

Apoteas Nya Energilager

Energy Storage Solutions for Apotea Logistics Center

Oscar Egnell, Tim Gyulanszky, Viktor Helleday, Alfred Nerby
William Wäreborn, Simon Ågren



Foto: Domarbo Skog

Kandidatuppsats i teknik

Civilingenjörsprogrammet i energisystem

Examensarbete 2020:09
ISSN 1654-9392
Uppsala 2020

Apoteas Nya Energilager

Energy Storage Solutions for Apotea Logistics Center

*Oscar Egnell, Tim Gyulanszky, Viktor Helleday, Alfred Nerby
William Wäreborn, Simon Ågren*

Handledare: Gunnar Larsson, institutionen för energi och teknik, SLU
Examinator: David Ljungberg, institutionen för energi och teknik, SLU

Omfattning: 15 hp
Nivå, fördjupning och ämne: Grundnivå, G2E, teknik
Kurstitel: Självständigt arbete i energisystem
Kurskod: EX0946
Program/utbildning: Civilingenjörsprogrammet i energisystem 300 hp
Kursansvarig institution: energi och teknik

Utgivningsort: Uppsala
Utgivningsår: 2020
Omslagsbild: Flygbild på Apoteas lager, foto: Domarbo Skog
Serietitel: Examensarbete (Institutionen för energi och teknik, SLU)
Delnummer i serien: 2020:09
ISSN: 1654-9392
Elektronisk publicering: <http://stud.epsilon.slu.se>

Nyckelord: VRFB, Saltvattenbatterier, effektkapning, vätgas, systemtjänster, självförsörjning

Sveriges lantbruksuniversitet
Swedish University of Agricultural Sciences

Fakulteten för naturresurser och jordbruksvetenskap
Institutionen för energi och teknik

Abstract

Apotea is an internet-based pharmacy company with a logistics center based in Morgongåva, Sweden. This building is home to Sweden's largest roof-based solar panel installation with an installed capacity of 1.5MW. An expansion of the facility is planned for completion 2021 with a new building of equal size being added to the center. Another 2.5MW of solar panels will be installed after construction is completed. The solar panel expansion will lead to a large amount of excess power being produced during daytime that cannot be consumed by the load. The aim of this project has been to investigate economic feasibility and the potential for energy self-sufficiency using various energy storage solutions. The technologies investigated were lithium-ion batteries, vanadium redox flow batteries (VRFB), saltwater batteries and hydrogen gas. The use of batteries for peak power shaving has also been investigated.

The system was modelled using the software Homer Pro. The model consisted of a load profile, different solar panels of different types, the electric grid and the energy storage itself. High precision data with detailed parameters to describe internal system properties were used for the energy storage component in the system, since this was the main component being investigated.

The project concluded that neither the batteries nor the hydrogen storage are economically viable, even through sensitivity analysis where the price of batteries decreased, and grid electricity price increased significantly. The battery storage can provide self-sufficiency during the summer however the solar power production has great shortfalls during the winter with limited sunlight. The hydrogen gas system can store energy long term during the periods of overproduction and can provide a sizeable portion of the electricity needed during the winter.

With a large enough installed solar capacity and appropriate battery control, the batteries have great potential for shaving the production peaks and increasing local consumption of the facility's own solar panels.

Innehållsförteckning

1. Introduktion	1
2. Syfte och Mål	1
3. Metod	1
3.1 Allmänt om modelleringen	2
3.2 Solcellerna	2
3.3 Lasten	3
3.4 Batterierna	4
3.6 Utbyggnaden	6
3.7 Ekonomi	6
3.8 Teoretisk kapning av effekttoppar	7
3.9 Känslighetsanalys	7
3.10 Simuleringsfall	8
4. Resultat	8
4.1 Batterierna	8
4.1.1 Kostnader	8
4.1.2 Självförsörjning	10
4.1.3 Kapning av effekttoppar	10
4.1.4 Övriga känslighetsanalyser	11
4.1.4.1 Energianvändning	11
4.1.4.2 Batterilivslängd	11
4.2 Vätgas	11
4.2.1 Kostnader	11
4.2.2 Självförsörjning	12
4.2.3 Värmeproduktion	12
5. Diskussion	13
5.1 Diskussion av resultatet	13
5.1.1 Pris	13
5.1.2 Självförsörjning (köpt elektrisk energi)	13
5.1.3 Skärning av effekttoppar	13
5.1.4 Vätgas	14
5.2 Problem med mjukvaran Homer Pro och modellfel	14
5.3 Framtida studier	15
6. Slutsats	15

1. Introduktion

Huvuduppgiften under detta projektarbete var att undersöka möjligheten att använda ett energilager för att öka självförsörjningsgraden av den interna energianvändningen på Apoteas logistikcenter i Morgongåva företagspark. Dessutom bör effekttoppar vid överproduktion jämnas ut genom att lagra överskottsproduktionen tills att ett energiunderskott uppstår. Den befintliga byggnaden stod färdig 2018 med en 38 000 kvm takyta och en solcellsanläggning med 1.5 MW effekt på taket. En expansion av anläggningen är planerad till 2021 för att dubbla logistikcentrets verksamhetsyta och att utöka solcellsanläggningens installerad effekt till 4 MW. Genom datorsimulering baserat på insamlade data har behovet av energilagring uppskattats och dimensionerats.

2. Syfte och Mål

Syftet med projektet har delvis varit att ta fram ett förslag på en teknisk lösning för energilagring kopplat till anläggningens last och solcellspanelerna. Det har däremot funnits ett bredare syfte kring detta arbete, att tydliggöra de olika möjligheterna som skapas av att installera ett energilager och vad det kan innebära för verksamhetens hållbarhet och ekonomi. Målet med arbetet har varit att presentera en överblick över flera olika lösningar som idag finns tillgängliga, tillsammans med sina olika för- och nackdelar, snarare än att presentera en specifik lösning med högst lönsamhet eller miljövinst exempelvis. Denna slutrapport kan bli ett underlag för beslutstagande angående en eventuell investering i ett energilager, där en avvägning mellan lönsamhet och ökad hållbarhet inom verksamheten kan förekomma. Vilken lösning som tillämpas i slutändan är helt baserad på de prioriteringar som görs av Apotea som företag, snarare än vilka lösningar erbjuder optimal tekniska prestanda.

Olika batteritekniker har jämförts utifrån olika tekniska aspekter och de behov och förutsättningar som finns. För energilagring under kortare perioder, på ungefär ett dygn är tekniker såsom flödesbatterier, saltvattenbatterier och litiumbatterier av störst intresse. Energiöverskottet som inte kan lagras på korttidslagring kan antingen exporteras till elnätet men också nyttjas inom andra områden såsom vätgasproduktion för långtidslagring. Projektet är i linje med mål 9 i de globala målen, "hållbar industri, innovationer och infrastruktur". Installation av solceller och energilager ger en mer miljövänlig industri och gör att världen går ett steg närmare de globala målen (Globala målen, u.å).

3. Metod

Denna del är mestadels en sammanställning av all data från projektets delrapporter. Läs alla delrapporter i ordning för att få en mer detaljerad bild över resonemangen till den valda datan.

3.1 Allmänt om modelleringen

Systemet har modellerats med hjälp av mjukvaran Homer Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources). Homer Pro är ett verktyg för simulering och optimering av lokala energisystem. Programvaran är mycket populär för simulering av mikronät där förnybara energikällor och energilagring förekommer. I detta arbete simulerades en solcellsanläggning kopplad både till ett energilagring och till elnätet.

Simuleringens längd för de olika undersökta energilagren var lika med livslängden för respektive energilagring. Notera att nästan all indata, t ex energiförbrukning, solstrålning och temperatur, var identisk för varje simulerat år. Det är bara en begränsad mängd indata som går att variera år för år. T ex försämrade verkningsgrad i batterierna. Denna förenkling beror på mjukvarans begränsade förmåga att utnyttja stokastiska parametrar. Istället för detta undersöker Homer Pro ett systems känslighet genom vanliga känslighetsanalyser där enskilda parametrar ändras mellan olika simuleringar.

I vår modell är solcellerna och batteriet kopplade till en AC-samlingsbuss genom var sin omvandlare. Ett annat alternativ hade varit att sätta solcellerna på en DC-samlingsbuss tillsammans med batteriet så att de delar samma omvandlare. Vid utbyggnad av en anläggning där det redan finns solceller installerade med sina egna växelriktare så är det mer naturligt att modellera batteriet som en expansion av systemet med sin egen AC/DC-omvandlare (Solar Choice 2018).

De finns tre olika typer av solceller installerade (mer om dessa i nästa del om solceller). Solcellernas första prioritet är att försörja lasten med elektrisk energi. Om solcellerna producerar mer elektrisk energi än vad lasten behöver så är den andra prioriteten att ladda batterierna. Om både lastbehovet är uppfyllt och batterierna laddas med maximal effekt så överför solcellerna resten av den elektriska energin till elnätet. Om solcellerna inte kan försörja lasten med den energi som behövs prioriterar modellen energiförsörjning från batterierna. Om batterierna är urladdade måste anläggningen köpa elektrisk energi från elnätet. I fallet med vätagaslagring används i första hand överskottsel till att ladda batterierna och därefter till att driva elektrolysören. Om ännu mer elektrisk energi produceras än de två tillsammans klarar av att ta upp säljs resterande elektrisk energi till elnätet. Vätgasen från elektrolysören lagras sedan under större delen av året. Bränslecellen får enbart producera elektrisk energi under månaderna november till februari för att maximera dess systemnytta. Under den tiden används bränslecellen till att försörja lasten när solcellsproduktionen ej räcker till.

3.2 Solcellerna

De solceller som Apoteas logistikcenter använder just nu kallas för *Trina Solar TSM-PD05 270W*. På anläggningen så är dessa solceller installerade enligt två olika monteringsystem. Den ena kallas för *AeroFix 10* och den andra för *DeltaSupport*. Data för solcellerna och monteringsystemen finns samlade i tabell 1.

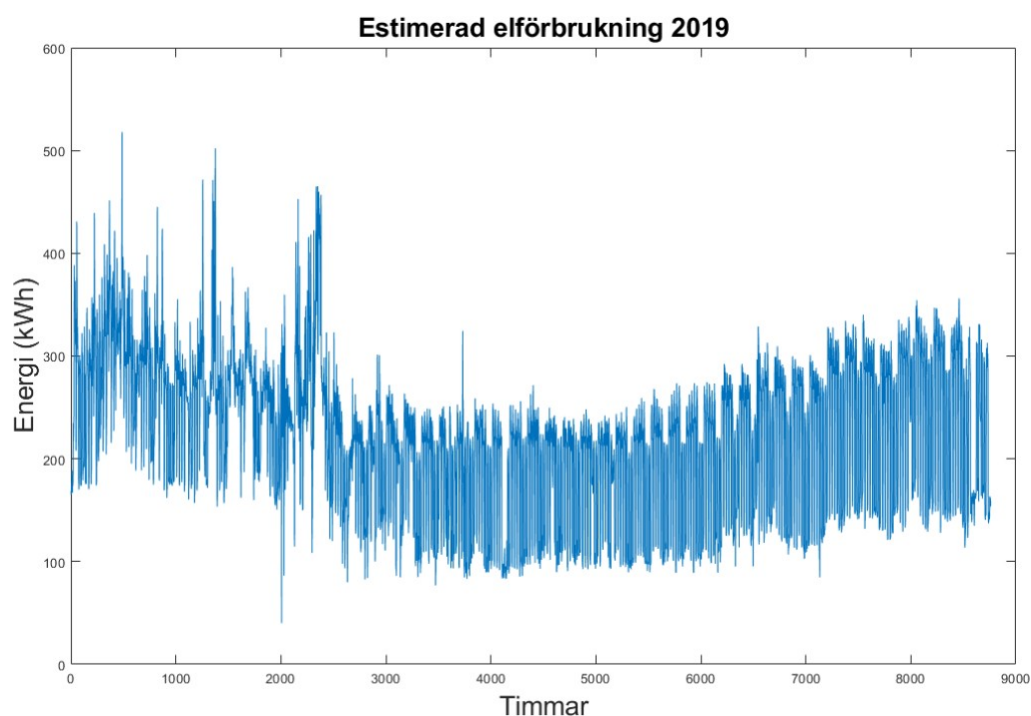
Tabell 1: Data som gäller för *Trina Solar TSM-PD05 270W* och de två olika monteringsystemen.

Verkningsgrad	16.5%	Monteringsystem	AeroFix 10	DeltaSupport
Nominell temperatur	44 °C	Installerad effekt	1400 kW	100 kW
Temperaturkoefficient	-0.41%/°C	Lutning	10°	45°
Derating factor	83.1%	Orientering	Rakt söderut	16° öst om söder

3.3 Lasten

Figur 1 nedan visar hur energianvändningen varierar över ett år för den utbyggda anläggningen. I tidsserien går det att utläsa hur energianvändningen skiljer sig åt mellan sommar och vinter.

Den här tidsserien var upprepad för varje simulerat år (det var batteriernas degradering som gjorde simuleringens resultat annorlunda för varje år, annars hade det räckt med att simulera endast ett enda år). I vår modell har båda husen modellerats med en och samma last. Detta kan tolkas som att energi som producerats av solpaneler på ett av taken kan flöda fritt mellan båda husen.



Figur 1: Approximerad data över elanvändningen för anläggningen (efter utbyggnad) under ett år.

3.4 Batterierna

Tre olika batterityper har undersökts som potentiellt energilagrar hos Apotea. Litiumjonbatteri med snabb in- och urladdningshastighet, hög energidensitet och lågt pris (Helleday & Nerby, 2020a). Vanadin redox flödesbatteri med lång livslängd, har stor lagringskapacitet och låg brandrisk. Både litium och vanadin återfinns i låg koncentration i jordskorpan och är klassificerade som medelkritiska metaller. Företaget Cellcube erbjuder sluten återvinning på sina VRFB (Egnell & Nerby, 2020a). Saltvattenbatteriet är liknande flödesbatteriet i sina tekniska specifikationer och pris men livslängden är mer jämförbar med litiumjonbatteri. Ur hållbarhet- och säkerhetssynpunkt är det den bästa lösningen. Batteriet innehåller inga kritiska metaller, inga toxiska ämnen och har en låg brandrisk (Egnell & Nerby, 2020b). Tabell 2 och 3 visar på olika parametrar för de tre olika batterityperna.

Tabell 2: Detaljerade tekniska data för respektive batterityp. (Helleday & Nerby, 2020a)¹, (Egnell & Nerby, 2020a)², (Egnell & Nerby, 2020b)³

	Nominell spänning [V]	Kapacitet [Ah]	Serie-resistans [Ω]	Kapacitets-förhållande	Maximal in- och urladdningsström [A]	Verkningsgrader [%]
Litiumjon batteri ¹	665.6	36	0.674980	1	36.0	75-85
VRFB ²	56.0	188.1	0.034323	1	62.53 in 94.79 ut	72.72
Saltvatten batteri ³	48.0	643	0.059826	0.79325	240.0	73

Tabell 3: Övergriplig modelldata för respektive batterityp. (Helleday & Nerby, 2020a)¹, (Egnell & Nerby, 2020a)², (Egnell & Nerby, 2020b)³

	Livslängd [år]	Degraderingsgräns [%]	Maximalt laddningstillstånd [%]	Initialt laddningstillstånd [%]
Litiumjon batteri ¹	13	20	20	40
VRFB ²	20	0	0	0
Saltvatten batteri ³	10	30	0	0

Samtliga batterier kopplades till en AC/DC omvandlare med en verkningsgrad på 97,41% både in och ut.

3.5 Vätgas

Energi kan även lagras i form av vätgas. En elektrolysör som drivs av elektrisk energi producerar vätgas som sedan lagras i en trycksatt tank. Därefter kan den antingen användas till en bränslecell för att åter producera elektrisk energi som kan förse lasten eller säljas vidare.

Vätgas kan på grund av sin låga totala verkningsgrad inte mäta sig med batterilagring för kortvarig förvaring av energi. Det är däremot ett intressant alternativ för långvarig lagring av energi, då förluster inte uppstår under själva lagringen. Därför har möjligheten till att använda vätgaslagring som ett komplement till batterilagring undersökts. Batteriet som användes är ett litiumjonbatteri med kapaciteten 4 MWh. Egenskaperna för de olika komponenterna sammanfattas i tabell 4 (Gyulanszky & Ågren, 2020).

Tabell 4: Komponentegenskaper inom vätgassystemet.

	Kapitalkostnad	Driftkostnad	Livslängd	Verkningsgrad [%]	Utrymme
Elektrolysör	10 000 [kr/kW]	400 [kr/kW/år]	> 80 000 [h]	78	100-160 [m ²] ²
Vätgastank	4 500 [kr/kg H ₂] ¹	67 [kr/kg/år]	20 [år]	-	67.7 [m ³ /100kg]
Bränslecell	30 000 [kr/kW]	0.10 [kr/kW/aktiv timme]	40 000 [h]	50 (elektrisk) 85 (total)	0.284 [m ³ /100 kW]

1) [kr/kg H₂ lagringskapacitet]

2) Total yta

Simulering utfördes med fyra olika elektrolysörer som hade 467, 933, 1400 respektive 1867 kW maximalt effektupptag. Elektrolysörerna är av modellen Proton PEM Electrolyser m series av tillverkaren NEL. För varje fall undersöktes först i mjukvaran hur stor lagringskapacitet som behövdes för att lagra all den producerade vätgasen samt hur stor effekt bränslecellen behövde ha för att kunna använda allt bränslet för att tillgodose lasten mellan november och februari. Bränslecellerna är av modellen Powercell MS-100 och finns tillgängliga i intervall om 100 kW. De fyra fallen beskrivs i tabell 5 (Gyulanszky & Ågren, 2020).

Tabell 5: De olika simuleringsfallen för vätgaslagring.

	Elektrolysörens maximala effektupptag [kW]	Vätgastankens kapacitet [kg]	Bränslecellens maxeffekt [kW]
Fall 1	467	11 473	100

Fall 2	933	19 571	200
Fall 3	1 400	24 613	200
Fall 4	1 867	27 042	200

3.6 Utbyggnaden

Modellen simulerade anläggningen inklusive den planerade utbyggnaden. Detta innebar att en hel del antaganden behövde göras. Tabell 6 sammanställer antagandena, som beskrivits i mer detalj i delrapport 1 (Nerby 2020a).

Tabell 6: Känd och antagen data för utbyggnaden av solceller.

	Installerad effekt [kW]	Verkningsgrad [%]	Nominell temperatur [°C]	Temperaturkoefficient [%/°C]	Derating factor [%]	Ny energianvändning
Solcell: Trina Solar Tallmax+ 350 W	2 500	18	44	-0.39	83.1	2.053 ₁

1) I jämförelse med ursprunglig energianvändning

3.7 Ekonomi

De ekonomiska beräkningarna i modellen består enbart av 4 stycken parametrar: Installationskostnad för energilagret, underhållskostnad för energilagret samt inköps- och försäljningspris för elektrisk energi på elnätet. De ekonomiska utgifterna är installation- och underhållskostnaderna för batteriet och kostnaden av att köpa in elektrisk energi från elnätet. De ekonomiska intäkterna är dels solenergi som säljs direkt till elnätet men också energi som lagras i batterierna som används för att undvika köp av elektrisk energi vid ett annat tillfälle. Modellen ignorerade effekter av inflation och mängdrabatt.

Tabell 7: Kostnader för installation och underhåll för de olika lagringsteknikerna (Helleday & Nerby, 2020b).

	Installationskostnader [kr/kWh]	Underhållskostnader [kr/(kwh*år)]
Litiumjonbatteri	4 620	80
Vanadium Redox Flödesbatteri	8 460	210
Saltvattenbatteri	8 459	0

Hur köp och säljpriset hittades finns beskrivet i delrapport 7 (Helleday & Nerby, 2020b). Det antogs att både inköps- och försäljningspris var lika med Nordpools spotpris + 5 öre på grund av begränsningar i ekonomiska datan. Spotpriset som användes var ett medel mellan år 2013 och 2019. En fullständig analys av projektets lönsamhet kunde ej utföras på grund av bristfällig ekonomisk data.

3.8 Teoretisk kapning av effekttoppar

Batterierna som modellerades i Homer Pro kunde inte användas till kapning av solcellernas effekttoppar. Däremot kunde resultaten från simuleringen användas som indata till en egenkonstruerad MATLAB-kod för att beräkna hur mycket man skulle kunna kapa effekttopparna i ett idealt fall. Med *idealt fall* menas att effekttopparna för varje dag skärs ned så att toppen blir helt platt. Den energi som kapades bort var precis lika med den energi som batterierna laddades upp med under samma dag som respektive effekttopp skedde.

Tre relevanta parametrar beräknades: Andelen av överproduktionen som kapats, amplitudens minskning i kilowatt, samt amplitudens minskning i procent, för varje effekttopp. Denna undersökning utfördes enbart för batterilager på 4 MWh.

3.9 Känslighetsanalys

I en förstudie som denna finns det många parametrar som varierar kraftigt och riskerar att vara mycket annorlunda jämfört med den data som har använts i modellen. Därför så var det viktigt att identifiera de känsligaste parametrarna och utföra en känslighetsanalys på dessa. De utförda känslighetsanalyserna återfinns i tabell 8.

Tabell 8: Känslighetsfall med planerade procentuella förändringar.

Typ av känslighetsanalys	Utförande
Köppris till elnätet [kr]	0-200 % ökning i steg av 50 %
Genomsnittlig elanvändning per dag [kWh/dag]	± 20 %
Batteriets pris [kr]	-20 % och -40 %
Batteriets livslängd [år]	Litiumjon 10 år och saltvatten 13 år

I delrapport 7 (Helleday & Nerby 2020b) klargjordes att inköps- och försäljningspris från elnätet var lika med varandra (Nordpools spotpris + 5 öre). Bör inte inköpspriset egentligen vara högre än försäljningspriset? Av den anledningen gjordes flera känslighetsfall där inköpspriset för varje timme över året ökade med steg av 50% ända upp till 200% av sitt ursprungliga värde. Ett stigande elpris borde göra batterierna mer lönsamma.

Priser för energilagring i allmänhet tros minska betydelsefullt i framtiden. Därför utfördes två känslighetsfall för minskning av priset per kWh med 20% respektive 40%.

I batterimodellerna så håller Litiumjonbatterier i 13 år och saltvattenbatterier i 10 år. Det skulle även vara av intresse att undersöka hur kostnaderna skulle förändras om litiumjon höll i 10 år (i stil med de flesta litiumjonbatteriers garanti) och om saltvatten istället höll i 13 år.

3.10 Simuleringsfall

Nedan redovisas alla de olika fall som modellen simulerade:

1. Efter utbyggnad med varje enskild batterityp åt gången. Installerade effekter testades från 0 kWh till 4000 kWh med steg av 500 kWh.
2. Efter utbyggnad med vätgas och det billigaste batterialternativet (4 MWh).

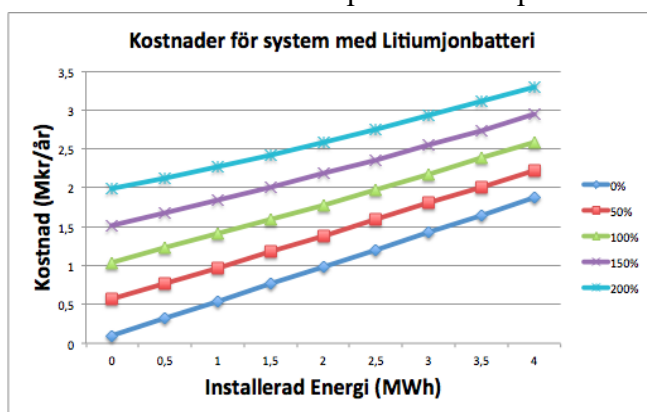
Det är tre olika resultat som är intressanta: Kostnad, köpt elektrisk energi och skärning av effekttopp. Kostnad är viktig då man behöver en idé över batterilagrets kostnad. Köpt elenergi från elnätet kan användas som ett mått för hur självförsörjande man är. Ju lägre andel elenergi man köper desto mer självförsörjande är man. Hur solenergiproduktionens effekttoppar kan kapas är viktigt för de som driver elnätet. Det finns ett värde i att bidra till att stabilisera elnätet.

4. Resultat

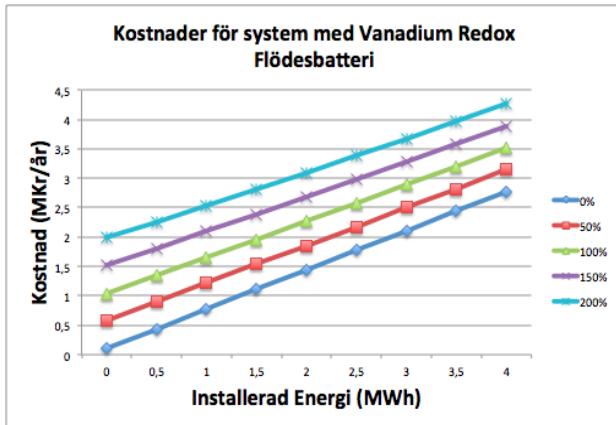
4.1 Batterierna

4.1.1 Kostnader

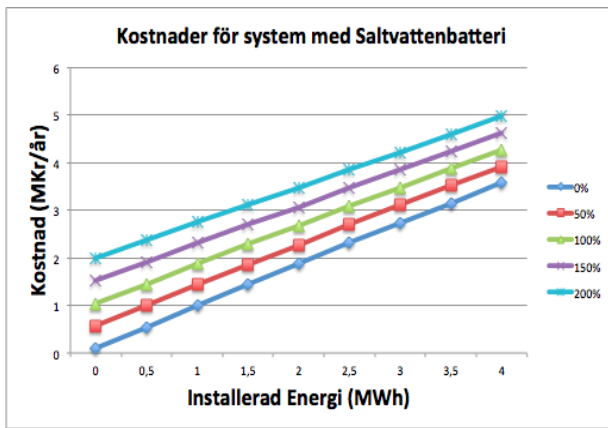
Figurer 2 till 4 visar hur hela systemets totala kostnad per år (total kostnad / batterilivslängd) varierar med batteriernas installerade kapacitet. Flera grafer för olika känslighetsfall redovisas för ett stigande elpris (i procent). Notera att litiumjonbatteriet är det mest kostnadseffektiva valet oavsett installerad kapacitet och elpris.



Figur 2: Kostnad per år för installerad kapacitet av litiumjonbatterier med ständigt ökande elpriser (i procent).

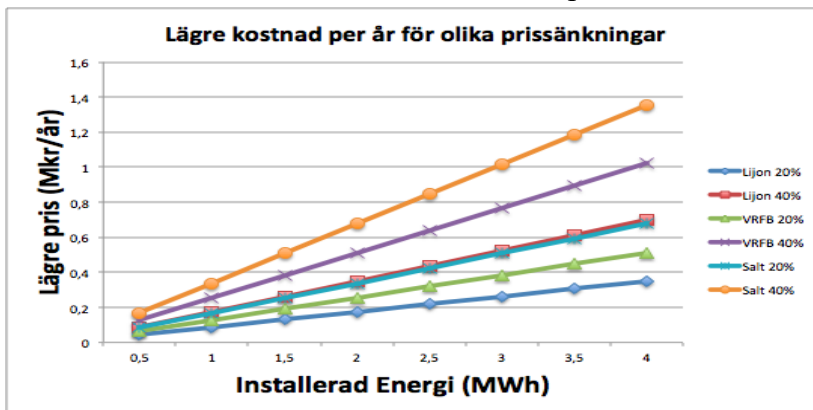


Figur 3: Kostnad per år för installerad kapacitet av flödesbatterier med ständigt ökande elpriser (i procent).



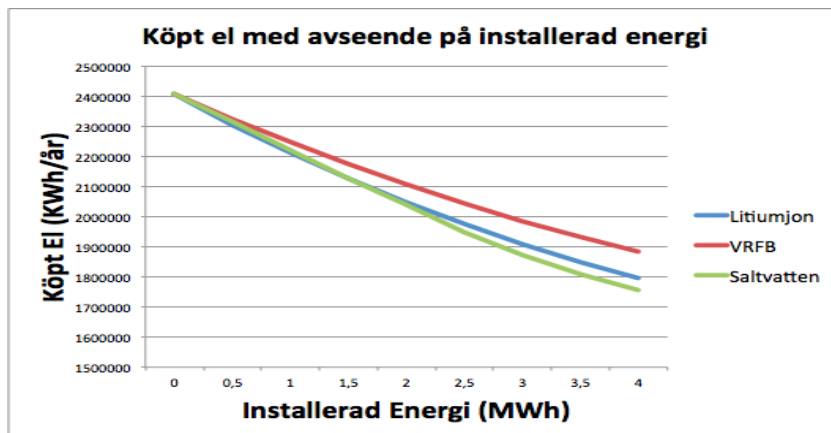
Figur 4: Kostnad per år för installerad kapacitet av saltvattenbatteri med ständigt ökande elpriser (i procent).

Figur 5 nedan visar hur lägre priset skulle vara för olika batterier om batteriernas investering- och underhållskostnader minskade med 20% respektive 40%.



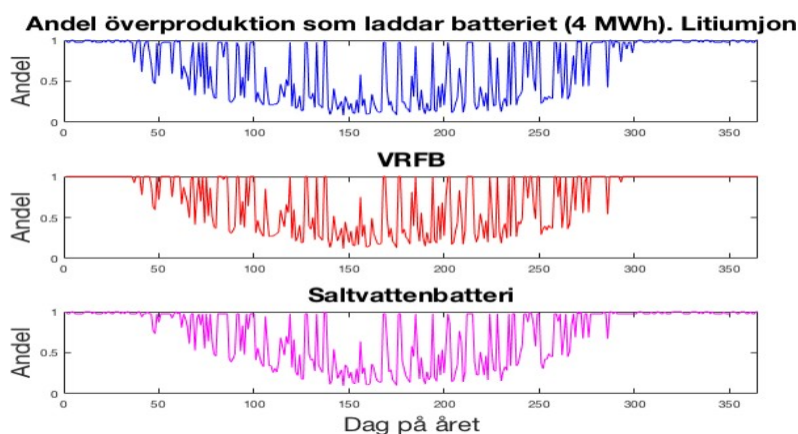
Figur 5: Graf över hur mycket batteriernas pris sjunker beroende på batterityp, prismsänkning i procent och energi.

4.1.2 Självförsörjning

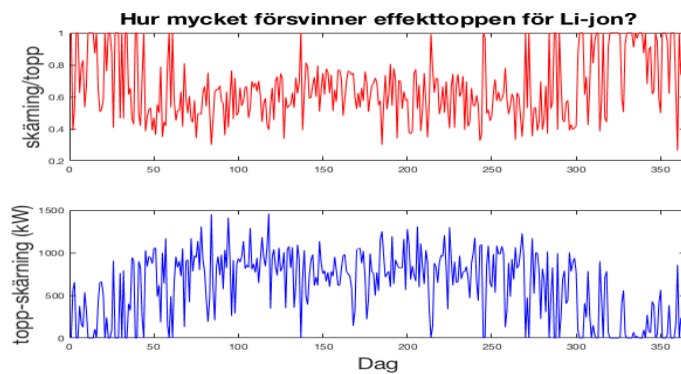


Figur 6: Köpt elenergi från nätet som funktion av installerad effekt. Ju mindre elektrisk energi som man köper desto mer självförsörjande är man.

4.1.3 Kapning av effekttoppar



Figur 7: Graferna beskriver andelen av överproduktionen som lagras i batterierna varje dag. Uttryckt som ett värde mellan 0 och 1 för respektive batterityp. Det är inga större skillnader mellan batterityperna. Dag 1 motsvarar 1 Januari.



Figur 8: Graferna illustrerar hur amplituden för solenergiproduktionen per dag minskar om batterierna skulle användas för *ideal* kapning av effekttoppar. Första grafen ger ett värde mellan 0 och 1 beskriver hur stor den kapade toppen är jämfört med den okapade. Den andra grafen ger differensen mellan okapade och kapade toppen. Endast undersökt för litiumjonbatteriet eftersom det är känt från figur 2 till 4 att den är mest ekonomiskt lönsam (det bör inte heller vara några större skillnader mellan batterityperna).

4.1.4 Övriga känslighetsanalyser

4.1.4.1 Energianvändning

När energianvändningen ökar eller minskar med 20% kommer den köpta energin också öka eller minska med 20% då inga batterier är installerade. Om 4 MWh är installerad ökar eller minskar den köpta energin med drygt 30%. För kapaciteter mellan 0-4 MWh ligger det då mellan 20-30%. Kurvornas utseende ser utöver detta i princip likadana ut som grafen i figur 6.

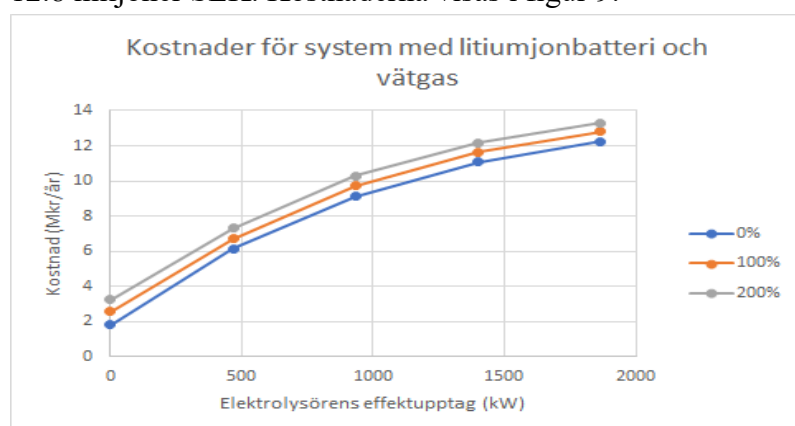
4.1.4.2 Batterilivslängd

När litiumjonbatteriets livslängd sjunker till 10 år ökar priset med ungefär 52500 kr per 500 kWh kapacitet och år. Om saltvattenbatteriets livslängd ökas till 13 år sjunker priset med ca 97500 kr per 500 kWh och år. Detta oavsett elpris. I detta känslighetsfall är litiumjonbatteriet fortfarande det billigare alternativet.

4.2 Vätgas

4.2.1 Kostnader

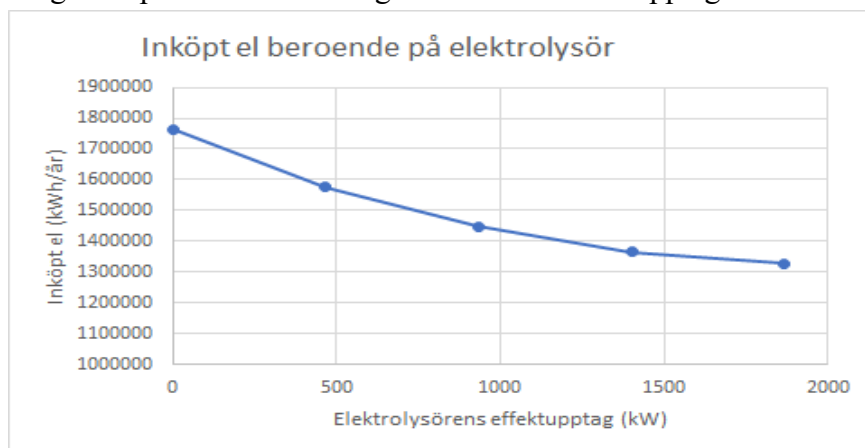
Kostnaden ökar mycket då vätgaslagring installeras. Utan vätgaslagring blir den årliga kostnaden ungefär 2.5 miljoner SEK. Med den minsta elektrolysören installerad ökar den till ungefär 6.7 miljoner SEK. Med den största elektrolysören installerad blir kostnaden ungefär 12.8 miljoner SEK. Kostnaderna visas i figur 9.



Figur 9: Systemets kostnad per år för de olika effekterna för elektrolysören.

4.2.2 Självförsörjning

Självförsörjningsgraden kan öka betydligt vid installation av vätgaslagring som komplement till batterilagring. Med enbart ett litiumjonbatteri på 4 MWh köps årligen något under 1,8 GWh elektrisk energi från elnätet. Med långtidslagring i vätgas kan den inköpta elenergin sjunka ned till strax över 1,3 GWh årligen. Det motsvarar en minskning av köpt elenergi med ungefär 25%. Jämfört med fallet utan något energilager är minskningen ungefär 45%. Den årligt inköpta elektriska energin med olika effektopptag för elektrolysörerna visas i figur 10.



Figur 10: Årlig inköpt elektrisk energi för de olika effekterna för elektrolysören.

4.2.3 Värmeproduktion

Bränslecellen producerar även användbar värmeenergi. Värmen produceras samtidigt som bränslecellen producerar elenergi, vilket sker under vintermånaderna. Sannolikt finns ett värmebehov under vintern, varpå den värme som produceras i bränslecellen kan utnyttjas. Total årliga bränsleproduktionen i de olika fallen sammanfattas i tabell 9.

Tabell 9: Bränslecellens årliga värmeproduktion beroende på elektrolysörens effektopptag.

	Elektrolysörens effektopptag [kW]	Årlig värmeproduktion [MWh]
Fall 1	467	134.6
Fall 2	933	230.3
Fall 3	1 400	289.4
Fall 4	1 867	318.3

5. Diskussion

5.1 Diskussion av resultatet

5.1.1 Pris

Att installera batterilager till anläggningen är enligt modellen inte ekonomiskt lönsamt. Detta gäller oavsett batterityp, kapacitet, batterikostnad och elpris. Även då batterierna är 40% billigare och elpriset orimligt högt, så finns det fortfarande en viss förlust. Detta beror huvudsakligen på batteriernas mycket höga investeringskostnader. Det är dock uppenbart att litiumjonbatteriet är det minst dyra alternativet jämfört med flödesbatteri och saltvattenbatteri. Detta eftersom både flödesbatterier och saltvattenbatterier är nya tekniker som inte har fått tillräckligt med tid för att mogna och sjunka i pris.

5.1.2 Självförsörjning (köpt elektrisk energi)

Skillnaderna mellan batterialternativen är ganska små när det gäller köpt elenergi. Flödesbatteriet minskar den köpta elenergin som minst. Litiumjonbatteriet är lite bättre för lägre installerade kapaciteter medan saltvattenbatteriet är bäst vid högre. Vi misstänker att detta beror på att vid låga installerade effekter så behöver batterierna laddas på och ur fortare. Detta leder till att saltvattenbatteriets Peukerteffekt orsakar problem.

När 4 MWh lagringskapacitet installeras minskar den köpta elenergin med ungefär 25% (beroende på batterityp). Detta är en noterbar men ändå ganska begränsad minskning. I figur 6 syns det att grafen skulle plana ut om man installerade ännu fler batterier. Denna begränsning beror på att batterierna enbart kan bidra till självförsörjning på sommaren och till viss del på våren och hösten. Vid för hög installerad kapacitet blir en stor del av batterierna onödiga på sommaren och helt oanvändbara på vintern.

5.1.3 Skärning av effekttoppar

Det är viktigt att notera att skärningen av effekttopparna som utförts i detta projekt är ideal, dvs att hela batteriet används för att kapa effekttoppen så effektivt som möjligt. I verkligheten är det mer utmanande (eller omöjligt) att förutspå hur solenergiproduktionen kommer att se ut för att ladda batteriet på bästa sätt under hela året.

Även om batteriet laddas med enbart 10% av sin fulla kapacitet med överproduktionen på sommaren, kan effekttopparna minskas med ungefär 40–50% (med 4 MWh kapacitet). Det visar hur effektiva batterierna kan vara då de används på korrekt sätt. Det kan finnas ekonomiska fördelar i att kapa dessa toppar för att stabilisera elnätet.

5.1.4 Vätgas

Med vätgaslagring som komplement till batterilagring kan graden av självförsörjning ökas betydligt. Den inköpta elenergin kan minskas med upp till ungefär 45% jämfört med systemet utan energilagring. Effekttopparna kan kapas med så mycket effekt som elektrolysören kan använda, vilket med en tillräckligt stor elektrolysör gör att effekttopparna blir mycket små. Elektrolysören har en väldigt kort uppstartstid vilket gör att den effektivt kan ta tillvara på effekten. Kostnaden för att installera systemet med vätgaslagring är dock mycket hög och systemet är inte i närheten av att vara lönsamt. Kostnaderna som använts i modellen är grova uppskattningar men systemet blir mycket dyrt under alla realistiska scenarier. Den undersökta lagringstekniken skulle även ta upp ett väldigt stort utrymme, vilket skulle kunna vara ett bekymmer. Ett alternativ till att använda vätgasen för att producera elenergi vore att istället sälja vätgasen. Om den kan säljas kort efter att den produceras minskar det nödvändiga lagringsutrymmet. Försäljning av vätgas har dock legat utanför ramarna för denna studie. Det skulle även innebära att vätgaslagring inte skulle bidra till att öka självförsörjningsgraden eller till att producera värme.

5.2 Problem med mjukvaran Homer Pro och modellfel

Att simulera med Homer Pro har en hel del begränsningar i vad som går att modellera. Det finns många betydelsefulla detaljer för varje komponent som inte går att ta hänsyn till fullt ut. För ett projekt som handlar om batterier så är det just här som bristerna har som störst effekt. Vi anser att batterimodellering är den svagaste länken i mjukvaran då den inte tar hänsyn till en stor mängd detaljerade inre parametrar. Däremot skulle vi påstå att de allra viktigaste parametrarna finns med och att modellens omfattning har fungerat väl för våra ändamål.

Även kontrollen av batterierna är mycket simplistisk. I ett verkligt system är det viktigt att ha ett avancerat kontrollsystem som styr batteriernas laddningstillfälle- och hastighet för att begränsa förluster och skära effekttoppar. Ett sådant system skulle kunna utformas att dra nytta av väderprognoser för att ta reda på om batteriet behöver laddas på så fort som möjligt eller dra ner på laddningshastigheten över dagen för att minimera förluster och kapa effekttoppar. Att implementera en sådan typ av icke-ideal toppkapning baserad på väderprognoser i det modellerade systemet hade troligtvis gett ett mer realistiskt resultat istället för att beräkna ideal toppkapning med en egenproducerad separat MATLAB-kod i efterhand.

Även modelleringen av vätgas innehåller problem. Exempelvis kunde vi inte modellera degradering av elektrolysörer och bränsleceller på grund av begränsningar i modelleringsverktyget Homer Pro. Detta gjorde att verkningsgraden förblev konstant under systemets livslängd. Även antagandet att elektrolysören omedelbart kunde reagera på förändringar i solelsproduktion gjordes, vilket var en idealisering.

Alla dessa problem leder tillsammans till modellfel. I detta projekt har det inte redovisats några uppskattade modellfel för de olika resultaten, men man kan med stor säkerhet säga att felmarginalerna är mycket stora och betydelsefulla. Trots alla dessa problem så är det viktigt att påpeka att detta är en förstudie, och Homer Pro är en mjukvara gjort för just förstudier. Syftet har

varit att få en överblick över systemets beteende och att kunna dra övergripande slutsatser från resultatet. Detta har mjukvaran lyckats göra.

5.3 Framtida studier

För eventuella framtida undersökningar om energilagring till Apoteas logistikcenter så rekommenderar vi ett större fokus på kontrollen av batterierna. Detta projekt lade ett stort fokus på att få fram detaljerade data för de olika lagringsmetoderna för att kunna jämföra de olika alternativen utifrån ett tekniskt perspektiv. Ingen större fokus har lagts på avancerad styrning av batteriernas förhållande till nätet, lasten och solcellerna. Modelleringen av lasten skulle kunna göras mer verklighetstrogen genom att dela upp lasten mellan de två separata husen. Det kanske skulle vara mer realistiskt att solcellsproduktionen på ett av husen fokuserar främst på elförsörjningen i just det huset.

Denna studie har undersökt hur stor den ekonomiska förlusten blir när man använder batterier för att lagra solel istället för att köpa och sälja elenergi till nätet. Det har inte tagits någon hänsyn till eventuella positiva effekter som en batterianläggning skulle kunna ha för elnätets stabilitet. En viktig fråga att undersöka för framtida studier skulle vara om de ekonomiska förlusterna som beräknats i denna studie egentligen är mindre på grund av förbättringar av elnätets stabilitet. Detta hade dock krävt en mycket omfattande makroekonomisk studie över hela elnätet. Slutligen, tillgång till detaljerade prislistor och information om vilka skatter och avgifter gäller för denna anläggningens elkonsumention va mycket begränsad. Som följd begränsade detta möjligheten till att göra en mer omfattande ekonomisk analys över batteriprojektets lönsamhet. I en framtida studie hade lönsamheten behövts utforskas i större detalj med mer realistiska siffror som exempelvis tar hänsyn till den "spread" som uppstår mellan köp och sälj priset för elhandel.

6. Slutsats

Utifrån resultaten kunde följande slutsatser nås:

- Energilagren är inte ekonomiskt lönsamma. Inte ens vid mycket höga elpriser eller sänkta investeringskostnader. Frågan kvarstår om man kan tjäna in dessa ekonomiska förluster genom värdet från effektreglering och stabilisering av elnätet.
- Detta har varit ett tekniskt projekt där fokuset har legat på teknisk modellering. Trots detta så är en av slutsatserna att just de tekniska detaljerna orsakar inte särskilt stora skillnader mellan de olika batterivalen. Fördelar och nackdelar med ett val jämnas ut av fördelar och nackdelar hos en annan batteriteknologi. Ett bra exempel är hur litiumjonbatteriets begränsade urladdningsdjup inte blir särskilt illa jämfört med flödesbatteriets dåliga verkningsgrad eller saltvattenbatteriets Peukerteffekt.
- Ett stort energilager på 4 MWh har en noterbar men begränsad påverkan på möjligheten till självförsörjning (köpt el minskar med ca 25%). Apoteas logistikcenter blir dock nästan helt självförsörjande på sommaren.
- Om ett långtidslager skulle byggas till i form av vätgaslagring, kan den köpta elenergin minska ungefär lika mycket till som lagringskapaciteten, dock till en väldigt hög kostnad.

7. Referenser

- Egnell, O. Nerby, A. (2020a). *Delrapport 4 - Flödesbatteri.*
- Egnell, O. Nerby, A. (2020b). *Delrapport 5 - Saltvattenbatteri.*
- Globala målen. (u.å). *Hållbar industri, innovationer och infrastruktur.* <https://www.globalamalen.se/om-globala-malen/mal-9-hallbar-industri-innovationer-och-infrastruktur/> [2020-05-20]
- Gyulanszky, T. & Ågren, S. (2020). *Delrapport 6 - Vätgas*
- Helleday, V. & Nerby, A. (2020a). *Delrapport 3 - Litium-jon batteri.*
- Helleday, V. & Nerby, A. (2020b). *Delrapport 7 - Ekonomi.*
- Nerby, A. (2020a). *Delrapport 1 - Solceller, last & elnät.*
- Nerby, A. (2020b). *Delrapport 2 - Allmänt om batterimodellen.*
- Nerby, A. (2020c). *Delrapport 8 - Kapa Effekttoppar.*
- Solar Choice. (2018). *AC vs DC battery storage explained.* <https://www.solarchoice.net.au/blog/ac-vs-dc-solar-battery-storage-explained> [2020-05-20]

SLU
Institutionen för energi och teknik
Box 7032
750 07 UPPSALA
Tel. 018-67 10 00
pdf.fil: www.slu.se/energiogteknik

SLU
Department of Energy and Technology
P. O. Box 7032
SE-750 07 UPPSALA
SWEDEN
Phone +46 18 671000