcellsanläggningens storlek är en begränsande faktor för systemets ekonomiska lönsamhet med avseende på en förändrad mängd solelöverskott. Känslighetsanalysen görs genom att använda en skalningsfaktor i intervallet $[0,2; 2]$ som multipliceras med solelproduktionen för varje timme. Skalningsfaktorn är proportionell med solpanelsarean. Detta betyder att en skalningsfaktor på 1,5 resulterar i en 1,5 gånger så stor solpanelsarea i varje väderstreck; och därmed även en 1,5 gånger så stor solelproduktion (Mertens, 2013). För varje skalningsfaktor beräknas, precis som i tidigare simuleringar, den lägsta möjliga P_{PL} för att hybridsystemet ska begränsa samtliga eleffektuttag över P_{PL} under vinterperiodens aktiva tid. Resultatet för hur mängden solelproduktion påverkar systemets ekonomiska besparingar under ett år visas i Figur 14. Den vänstra y-axeln avser besparingarna i SEK, medan den högra y-axeln beskriver värdena på P_{PL} för varje skalningsfaktor vilka är markerade med en svart prick. Med den totala årsbesparingen menas besparing i el och värme exklusive alternativkostnaden för exportintäkter som istället visas i den blå linjen. På detta sätt ger Figur 14 en uppfattning om hur besparingarna och alternativkostnaden förhåller sig till varandra med en förändrad solelproduktion.



Figur 14. Ekonomiska besparingar vid förändring i solelproduktion.
Alternativkostnaden är en negativ besparing eftersom export av el uteblir.

Figur 14 visar att en ökad mängd solcellsproduktion möjliggör ett lägre P_{PL} . Däremot har systemet i intervallet $[0,2;2]$ inte möjlighet att sänka P_{PL} ytterligare vid högre skalningsfaktor än 1,3, vilket indikerar att en solcellsanläggning som är 1,3 gånger större än dagens inte förbättrar de ekonomiska besparingarna. Den största årliga nettobesparingen sker då P_{PL} är 16,7 kW och solelproduktionen har skalats upp till 1,9. Vid denna punkt resulterar nettobesparingen i 6 307 SEK/år. Viktigt att notera är att en

ökad solelproduktion även innebär ytterligare investeringskostnader för solcellspaneler samt plats för dessa. Även storleken på batteri, elektrolysör, bränslecell och vätgaslager ökar, vilket tillsammans resulterar i en högre investeringskostnad. På grund av detta erhålls ett negativt nettonuvärde trots att besparingarna är större än i tidigare simuleringar. En ökad solelproduktion i intervallet [0,2:2] förbättrar således inte lönsamheten.

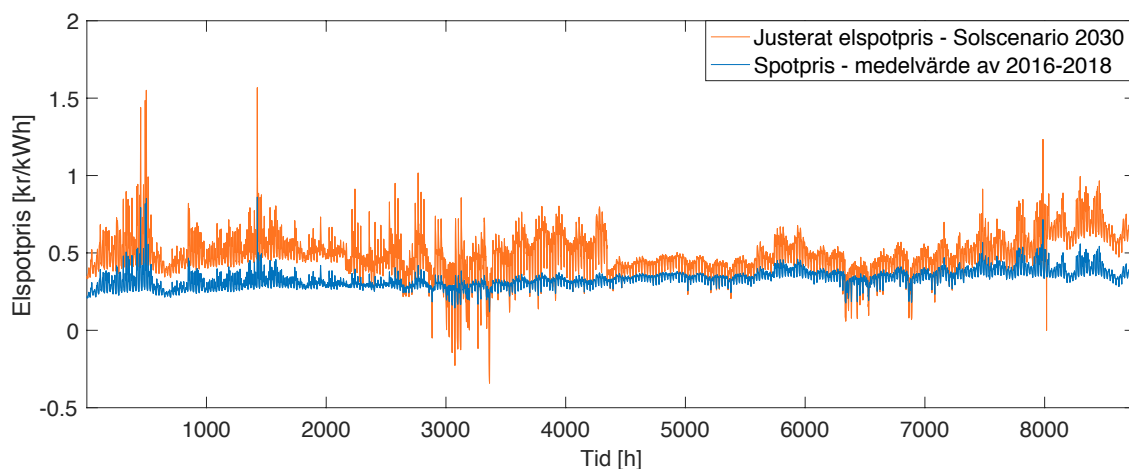
6.2 Förändringar i elspotpriset

I detta avsnitt undersöks hur framtida förändringar i elspotpriset kan påverka systemets årliga elbesparingar. Förändringen i elspotpriset baseras på ett av de tre framtidsscenario som Energimyndigheten (2019) har utformat. Energimyndigheten har tagit fram dessa scenarier i syfte att skapa ett diskussionsunderlag för vilka utmaningar och möjligheter som finns i framtidens elsystem givet att det är 100% förnybart. Samtliga scenarier utgår från att Sveriges elsystem kommer inkludera en ökad andel vindkraft samt att kärnkraften kommer att fasas ut (Energimyndigheten, 2019). Denna känslighetsanalys baseras på *solscenariot*; vilket utgår från att andelen elproduktion från sol är ca 14% år 2040. Solscenariot valdes då det enligt Energimyndigheten (2019) resulterade i störst prisvariationer över dygn såväl som säsong.

Elspotpriset som används i studiens tidigare simuleringar justerades enligt Ekvation 25

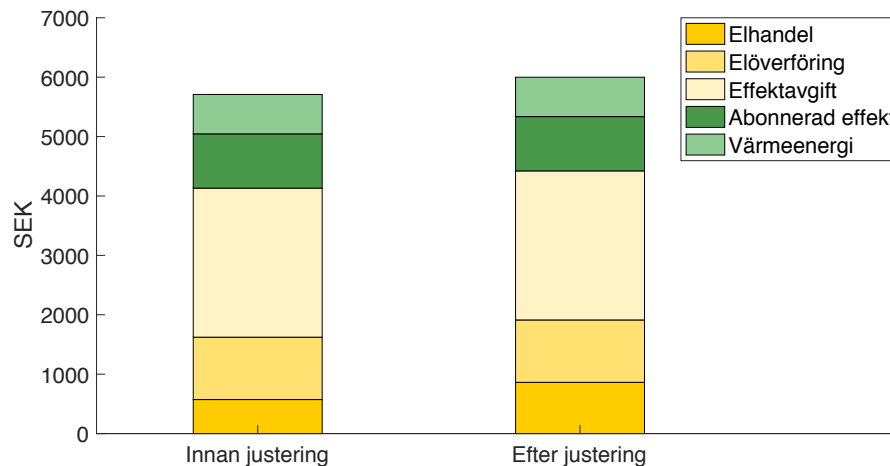
$$\hat{El}_{spot}(t) = m_2 + (El_{spot}(t) - m_1) \frac{\sigma_2}{\sigma_1}, \quad (25)$$

där m_1 och m_2 är medelvärdet samt σ_1 och σ_2 är standardavvikelsen för elspotpriset respektive det justerade elspotpriset. $\hat{El}_{spot}$ [kr/kWh] är det justerade elspotpriset och El_{spot} [kr/kWh] är elspotpriset som används i tidigare simuleringar. Säsongsvärden (vinter, vår, sommar, höst) för det justerade elspotprisets medelvärde och standardavvikelse erhöles från Energimyndighetens (2019) resultat för solscenariot år 2030. Som Figur 15 indikerar är det justerade elspotpriset dyrare över hela året och har en större priselasticitet jämfört med det tidigare använda elspotpriset. Vidare ses att elspotpriset vissa timmar under sommarhalvåret är negativt. I denna studie antas det innebära att fastighetsägaren får betala motsvarande elspotpris för att skicka ut elen på nätet.



Figur 15. Elspotpris per timme under ett år, innan och efter justering.

I Figur 16 jämförs besparingarna vid justerat elspotpris med besparingarna utan justering. Alla besparingsposter är samma i båda fallen förutom besparingen för elhandel, som blir större vid justerat elspotpris. Elhandelsbesparingen ökar vid justerat elspotpris från 573 SEK till 865 SEK. Däremot ändras även alternativkostnaden för exportintäkter då elspotpriset justeras. Denna kostnad ökar från 2 000 SEK till 2 845 SEK vid justerat elspotpris och leder därmed till en lägre årsbesparing på el.

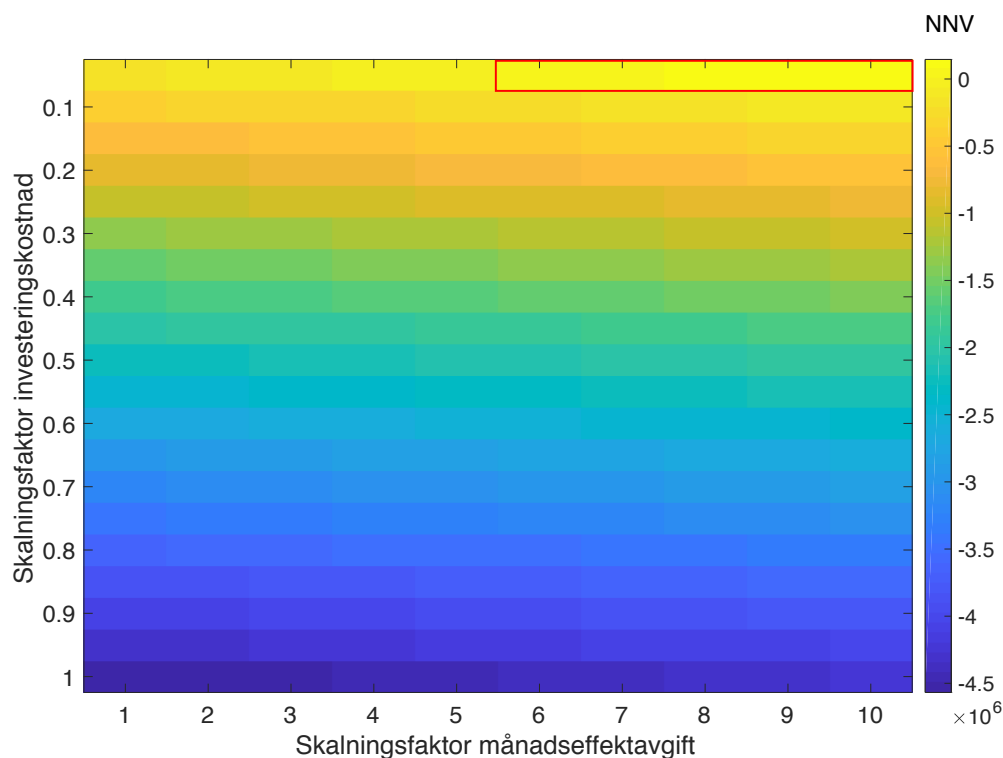


Figur 16. Årlig besparing [SEK] innan och efter justerat elpris, där färgen på stapeln indikerar typ av besparing. Alternativkostnaden är inte illustrerad.

Sammanfattningsvis blir den årliga nettobesparingen efter justering 3 148 SEK, vilket kan jämföras med den årliga nettobesparingen innan justering på 3 701 SEK. Detta innebär att nettonuvärdet inte förbättras vid justerat elspotpris jämfört med i tidigare simuleringar.

6.3 Förändringar i investeringskostnad och effektagift

Detta avsnitt avser att undersöka månadseffektagiftens och investeringskostnadens påverkan på nettonuvärdet. I Figur 17 illustreras hur nettonuvärdet förändras då investeringskostnaden minskar och effektagiften ökar. På y-axeln minskar den totala investeringskostnaden med hjälp av en skalningsfaktor i intervallet [1:0.05], vilket innebär en minskad investeringskostnad mellan 0–95%. På x-axeln ökar istället månadseffektagiften genom en skalningsfaktor i intervallet [1:10], vilket innebär en ökad avgift på 0 - 1000%. Färglisten till höger indikerar färgen för olika nettonuvärden, där förbättrade nettonuvärden går mot en gulare nyans. Nettonuvärden större än noll innebär lönsamhet, vilket inträffar i fem olika kombinationer av skalningsfaktorer. Dessa markeras i Figur 17 med en röd rektangel.



Figur 17. Nettonuvärde för hybridsystemet vid förändring av investeringskostnad samt månadseffektavgift, där färgen indikerar storleken på nettonuvärdet. I fem fall erhålls ett positivt nettonuvärde, vilka markeras i rött.

Figur 17 illustrerar att en minskad investeringskostnad på 95% för samtliga komponenter och en ökad månadseffektavgift med minst 600% ger ett positivt nettonuvärde, vilket innebär att investeringen är lönsam. Färgskiftningarna indikerar att investeringskostnaden påverkar nettonuvärdet i störst utsträckning, medan månadseffektavgiften inte har lika stor betydelse. Nettonuvärdet för samtliga skalningsfaktorer återfås i Appendix C.

7. Diskussion

I detta avsnitt diskuteras utformningen av simuleringsmodellen och hur dess begränsningar påverkar resultatet. Därefter förs en diskussion om resultatet och känslighetsanalysen kopplat till studiens syfte och frågeställningar. Utifrån diskussionen presenteras slutligen förslag på hur studien kan utvecklas samt forskningsområden för framtida studier inom vätgaslagring.

7.1 Systemmodellens begränsningar

Resultaten är simulerade och ger således en förenklad bild av hur ett verkligt vätgaslager kan dimensioneras och användas i en byggnad. Faktorer som leder till en lägre noggrannhet i modellen är bland annat studiens val av data och förenklande antaganden. Emellertid syftar modellen till att åskådliggöra den ekonomiska och energimässiga potentialen med ett hybridsystem i en byggnad. Styrstrategierna har utformats med stöd från forskning och från näringslivet baserat på hur elmarknaden ser ut idag och ger därmed en indikation på hur ett vätgaslager kan användas i en kommersiell byggnad. En mer detaljerad modell bidrar inte nödvändigtvis till ett större kunskapsvärde.

Utfallet för samtliga styrstrategier påverkas av när sommar- och vinterperioden infaller under året; vilka i systemmodellen valdes utifrån elnätsägarens definition av hög- och låglasttid. En konsekvens av detta är att ingen av driftstrategierna lyckas kapa de höga eleffekttopparna som inträffar i slutet av sommarperioden, vilket leder till att besparingar i effektavgift uteblir denna period. Ett alternativ skulle därför vara att tidigarelägga vinterperiodens start. Detta hade möjligtvis resulterat i att hybridsystemet kunnat kapa fler eleffekttoppar i slutet på sommarperioden, däremot skulle mindre vätgas lagrats till vintern. I denna studie prioriteras de effekttoppar som leder till störst ekonomisk besparing; vilka generellt förekommer när efterfrågan på el är som störst. På grund av detta görs bedömningen att det är rimligt att avgränsa vinter- och sommarperioden efter när hög- och låglasttid inträffar. I denna studie var byggnadens elanvändning känd innan dimensionering, vilket leder till att modellen kan försäkra sig om att den största eleffekttoppen alltid kapas. Detta är inte fallet i verkligheten då det är komplicerat att förutspå när det största eleffektuttaget kommer att inträffa. Med bakgrund av detta är det önskvärt att implementera teknik som kan prognostisera eleffekttoppar för att säkerställa att uttagen kapas för att således minska effektavgiften.

I systemmodellen antas att restvärme från bränslecell och elektrolysör kan användas för rumsuppvärmning samt till tappvarmvatten. I och med att modellens främsta fokus är att minska eleffektuttagen, tar modellen inte hänsyn till om hybridsystemets spillvärme och byggnadens värmekonsumtion sammanfaller. Således överskattas möjligtvis värmebesparingarna något, speciellt under sommarhalvåret då uppvärmningsbehovet generellt är litet. Däremot finns ett behov av tappvarmvatten under sommaren eftersom det bland annat finns gym, bostäder, bageri och restaurang i byggnaden.

I modellen finns det både tekniska och ekonomiska antaganden som begränsar resultatets noggrannhet. Exempel på tekniska antaganden är att komponenterna antas ha en fix verkningsgrad och inte förbrukar någon el i standby-läge. Implementering av sådana detaljer skulle emellertid ge en mer komplex modell utan att bidra till mer betydande insikter om hur systemet kan användas i studieobjektet. En ekonomisk begränsning i simuleringsmodellen är att de totala el- och värmekostnaderna per timme antas vara

samma under projektets livstid på 25 år. Detta är ett osannolikt - men förenklat - antagande då priserna ständigt varierar på både kort och lång sikt. Exempelvis förväntas elspotpriset bli mer volatila i framtiden, vilket modellen inte tar hänsyn till (Byman, 2017). Detta beaktas däremot i känslighetsanalysen. Ytterligare ett ekonomiskt antagande är att komponenterna antas ha en fix livslängd som endast är beroende av tiden. I verkligheten påverkas emellertid komponenters livslängd även av andra faktorer såsom tekniska fel. Modellen antar även att återanskaffningsvärdet är samma som investeringskostnaden, vilket är en förenkling då investeringskostnaden troligen förändras över tid. Även komponenternas drift- och underhållskostnader antas vara samma varje år, vilket ger en förenklad bild av verkligheten.

7.2 Potentialen för hybridsystemet att nyttja solelöverskottet

I resultatet beskrivs hur överskottselen från solcellsanläggningen under sommaren kan användas för att minska byggnadens eleffektuttag i huvudsak under vintern. I referensfallet är överskottsproduktionen ungefär en sjättedel av den totala solelproduktionen, vilket motsvarar cirka 4800 kWh. För de olika styrstrategierna varierar den reducerade mängden årlig inköpt el mellan cirka 1000 och 2500 kWh, vilket betyder att 21–52% av överskottsproduktionen med hjälp av hybridsystemet kan nyttjas som elektricitet i byggnaden. Då endast en relativt liten mängd av solelöverskottet kan användas för att minska andelen inköpt el ökar inte självförsörjningsgraden nämnvärt i jämförelse med referensfallet. Anledningen till att inte en större andel kan utnyttjas beror på verkningsgraden i omvandlingsprocessen el - vätgas - el. Verkningsgraden beror på vilken väg styrstrategin beslutar att överskottselen ska ta vid en viss tidpunkt, vilka illustreras i Figur 9. Anledningen till att vissa styrstrategier erhåller en lägre verkningsgrad (se Tabell 7 och Tabell 8) än de som beskrivs i Figur 9 beror på att styrstrategierna använder en kombination av dessa vägar.

När även värmeförlusterna tas tillvara ökar den totala verkningsgraden för de olika styrstrategierna till 41–62%, vilket kan jämföras med 21–52% då endast elenergin beaktas. Resultatet indikerar att den bästa totala verkningsgraden erhålls i Styrstrategi 1.3. Detta beror på att en mindre andel överskottsel omvandlas till vätgas än i övriga fall, vilket innebär mindre förluster. Således medför denna styrstrategi att överskottselen tillvaratas på bäst sätt med avseende på energimängd, däremot utnyttjas inte överskottsproduktionen de tidpunkter då den ger störst ekonomisk nytta. Den sämsta totala verkningsgraden återfås i Styrstrategi 2.2. Detta förklaras av att denna styrstrategi använder vägval 3) under sommaren, medan övriga styrstrategier aldrig utnyttjar denna väg. I Tabell 7 och Tabell 8 går det dock att utläsa att en lägre verkningsgrad inte korrelerar med lägsta möjliga P_{PL} . För att systemet ska erhålla en låg P_{PL} är det främst den årliga vätgasproduktion som har betydelse.

Gemensamt för samtliga strategier är att överskottselen fördelas ut under de timmar då byggnaden har höga effektuttag för att på så sätt jämna ut effektuttagen sett över dygn och säsong. I Styrstrategi 1 sker detta genom att endast använda vätgaslagret, medan Styrstrategi 2 använder både vätgaslagret och elnätet. Som resultatet indikerar leder detta till att den inköpta elen är större i Styrstrategi 2, däremot är mängden inköpt el över P_{PL} mindre. Detta innebär att fler och större eleffektoppar kan kapas tack vare att mer el köps in från nätet. Styrstrategi 2 möjliggör således att byggnadens stora effektuttag bättre kan fördelas över timmar med låga effektuttag. På grund av detta kan hybridsystemet i större

utsträckning flytta byggnadens effektuttag, vilket gör systemet mer flexibelt än i Styrstrategi 1.

7.3 Systemets ekonomiska lönsamhet

Resultatet visar att hybridsystemet inte är ekonomiskt lönsamt för någon av de undersökta styrstrategierna. Detta beror på att besparingarna i form av el och värme är för låga i förhållande till investeringskostnaderna samt drift- och underhållskostnaderna. Styrstrategierna ger relativt lika utfall vad gäller besparing, där den största ekonomiska besparingen utgörs av reducerad effektagift. De styrstrategier som skiljer sig från övriga styrstrategier är de då batteriet delvis förser baslasten under sommarnätterna (Styrstrategi 1.3 och Styrstrategi 2.3). Detta leder till att besparing i elhandel utgör en större andel av besparingen. Däremot blir värmebesparingarna mindre eftersom elektrolysören och bränselcellens arbetstimmar är färre. Besparingarna i Styrstrategi 1 och Styrstrategi 2 är relativt lika trots att Styrstrategi 2 möjliggör en lägre effektgräns. Detta beror på att skillnaden på P_{PL} endast är cirka 0,5 kW, vilket i slutändan resulterar i en liten skillnad i besparing eftersom månadseffektagiften endast är 42 kr/kW. Den reducerade mängden inköpt el är 1–2% för styrstrategierna, och den reducerade mängden inköpt värme är 0,1–0,3%. Detta kan sättas i relation till Vasakronans interna mål att minska inköpt energi med 5%. Notera att inköpt energi även inkluderar byggnadens användning av fjärrkyla. Den reducerade mängden inköpt el och värme bidrar således i bästa fall till att knappt halva målet uppfylls för Kransen 2.

De ekonomiska besparingarna jämförs med alternativkostnaden av att sälja all överskottsel på nätet. Resultatet visar att den förlorade exportintäkten är 2 000 SEK/år, vilket jämförs med hybridsystemets besparing på cirka 5 000 - 6 000 SEK/år för de olika strategierna. Hybridsystemet möjliggör således en högre årlig besparing än referensfallet. Solelöverskottet har därför ett högre ekonomiskt värde vid lagring och användning under vinterhalvåret för eleffekttoppskapning än vid direkt försäljning till nätet, trots den låga verkningsgraden. Däremot medför hybridsystemet som tidigare nämnt höga investerings-, drift- och underhållskostnader, vilket leder till ett negativt nettonuvärde och är därmed en olönsam investering.

För att undersöka vilka parametrar som kan påverka lönsamheten gjordes en känslighetsanalys i tre delar. Då resultatet visar att den största ekonomiska besparingen utgörs av reducerad effektagift är det intressant att undersöka hur besparingen påverkas av en förändring i solelproduktionens storlek. I denna studie minskades effektuttaget genom att effektuttaget begränsades till P_{PL} . Värdet på P_{PL} avgör således vad den reducerade effektagiften blir, varför det är intressant att undersöka om en lägre P_{PL} kan åstadkommas med hjälp av mer solelöverskott. Känslighetsanalysens resultat indikerar att så är fallet, däremot är inte sambandet linjärt (se Figur 14). För skalningsfaktorer i intervallet [0,4; 1,3] minskar P_{PL} nämnvärt, medan P_{PL} i intervallet [1,3;2] stagnerar. Anledningen till att systemet inte klarar en lägre P_{PL} i detta intervall trots en ökad solelproduktion beror på att antalet timmar då eleffekttoppskapning krävs blir fler då P_{PL} minskar. Systemet kapar därmed inte längre bara eleffekttoppar utan förser även baslasten med effekt. Detta åskådliggörs i varaktighetsdiagrammet som visas i Figur 11 och Figur 12 i Kapitel 5. I takt med att P_{PL} minskar så ökar både storleken på effektuttaget per timme men också antalet timmar då eleffekttoppskapning krävs. Den ackumulerade mängden efterfrågad energi blir då större än vad det finns möjlighet att lagra för given solelproduktion. Resonemanget visualiseras även i Figur 14 där den totala besparingen

för låga skalningsfaktorer [0,6:0,9] domineras av reducerad effektaggift. Detta beror på att P_{PL} minskar mer vid varje ökning av skalningsfaktorn i intervallet. Däremot ökar besparingen i elhandel och elöverföring i snabbare takt för större skalningsfaktorer vilket förklaras av det ovan nämnda att systemet börjar försörja baslasten. Då modellen dimensionerar lagerstorleken utifrån given P_{PL} , blir lagret ungefär lika stort för samtliga skalningsfaktorer i intervallet [1,3; 2]. Detta medför att mängden el som byggnaden tvingas sälja ut (på grund av att lagret inte är tillräckligt stort) ökar proportionellt med solelproduktionen i detta intervall; varför den alternativa kostnaden och den totala årsbesparingen stagnerar. Känslighetsanalysen visar även att den totala årsbesparingen och den alternativa kostnaden ökar i ungefär samma takt då skalningsfaktorn ökar. Om den totala årsbesparingen ökat i snabbare takt än den alternativa kostnaden hade det funnits ekonomiska incitament att ha en större solcellsanläggning.

En annan parameter som påverkar systemets lönsamhet är elspotpriset. Därav simuleras ett justerat spotpris för att undersöka dess effekter på besparingen. Resultatet visar att större variationer på elspotpriset under dag och natt samt under sommar och vinter ger en högre besparing i elhandel. Emellertid resulterar det justerade spotpriset i en högre alternativkostnad eftersom spotpriset sommartid generellt är högre än i tidigare simuleringar, se Figur 15. Följaktligen gav det justerade elspotpriset en sämre lönsamhet. Om spotpriset däremot varit lägre sommartid och högre vintertid jämfört med spotpriset i tidigare simuleringar, skulle möjligtvis en högre besparing i elhandel i kombination med en lägre alternativkostnad gett en bättre lönsamhet. Under vissa timmar är det justerade elspotpriset negativt, vilket i denna studie antas innebära en kostnad för fastighetsägaren i de fall då elen skickas ut på nätet. Detta antagande kan ifrågasättas då det är svårt att veta hur negativa spotpriser i framtiden kan komma att påverka en fastighetsägare med överproduktion. Möjligtvis väljer fastighetsägaren att stänga av solcellsanläggningen de tidpunkter då negativa elspotpriser uppstår. Framtida spotpris är överlag svårt att förutspå då det är beroende av många parametrar, varför det är komplicerat att göra ett representativt framtidsscenario. Det framtidsscenario som presenteras i känslighetsanalysen är ett av flera möjliga utfall.

För att undersöka hur investeringskostnaden och månadseffektagiften påverkar lönsamheten genomfördes en kombinerad analys av de båda. Känslighetsanalysen visar att det främst är investeringen som avsevärt måste minska för att hybridssystemet ska bli lönsamt. En minskad investeringskostnad minskar även drift- och underhållskostnaderna $CO_{\&M,y}$ i systemet enligt Ekvation 22. Detta påverkar i sin tur kassaflödet K_y i nettonuvärdesberäkningen. För lönsamhet krävs att investeringskostnaden för samtliga komponenter minskar med 95%. Enligt U.S Department of Energy och The National Renewable Energy Laboratory uppskattas framtida produktionskostnader för elektrolysörer till 171\$/kW och för bränsleceller till 216\$/kW, vilket motsvarar 1616 SEK/kW respektive 2041 SEK/kW⁸ (DOE, 2014; NREL 2011). Detta resulterar i 33 000 SEK respektive 20 500 SEK för komponentstorlekarna som används i denna studie och innebär därmed en kostnadsminskning med cirka 97%. Zhang et al. (2017b) uppskattar ett optimistiskt framtidsscenario där vätgaslager antas kosta 2 400 SEK/kg, vilket i relation till denna studie innebär en minskning med 50%. Med bakgrund av detta finns det indikationer på att investeringskostnaden för ett hybridssystem kommer att minska betydligt i framtiden, däremot är det osäkert hur mycket och när. Känslighetsanalysen visar även att månadseffektagiften måste öka för att systemet ska uppnå lönsamhet. Trots

⁸ Enligt en valutakurs från USD till SEK på 9,45.

att marknaden tyder på att elkostnader i framtiden till större del kommer att bestå av effekt än energimängd (Eurelectric, 2012), är det svårt att tro att månadsavgiften kommer att öka med så mycket som 600% i den närmsta tiden.

Sammanfattningsvis påverkar flera parametrar hybridsystemets ekonomiska lönsamhet, där några av dem har undersökts i känslighetsanalysen som visar att en minskad investeringskostnad förbättrar lönsamheten i störst utsträckning. Andra parametrar som inte undersöks är bland annat elöverföringsavgiften. En större skillnad mellan elöverföringsavgiften för höglasttid och låglasttid hade troligen resulterat i en högre besparing, eftersom hybridsystemet möjliggör en tidsförflyttning för import av el från höglasttid till låglasttid.

7.4 Potentialen att använda vätgaslagring i en kommersiell byggnad

Resultatet visar att hybridsystemet har energimässig potential att minska byggnadens eleffektuttag, däremot är det inte ekonomiskt lönsamt. Förutom förmågan att minska eleffektuttaget kan ett hybridsystem bidra med robusthet och flexibilitet, vilket potentiellt kan påverka de ekonomiska incitamenten för att implementera systemet i framtiden. Dessa egenskaper kan ge värden i form av minskad sårbarhet för elavbrott och höga elpriser. I takt med att elmarknaden förändras och flexibilitet blir alltmer efterfrågat kan nya affärsmodeller introduceras på elmarknaden, där fastighetsägaren exempelvis erbjuds ersättning för att tillhandahålla energi och styra sitt eleffektuttag (Alvehag et al., 2016).

Vätgaslagring kan användas i byggnader på många andra sätt och med andra syften än vad som undersökts i denna studie. Som tidigare nämnt begränsar systemets verkningsgrad andelen överskottsel som kan användas för att minska eleffektuttaget. Däremot visar känslighetsanalysen i Avsnitt 6.1 att en ökad solexproduktion endast förbättrar systemets förmåga att minska P_{PL} till en viss gräns. Detta innebär att mer sol eller en högre verkningsgrad inte är avgörande för systemets prestanda att kapa eleffektoppar. Om vätgaslagret däremot ska användas för att öka byggnadens självförsörjandegrad, eller till och med göra byggnaden självförsörjande på el, krävs betydligt mer solexöverskott och verkningsgraden får större betydelse.

Det är viktigt att nämna att vissa praktiska aspekter vad gäller vätgaslagring i byggnader inte har tagits i beaktning i denna studie, där säkerhetsaspekten är en av dem. Det finns lång erfarenhet av hantering av vätgas i bland annat industri- och fordonssektorn, däremot är kunskapen bristfällig vad gäller hantering av vätgas i byggnader i centrala delar av städer. Således krävs omfattande arbete tillsammans med experter inom brand och risk för att säkerställa att vätgasen hanteras enligt gällande lagstiftning, vilket i sin tur kan leda till en dyrare installationskostnad (Nilsson, 2019). Andra praktiska aspekter är utrymme och studieobjektets fysiska lämplighet vad gäller rörledningar etc.

7.5 Förslag på vidare studier

Då simuleringsmodellen i denna studie är en förenklad modell av verkligheten kan den utvecklas vidare. Modellen dimensionerar systemet utifrån känd lastdata, och de olika styrstrategierna tar olika beslut vid varje tidssteg. I verkligheten är detta svårt att åstadkomma om inte någon form av prognosstyrning är möjlig. Således är det intressant att utveckla modellen och med hjälp av exempelvis maskininlärning förutse när en

effekttopp kommer att inträffa. Det finns även många andra sätt att minska effektuttaget på än att begränsa det till en viss gräns. Detta kan exempelvis vara att modellen beslutar att minska effektuttaget om det stiger med en viss hastighet, det vill säga att derivatan av effektuttaget når en viss nivå. En annan intressant utveckling av systemmodellen är att omdefiniera vinterperioden för att säkerställa att även topparna under slutet av sommarperioden minimeras.

Dessutom kan det vara intressant att använda prognostisering av elspotpriset i modellen. En sådan utveckling möjliggör exempelvis att batteriet laddas från nätet då spotpriset förväntas bli lågt, och laddas ur då det är högt. I denna studie styrs batteriets i- och urladdning av elnätsägarens definition av hög- och låglasttid samt av byggnadens aktiva timmar, vilket kan göras annorlunda. Detsamma gäller vid produktion av vätgas; om spotpriset är lågt används överskottselen i elektrolysören och om det är högt säljs elen ut på nätet.

Då denna studie är en fallstudie där endast en byggnad simulerats, är det intressant att vidare undersöka hur hybridssystemet presterar i byggnader med andra egenskaper. Dessa egenskaper kan exempelvis vara typ av uppvärmningssystem. Om byggnaden använder värmepump istället för fjärrvärme återfås en annan typ av lastkurva där fastighetselen har ett högre effektuttag under vintern än under sommaren. Detta ger en större årsvariation i byggnadens produktion och konsumtion vilket kan vara intressant att undersöka.

8. Slutsatser

Syftet med studien var att undersöka hur lokalt producerad vätgas kan användas som säsongsenergilager för att reducera eleffektbehovet i en kommersiell byggnad. En fallstudie utfördes genom att simulera ett hybridsystem i Vasakronans fastighet Kransen 2 i centrala Uppsala. Den utformade systemmodellen konstruerades för att förflytta tidpunkter för inköp av el, för att således begränsa studieobjektets eleffektuttag att överstiga en given effektgräns. Totalt sex styrstrategier har utformats för att undersöka hur dessa påverkar hybridsystemets prestation med avseende på energi och ekonomi.

Resultatet visar att ett hybridsystem har potential att minska byggnadens eleffektuttag från nätet till en viss gräns. I bästa fall kan effektuttaget begränsas till 18 kW under vinterperiodens aktiva timmar, vilket motsvarar en minskning med 36% jämfört med nettoeffektbehovet. Genom att implementera ett hybridsystem i byggnaden beräknas den årliga inköpta elen reduceras med 1–2%, beroende på styrstrategi. Den reducerade mängden inköpt el bidrar till att byggnadens eleffektuttag som överskrider given effektgräns minskar med 76–84%. Resultatet indikerar även att val av styrstrategi inte påverkar utfallet markant. Däremot framgår en förbättring i byggnadens flexibilitet, med avseende på förmågan att förflytta timmar med stora effektuttag, i de styrstrategier där hybridsystemets batteri även kan laddas från elnätet under låglasttimmar.

Tidsförflyttningen av inköpt el medför ekonomiska besparingar i elhandelskostnader och elöverföringskostnader, och det minskade effektuttaget resulterar även i en minskad månadseffektavgift. Dessutom medför hybridsystemet värmebesparingar då spillvärmen från vätgassystemet kan tas tillvara i byggnaden. De totala besparingarna består främst av minskad månadseffektavgift (45%). Den största årliga nettobesparingen som kan erhållas är 3 732 SEK, vilket motsvarar en årlig minskning av elkostnaderna med 2% och en årlig minskning av värmekostnaderna med 1%.

Resultatet visar att den ekonomiska lönsamheten för ett hybridsystem är begränsad. Besparingarna är inte tillräckligt stora i förhållande till investerings- och underhållskostnader för hybridsystemet. På grund av detta blir nettonuvärdet negativt i samtliga fall. I känslighetsanalysen studeras hur 1) solcellsanläggningens storlek, 2) elspotprisets variationer samt 3) investeringskostnaden och månadseffektavgiften påverkar lönsamheten. Resultatet visar att det främst är den höga investeringskostnaden som begränsar lönsamheten. För att investeringen ska bli lönsam måste investeringskostnaden minska med ungefär 95% i kombination med att månadseffektavgiften ökar med 600%. Således kan det finnas potential för investeringen i framtiden, även fast det är långt ifrån lönsamt idag.

Utöver de ekonomiska incitamenten finns andra värden som ett hybridsystem kan ge en fastighetsägare. Hybridsystemet medför exempelvis flexibilitet, robusthet och ett ökat utnyttjande av lokalt producerad energi. Dessa egenskaper kan komma att ge ekonomiska värden för fastighetsägare i framtiden om elmarknaden i större utsträckning baseras på handel av effekt istället för energi. Sammanfattningsvis finns ingen lönsamhet för systemet idag, men eventuellt i en framtida elmarknad där nya affärsmodeller utvecklas som följd av en ökad andel icke-planerbar elproduktion.

Referenser

- Agbossou, K., Kolhee, M., Hamelin, J. & Bose, T-K. 2004. Performance of a stand-alone renewable-energy system - System based on energy storage as hydrogen. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 19 (3): 633-640.
- Alvehag, K. Werther Öhling, I. Östman, K. Broström, E. Strömbäck, E. 2016. *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*. Energimarknadsinspektionen. Ei R2016:15.
- Balcombe, P., Rigby, D., Azapagic, A. 2015. Energy self-sufficiency, grid demand variability and consumer costs: Integrating solar PV, Stirling engine CHP and battery storage. *Applied Energy* 155: 393-408.
- Barbir, F. 2005. PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. *Solar Energy* 78 (5): 661-669
- Battery University. 2017. *BU-808: How to Prolong Lithium-based Batteries*. https://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_prolong_lithium_based_batteries (Hämtad 2019-12-11)
- Benavente-Araoz, F., Lundblad, A., Campana, P.E., Zhang, Y., Cabrera, S., Lindbergh, G. 2017. Loss-of-load probability analysis for optimization of small off-grid PV-battery systems in Bolivia. *Energy Procedia* 142: 3715-3720.
- Bessarabov, D., Wang, H., Li, H., & Zhao, N. (eds). 2015. *PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications*. Boca Raton: CRC Press.
- Bye, Å. Business Manager PowerCell. Telefonintervju oktober 2019.
- Byman, K. 2017. *Leveranssäkerhet inom elförsörjning - en delrapport*. Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien [IVA]. Vägval el. ISBN: 978-91-7082-955-0. <https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vagval-el/vagval-el---leveranssakerhet-inom-elforsorjningen-id-109763.pdf>
- Chalmers Industriteknik [CIT]. 2011. *Normalårskorrigerering av energistatistik*. Göteborg: Chalmers tekniska högskola. <http://www.enerma.se/wp-content/uploads/2018/01/normalarskorrigering.pdf>
- Chi, J. & Yu, H. 2018. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. *Chinese Journal of Catalysis* 39 (3): 390-394.
- Dagdougui, H., Sacile, R., Bersani, C. & Ouammi, A. 2018. *Hydrogen Infrastructure for Energy Applications: Production, Storage, Distribution and Safety*. San Diego: Academic Press [Imprint].
- Dicks, A., Rand, D. 2018. *Fuel Cell Systems Explained*. 3:e uppl. Chichester: John Wiley & Sons.
- US Department of Energy [DOE]. 2014. *DOE Hydrogen and Fuel cells Program Record*. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/14004_h2_production_cost_pem_electrolysis.pdf
- Duffie, J.A. & Beckman, W.A. 2006. *Solar engineering of thermal processes*. 3:e uppl. Hoboken, NJ: Wiley.

- Ellevio. 2019. *Effektbrist eller kapacitetsbrist - eller både och? Vi reder ut begreppen*. <https://www.ellevio.se/om-oss/Pressrum/newsroom/2019/mars/effektbrist-eller-kapacitetsbrist--eller-bade-och-vi-reder-ut-begreppen/> (Hämtad 2019-12-06)
- Energimarknadsbyrån. 2019. *Elräkningen*. <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elrakningen/> (Hämtad 2019-12-06)
- Energimyndigheten. 2016. *Vägval och utmaningar för energisystemet*. ET 2016:05. Bromma: Arkitektkopia AB. https://www.energimyndigheten.se/globalassets/klimat--miljo/fyra-framtider/38764_vagval-och-utmaningar-for-energisystemet_webb.pdf
- Energimyndigheten. 2018. *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem - Delrapport 1: Framtidens elsystem och Sveriges förutsättningar*. ER 2018:16. Bromma: Arkitektkopia AB.
- Energimyndigheten. 2019. *100 procent förnybar el - Delrapport 2: Scenarier, vägval och utmaningar*. ER 2019:06. Bromma: Arkitektkopia AB.
- Eurelectric. 2012. *Decentralised Storage: Impact on Future Distribution Grids*. https://natgrp.files.wordpress.com/2013/02/eurelectric_decentralized_storage_finalcover_dc_opy-2012-030-0574-01-e.pdf
- García-Triviño, P., Llorens-Iborra, F., García-Vázquez, C.A., Gil-Mena, A.J., Fernández-Ramírez, L.M. & Jurado, F. 2014. *Long-term optimization based on PSO of a grid-connected renewable energy/battery/hydrogen hybrid system*. *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (21): 10805-10816.
- Godula-Jopek, A. 2015. *Hydrogen Production: by Electrolysis*. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co.
- Gonzatti, F. & Farret, F.A. 2017. Mathematical and experimental basis to model energy storage systems composed of electrolyzer, metal hydrides and fuel cells. *Energy Conversion and Management* (132): 241-250.
- Hansson, M., Johansson, O., Normark, B. 2014. *Energilager i energisystemet*. Stockholm. Power Circle. <http://powercircle.org/wp-content/uploads/2014/09/Underlagsrapport-Energilager-i-energisystemet.pdf>
- Hus utan sladd. 2019. *Projektbeskrivning för Hus utan sladd*. <http://husutansladd.se/projektbeskrivning/> (Hämtad 2019-11-29)
- Hydrogen Europe. 2019. *Fuel Cells*. <https://www.hydrogeneurope.eu/fuel-cells> (Hämtad 2019-11-05)
- International Energy Agency [IEA]. 2019. *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. Executive summary*. International Energy Agency.
- Kalinci, Y., Hepbasli, A., Dincer, I. 2015. Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options. *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (24): 7652-7664.
- Klebanoff, L. 2013, *Hydrogen storage technology: materials and applications*, Taylor & Francis, Boca Raton.
- Li, C., Zhu, X., Cao, G., Sui, S. & Hu, M. 2009. Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology. *Renewable Energy* 34 (3): 815-826.

- Lindahl, J., Stoltz, C., Oller Westerberg, A., Berard, J. 2019. *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2018*. International Energy Agency [IEA] & Energimyndigheten.
- Marino, C., Nucara, A., Pietrafesa, M., Pudano, A. 2013. An energy self-sufficient public building using integrated renewable sources and hydrogen storage. *Energy* 57: 95-105.
- Mertens, K. 2013. *Photovoltaics: fundamentals, technology and practice*. Wiley-Blackwell.
- Murnane, M., Ghazel, A. 2017. *A Closer Look at State of Charge (SOC) and State of Health (SOH) Estimation Techniques for Batteries*.
<https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/technical-articles/A-Closer-Look-at-State-Of-Charge-and-State-Health-Estimation-Techniques-....pdf> (Hämtad 2019-11-17)
- Nationalencyklopedin [NE]. 2019a. *Väte*. <https://www-ne-se.ezproxy.its.uu.se/uppslagsverk/encyklopedi/l%C3%A5ng/v%C3%A4te> (Hämtad 2019-09-03)
- Nationalencyklopedin [NE]. 2019b. *Elektrolys*. <https://www-ne-se.ezproxy.its.uu.se/uppslagsverk/encyklopedi/l%C3%A5ng/elektrolys> (Hämtad 2019-09-05)
- Nationalencyklopedin [NE]. 2019c. *Batteri*. <https://www-ne-se.ezproxy.its.uu.se/uppslagsverk/encyklopedi/l%C3%A5ng/batteri> (Hämtad 2019-11-07)
- Nordling, A. 2016. *Sveriges framtida elnät - en delrapport*. Kungliga ingenjörsvetenskapsakademin [IVA]. Vägval el. ISBN: 978-91-7082-911-6.
<https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-energi/vagvalel-sveriges-framtida-elnet-b.pdf>
- Nordling, A., Englund, R. 2015. *Energilagring. Teknik för lagring av el*. Kungliga ingenjörsvetenskapsakademin [IVA]. Vägval el. ISBN: 978-91-7082-901-7.
<https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201508-iva-vagvalel-ellagring-rapport-j-ny.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory [NREL]. 2011. *Wind Electrolysis: Hydrogen Cost Optimization*.
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/14004_h2_production_cost_pem_electrolysis.pdf
- Nilsson, H-O. Teknikansvarig Nilsson Energy. Intervju oktober 2019.
- Nilsson Energy. 2019a. *Demo Site*. <https://nilssonenergy.com/portfolio-item/demo-site/> (Hämtad 2019-12-02)
- Näslund, Ulf. Chef Teknikutveckling Vasakronan. Intervju oktober 2019.
- Oliveira e Silva, G., Hendrick, P. 2016. Lead–acid batteries coupled with photovoltaics for increased electricity self-sufficiency in households. *Applied Energy* 178: 856-867.
- PowerCell. 2019a. *The Fuel Cell Explained*. <https://www.powercell.se/en/technology/the-fuel-cell-explained/> (Hämtad 2019-11-06)
- PowerCell. 2019b. *Fuel Cell Systems*. <https://www.powercell.se/en/products-and-services/fuel-cell-systems/> (Hämtad 2019-11-06)

- Pöyry. 2018. *Trångt i elnäten - ett hinder för omställning och tillväxt?*
<https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/nyheter/2018/2018-08-16-poyryrapporten.pdf?v=lquN8eBVVgH9r3eJQjyA64fTUw0>
- Riffonneau, Y., Bacha, S., Barruel, F. & Ploix, S. 2011. Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2(3): 309-320.
- Råde, L. & Westergren, B. 2019. *Mathematics Handbook for Science and Engineering*. 5:e uppl. Peking: Elanders Beijing Printing Co. Ltd.
- Skellefteå Kraft. 2019. *Zero Sun™ – vårt senaste framtidsprojekt är ingen solskenshistoria*. <https://www.skekraft.se/om-oss/foretaget/zero-sun/> (Hämtad 2019-11-29)
- Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut [SMHI]. 2019a. *Lufttemperatur mätstation Uppsala Flygplats*. <https://www.smhi.se/data/meteorologi/ladda-ner-meteorologiska-observationer/#param=airtemperatureInstant,stations=all,stationid=97530> (Hämtad 2019-09-11)
- Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut [SMHI]. 2019b. *Vindriktning och vindhastighet mätstation Uppsala Flygplats*. <https://www.smhi.se/data/meteorologi/ladda-ner-meteorologiska-observationer/#param=wind,stations=all,stationid=97530> (Hämtad 2019-09-11)
- SolTech Energy. 2019. *SolTech ShingEl Den unika takpannan som producerar el*. [Produktblad]. https://www.soltechenergy.com/wp-content/uploads/2017/01/produktblad_ShingEl_ny_WEBB.pdf (Hämtad 2019-09-11)
- Sørensen, B. 2015. *Solar Energy Storage*. Amsterdam: Academic Print, Elsevier.
- Sveby. 2012. *Brukardata bostäder*. Stockholm. Version 1.0. http://www.sveby.org/wp-content/uploads/2012/10/Sveby_Brukarindata_bostader_version_1.0.pdf (Hämtad 2019-10-15)
- Svenska Kraftnät. 2017. *Systemutvecklingsplan 2018-2027. Mot ett flexibelt kraftsystem i en föränderlig omvärld*. Stockholm. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2017/svenska-kraftnats-systemutvecklingsplan-2018-2027.pdf>
- STRÅNG databas. <http://strang.smhi.se/extraction/> (Hämtad 2019-09-11)
- UMO. 2019. *Storage solutions*. <https://www.uac.no/pressure-vessels-type-iv/> (Hämtad 2019-12-05)
- Valverde-Isorna, L., Ali, D., Hogg, D. & Abdel-Wahab, M. 2016. Modelling the performance of wind-hydrogen energy systems: Case study the Hydrogen Office in Scotland/UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53: 1313-1332.
- Vasakronan. 2019a. *Energideklaration, Kransen 2* [Internt material]. Uppsala.
- Vasakronan. 2019b. *Solcellstak kv. Kransen 2* [Internt material]. Uppsala.
- Vasakronan. 2019c. *Faktura Vattenfall* [Internt material]. Uppsala.
- Vattenfall. 2018. Data över Kransen 2:s elbehov under 2018. Hämtat från Vasakronans företagssida.
- Vattenfall. 2019a. *Elnätspriser*. <https://www.vattenfalleldistribution.se/foretag/el-till-verksamheten/elnaetspriser/> (Hämtad 2019-12-06)

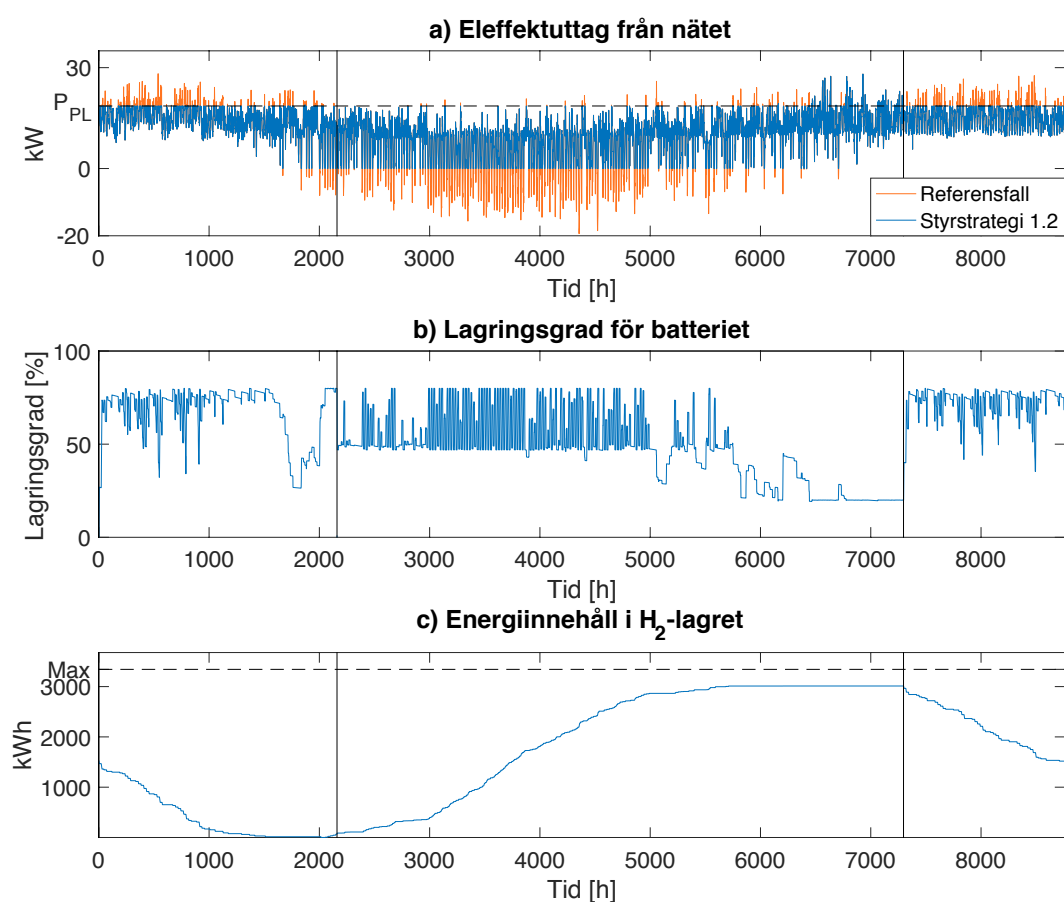
- Vattenfall. 2019. *Fjärrvärmepriser för företag i Uppsala 2019*.
https://www.vattenfall.se/globalassets/fjarrvarme/orter-foretag/orter-foretag-2019/Prislista_foretag_Uppsala_2019.pdf
- Vinnova. 2009. Hetast på marknaden - solenergi kan bli en av världens största industrier. Vinnova rapport: VA 2009:06.
<https://www.vinnova.se/contentassets/b40534aefcf440a8b714d1d2eca17038/va-09-06.pdf>
- Vätgas Sverige. 2019. *Faktabank*. <http://www.vatgas.se/faktabank/> (Hämtad 2019-09-04)
- Widén, J. & Munkhammar, J. 2019. *Solar radiation theory*. Uppsala: Uppsala universitet.
- Westerlund, Åsa. Teknikområdeschef Vasakronan. Intervju september 2019.
- Zini, G. & Tartarini, P. 2012. *Solar Hydrogen Energy Systems: science and technology for the hydrogen economy*. Milano: Springer.
- Zhang, Y., Campana, P.E., Lundblad, A., Yan, J. 2017a. Comparative study of hydrogen storage and battery storage in gridconnected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation. *Applied Energy* 201: 397-411.
- Zhang, Y., Campana, P.E., Lundblad, A., Wang, L., Yan, J. 2017b. The Influence of Photovoltaic Models and Battery Models in System Simulation and Optimization. *Energy Procedia* 105: 1184-1191.
- Zhang, Y. Energy System Analyst E.ON. Intervju 2019.
- Zhang, Z., Zhang, S. 2015. *Rechargeable batteries: Materials, Technologies and New Trends*. London: Springer International Publishing Switzerland.
- Ågren, R-M., Byman, K. 2019. *Så klarar det svenska energisystemet energimålen*. Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademin [IVA]. Vägval för klimatet. ISBN: 978-91-7082-986-4. <https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vagval-klimat/201909-iva-vagval-for-klimatet-delrapport4-i.pdf>

Appendix A

Styrstrategi 1

Styrstrategi 1.2

I denna styrstrategi laddas batteriet ur till SOC=50% under sommarnätterna för att producera vätgas, vilket likt Styrstrategi 1.1 resulterar i en minsta P_{PL} på 18,4 kW. I Figur A2 sammanfattas hybridsystemets simulerade drift under 2018. Precis som Styrstrategi 1.1 lyckas inte systemet kapa samtliga toppar i slutet av sommarperioden då tillskottet från solcellsanläggningen är otillräckligt.

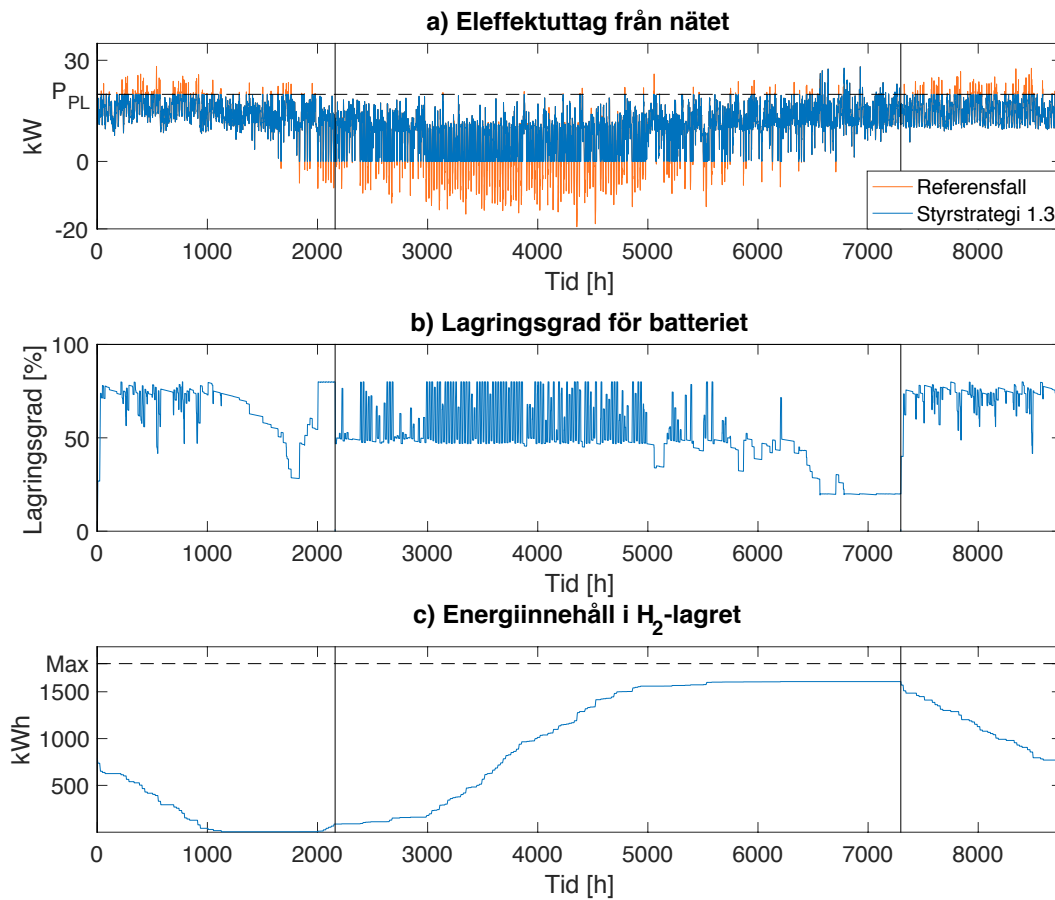


Figur A2. a) Eleffektuttaget [kW] från nätet innan och efter implementering av hybridsystemet, ett negativt effektuttag innebär att el skickas ut på nätet och positivt effektuttag innebär att el köps in från nätet, b) Batteriets lagringsgrad [%] där $SOC_{max} = 80\%$ och $SOC_{min} = 20\%$ samt c) Energiinnehållet [kWh] i vätgastanken under ett år.

Styrstrategi 1.3

I denna styrstrategi laddas batteriet ur på baslasten sommarnätter till SOC=50% och minsta möjliga P_{PL} blev 19,9 kW. I Figur A3 sammanfattas hybridsystemets simulerade drift under 2018, där det i Figur A3a går att urskilja att batteriet även minskar effektuttagen som ligger under P_{PL} . Vätgaslagret tar slut i mitten på februari. Däremot klarar batteriet av att kapa effekttopparna ändå från denna tidpunkt fram till

sommarperioden tack vare solelöverskottet under våren samt att det är relativt få toppar som överskrider P_{PL} . Denna styrstrategi klarar inte heller att kapa effekttopparna i slutet av sommarperioden.

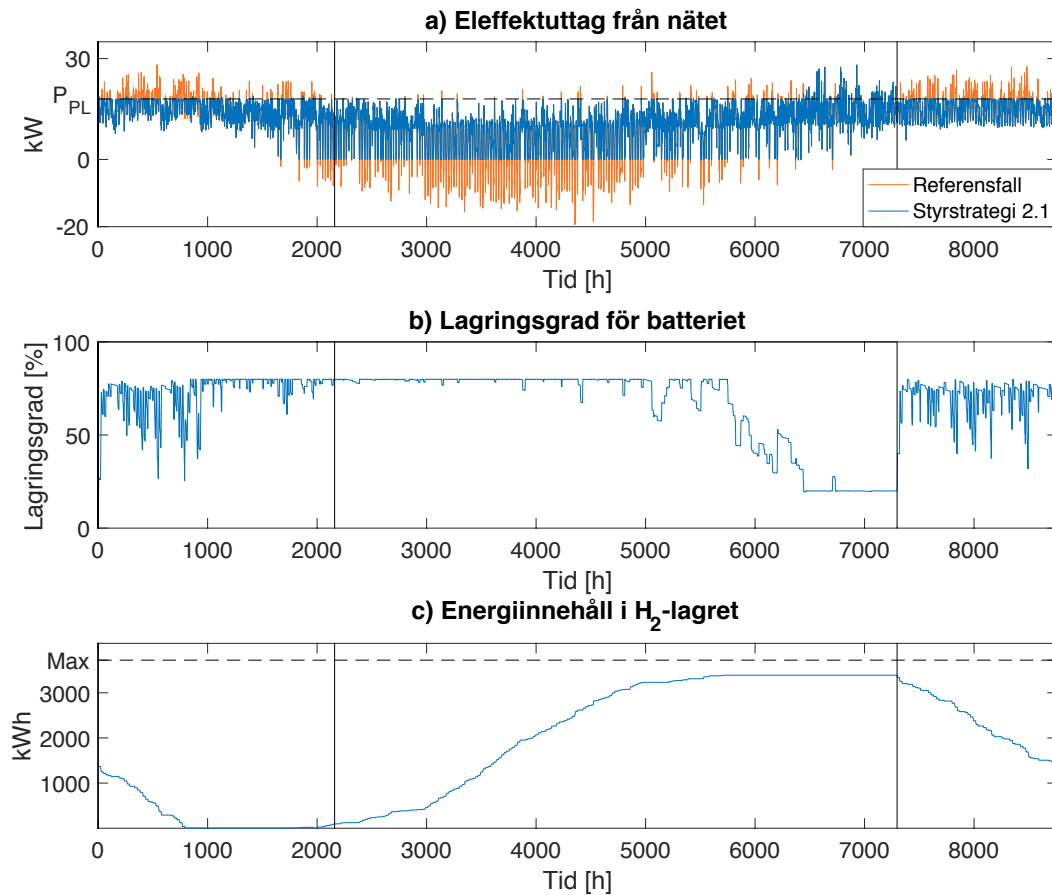


Figur A3. a) Eleffektuttaget [kW] från nätet innan och efter implementering av hybridsystemet, ett negativt effektuttag innebär att el skickas ut på nätet och positivt effektuttag innebär att el köps in från nätet, b) Batteriets lagringsgrad [%] där $SOC_{max} = 80\%$ och $SOC_{min} = 20\%$ samt c) Energiinnehållet [kWh] i vätgastanken under ett år.

Styrstrategi 2

Styrstrategi 2.1

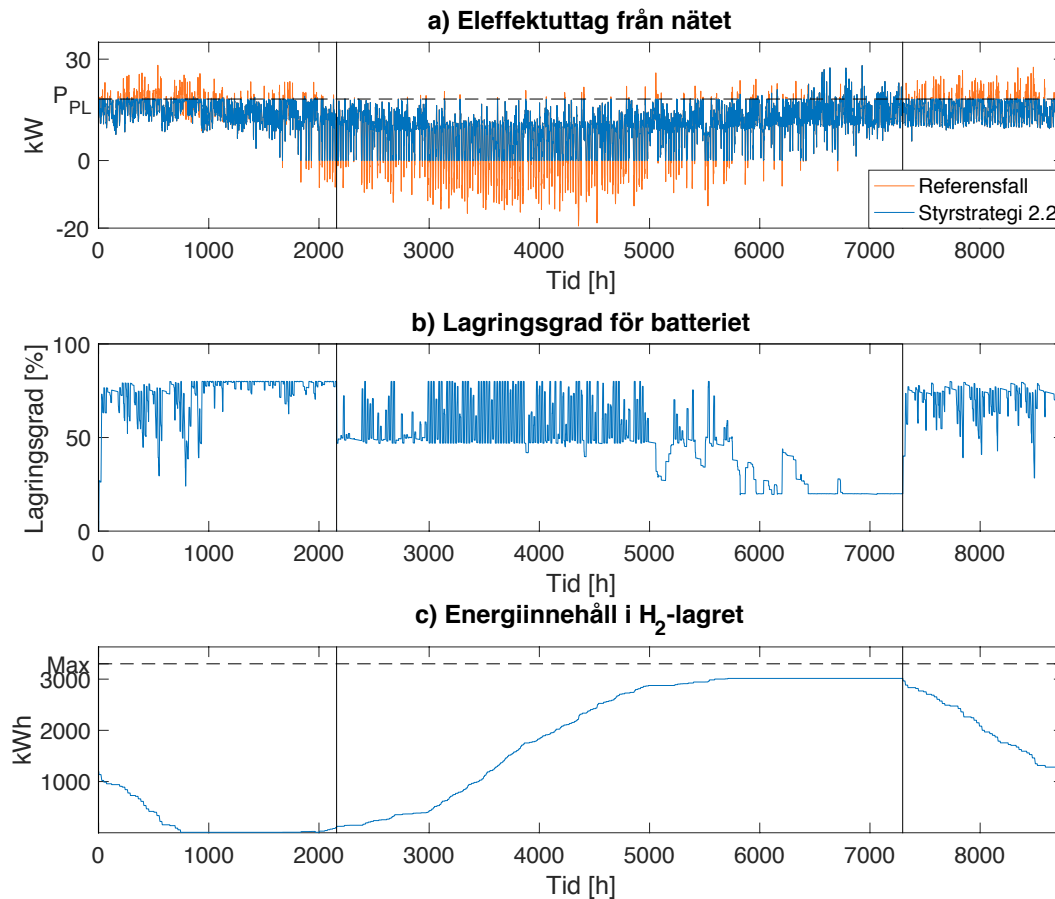
I denna styrstrategi laddas batteriet från nätet under vinternätterna då vätgasen tagit slut, vilket resulterade i att lägsta P_{PL} kunde sänkas från 18,4 kW till 18 kW. I Figur A4 sammanfattas driften av systemet under ett år, där Figur A4c indikerar att vätgaslagret tar slut i början av februari. Resterande del av vinterhalvåret klarar batteriet av att kapa effekttopparna tack vare möjligheten att ladda batteriet under de inaktiva timmarna från nätet samt solelöverskottet i slutet av vinterperioden.



Figur A4. a) Eleffektuttaget [kW] från nätet innan och efter implementering av hybridssystemet, ett negativt effektuttag innebär att el skickas ut på nätet och positivt effektuttag innebär att el köps in från nätet, b) Batteriets lagringsgrad [%] där $SOC_{max} = 80\%$ och $SOC_{min} = 20\%$ samt c) Energiinnehållet [kWh] i vätgastanken under ett år.

Styrstrategi 2.2

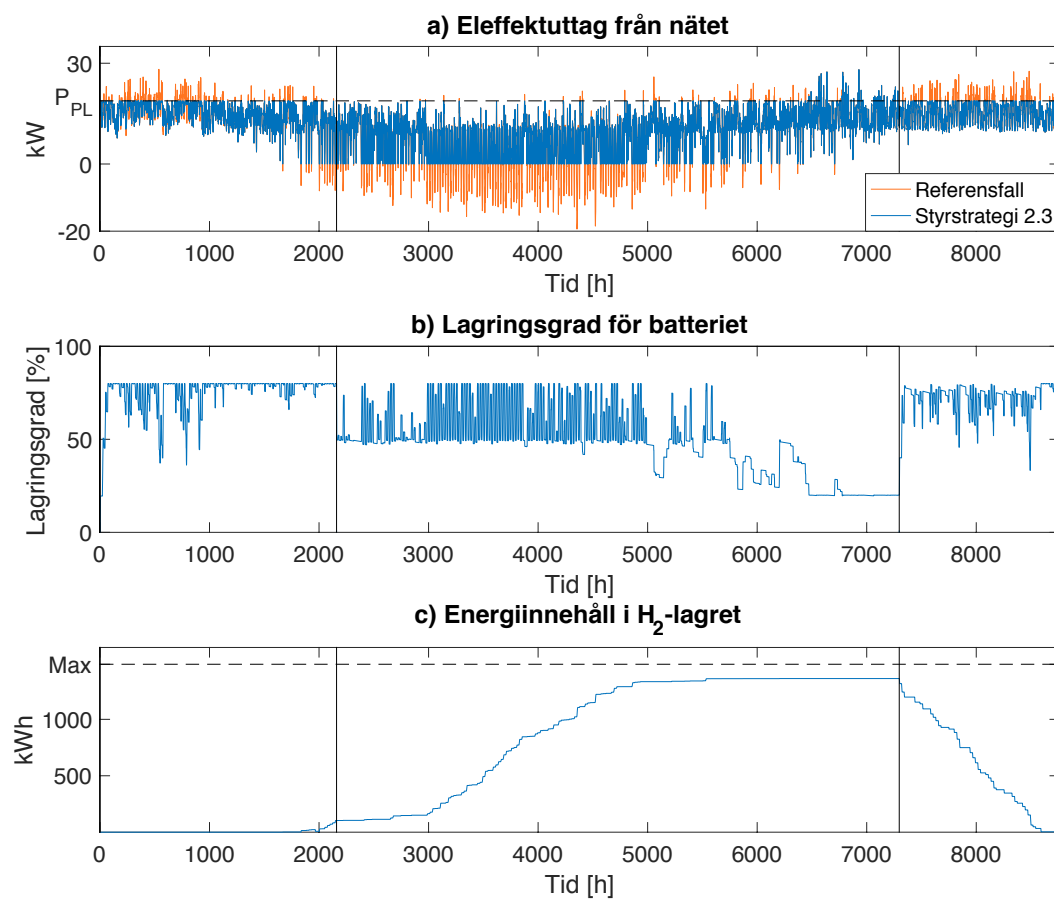
I denna styrstrategi laddas batteriet från nätet under vinternätterna då vätgasen tagit slut samt ut till $SOC=50\%$ för att producera vätgas under sommarnatten. Detta resulterade i en lägsta möjlig P_{PL} på 18,2 kW, jämfört med 18,4 kW i Styrstrategi 1.2. I Figur A5 sammanfattas driften av systemet under ett år. Vätgasen slut i början av februari, vilket ses i Figur A5c.



Figur A5. a) Eleffektuttaget [kW] från nätet innan och efter implementering av hybridssystemet, ett negativt effektuttag innebär att el skickas ut på nätet och positivt effektuttag innebär att el köps in från nätet, b) Batteriets lagringsgrad [%] där $SOC_{max} = 80\%$ och $SOC_{min} = 20\%$ samt c) Energiinnehållet [kWh] i vätgastanken under ett år.

Styrstrategi 2.3

I denna styrstrategi laddas batteriet från nätet under vinternätterna då vätgasen tagit slut samt ut på baslasten sommarnatt till $SOC=50\%$. Detta möjliggjorde att lägsta möjliga P_{PL} kunde sänkas från 19,9 kW i Styrstrategi 1.3 till 18,8 kW. Figur A6c visar att vätgasen tar slut redan i slutet på december. Således kan denna systemlösning mer liknas vid ett batterilager än ett hybridssystem.



Figur A6. a) Eleffektuttaget [kW] från nätet innan och efter implementering av hybridssystemet, ett negativt effektuttag innebär att el skickas ut på nätet och positivt effektuttag innebär att el köps in från nätet, b) Batteriets lagringsgrad [%] där $SOC_{max} = 80\%$ och $SOC_{min} = 20\%$ samt c) Energiinnehållet [kWh] i vätgastanken under ett år.

Appendix B

I Tabell B1 redovisas besparingarna för respektive post för Styrstrategi 1.1–1.3. Den negativa posten för export är samma för varje styrstrategi, vilket beror på ingen av strategierna säljer ut någon överskottsel på nätet. På liknande sätt beskriver Tabell B2 den årliga besparingen för Styrstrategi 2.1–2.3. Den årliga värmekostnaden i referensfallet är 269 010 SEK.

Tabell B1. Årlig besparing i Styrstrategi 1.1–1.3 jämfört med referensfallet.

Besparing [SEK]	Styrstrategi		
	1.1, P _{PL} = 18.4	1.2 P _{PL} = 18.4	1.3 P _{PL} = 19.9
Elhandel	573	525	995
Elöverföring	1050	956	1442
Export	-2000	-2000	-2000
Effektavgift	2509	1998	1995
Total årsbesparing el	2132	1479	2432
Procentuell minskning	2%	2%	1%
Abonnerad effekt	914	914	914
Värmeenergi	663	583	312
Volymrabatt	-8	-8	-4
Total årsbesparing värme	1569	1489	1222
Procentuell minskning	1%	1%	0%
Årlig nettobesparing	3701	2968	3654
Procentuell besparing	0%	0%	0%

Tabell B2. Årlig besparing i Styrstrategi 2.1–2.3 jämfört med referensfallet.

Besparing [SEK]	Styrstrategi		
	2.1, P _{PL} = 18	2.2 P _{PL} = 18.2	2.3 P _{PL} = 18.8
Elhandel	574	498	1046
Elöverföring	1048	911	1455
Export	-2000	-2000	-2000
Effektavgift	2555	2398	2330
Total årsbesparing el	2177	1807	2831
Procentuell minskning	2%	2%	1%
Abonnerad effekt	914	914	0
Värmeenergi	649	568	227
Volymrabatt	-8	-7	-3
Total årsbesparing värme	1555	1475	224
Procentuell minskning	1%	1%	0%
Årlig nettobesparing	3732	3282	3055
Procentuell besparing	0%	0%	0%

Appendix C

Tabell C1. Nettonuvärde [SEK] för Styrstrategi 1.1 då investeringskostnad och månadseffektavgift förändras. Den övre raden beskriver skalningsfaktor för månadseffektavgift och den vänstra kolumnen beskriver skalningsfaktor för investeringskostnaden.

Skalnings- faktor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0.05	-172747	-137389	-102031	-66673	-31315	4043	39401	74759	110117	145475
0.1	-404066	-368708	-333350	-297992	-262634	-227276	-191918	-156560	-121202	-85844
0.15	-635385	-600027	-564669	-529311	-493953	-458595	-423237	-387879	-352521	-317163
0.2	-866704	-831346	-795988	-760630	-725272	-689914	-654556	-619198	-583840	-548483
0.25	-1098023	-1062665	-1027307	-991949	-956591	-921233	-885875	-850517	-815160	-779802
0.3	-1329342	-1293984	-1258626	-1223268	-1187910	-1152552	-1117194	-1081837	-1046479	-1011121
0.35	-1560661	-1525303	-1489945	-1454587	-1419229	-1383871	-1348514	-1313156	-1277798	-1242440
0.4	-1791980	-1756622	-1721264	-1685906	-1650548	-1615191	-1579833	-1544475	-1509117	-1473759
0.45	-2023299	-1987941	-1952583	-1917225	-1881868	-1846510	-1811152	-1775794	-1740436	-1705078
0.5	-2254618	-2219260	-2183902	-2148545	-2113187	-2077829	-2042471	-2007113	-1971755	-1936397
0.55	-2485937	-2450579	-2415222	-2379864	-2344506	-2309148	-2273790	-2238432	-2203074	-2167716
0.6	-2717256	-2681899	-2646541	-2611183	-2575825	-2540467	-2505109	-2469751	-2434393	-2399035
0.65	-2948576	-2913218	-2877860	-2842502	-2807144	-2771786	-2736428	-2701070	-2665712	-2630354
0.7	-3179895	-3144537	-3109179	-3073821	-3038463	-3003105	-2967747	-2932389	-2897031	-2861673
0.75	-3411214	-3375856	-3340498	-3305140	-3269782	-3234424	-3199066	-3163708	-3128350	-3092992
0.8	-3642533	-3607175	-3571817	-3536459	-3501101	-3465743	-3430385	-3395027	-3359669	-3324311
0.85	-3873852	-3838494	-3803136	-3767778	-3732420	-3697062	-3661704	-3626346	-3590988	-3555630
0.9	-4105171	-4069813	-4034455	-3999097	-3963739	-3928381	-3893023	-3857665	-3822307	-3786949
0.95	-4336490	-4301132	-4265774	-4230416	-4195058	-4159700	-4124342	-4088984	-4053626	-4018269
1	-4567809	-4532451	-4497093	-4461735	-4426377	-4391019	-4355661	-4320303	-4284946	-4249588