

CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

EENX15-21-08

KANDIDATARBETE ELKRAFTTEKNIK

Vätgas som energibärare i reservkraftsystem

- för Norra Älvsborgs Länssjukhus

Författare:

Erik AHLSTRÖM

Vincent BUNKE

Oscar HULT

Ludvig JOHANSSON

Handledare: David STEEN

Examinator: Jimmy EHNBERG

14 maj 2021

Förord

Vi i kandidatgruppen vill börja med att tacka vår handledare David Steen som ihärdigt gett oss välnyanserad och tydlig feedback för att ge oss de bästa möjligheterna till att lyckas. Ett stort tack till Hans-Olof Nilsson, medgrundare till Nilsson Energy, som har ställt upp med sin värdefulla tid och bidragit med sin ovärderliga expertis inom ämnet energisystem med vätgas. Tack till Hans Kardell på Västfastigheter som har visat stort intresse i projektet och bidragit med information och data om Norra Älvsborgs Länssjukhus. Tack till Dr. Andreas Bodén och Jan Thorsson på PowerCell som har bidragit med sin expertis om bränsleceller.

Sammanfattning

Detta kandidatarbete har undersökt sjukhusområdet Norra Älvsborgs Sjukhus möjligheter till att implementera ett vätgasdrivet reservkraftsystem. Genom att undersöka moderna ingående delsystem i ett klassiskt vätgassystem har kunskapen om dessa sedan kunnat omvandlas till vilka faktorer som krävs för att göra ett vätgassystem gynnsamt. Sedan undersöks förhållandet mellan energiförbrukning och förnybar energi på NÄL för att arbeta fram en metodik för dimensionering och simulering. Projektet behandlar enbart teoretiska delsteg.

Kandidatgruppen har valt att arbeta med en elektrolysör, kompressor, lagringscontainrar, bränsleceller och batterier för att modellera energisystemet. Batterierna syftar till att täcka upp snabba och omedelbara lastförändringar. Med dessa delsystem gick det att konstruera ett energisystem med körschema som skulle klara av ett 48 timmar långt strömavbrott och som är dimensionerat efter året 2018s mest energikrävande dag. Då krävdes en elektrolysör med en effekt på 174 kW, en kompressor på 5 kW, en lagringskapacitet på 6096 kg komprimerad vätgas vid trycket 350 bar, 23 bränsleceller som var och en har en nettoeffekt på 100 kW samt ett batterilager med lagringskapaciteten 1256 kWh. Möjligheterna till att reducera effektoppar och att tillvarata syrgas med systemet är befintliga. Ett sådant system skulle ha en investeringskostnad på 87,33 miljoner SEK.

Abstract

This bachelor thesis examines the hospital Norra Älsborgs Länssjukhus and the possibility to implement a backup power system powered by hydrogen. By investigating classical hydrogen power systems and the modern subsystems it consists of, the knowledge of these were converted into factors that are crucial to obtain a sustainable and profitable hydrogen power system. Later on, the relationship between the energy profile and the production of renewable energy was investigated in order to construct a methodology for dimensioning and modeling. This project attends only theoretical approaches.

The subsystems that make up the backup power system consists of an electrolyzer, a compressor and storage vessels, fuel cells and batteries to model the power system. The batteries intend to cover the short, yet instant load changes. With these subsystems it was possible to create a powersystem with a schedule of operation which manages a 48 hours long power failure, dimensioned after the most power demanding day of 2018. To meet these requirements, the subsystems had following performance: an electrolyzer with the power of 174 kW, a 5 kW compressor, a storage capacity able to store 6096 kg compressed hydrogen at 350 bar, 23 fuel cells with 100 kW net power each and a battery energy storage of 1256 kWh. There are possibilities to reduce power peaks and utilizing oxygen with the system. A system consisting of these subsystems would cost 87.33 million SEK.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Syfte	1
2	Avgränsningar	2
2.1	Delsystem	2
2.1.1	Elektrolysör	2
2.1.2	Lagring av vätgas	2
2.1.3	Bränsleceller	3
2.1.4	Batterier	3
2.2	Matematiska modeller	3
2.3	Ekonomi	3
3	Sjukhusområdet NÄL	4
3.1	NÄLs energiprofil	4
3.2	Anslutning till fjärrvärme	6
3.3	Befintligt reservkraftsystem	6
3.4	Syrgasbehov	7
3.4.1	Allmänt om syrgas	7
4	Teori	8
4.1	Vätgas i reservkraftsystem	8
4.2	Elektrolysör	9
4.3	Vätgaslagring	10
4.4	Bränslecellen	12
4.5	Batterilagring	14

4.6	Komplement till intermittenta energikällor	15
4.6.1	Elpriser	15
4.7	Ett idealt vätgassystem	16
5	Metod	19
5.1	Informationssökande	19
5.2	Datainsamling	20
5.3	Modellering av delsystem	21
5.3.1	Modellering av elektrolysör	21
5.3.2	Modellering av vätgaslager	22
5.3.3	Modellering av batterilager	22
5.3.4	Modellering av bränslecell	22
5.4	Dimensionering av delsystem	23
5.4.1	Dimensionering av bränsleceller	24
5.4.2	Dimensionering av batterilager	24
5.4.3	Dimensionering av vätgaslagring	25
5.4.4	Dimensionering av elektrolysören	25
5.4.5	Dimensionering av kompressor	26
5.5	Simulering	26
5.5.1	Driftläge normaldrift	26
5.5.2	Driftläge för reservdrift	29
5.5.3	Analys av simulering	29
5.6	Optimering	29
5.6.1	Optimerat reservkraftsystem	30
5.6.2	Optimal toppreducering	30

6	Resultat	31
6.1	Optimerad dimensionering	31
6.1.1	Bränsleceller och batterier	31
6.1.2	Vätgaslager	31
6.1.3	Elektrolysör	31
6.2	Energiprofiler	34
6.3	Reservkraftlager	35
6.4	Mervärden	38
6.4.1	Toppreducering med batterier	38
6.4.2	Toppreducering med bränsleceller	39
6.4.3	Värme	41
6.4.4	Syrgas	42
7	Diskussion	42
7.1	Data	42
7.2	Kostnad	42
7.3	Elektrolysör	43
7.4	Batterilagring	43
7.5	Bränsleceller	44
7.6	Tillvaratagande av spillvärme	45
7.7	Tillvaratagande av syrgas	45
7.8	Framtida förbättringar	45
8	Slutsats	47
	Litteraturförteckning	48

1 Inledning

I samband med att utfasningen av fossila energikällor sker i allt högre fart utökas också mängden intermittent el i dagens elnät. Sol- och vindkraft är så kallade intermittenta energikällor, vilket betyder att det inte går att styra när man kan producera elektriciteten. Detta har gett upphov till att allt större fluktuationer tillkommer i elnätet och har gjort att intresset för att hitta nya stabila energibärare, som kan ersätta den stabilitet fossila energikällor tidigare har bidragit till elnätet, har växt. En utmärkt miljövänlig energibärare som skulle kunna erbjuda denna stabilitet till elnätet är vätgas.

Idén med att lagra vätgas för att sedan framställa elektricitet är god, eftersom det inte finns några miljöbelastande utsläpp om elektrolysören drivs på förnyelsebar energi. Väte har ett högt energiinnehåll per massenhet, 33 kWh/kg, vilket är cirka tre gånger så högt som energiinnehållet i diesel. Efter elektrolys kan vätet lagras och sedan användas vid ett tillfälle då det finns ett elunderskott, till exempel vid ett strömavbrott.

Detta kandidatarbete syftar till att undersöka möjligheterna och utmaningarna för att ersätta det dieseldrivna reservkraftssystem som finns på Trollhättans sjukhus Norra Älvsborgs Länssjukhus, NÄL, med ett vätgassystem. Ett sjukhusområde har en unik energiprofil som ställer stora krav på effekttillgång och resiliens, då det krävs att sjukhuset kan vara operativt under årets samtliga timmar.

1.1 Syfte

Projektet syftar till att avgöra om reservkraft med vätgas är möjligt att implementera för sjukhuset NÄL. Projektet syftar även till att undersöka hur kritiska delsystem ska integreras och dimensioneras för aktuell energiprofil. Dimensioneringen syftar till att minimera investeringskostnaderna för systemet. Ytterligare syfte med projektet är att undersöka tre huvudsakliga mervärden som ett vätgasbaserat reservkraftssystem på sjukhusområdet kan generera. De mervärden som betraktas är effekttopsreducering, mängden genererad spillvärme från vätgassystemet och mängden producerad syrgas.

2 Avgränsningar

Energisystem med vätgas är komplexa och omfattande system som går att variera i stor utsträckning. Spännvidden av variationerna är så pass stora att möjligheten till att undersöka dem alla inte finns i ett kandidatarbete. Därför har antaganden gjorts, antaganden som vilar på en vetenskaplig grund eller på utlåtande från ledande experter inom området. Detta avsnitt ämnar till att visa de avgränsningar och förenklingar som gjorts under projektets gång

2.1 Delsystem

De ingående delsystemen som betraktas i projektet är elektrolysör, vätgaslagring, bränsleceller och batterier. Övriga delsystem och kringkomponenter som kan krävas för att skapa avbrottsfri reservkraft kommer inte att studeras. Fossilberoende lösningar, som reformering av exempelvis naturgas, kommer ej betraktas [1]. Avgränsningar för respektive delsystem innefattar tekniska avgränsningar och val av kommersiella system. Valet av kommersiella system är nödvändigt för projektets syfte. De matematiska modeller som tagits fram under projektets gång kan anpassas till andra kommersiella system genom att ändra ingående parametrar.

2.1.1 Elektrolysör

De elektrolysörer som behandlas i projektet är av typen Polymer Electrolyte Membrane (PEM) tillverkade av det norska företaget Nel Hydrogen. PEM är den teknik som i dagsläget är mest aktuell vad gäller forskningsframsteg och har en bättre möjligheten till att drivas av intermittenta energikällor än andra elektrolysörer som alkaliska [2]. Anledningen till detta är att PEM-tekniken tillåter större variation vad gäller driftpunkter.

2.1.2 Lagring av vätgas

Att lagra vätgas går att göra på flertalet vis. Det finns fåtal projekt som har vätgaslagring i uttjänta berggrum [3] eller saltgruvor [4]. Ett annat sätt är att lagra vätgasen i metallhydrider [5]. Dessa tillvägagångssätt kommer ej att behandlas i detta kandidatarbete eftersom de fortfarande är omogna och dyra tekniker, i relation till lagring i tankar. De kommersiella lagringstankar som projektet behandlar är tillverkade av det norska företaget UMOE Advanced Composites (UAC).

2.1.3 Bränsleceller

Bränsleceller är än idag en teknisk tillämpning som är i tillväxtfasen. Det finns flera olika tekniker, men den som ligger i framkant är PEM-tekniken. PEM-bränsleceller tillåter stor variation i driftspunkter samt snabba förändringar av driftspunkterna. Den kommersiella bränslecellen som behandlas i projektet är MS-100 tillverkad av företaget PowerCell Sweden AB.

2.1.4 Batterier

För batterierna behandlas enbart litiumjonbatterier. Anledningen till valet är att litiumjonbatterier har hög prestanda och genomgått en kraftig kostnadsreduktion de senaste åren [6]. De tre parametrarna som betraktas är verkningsgrad, ungefärlig investeringskostnad och dess lagringskapacitet. Aspekter som optimal spänning vid laddning eller djupet på urladdningens påverkan på livslängd har försumrats. Batterierna antas kunna leverera konstant uteffekt oavsett laddningsnivå samt att de inte kräver underhållsladdning.

2.2 Matematiska modeller

De matematiska modellerna beskriver ett delsystems prestanda utefter given data från kommersiella system. De matematiska modellerna kommer inte att beskriva livslängdsaspekter utifrån förslitning, degradering eller utmattning.

Detaljnivån för modellerna hålls på en tillräckligt hög nivå för att kunna dra slutsatser om dimensionering av delsystemen, mervärden genererade av vätgassystemet och ekonomiska aspekter som investeringskostnader och uppladdningskostnader.

2.3 Ekonomi

Rapporten syftar till att visa en ungefärlig investerings- och uppladdningskostnad för ett vätgassystem samt hur systemets mervärden kan sänka totalkostnaden för reservkraftssystemet. Mer precisa ekonomiska kalkyler, som nuvärdes- och avskrivningsberäkningar, genomförs inte i projektet.

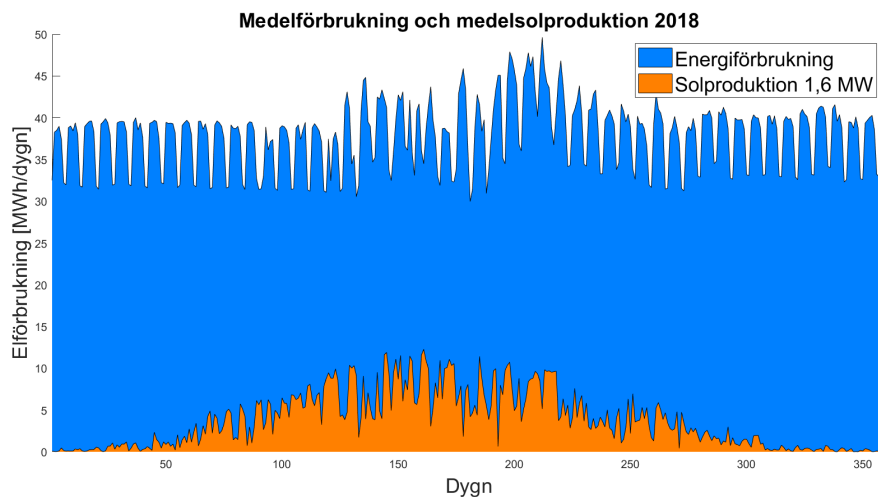
3 Sjukhusområdet NÄL

Norra Älvsborgs Länssjukhus är beläget i Trollhättan och är ett akutsjukhus, vilket ger en unik energiprofil och som ställer höga krav på dess reservkraftssystem. I detta kapitel undersöks NÄLs energiprofil, dess befintliga reservkraftssystem och eventuella mervärden som skulle gå att tillvarata.

3.1 NÄLs energiprofil

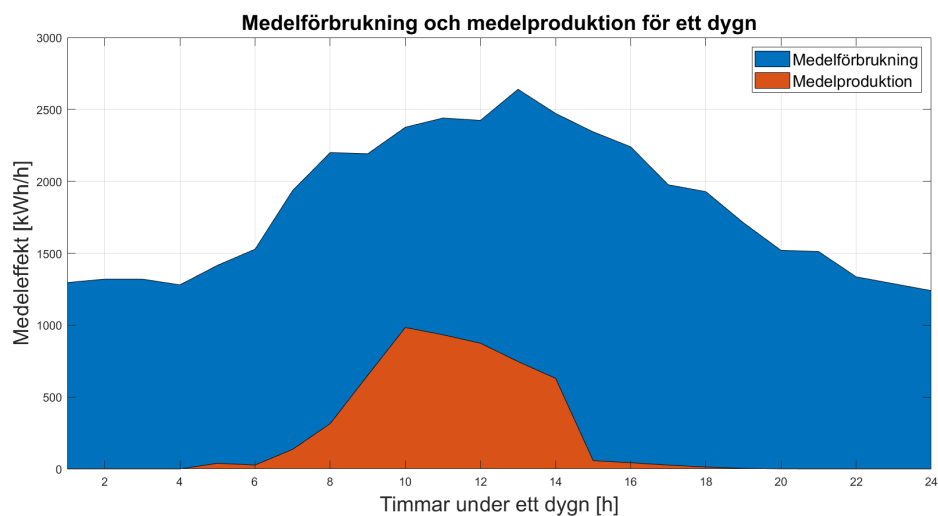
I Figur 1 visas sjukhusets så kallade energiprofil, detta är det blå fältet. Energiprofilen kan förklaras så som att under vardagarna är medelförbrukningen som högst, knappt 40 MWh/dygn över stora delar av året. Mot veckosluten är förbrukningen lägre, drygt 30 MWh/dygn. Detta mönster sträcker sig över hela året och är oberoende av årstid med ett litet undantag från sommaren, vilket kan ses kring dag 200. Detta kan förklaras med att sjukhuset behöver i regel lika energikrävande utrustning oberoende av årstid, men att sjukhuset under sommaren istället behöver mer kyla som belastar sjukhusets transformatorer. Värmeförbrukningen syns inte i Figur 1 eftersom värmeförbrukningen inte belastar transformatorerna utan tas från NÄLs anslutning till fjärrvärm nätet. Baserat på sjukhusets elleverantör Trollhättan Energi och sjukhusets energiprofil uppskattas NÄLs elkostad till ungefär 15 MSEK per år.

Under 2021 kommer NÄLs nyligen installerade solcellspark att tas i bruk. Solcellsparken kommer att ha en installerad effekt på 1,6 MW. Enligt [7] finns det möjligheter till att i framtiden fördubbla den nuvarande solcellsparkens storlek, som då skulle ha en installerad effekt på 3,2 MW. I Figur 1 finns den prognostiserade effekt som denna solcellspark skulle ha kunnat leverera till sjukhuset 2018, året då datan är prognostiserad utifrån, i det orangea fältet.



Figur 1: NÄLs energiförbrukning samt prognostiserade solkraftsproduktion på dygnsbasis över år 2018.

I Figur 2 syns NÄLs medelförbrukning samt medel av solkraftsproduktion under ett slumpmässigt valt dygn. På y-axeln syns medeleffekten [kWh/h].

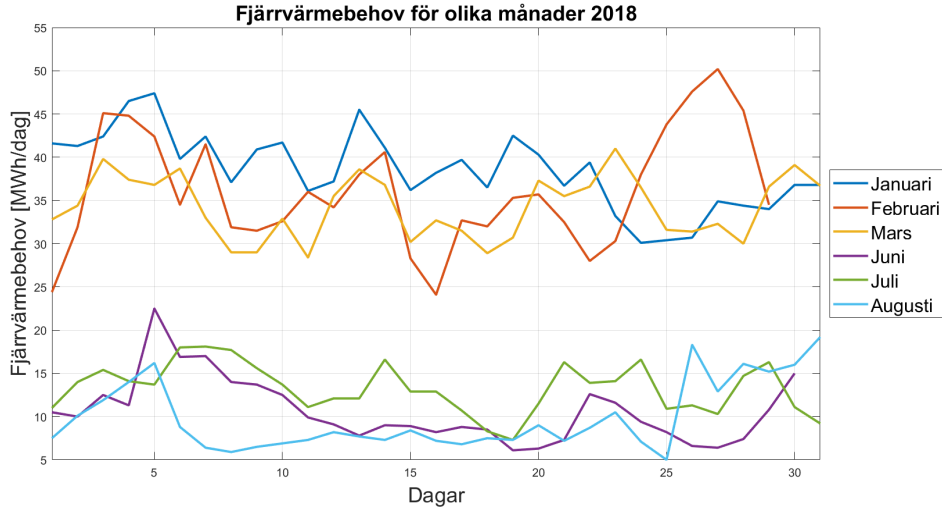


Figur 2: Energiprofilen för en dag i juli månad 2018.

För varierande effekter kan den högsta effekten vara högre än medeleffekten. Den insamlade datan från NÄL är medeleffekt per timme. I verkligheten har sjukhusets energiprofil högre och lägre effekttoppar än datan visar. I brist på mer detaljerad data kommer medeleffekt härnäst benämnas som effekt om inget annat specificeras.

3.2 Anslutning till fjärrvärme

Enligt [7] är NÄL anslutet till Trollhättans fjärrvärmesystem. Detta är ett eget system skilt från det lokala elnätet och belastar därför inte transformatorerna på sjukhusområdet. Data för värmebehovet under året 2018 har erhållits, men är ej fullständig och täcker vissa månader. I Figur 3 visas hur värmebehovet förändras under olika månaders gång för 2018. Det maximala värmebehovet nåddes i januari månad med ett värmebehov på 47,4 MWh/dag.



Figur 3: Fjärrvärmebehovet för NÄL under 2018.

Priset för fjärrvärme varierar under året beroende på årstid. För november-mars månad är priset 520 SEK/MWh, för april-maj samt september-oktober 350 SEK/MWh och för juni-august 180 SEK/MWh [8]. Samtliga priser gäller för företagskunder under året 2020 i Trollhättan. För de sex månader som är redovisade i Figur 3 skulle kostnaden bli cirka 1,9 MSEK med året 2020s priser. Ett snittpris, $\overline{FV}$, för fjärrvärmens mätt i SEK/MWh över hela året går att beräkna genom att vikta prisklasserna enligt Ekvation (1).

$$\overline{FV} = \frac{5}{12} \cdot 520 + \frac{4}{12} \cdot 350 + \frac{3}{12} \cdot 180 = 378,3 \quad (1)$$

3.3 Befintligt reservkraftsystem

Enligt [7] finns i dagsläget ett befintligt dieselaggregat som reservkraftsystem. Aggregatet har en tankvolym som rymmer 100 m³ diesel, förbrukar cirka 2 m³/h och kan därför drivas ungefär 50 timmar i sträck. Reservkraftssystemet testkörs cirka

nio gånger per år i intervaller om 30 minuter. En kubikmeter diesel kostar cirka 12800 SEK [9], vilket ger en ungefärlig kostnad för en full tank på 1,28 MSEK. Dieselaggregaten kompletteras med batterier för att täcka starttiden för reservkraftsystemet.

3.4 Syrgasbehov

Syrgas är av användning inom flera olika områden, däribland medicinska syften, till exempel för livsuppehållande processer. På NÄL finns ett stort behov av syrgas som håller medicinsk standard, en renlighetsgrad på 99,5 % [10]. NÄLs kostnad för syrgas är cirka 20 SEK/kg och den befintliga lagringstanken har en lagringskapacitet på drygt 10 ton syrgas [7].

3.4.1 Allmänt om syrgas

Enligt [11] har syrgas, utöver medicinska syften, även viktiga industriella syften. Detta till följd av dess goda förbränningsförmåga. Syre, i kombination med andra gaser, kan bland annat användas för att bränna, svetsa eller skära.

En framtida utökad applikation för syre skulle kunna vara inom branschen för insamling av koldioxid [11]. Där ställs höga krav på dess renlighetsgrad av både ekonomiska och tekniska skäl. Eftersom fler och fler industrier har installerat dessa applikationer [12], kommer troligtvis behovet av syrgas att öka.

4 Teori

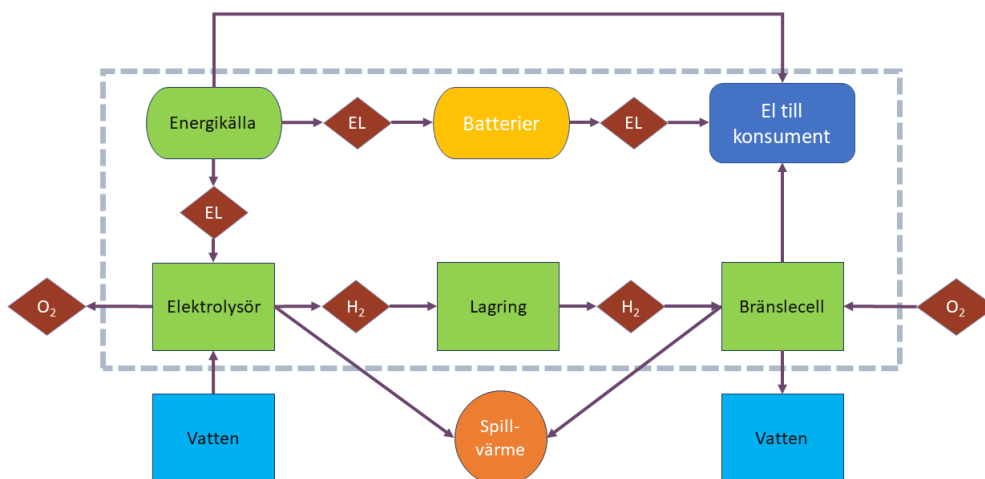
Avsnittet syftar till att beröra och presentera grundläggande teori för hur ett vätgassystem är uppbyggt. Ingående och nödvändiga delsystem för ett vätgassystem presenteras och resonemang förs kring ett idealt vätgassystem.

4.1 Vätgas i reservkraftsystem

Principen att driva ett reservkraftsystem med vätgas grundar sig i att kunna lagra stora mängder energi under längre tid. Till skillnad från en annan känd lagringsform, batterier, tappar inte vätgasen energiinnehåll över tid i samma utsträckning [13]. Detta gör vätgas till en lämplig energibärare för reservkraftsystem. Intresset från industrin att ersätta traditionell dieselbaserad reservkraftsteknik med vätgassystem är stort [14]. Microsoft har experimenterat med vätgas i reservkraftsystem som ändamål sedan 2013 [15].

En av de största utmaningarna med vätgasbaserad reservkraft är investeringskostnaderna som är betydligt mer omfattande jämfört med traditionell reservkraftsteknik. Av resiliensskäl kräver både vätgas- och dieselbaserad reservkraft batterier för att täcka uppstartstiden för reservkraftsystemet [16]. Ytterligare argument för att integrera batterier med vätgas i ett modernt reservkraftsystem är de betydande investeringskostnaderna som ett fossilfritt vätgassystem innebär. Ett fossilfritt vätgassystem använder vätgas framställd genom elektrolys av vatten.

Investeringskostnaden för de ingående delsystemen i ett vätgassystem är i dagsläget höga i relation till motsvarande kapacitet levererat av batterier [17]. Det som talar för reservkraft bestående av en hybrid av vätgas och batterier är att själva bränslet, vätgasen, kan framställas relativt kostnadseffektivt genom elektrolys. En annan aspekt är omställning till förnyelsebara energikällor, även för reservkraft. I Figur 4 illustreras en schematisk överblick över ett förnyelsebart vätgasbaserat reservkraftsystem, kompletterat med batterier för att täcka uppstartstider.

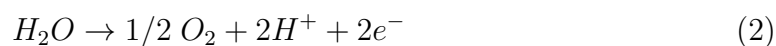


Figur 4: Illustrering av ett generellt vätgassystem för reservkraft samt dess flöden.

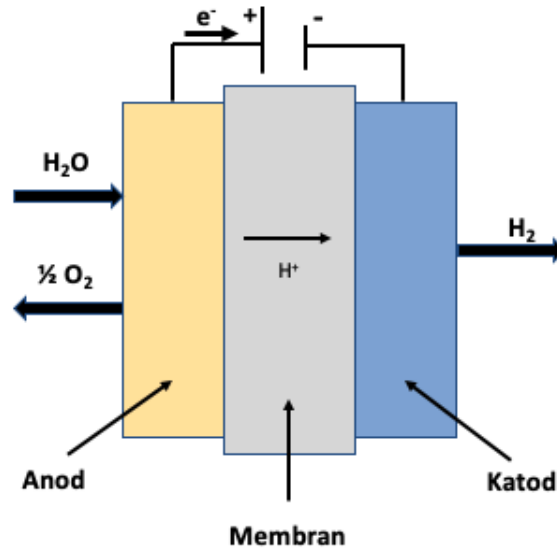
4.2 Elektrolysör

Elektrolys är en elektrokemisk process som går ut på att driva en ickespontan kemisk reaktion med tillsatt elektricitet. Elektrolys används i flera olika tillämpningar, där vätgasproduktion är inkluderad. I tillämpningen för vätgasproduktion delas vatten upp i väte och syre genom elektrolys i en enhet som kallas elektrolysör. Det finns flera typer av elektrolysörer som använder olika elektrolystekniker. Den mest aktuella tekniken kallas för Polymer Electrolyte Membrane (PEM). Elektrolysörer av typen PEM lämpar sig för varierande driftlägen, mellan 0-100 % [18]. Enligt [19] föredras driftlägen över 10 % för att undvika föroreningar i den producerade väte- och syrgasen.

I en PEM-elektrolysör består elektrolyten av ett membran bestående av en speciell solid polymer. Elektrolyt är den substans som gör ett ämne elektriskt ledande genom att innehålla fria rörliga joner. Elektrolysören består av ett antal celler där vatten reagerar på anodsidan och bildar syre och positivt laddade vätjoner. De överblivna elektronerna från reaktionen leds genom en extern krets och vätjonerna passerar genom membranet till katodsidan. På katodsidan återförs elektronerna och vätjonerna och bildar vätgas [20]. Elektrolysörens generella uppbyggnad presenteras i Figur 5. Anodreaktionen sker enligt Ekvation (2) och katodreaktionen enligt Ekvation (3).



Från Ekvation (2) och (3) kan vattenbehovet beräknas. Massförhållandet mellan vät- och syrgas är 1:8. För att producera 1 kg producerad vätgas krävs alltså 9 kg vatten.



Figur 5: Elektrolysör av PEM typ.

Varje cell i en elektrolysör har ungefär 80% elektrisk verkningsgrad. Resterande andel av den tillsatta energin blir spillvärme [19] [21]. Flertalet kommersiella elektrolysörer innefattar även omkringliggande system som återcirkuleringsystem för vatten, kompressorer som komprimerar bildad gas, transformatorer och omriktare. Dessa delsystem drivs av den tillsatta elektriska energin, vilket gör att kommersiella elektrolysörer med omkringliggande system har lägre totalverkningsgrad än själva cellerna i elektrolysören. Den elektriska verkningsgraden för en kommersiell PEM elektrolysör med omkringliggande system är ungefär 70 %, beroende på vilka omkringliggande system som ingår [5].

4.3 Vätgaslagring

Vätgas har ett högt energivärde per massenhet [kJ/kg] och lämpar sig för långvarig lagring. Detta eftersom att vätgas bör omvandlas till el vid mer lönsamma tillfällen än det tillfälle när den produceras per definition ty ett vätgassystems låga verkningsgrad. Gas brukar nämnas vid begreppet *normalkubik* och betecknas Nm^3 . Normalkubiken visar vilken volym en gas har per massenhet [m^3/kg] vid givna förhållanden, normalt sett rumstemperatur och atmosfärstryck. För väte kan detta bestämmas med ideala gaslagen enligt Ekvation (4).

$$pV = nRT \quad (4)$$

Genom att ersätta substansmängden, n , med massan, m , och allmänna gaskonstanten till den specifika gaskonstanten kan vilken volym ett kilogram vätgas motsvarar beräknas. Ett kilogram vätgas motsvarar 11,9 kubikmeter vid 20°C och atmosfärstryck. Detta gör i sin tur att vätgas har en låg energidensitet [kJ/m³], och det kan därför vara fördelaktigt att komprimera vätgasen.

Kompression av vätgas sker genom en kompressor där ett kompressionsarbete tillsetts. I en sådan process kan ett idealt isentropiskt tillstånd antas och det specifika arbete, w [kJ/kg] som krävs för att komprimera gasen kan då beskrivas enligt Ekvation (5) [22].

$$w = \frac{\kappa RT}{\kappa - 1} \left(1 - \left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} \right) \quad (5)$$

Trycket innan och efter kompression benämns med p_0 respektive p_1 . Den isentropiska exponenten κ erhålles genom att dividera vätets specifika värmekapaciteten vid konstant tryck, C_p , med dess specifika värmekapaciteten vid konstant volym C_v , enligt Ekvation (6).

$$\kappa = \frac{C_p}{C_v} \quad (6)$$

Effekten, $\dot{W}$ [W] erhålles sedan genom att multiplicera det specifika arbetet med massflödet, $\dot{m}$ [kg/s], enligt Ekvation (7).

$$\dot{W} = w \cdot \dot{m} \quad (7)$$

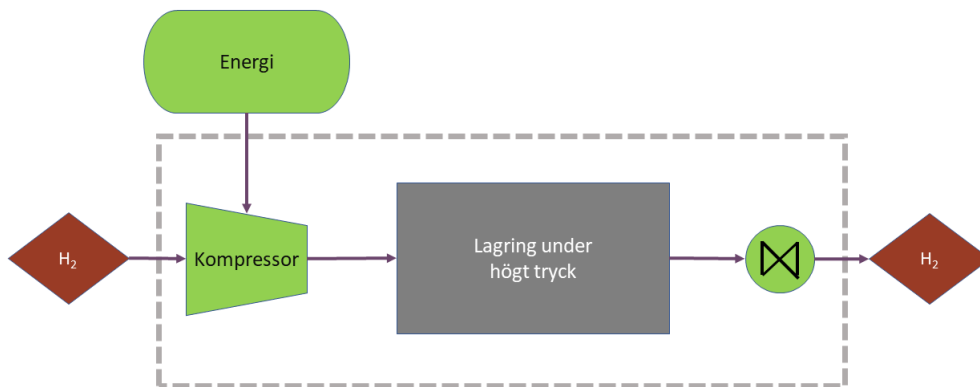
Den ackumulerade massan fås av Ekvation (8).

$$m_{total} = \sum_{i=1}^n (\dot{m}_i \cdot t_i) \quad (8)$$

För att beräkna förlusten av vätets totala energiinnerhåll och sedan verkningsgraden av kompressorn subtraheras 1 med kvoten mellan det specifika arbetet och det totala energiinnehållet i väte, E_{H_2} , enligt Ekvation (9).

$$\eta_{komp} = 1 - \frac{|w|}{E_{H_2}} \quad (9)$$

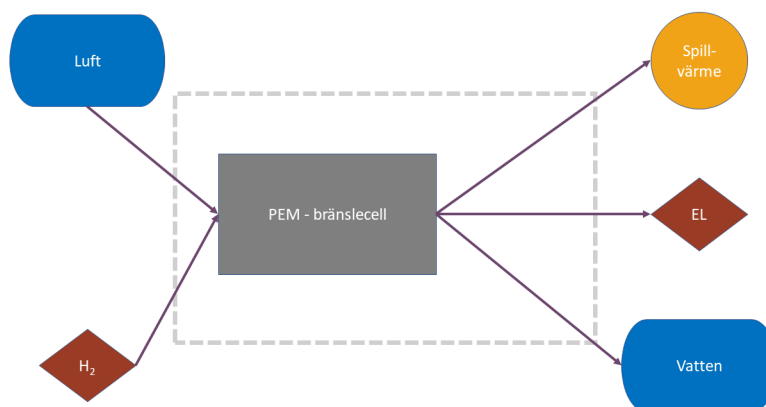
I Figur 6 beskrivs flödesschemat för delsystemet för lagring och kompression. Vätgas som produceras av elektrolysören samt energi för att driva kompressorn är invärden till systemet. Det liggande timglasets illustrerar en expansionsventil, som möjliggör att vätgasen kan expandera och sjunker då till önskat tryck i ett förlopp med konstant entalpi. Det innebär att inget arbete utförs på omgivningen [23].



Figur 6: Principiell skiss av flödesschemat för kompression och lagring.

4.4 Bränslecellen

För att omvandla kemiskt bunden energi i vätgas till nyttig elektrisk energi används bränsleceller. En vanligt förekommande typ av bränsleceller är PEM-bränsleceller. Dessa är snarlika PEM-elektrolysörerna, men de skiljer sig så pass mycket åt att de inte går att köra i en reversibel drift [24]. Den kemiska process som sker i varje bränslecell omvandlar syrgas och vätgas till vatten. Syrgasen som tillsätts processen är i form av inandningsluft. I omvandlingen genereras elektrisk energi i form av likström och spillvärme. I Figur 7 visualiseras bränslecellens flödesschema.



Figur 7: Syre och väte förs in i bränslecellen där gaserna omvandlas till vatten. I denna process genereras elektricitet och värme.

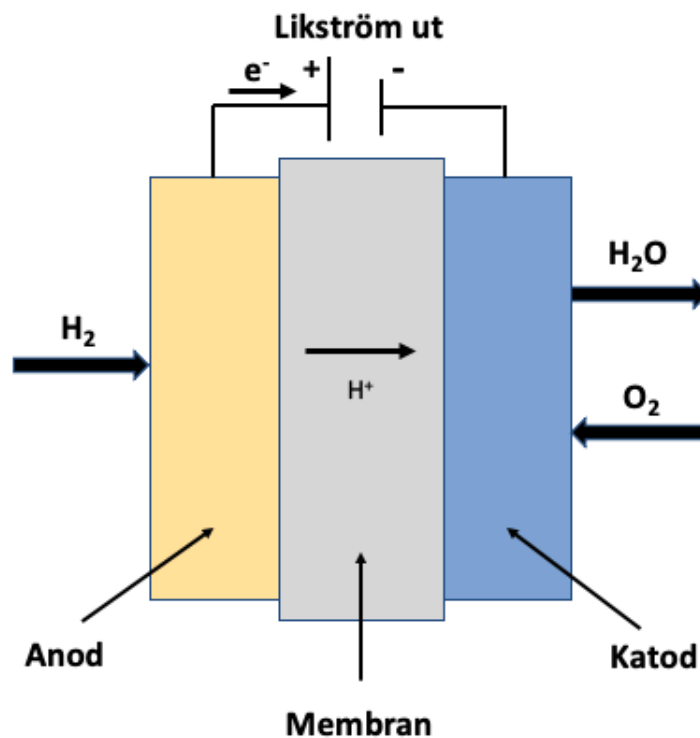
Bränslecellen består av en anod och en katod med ett membran som skiljer dem åt. För att de kemiska reaktionerna ska kunna ske behöver syre tillföras. Den kemiska reaktion som sker på anodsidan beräknas enligt Ekvation (10).



Den kemiska reaktion som sker på katodsidan beräknas enligt Ekvation (11).



I Figur 8 går det att se hur processen går till i bränslecellen. De olika steg som sker i processen förklarar [25] och ser ut på följande sätt. Väte och syre förs in med ett tryck på cirka 10 bar på anod- respektive katodsidan. Vätet oxiderar sedan med hjälp av en katalysator, vilket medför att protonen släpper ifrån sig elektronen. Den frisläppta elektronen inducerar en elektrisk ström samtidigt som protonen åker genom membranet. Protonen reagerar sedan med syret i luften och bildar vatten. Värme bildas också, mindre värmebildning ger högre elektrisk verkningsgrad.



Figur 8: Principiell skiss av en PEM-bränslecell

Bränsleceller har inga farliga utsläpp utan de enda två biprodukterna är avjoniserat vatten, som kan återcirkuleras till elektrolysören, samt värme som potentiellt kan återanvändas genom värmeväxling [19]. Den teoretiska elektriska verkningsgraden

är upp till 60 % och inkluderas den termiska verkningsgraden kan totalverkningsgraden vara upp till 80 % [25]. Nyare PEM-bränsleceller kan ha en totalverkningsgrad närmare 90 % [24]. PEM-bränsleceller kan köras vid olika driftspunkter utan att dess prestanda minskar avsevärt. De har även relativt snabb starttid, ungefär 20 sekunder, samt arbetar vid relativt låga arbetstemperaturer, cirka 60-80 °C [24].

Enligt [24] genererar bränslecellen en högre effekt än vad som faktiskt går att använda, detta beror på att en del energi går åt för att bland annat komprimera insugsluft samt driva styrsystem. Den genererade energin kallas bruttoeffekt och den användbara energin kallas nettoeffekt. Bränslecellen omvandlar vätskets kemiska energi till ungefär 50 % el och 50 % värme, av värmeenergin är 80 % användbar. Enligt [19] stämmer detta förhållande mellan elektrisk energi och värmeenergi för en ny bränslecell BOL, Beginning of Life, och kan anses vara ett nominellt värde. Allt eftersom bränslecellen körs ökar värmeförlusten och när bränslecellen når EOL, End of Life, kan värmeförlusten vara upp till 40 % mer än den elektriska energin, vilket ger ett förhållande mellan 42 % elektrisk energi och 58 % värmeenergi. Med denna förskjutning av förhållandet mellan genererad elektrisk energi och värmeenergi, ökar också bränslecellens vätgaskonsumtion.

4.5 Batterilagring

Eftersom ett sjukhus behöver kunna vara operativt dygnet runt krävs det ett energilager som kan täcka upp starttiden hos bränslecellerna. Batterier är lämpliga för detta syfte med sin mycket snabba uppstartstid och som dessutom är välutforskade energilager. Dock är batterier begränsade i hur länge de kan leverera energi, till skillnad från bränsleceller där man kan importera vätgas under längre strömavbrott.

De vanligaste förekommande batterierna enligt [26] är litiumjonbatterier och ännu mer specifikt typerna $LiCoO_2$ (litium-koboltoxid) och $LiFePO_4$ (litium-järn-fosfat) bland annat på grund av deras långa livslängd och höga energidensitet. Vid uppladdning konverterar batterierna elektrisk energi till kemisk energi som lagras och konverterar sedan tillbaka den lagrade energin till användbar elektrisk energi [26]. Verkningsgraden för litiumjonbatterier ligger runt 80-90 % [27]. Den nyttiga energin kan då beskrivas enligt Ekvation (12).

$$E_{nyttig} = E_{el} \cdot \eta_{batteri} \quad (12)$$

Batterier är ofta begränsade i hur stor effekt de kan laddas respektive urladdas med. För större applikationer med hög kapacitet, runt 1 MWh och större, ligger den begränsningen för de flesta batterierna mellan 0,25-2 gånger storleken av batterilagringen. Alltså kan de ladda ur sin kapacitet på 4 respektive 0,5 timmar som snabbast [28].

Batterilagring kan medföra mer till ett energisystem än bara elektrisk energi vid ett strömavbrott. Ett exempel på detta är toppeffektsreducering. Det är en applikation där batterier laddas under tidsintervall med låg lokal elförbrukning och laddas ur under tidsintervall med hög lokal elförbrukning för att reducera det maximala effektuttaget från elnätet. Detta har visat sig kunna vara lönsamt i vissa industrier med passande energiprofiler [29].

År 2019 var snittpriset för litiumjonbatterier som användes i stationära applikationer motsvarande cirka 3600 kr per installerad kWh [30]. Livslängden för denna typ av batterier uppskattas ligga mellan 15-20 år [28].

4.6 Komplement till intermittenta energikällor

För att driva vätgassystem krävs elektrisk energi som driver de ingående delsystemen. Den elektriska energin som tillsätts kan tas från olika energikällor. Ur kostnadssynpunkt är det mest optimalt att driva vätgassystem av lokalt överproducerad el från intermittenta energikällor.

I applikationer då vätgassystem används som reservkraftverk finns det behov av att driva vätgassystemet även då det inte finns tillräckligt med lokalt överproducerad elektricitet. Vid dessa tillfällen finns det möjlighet att erhålla elektricitet från elnätet. Till skillnad från att använda lokalt överproducerad elektricitet för att driva vätgassystemet, tillkommer kostnader för elektriciteten.

4.6.1 Elpriser

Det pris en konsument får betala för elektricitet är uppbyggt av flera olika tillägg och de tre mest grundläggande beståndsdelarna är elhandelskostnaden, elnätsavgiften och energiskatten [31].

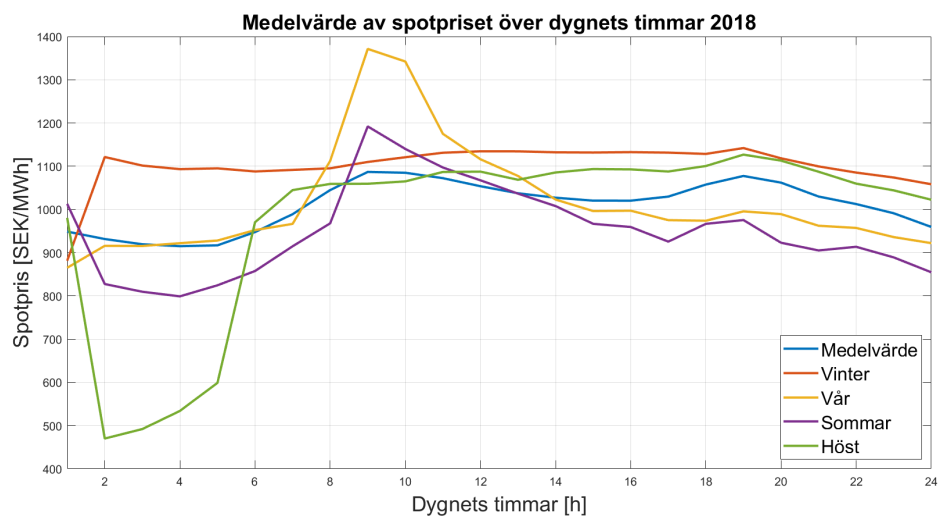
Elhandelskostnaden är den kostnad som betalar kraftproducenterna för deras elproduktion samt ett extra tillägg för elhandelsleverantörens räkning. Denna handel sker på elbörsen Nord Pool och varierar med utbud och efterfrågan timme för timme. Detta varierande pris kallas spotpris. Spotpriset släpps i förtid på Nord Pool [32], vanligtvis 12-36 timmar.

Elnätsavgiften är en avgift som ersätter nätägaren. Nätägarens uppgift är att äga, underhålla elnätet samt transportera elen till slutkonsumenten. Transportkostnaden för elen kostar 5,7 öre/kWh i snitt i Trollhättan [33]. Dessutom kan det tillkomma en avgift för konsumenter som förbrukar mycket el samt med höga effekter, så kallade högeffektsabonnemang. Konsumenter med uttag från elnätet över 500 ampere klassas i regel som högspänningskonsumenter. För högspänningskonsumenter bestäms detta tillägg utifrån de två högsta medeleffekterna per timme under två skilda må-

nader räknat tolv månader tillbaka [34] gånger priset per kW. I Trollhättan ligger högspänningstillägget på 375 SEK/kW per år.

Den tredje beståndsdelen för elpriset är energiskatten. Under 2021 ligger energiskatten på 35,3 öre/kWh för företagskunder i Trollhättan exklusive moms [33].

Utöver de tre ovanstående beståndsdelarna tillkommer även moms. Momsen för elkostnaden är 25 %. Momsen innefattar samtliga beståndsdelar nämnda ovan. I Figur 9 illustreras hur elpriserna varierar över dygnet och årstiderna. Årstiderna har slagits ihop till ett medelvärde över dygnets timmar efter respektive månad för året 2018. De tillägg som adderats till spotpriserna är från 2018 och skiljer sig lite från de siffror som presenteras ovan eftersom de tenderar till att öka med åren.



Figur 9: Variation av spotpriserna över dygnet och årstiderna

4.7 Ett idealt vätgassystem

Dagens vätgassystem har en elektrisk verkningsgrad, knappt 30 % på grund av flera energikrävande produktionssteg; elektrolysör, kompressor och bränslecell. Detta kan jämföras med en annan sorts energilagring, batterier. Förlusten är cirka 10 % för att ladda ett litiumjonbatteri och sedan ladda ur det igen [35]. Ett vätgassystems låga elverkningsgrad leder till stora utmaningar för att göra systemen ekonomiskt gynnsamma. Det finns två fundamentala kriterier för att det ska kunna bli lönsamt.

Det första kriteriet är att elen som driver elektrolysören måste komma från el producerad lokalt i överflöd. I praktiken innebär detta intermittent el, till exempel solceller som producerar för mycket. Ett tanke-exempel skulle kunna vara att en elektrolysör enbart skulle drivas på el från kolkraft. Kol har bunden kemisk energi, E_C , som omvandlas till elektrisk energi via förbränning. I denna process finns förluster, låt kalla denna förlust η_C . Den el som framställs av kolet driver i sin tur i detta fall

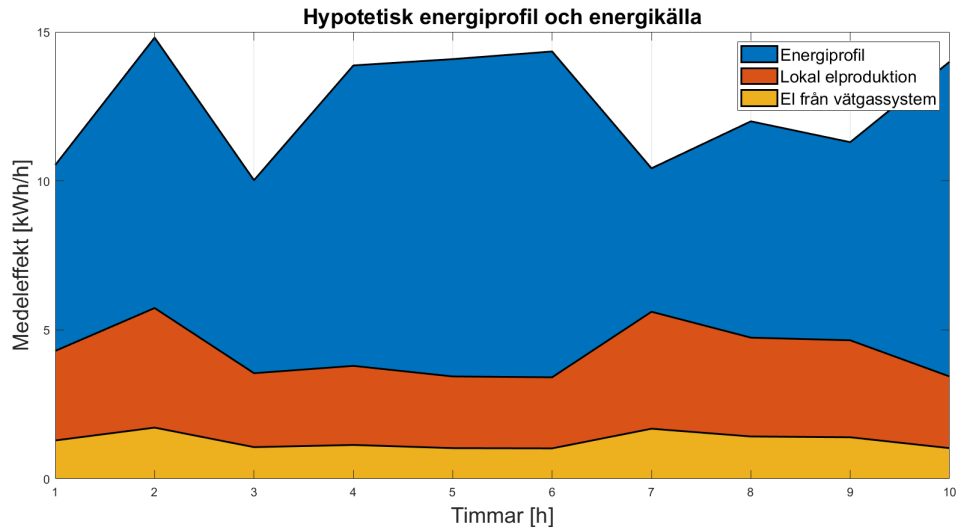
en elektrolysör som framställer vätgas, en process som också har förluster. Låt kalla elektrolysörens verkningsgrad η_{Elek} . Då kommer kolets initiala kemiskt bundna energi ha reducerats, som istället finns i form av kemiskt bunden energi i vätgasen, E_{H_2} .

$$E_{H_2} = \eta_C \eta_{Elek} E_C \quad (13)$$

Detta sätt att framställa vätgas är både kostsamt och olönsamt i allra högsta grad. Om elektrolysören istället drivs av intermittent el erhålles helt andra förutsättningar, vilket leder till det andra kriteriet.

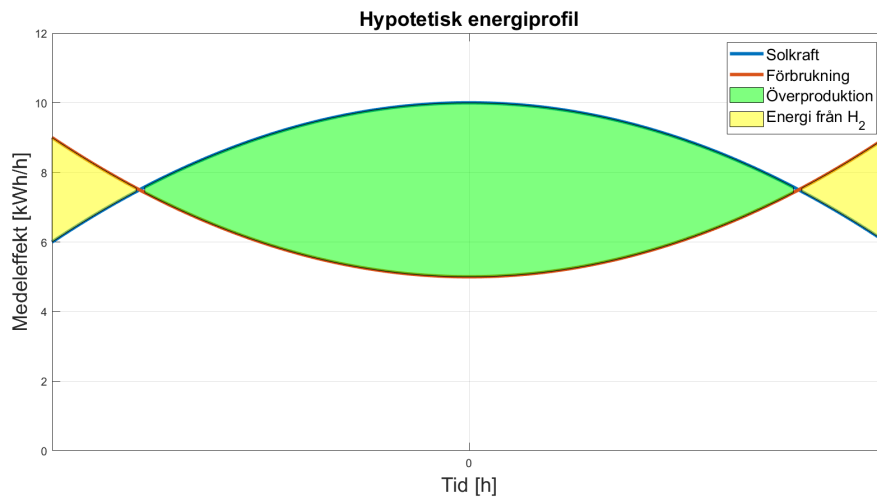
Av samma anledning som beskrevs ovan, är det inte nödvändigtvis lönsamt att driva en elektrolysör enbart på grund av att den drivs av intermittent el, det är mer lönsamt att leda elen direkt till slutkonsumenten än att producera vätgas för att sedan använda elen direkt igen på grund av systemets elverkningsgrad. Detta kan ses i Figur 10.

Det första blå fältet visar en hypotetisk elförbrukning [kWh/h] över ett godtyckligt tidsintervall. Över samma tidsintervall finns en antagen energiproduktion som varierar med tiden. Antag att denna energi enbart används till att framställa vätgas och sedan omvandla dess kemiska energi direkt till el utan lagring mellan de olika processerna. Då erhålles den energi som visas i Ekvation (13) och den nyttiga energin har då reducerats med cirka 70 %. Den egenproducerade intermittenta elen måste därför finnas i överflöd i jämförelse med behovet.



Figur 10: Det gulmarkerade området visar den elektriska energimängd som skulle ha skickats till konsumenten.

Elnät fungerar så att det måste vara i jämvikt. Om elkonsumenterna förbrukar en högre eleffekt än vad som produceras av vatten-, vind- eller kärnkraft till exempel, måste produktionstakten höjas. Motsatsen till detta scenario är när elproducenterna producerar mer el än vad konsumenterna förbrukar, då finns ett överflöd av el i elnätet. Ett överflöd kan uppstå då solen skiner och/eller att vinden blåser. Då kan solceller drivas och/eller vindkraftverk producera el, vilket leder till att energiutbudet stiger. Samma princip gäller för ett mindre elnät, till exempel ett lokalt. Detta överflöd måste på något vis förbrukas, det kan vara genom att värma vatten, ladda batterier eller sälja vidare. Energin lagras helt enkelt till ett annat mer gynnsamt tillfälle eller låtes utnyttjas av en annan part. Det är i dessa tillfällen det hade varit gynnsamt att framställa vätgas, då det finns en överproduktion. Detta illustreras i Figur 11. Den blå kurvan är en hypotetisk kurva för en intermittent energikällas energiframställning över ett obestämt tidsintervall. Den röda kurvan är en hypotetisk kurva för en medel-energiförbrukning över samma obestämda tidsintervall.



Figur 11: Det grönmärkade området illustrerar en hypotetisk överproduktion.

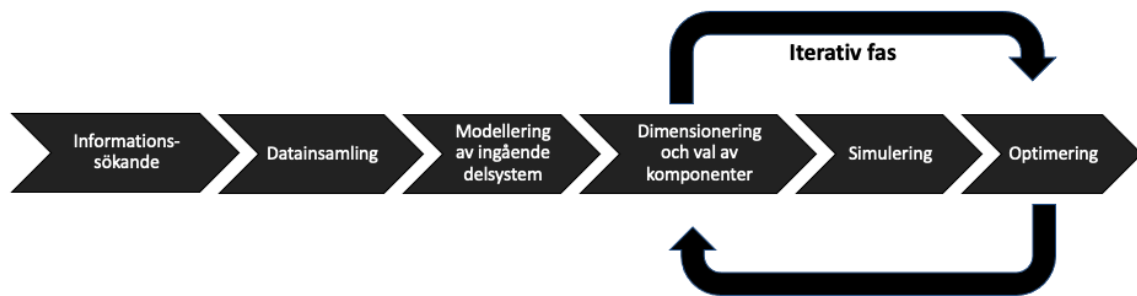
Nettoskillnaden mellan förbrukningen och energiframställningen bör tas tillvara för de tillfällen då energiproduktionen är större än förbrukningen. Antag att detta representeras av det gröna området i Figur 11 och är då en producerad och lagrad mängd vätgas. Om det gröna områdets integral multiplicerat med bränslecellens elektriska verkningsgrad, η_{BC} , är större eller lika med de gula områdenas integral kommer systemet att vara självförsörjande. Den grönmärkade överproduktionen kan anses som gratis och då blir vätgasen i sin tur nästintill gratis att framställa om investeringskostnader bortses.

Investeringskostnaderna är dock i sig relativt stora, oavsett storlek på vätgassystemet. Därför behöver systemet kunna drivas ofta och länge för att få ekonomi i systemet. Den mest kritiska komponenten är enligt [19] elektrolysören. Ett riktmärke är att driva elektrolysören i cirka 8000 timmar/år, vilket motsvarar 90 % av

årets timmar. Detta ställs i direkt konflikt med solkraft då antalet soltimmar i regionen runt Trollhättan är cirka 1500-1800 timmar/år [36]. Därför behöver solkraft kompletteras med ytterligare en intermittent energikälla för att kunna tillvarata fler av årets timmar.

5 Metod

Avsnittet avser att beskriva metodiken som använts under projektet. Metoden kan delas in i sex faser där varje fas fyller ett specifikt syfte. Inledningsvis samlades information om vätgassystem och ingående delsystem. Därefter samlades data in för sjukhusområdet NÄL och ingående delsystem i vätgassystemet. Därefter inleddes en iterativ fas som innefattar delarna dimensionering, simulering och optimering. Flödesschema för metoden ses i Figur 12.



Figur 12: Grafisk presentation av metodiken för projektet.

5.1 Informationssökande

Inledningsvis söktes information om hur vätgassystem generellt sett är uppbyggda. Ett flödesschema togs fram som grafiskt visar vilka delsystem som normalt sett ingår i vätgassystem och hur de samspelar, se Figur 4. Därefter betraktades varje delsystem var för sig och ytterligare information inhämtades. Det forskas i synnerhet mycket inom vätgassystem och integration med förnyelsebara energikällor i dagsläget, vilket argumenterar för att använda aktuella publicerade artiklar och rapporter som primära informationskällor.

Utöver skriftligt informationssökande har tre intervjuer genomförts i projektet. Den första intervjun var med Hans Kardell från Västfastigheter på Västra Götalands-

regionen. Det huvudsakliga syftet med intervjun var att samla information kring NÄLs energiprofil, krav på befintligt reservkraftsystem, framtidsambitioner kring sjukhusets energiförsörjning och vilken data som finns tillgänglig.

Den andra intervjun hölls med Dr. Andreas Bodén och Jan Thorsén från Power-Cell. Företaget utvecklar och tillverkar bränsleceller och omkringliggande system. Syftet med intervjun var att samla information om hur bränsleceller fungerar, vilka omkringliggande system som finns att tillgå och hur bränsleceller skulle kunna integreras i ett reservkraftsystem för ett sjukhusområde. Grundläggande kunskaper om hur bränsleceller tillämpas optimalt ur energi- och ekonomisynpunkt erhöles.

Den tredje intervjun hölls med Hans-Olof Nilsson som är grundare av Nilsson Energy. Företaget är ledande inom systemintegration av vätgassystem i Sverige. Intervjun syftade delvis till att samla information om hur de arbetar för att anpassa vätgassystem utefter specifika energiprofiler och tillgängliga energikällor. Intervjun syftade även till att hitta information kring vilka flaskhalsar som generellt sett finns i vätgassystem, som avser prestanda och ekonomiska aspekter.

5.2 Datainsamling

Datainsamlingen syftade till att samla in konkret data inom tre huvudsakliga områden; sjukhusområdet NÄL, prestanda för delsystem och kostnader.

Den data som samlades in från sjukhusområdet NÄL var:

- Sjukhusområdets elförbrukning timvis för år 2018.
- Sjukhusområdets värmebehov timvis under månaderna januari, februari, mars, juni, juli och augusti år 2018.
- Prognostiserad effekt timvis för 2018 från solcellspark.
- Längsta strömavbrottet sjukhuset haft de senaste 10 åren.
- Genomsnittlig längd på strömavbrotten.
- Genomsnittlig frekvens på strömavbrotten.
- Data för befintligt reservkraftsystem.

Utifrån datainsamlingen från NÄL kunde två krav fastställas för reservkraftsystemet. Det första kravet är att reservkraftsystemet ska klara av reservdrift under 48 timmar med full täckningsgrad. Det andra kravet är att reservkraftsystemet ska kunna tillgodose sjukhuset med dess högsta effekttopp under reservdrift.

För delsystemen elektrolysör, bränslecell och batterier baseras de matematiska modellerna på data från kommersiella system. Produktdata samlades in för att kunna modellera dessa delsystem.

För att uppskatta kostnader för systemet behövdes data kopplad till delsystemens investeringskostnader och elförbrukning. Uppskattade investeringskostnader togs fram från externa källor. Sjukhusets kostnader för elpriser erhöles genom att hämta data från sjukhusets elleverantör, kombinerat med spotprisdata hämtad från Nord Pol för 2018.

5.3 Modellering av delsystem

Matematiska modeller konstruerades för respektive delsystem: elektrolysör, vätgaslager, batterilager och bränsleceller. I avsnitten om respektive modell presenteras vad modellen baseras på och vilka antaganden som gjorts. Modellerna konstruerades fristående från varandra i Matlab.

5.3.1 Modellering av elektrolysör

Elektrolysören modelleras utefter produktdata som linjäriseras för flera olika driftpunkter. De parametrar som behövs för att generera en enkel linjärmodell över elektrolysören är nominell produktionshastighet [Nm^3/h], dynamiskt intervall [%] och energiförbrukning per producerad mängd vätgas [kWh/Nm^3]. Den nominella produktionshastigheten är den maximala produktionshastigheten som systemet kan prestera. Det dynamiska intervallet är de yttre driftpunkterna som styr vilken effekt som elektrolysören kan köras vid. Elektrolysören är begränsad till en minimeffekt och en maximeffekt. Energiförbrukningen beräknas för att bestämma mängden energi som används för att producera en viss mängd vätgas vid en viss driftpunkt. Utifrån denna energiförbrukning samt verkningsgrad för värmebildning i elektrolysören går det att bestämma en ideal mängd värmeenergi.

Mängden vätgas som har produceras, V_{H_2} [Nm^3], beräknas genom att multiplicera nominell produktionshastighet, $p_{\text{hastighet}}$ [Nm^3/h], med tiden, t [h], och aktuell driftpunkt i det dynamiska intervallet, ϵ [%], enligt Ekvation (14).

$$V_{H_2} = p_{\text{hastighet}} \cdot t \cdot \epsilon \quad (14)$$

Den energimängd som konsumeras för att producera mängden vätgas, E_{H_2} [kWh], beräknas genom att multiplicera energiförbrukningen som krävs för att producera en normal kubik vätgas, e_{H_2} [kWh/Nm^3], med den faktiska volymen som produceras, V_{H_2} [Nm^3], enligt Ekvation (15).

$$E_{H_2} = e_{H_2} \cdot V_{H_2} \quad (15)$$

Antagandet om att produktionshastigheten och energiförbrukningen är linjära med det dynamiska intervallet är en förenkling av verkligheten. Om det dynamiska intervallet begränsas ytterligare i den matematiska modellen är linjärantagandet en rimlig approximation. Andra aspekter som transformatorer, strömomriktare, vattenförsörjningssystem, filter och pumpar beaktas ej ingående. Dessa omkringliggande system är medräknade i parametrarna hämtade från elektrolysörens producent. Vattenkostnaden är ungefär 16 SEK/m³ vilket motsvarar för 1 ton vätgas en vattenkostnad på 144 SEK [37]. Därför anses vattenkostnaden försumbar.

5.3.2 Modellering av vätgaslager

Vätgasen måste komprimeras av rymlighetsskäl. Det specifika arbetet, w som krävs för komprimeringen beräknas enligt Ekvation (5) och för att erhålla kompressions-effekten, $\dot{W}$ används Ekvation (7) beroende av massflödet, $\dot{m}$ av vätgas från elektrolysören. Med hjälp av expansionsventilen antas det att trycket sjunker till korrekt tryck för bränslecellerna utan energiförluster. Lagringen i modellen utgörs av en ackumulerad summation där producerad vätgas adderas och använd vätgas subtraheras från lagret.

5.3.3 Modellering av batterilager

Batterilagrarna har enbart tre parametrar som betraktats. Det är dess lagringsmängd, kapacitet och energiförluster som antas vara 10 % genom upp- och urladdning [35]. Den nyttiga energi beräknas då med Ekvation (12). En förenkling av modellen gjordes av batteriernas elektriska verkningsgrad. Samtliga förluster antas ske vid uppladdning av batterierna. Vid urladdning arbetar batterierna förlustfritt, vilket gör att en verkningsgrad för urladdning inte återfinns i modellen.

5.3.4 Modellering av bränslecell

Bränslecellen körs på hela deras möjliga intervall, $P_{min} \leq P \leq P_{max}$, och modelleras utifrån produktdata från tabeller med nettoeffekt samt vätgaskonsumtion [38]. Nettoeffekten är den effekt bränslecellen leverar och den effekt sjukhuset begär. Utifrån nettoeffekten beräknas vätgasbehovet. Detta vätgasbehov subtraheras från vätgaslagret. I modellen antas bränslecellerna leverera full effekt direkt. I verkligheten täcker ett litet batterilager effektbehovet under uppstartstiden på 20 sekunder på från avstängda och 10 sekunder från stanby [38].

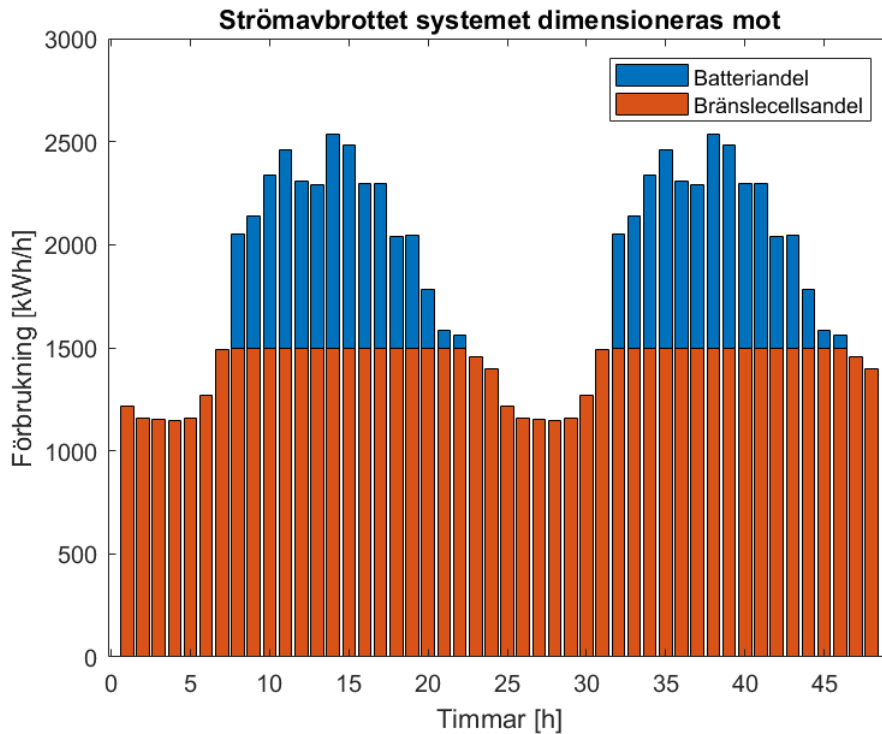
5.4 Dimensionering av delsystem

Strategin för att dimensionera varje delsystem baseras på de krav som listats för reservkraftsystemet. Effektbehovet för sjukhusområdet baseras på differensen mellan sjukhusets förbrukning för 2018 och den dubbla prognostiserade solcellseffekten för samma år på 3,2 MW, enligt Ekvation (16). Anledningen till att solcellsparken skalas upp i modellen är för att nettoskillnaden mellan sjukhusets elförbrukning och lokal elproduktion anses behöva minskas. På så vis eftersträvas ett mer idealt fall för de modellerade vätgassystemet.

Systemet dimensionerades för 48 timmars sammanhängande strömbavbrott. För att säkerställa att systemet klarar av detta dubblerades det dygnet då effektbehovet P_{behov} var som störst, givet av Ekvation (16).

$$P_{behov} = P_{sjukhus} - P_{sol} \quad (16)$$

Den effekt som sjukhuset kräver ska bränslecellerna, i kombination med batterier, klara av att leverera. Andelen som bränslecellerna respektive batterierna ska leverera är en optimeringsfråga som beskrivs i optimeringsfasen, detta illustreras i Figur 13.



Figur 13: Strömbavbrottet som systemet dimensioneras mot samt hur bränslecellerna och batterierna gissningsvis förhåller sig till varandra för att möta effektbehovet.

Med given energimängd bränslecellerna levererar kan mängden förbrukad vätgas beräknas. Mängden förbrukad vätgas kan översättas i lagringsvolym, på så sätt kan lagringstankar och kompressor dimensioneras. Mängden vätgas som efterfrågas av bränslecellerna produceras av elektorlysören som ska klara av att producera efterfrågad mängd vätgas under en viss tid. På så sätt kan storlek på elektrolysör bestämmas.

5.4.1 Dimensionering av bränsleceller

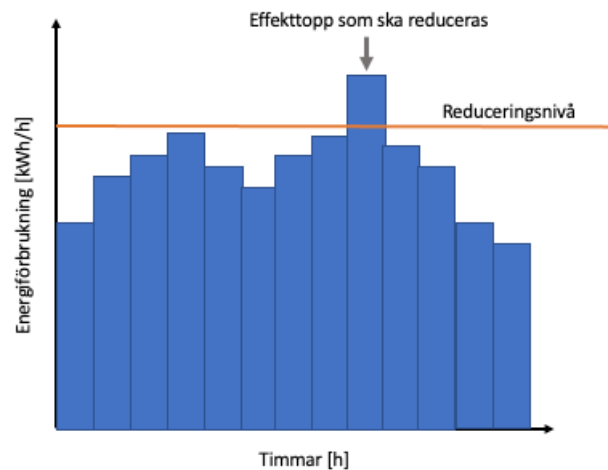
Den kommersiella bränslecell som vätgassystemet baseras på är MS-100 från PowerCell Sweden AB. Tabelldata för bränslecellen MS-100 användes [38]. Den kan leverera en nettoeffekt mellan 15-100 kW. Nettoeffekten samt vätgaskonsumtionen förhåller sig relativt linärt mot strömmen. För att öka den totala nettoeffekten används fler enheter. Dimensioneringsparametern för bränslecellerna är då antalet MS-100. Eftersom bränslecellerna dimensioneras för reservdrift kan bränslecellerna även användas till toppeffektsreducering, förutsatt att det finns tillräcklig mängd lagrad vätgas.

5.4.2 Dimensionering av batterilager

Delsystemet för batterier dimensionerades parallellt med bränslecellerna. Den andelen av sjukhusets effektbehov P_{behov} som bränslecellerna inte levererar vid reservdrift täcks av batterierna under reservdrift, vilket visas i Figur 13.

Det finns två dimensioneringskriterier för batterierna. Det första kriteriet är att batterierna ska klara att leverera den effekt som bränslecellerna inte levererar. Det andra kriteriet är att batterilagret ska klara av att leverera differensen mellan sjukhusets energibehov och den energimängd som bränslecellerna levererar under 48 timmars reservdrift.

För att undersöka eventuella mervärden med vätgassystemet testades även om batterierna skulle kunna reducera sjukhusets högsta effekttoppar under normaldrift. I detta skede överdimensionerades batterilagret för att klara av att reducera toppar av en bestämd magnitud. Överdimensioneringen och magnituden på effekttoppsreduceringen fastställdes i optimeringsfasen där lönsamheten beaktades. Illustration av vad toppeffektsreducering innebär kan ses i Figur 14.



Figur 14: Illustrering av toppeffektsreducering under normaldrift.

5.4.3 Dimensionering av vätgaslagring

Med given ackumulerad energimängd som bränslecellerna kräver under reservdrift kan mängden vätgas beräknas till ekvivalent mängd massa. Det norska företaget UMOE Advanced Composites (UAC) [39] erbjuder lagringscontainrar som lagrar vätgas vid 350 bar och benämns som ISO 45 fot high cube. I dessa containrar rymms 1016 kg. Valet av lagringstryck är motiverat utifrån [19], som menar att lagringstryck som överstiger 350 bar ställer högre säkerhetskrav på ingående komponenter, vilket medför högre kostnader. Dimensioneringsparametern för vätgaslagring är då antalet lagringscontainrar. Med given begränsning av massa möjliggör det att använda Ekvation (8) för att bestämma den totala massan i tankarna och när en lagringstank är full.

5.4.4 Dimensionering av elektrolysören

Med given mängd vätgas som krävs för att driva sjukhuset under reservdrift kan mängden vätgas som behöver produceras beräknas. Den givna mängden vätgas ger en indikation på vilken storlek elektrolysören behöver ha för att producera den mängd vätgas reservdriften kräver under ett avbrott på 48 timmar. Eftersträvarvärt är att fylla reservlagret med vätgas inom ett halvår.

Eftersom mängden vätgas som krävs bestäms under optimeringsfasen är valet av elektrolysör beroende av resterande delar av vätgassystemet. Det norska företaget Nel Hydrogen producerar elektrolysörer av typen PEM som kan producera mellan 0.27 - 5000 normalkubik vätgas per timme. Vilken av Nel Hydrogens elektrolysörer som valdes bestämdes i optimeringsfasen, där kravet för produktionshastighet var dimensioneringsparameter.

5.4.5 Dimensionering av kompressor

Beroende på vilket massflöde av vätgas elektrolysören levererar, kan kompressorn dimensioneras. Detta görs genom att betrakta högsta kompressionsarbete som krävs för att komprimera den vätgas som elektrolysören producerar på maxeffekt.

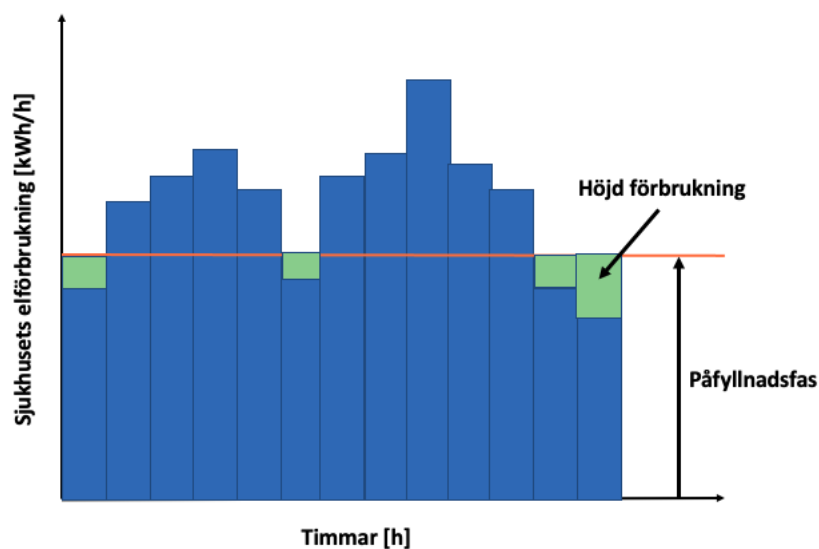
5.5 Simulering

Modellerna för varje delsystem integreras till ett egenskrivet simuleringsskript i Matlab, där de parametrar som används för dimensionering används som indata. Skriptet i Matlab delas in i två separata driftslägen; *normaldrift* och *reservdrift*. Under normaldrift produceras vätgas och batterierna laddas upp. Under normaldrift reduceras även effekttoppar med antingen batterier eller bränsleceller. Under reservdrift tillgodoses sjukhusområdets effektbehov med elektricitet genom bränslecellerna och batterierna.

För varje timme utför simuleringsskriptet en sekvens beroende på aktuell timdata, driftläge och lagernivåer. Inplanerat 48 timmars strömavbrott simuleras då sjukhuset har som störst energibehov.

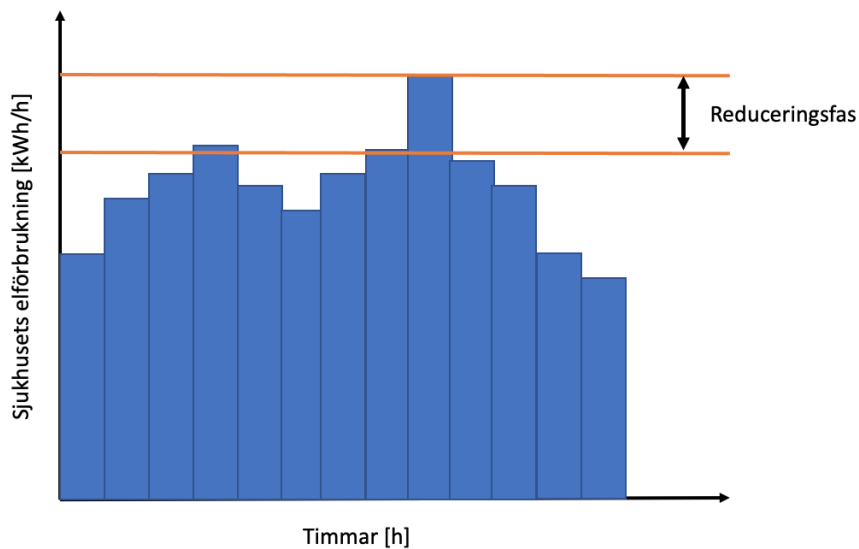
5.5.1 Driftläge normaldrift

Under normaldrift fylls energilagrena upp. Den elektricitet som kommer från solcellsparken är högst prioriterad, resterande del tas från elnätet. När vätgassystemet matas med el från nätet ökar sjukhusområdets totala elnätsförbrukning. För att inte öka sjukhusets högsta effekttoppar har en övre gräns implementerats, den avgör när systemet tillåts att köpa el från nätet. Endast om sjukhusets elförbrukning understiger denna gräns tillverkar elektrolysören vätgas och batterierna laddas upp. Detta driftläge kallas för *påfyllnadsfas* och syftar till att höja sjukhusets elförbrukning under de timmar som sjukhuset har låg elförbrukning för att fylla upp lagrena för reservdrift och toppeffektsreducering. I Figur 15 illustreras påfyllnadsfasen i relation till sjukhusets elförbrukning.



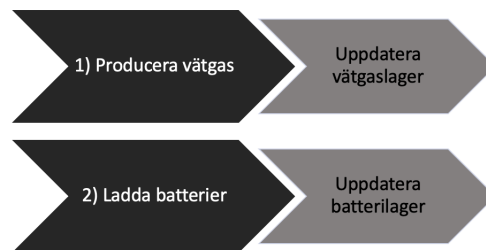
Figur 15: Illustration av påfyllnadsfasen

Ytterligare en fas under normaldriften introduceras. Denna fas kallas *reduceringsfasen* och syftar till att reducera sjukhusets effekttoppar som överstiger en viss effekt. Genom att kombinera påfyllnadsfasen och reduceringsfasen kan sjukhusets elförbrukning jämnas ut och eventuellt minska sjukhusets kostnader för toppeffekt. Illustrering av reduceringsfasen går att se i Figur 16.



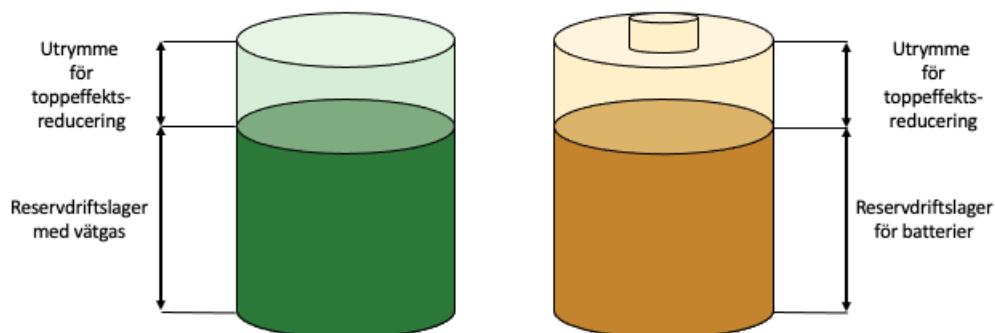
Figur 16: Illustration av reduceringsfasen

Simuleringsmodellen testar för varje timma vad sjukhuset har för elförbrukning. Om elförbrukningen är lägre än den gräns som satts för påfyllnadsfasen samt om vätagaslagret och batterilagret inte är fulla ska vätgas produceras och batterier laddas. Under påfyllnadsfasen prioriteras produktionen av vätgas i första hand. Anledningen till detta är för att elektrolysören har en övre och undre gräns i vilken effekt den kan köras vid. Batterierna laddas mer flexibelt och tillåts laddas med resterande energimängd upp till den övre gränsen för påfyllnadsfasen. I Figur 17 ses prioritetsordningen under påfyllnadsfasen. Efter varje simulerad timma uppdateras lagringsnivåerna inför nästa simuleringstimma.



Figur 17: Prioritetsordningen under påfyllnadsfasen och uppdatering av lager.

I de lägen då systemet går in i reduceringsfasen används bränslecellerna och batterierna för att reducera effekttoppar. Detta sker endast om det finns tillräckligt mycket lagrad energi i vätgastankarna och batterierna som ej avses användas till reservdrift. Figur 18 illustrerar vilken andel av lagrena som inte avses användas till reservdrift. På liknande sätt uppdateras lagringsnivåerna efter varje timma som reduceringsfasen omfattat.



Figur 18: Illustrativ beskrivning av lagring som avses användas för reservdrift

5.5.2 Driftläge för reservdrift

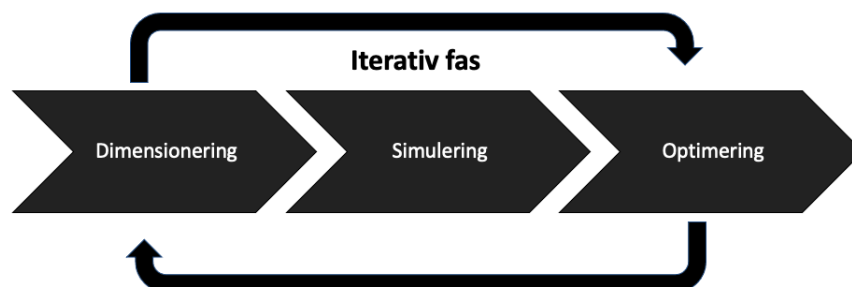
Under de slumpmässigt planerade strömavbrotten går simuleringsmodellen in i driftläge för reservdrift. Sjukhusets elbehov under strömavbrottet testas timvis. Bränslecellerna och batterierna levererar hela sjukhusets elbehov för den aktuella timmen, och tömmer energilagrena med motsvarande energimängd. Lagringsnivåerna uppdateras och nästa strömavbrottstimma testas på liknande sätt. Läget för reservdriften fortgår tills den slumpmässiga längden av strömavbrottet har passerats.

5.5.3 Analys av simulering

Efter avklarad simulering sammanställs resultatet från simuleringen. Den ackumulerade lagringsnivån i vätgastankarna och batterierna kontrolleras så att vätgassystemet inte använder mer energi än vad som har lagrats. Motsvarande elektrisk energi som tagits från elnätet för att driva vätgassystemet beräknas. Energimängden som använts varje timma översätts till en kostnad för vad elen kostade att köpa in just den timmen. Detta görs genom att använda spotprisdatabaser från 2018 och effektagiften från Trollhättan Energi. Kostnaden för påfyllnad av lager, tillsammans med den timvisa besparingen som toppeffektsreduceringen genererar, används för att beräkna återbetalningstid tillsammans med investeringskostnader för delsystemen.

5.6 Optimering

Optimeringsfasen handlar om att ändra vissa inparametrar i simuleringen för att påverka resultatet. Det som optimeringsfasen syftar till är att optimera vätgassystemet med avseende på ekonomiska aspekter. De ekonomiska aspekterna som är av intresse är investeringskostnad för de olika delsystemen, maxeffektkostnader, kostnad för att ladda reservlager och reduceringslager. Genom att summera de nämnda kostnaderna kan en jämförelse av olika uppsättningar av systemet genomföras och ett kostnadsoptimerat resultat kan tas fram.



Figur 19: Optimeringen ingår i den iterativa fasen av metoden

5.6.1 Optimerat reservkraftsystem

Det optimala backupsystemet dimensionerades utifrån ett kostnadsperspektiv med kravet att kunna leverera P_{behov} under ett 48 timmar strömavbrott. Genom att ändra relationen mellan antalet bränsleceller och mängden batterier kan den optimala kombinationen hittas. Eftersom batterikapaciteten är ett resultat av mängden energi som saknas efter att bränslecellerna levererat sin del, är det fördelaktigt att leda optimeringen med antalet bränsleceller. Eftersom bränslecellstypen MS-100 används stegas nettoeffekten med 100 kW per bränslecell tills att den billigaste kombinationen av antal MS-100 och mängd batterier erhållits.

5.6.2 Optimal toppreducering

En utökning av batterilagringen med syfte att toppreducera undersöks med avseende på återbetalningstid. Tre olika storlekar på utökningen utvärderas där alla baseras på en andel av reservkraftsbatteriet. Nivån för toppreducering av P_{behov} stegas från 1500 kW till 2500 kW om steg med 100 kW för att hitta den optimala nivån för respektive storlek på batteriet där återbetalningstiden är som lägst. Återbetalningstiden, $Bet_{åter}$, beräknas enligt Ekvation (17).

$$Bet_{åter} = \frac{\text{investeringskostnad}}{((P_{behov} - P_{ny}) \cdot 375 - U_{ppladd} + U_{rladd})} \quad (17)$$

där $P_{behov} - P_{ny}$ är mängden kW som reducerats, 375 är priset per kW för högeffektsabonnemanget och U_{ppladd} och U_{rladd} är kostnad för uppladdning respektive besparing genom urladdning med avseende på spotpriser.

Toppreducering med befintligt installerade bränsleceller är möjligt om lagringstankarna har större kapacitet än vad som krävs för ett strömavbrott. Genom att köra bränslecellerna då effektbehovet från sjukhuset är högt kan man sänka effekttopparna och minska elkostnaderna. Genom att stega ner reduceringsnivån tills bränslecellerna precis klarar av att reducera alla effekttoppar kan den optimala nivån hittas och den största besparingen uppnås. Besparingen per år i kronor beräknas enligt Ekvation (18).

$$Besparing = ((P_{behov} - P_{ny}) \cdot 375) \quad (18)$$

där $(P_{behov} - P_{ny})$ är antal reducerade kW och 375 är priset per kW för högeffektsabonnemanget.

6 Resultat

Här presenteras resultaten av simuleringen och optimeringen av det slutgiltiga reservkraftssystemet. Avsnittet inleds med att redovisa den optimerade dimensioneringen för reservdrift. Därefter presenteras sjukhusets lastprofiler och vätgassystemets lagringsnivåer under det simulerade året. Därefter redovisas resultat för de mervärden som undersökts.

6.1 Optimerad dimensionering

Delsystemen dimensioneras för det dygn då sjukhusets elförbrukning är som störst. Det dygnet fördubblas för att få dimensioneringen över 48 timmar. Då krävs en energimängd från reservkraftssystemet på 87,33 MWh för att försörja sjukhuset under ett 48 timmar långt strömavbrott.

6.1.1 Bränsleceller och batterier

Enligt Figur 20 kan det utläsas att 23 och 24 stycken bränsleceller är nästintill jämbördiga för systemet utifrån ett kostnadsperspektiv baserat på ett år. Av resiliensskäl är 23 bränsleceller det mest optimerade antalet, då detta ger större batterilagring. I detta fall kommer det att krävas 5491 kg vätgas samt en batterikapacitet på 1256 kWh för att leverera tillräcklig mängd energi till sjukhuset under ett strömavbrott som systemet är dimensionerat mot, se Tabell 1.

6.1.2 Vätgaslager

För att lagra efterfrågad mängd vätgas på 5491 kg krävs det sex tankar av typen ISO 45 fot high cube från UAC, som totalt har en lagringskapacitet på 6096 kg.

6.1.3 Elektrolysör

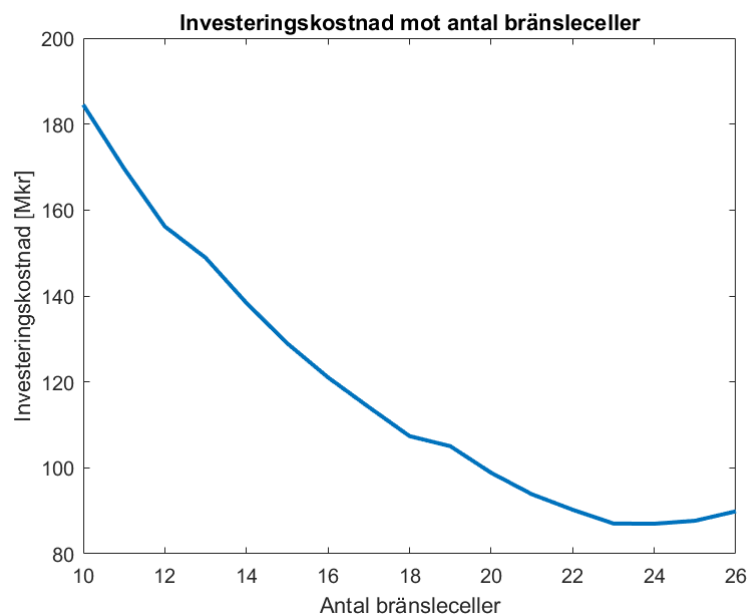
För att producera efterfrågad mängd vätgas krävs en elektrolysör som kan producera 5491 kg vätgas inom sex månader enligt produktionsmålet. Nel Hydrogens elektrolysör C30 har en nominell produktionshastighet på 30 Nm³/h, dynamiskt intervall på 0-100 % och energiförbrukning per producerad mängd vätgas 5.8 kWh/Nm³ [18]. För att uppnå renlighetsstandard på de producerade gaserna används dynamiskt intervall mellan 10-100 % i simuleringen. I teorin skulle C30 kunna producera efterfrågad mängd vätgas på 5491 kg på 2028 timmar, vilket motsvarar 84 dygns kontinuerlig

drift. I avsnitt 6.3 presenteras resultatet för tiden det tog att producera fullt lager vätgas under simuleringen.

Utöver antalet bränsleceller och korresponderande batteristorlek presenteras även mängd vätgas som krävs, antal lagringscontainrar, uppladdningskostnad och investeringskostnad med avseende på antal bränsleceller i Tabell 1. Uppladdningskostnaden avser kostnaden för att producera fullt lager med vätgas och ladda batterilagret. Med fullt lager vätgas avses hela möjliga lagringskapaciteten och inte endast den mängd vätgas som krävs för strömbrottet.

Tabell 1: Utdrag från optimeringen av reservkraftssystemet utifrån ett investeringsperspektiv där lagren laddas upp under ett år utan strömbrott. Antal bränsleceller testades från 10 upp till 26 stycken.

Bränsleceller [st]	17	20	23	24	26
Batterilagring [kWh]	13 945	6 584	1 256	562	0
Konsumerad vätgas [kg]	4809	5224	5491	5494	5435
Antal H2 tankar [st]	5	6	6	6	6
Uppladdningskostnad [kSEK]	314	361	356	356	355
Investeringskostnad [MSEK]	114,44	99,15	87,33	87,29	90,18



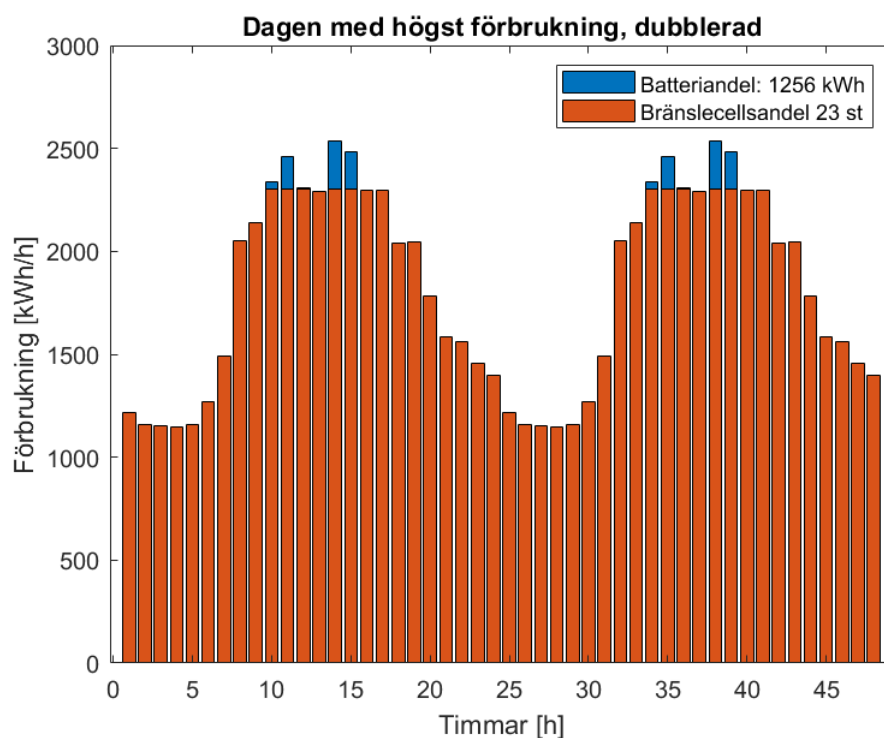
Figur 20: Investeringskostnad mot antal bränsleceller.

För att komprimera vätgasen som produceras av elektrolysören krävs det ca 4 kW effekt som högst. En 5 kW kompressor valdes och dess kostnad tillsammans med resterande system är presenterat i Tabell 2.

Tabell 2: Den totala uppskattade investeringskostnaden för det optimerade resultatet med 23 st bränsleceller.

Komponent	Pris	Antal/Mängd	Total kostnad [MSEK]
Elektrolytör C30	3 MSEK/st [40]	1 st	3
UAC lagringstank 1016 kg, 350 bar	3,84 MSEK/st [39]	6 st	23,05
Bränslecell 100 kW	2.46 MSEK/st [41]	23 st	56,47
Batterilager	3,6 kSEK/kWh	1256 kWh	4,52
Kompressor 5kW	292 kSEK/st [19]	1 st	0,292
Summa	-	-	87,33

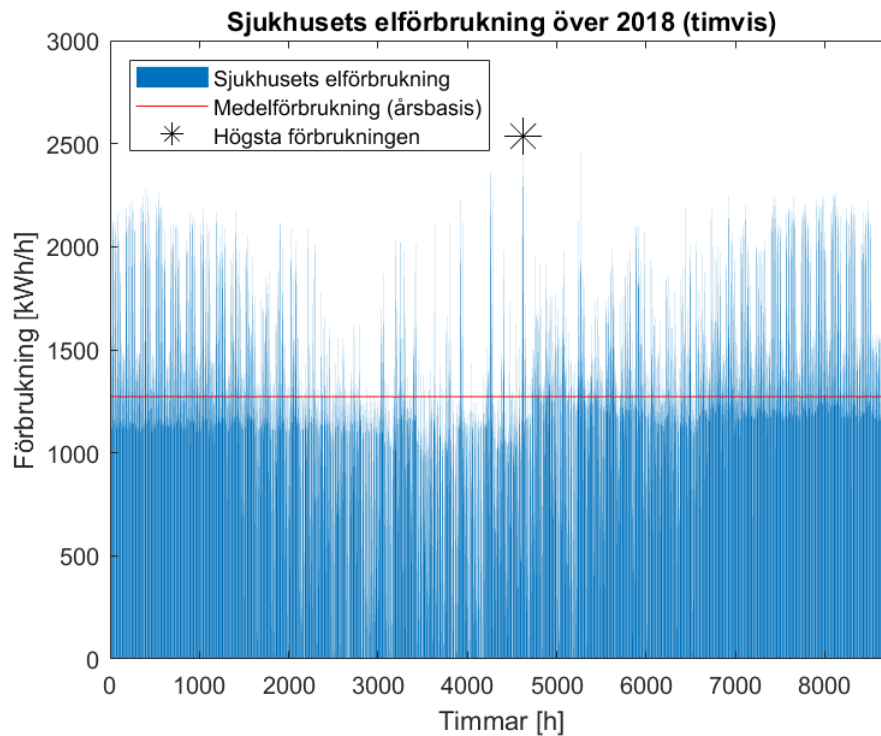
I Figur 21 visas energimängden som levereras till sjukhuset under strömavbrott som systemet dimensioneras emot. Bränslecellerna levererar energi under hela dagen där batterierna endast går in när alla bränsleceller har nått sin maximala effekt. Detta sker endast några enstaka timmar mitt på dagen där elförbrukningen är som störst.



Figur 21: Andelen av förbrukningen som bränsleceller respektive batterier täcker.

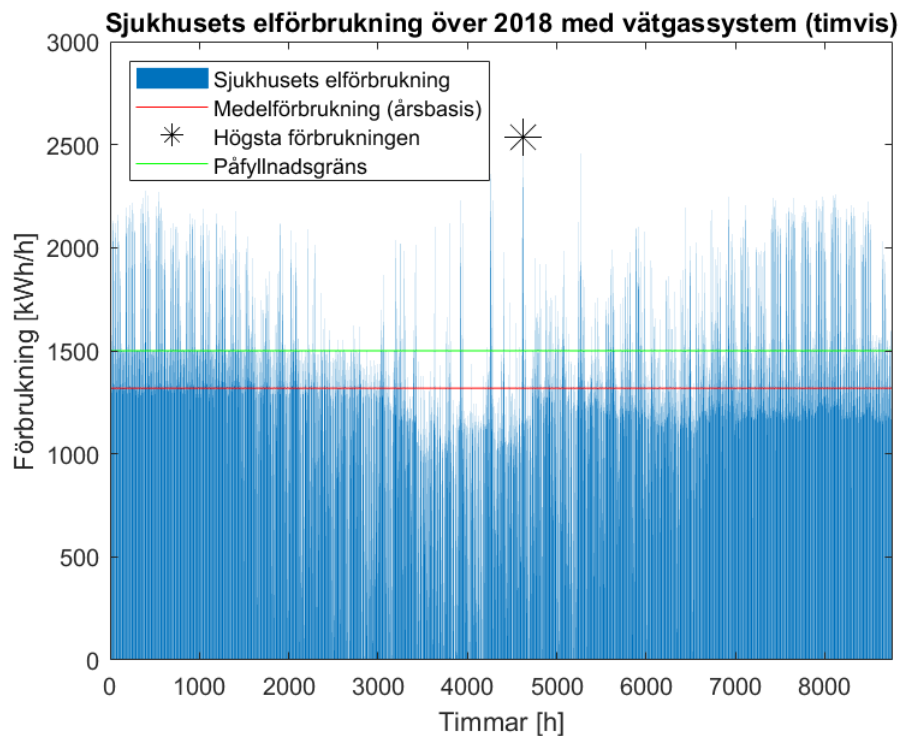
6.2 Energiprofiler

Figur 22 visar NÄLs energiprofil innan installationen av vätgassystemet för 2018 där nettoskillnaden mellan NÄLs energiförbrukning samt den producerade energin från 3,2 MW prognostiserad solkraft visas. Stjärnan markerar den högsta effekttoppen för simuleringsåret som var 2535 kW. Den röda linjen visar medelförbrukningen över året som var 1272 kW. Totala elförbrukningen för sjukhusområdet innan ett installerat vätgassystem var 11,14 GWh under 2018.



Figur 22: NÄLs energiprofil för nettoskillnaden mellan förbrukning och solkraft.

Efter att vätgassystemet inkluderats i simuleringsmodellen ändras energiförbrukningen för sjukhuset. Produktion av vätgas samt laddning av batterier tillåts endast om energiförbrukningen för sjukhuset är under gränsen för påfyllnadsfasen. Denna gräns sattes till 1500 kWh/h för att säkerställa att vätgaslagret fylls på inom acceptabel tid utan att introducera nya effekttoppar, samt undvika att köpa el under höglasttid. Sjukhusets nya totala elförbrukning inkluderat uppladdning av tomma energilagrar är 11,54 GWh för 2018. Detta innebär att medellasten höjs med 3,6 % till 1318 kW vilket motsvarar fallet med 23 bränsleceller i Tabell 1 och en energimängd på 402 MWh. Figur 23 visar sjukhusets elförbrukning med installerat vätgassystem som laddar upp energilagren från tomt till fullt lager, utan något strömavbrott.

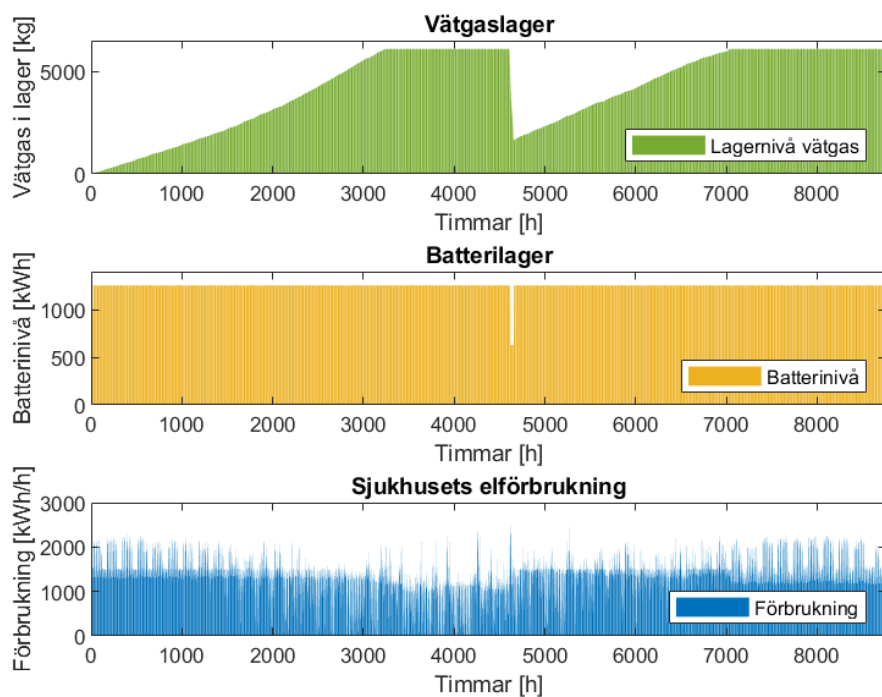


Figur 23: Sjukhusets elförbrukning inklusive vätgasproduktion samt uppladdning av batterier

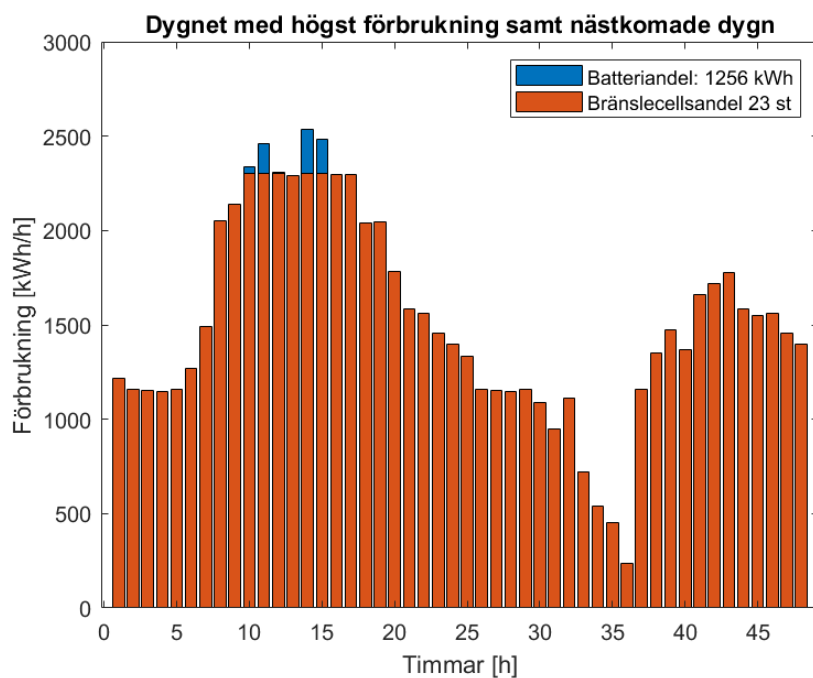
6.3 Reservkraftlager

Figur 24 visar hur vätgasnivån, batterilagret samt elförbrukningen ändras under året. Både vätgas och batterilager är tomma vid början av året. Strömavbrottet simuleras i mitten av juli där sjukhusets mest energikrävande dygn ligger ihop med nätskommande dygn. Under dessa två dygn förbrukar sjukhuset 72,77 MWh elektrisk energi. Bränslecellerna klarar inte av att möta alla effekttoppar under detta strömavbrott. Batteriet levererar då 628 kWh, bränslecellerna konsumerar 4456 kg vätgas och levererar 56,64 MWh värmeenergi. Med gränsen att systemet inte ska addera last till förbrukningen över 1500 kW tar det cirka 133 dagar att ladda vätgaslagret fullt.

Figur 25 visar effektbehovet för strömavbrottet där bränslecellerna inte täcker hela effektbehovet och batterierna levererar resterande energi.

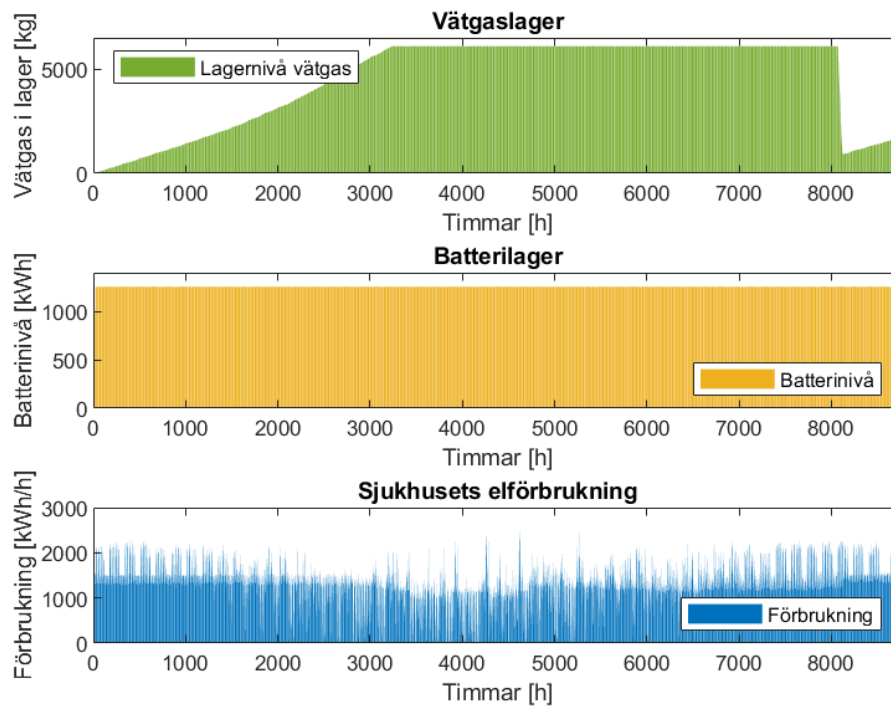


Figur 24: Drift över året utan toppreducering. Strömavbrottet är simulerat för högsta dygnets elförbrukning samt nästkommande dag.

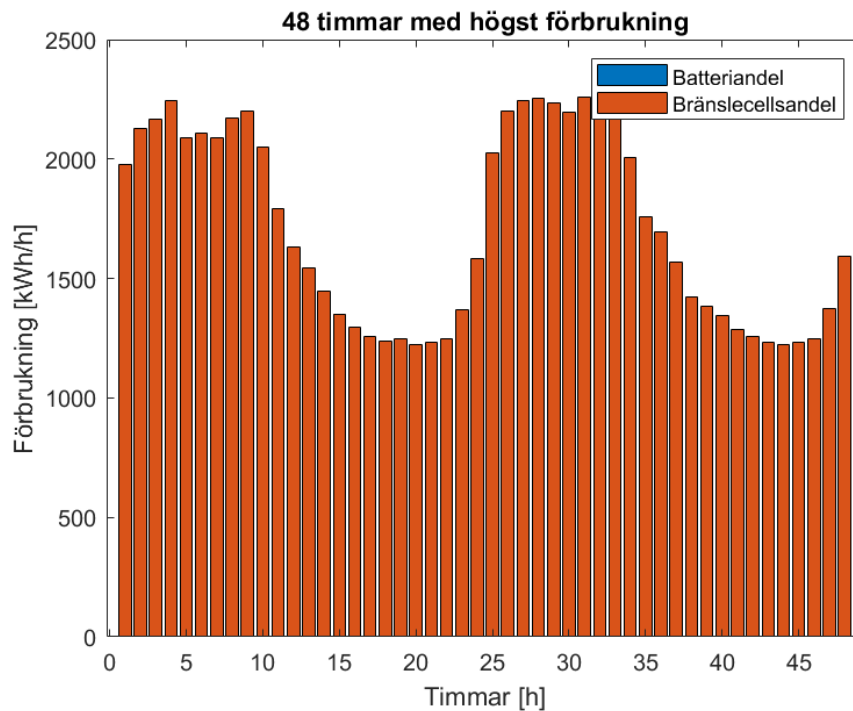


Figur 25: Reservdrift under strömavbrott för dygnen med högst elförbrukning och nästkommande dygn.

Figur 26 visar hur vätgasnivån, batterilagret för reservkraftsdrift samt energiförbrukningen från elnätet ändras under året. Både vätgas och batterilager är tomma vid början av året. Strömavbrottet simuleras i början av december då elbehovet för sjukhuset har de 48 sammanhängande timmar med högst elförbrukning. Under detta strömavbrott krävs 82,21 MWh elektricitet. Ingen energi levereras från batterierna då bränslecellerna klarar av att leverera effekten som behövs. Mängden vätgas som krävs från bränslecellerna är då 5179 kg. Bränslecellerna genererar under strömavbrottet 66,94 MWh värmeenergi. Figur 27 visar effektbehovet för strömavbrottet samt att bränslecellerna täcker hela effektbehovet. Vätgaslagret påbörjar påfyllningen men hinns inte fyllas helt innan årets slut.



Figur 26: Drift över året utan toppreducering. Strömavbrottet är simulerat för de 48 sammanhängande timmarna med högst elförbrukning.



Figur 27: Reservdrift under strömbrott under de 48 sammanhängande timmarna med högst elförbrukning.

6.4 Mervärden

Här visas de resultat som erhållits för de undersökta mervärdena toppeffektsreducering, tillvaratagande av syrgas samt spillvärme. Toppeffektsreducering testades i simuleringsmodellen med både batterier och bränsleceller.

6.4.1 Toppreducering med batterier

Kostnadskalkylen inkluderar investeringskostnad, upp- och urladdning av batteriet baserat på spotpriser under 2018 samt besparingen av kostnad för effekttoppar. Som Tabell 3 visar kommer ett utökat batterilager för toppreduceringssyfte inte att betala sig på grund av att livslängden är betydligt kortare än återbetalningstiden, vilket Tabell 3 visar. Livslängden har uppskattats till 15-20 år. Målnivån för reduktionen av energibehovet sattes till maximalt 2400 kW under en timme vilket endast den största kapacitetutökningen klarar av.

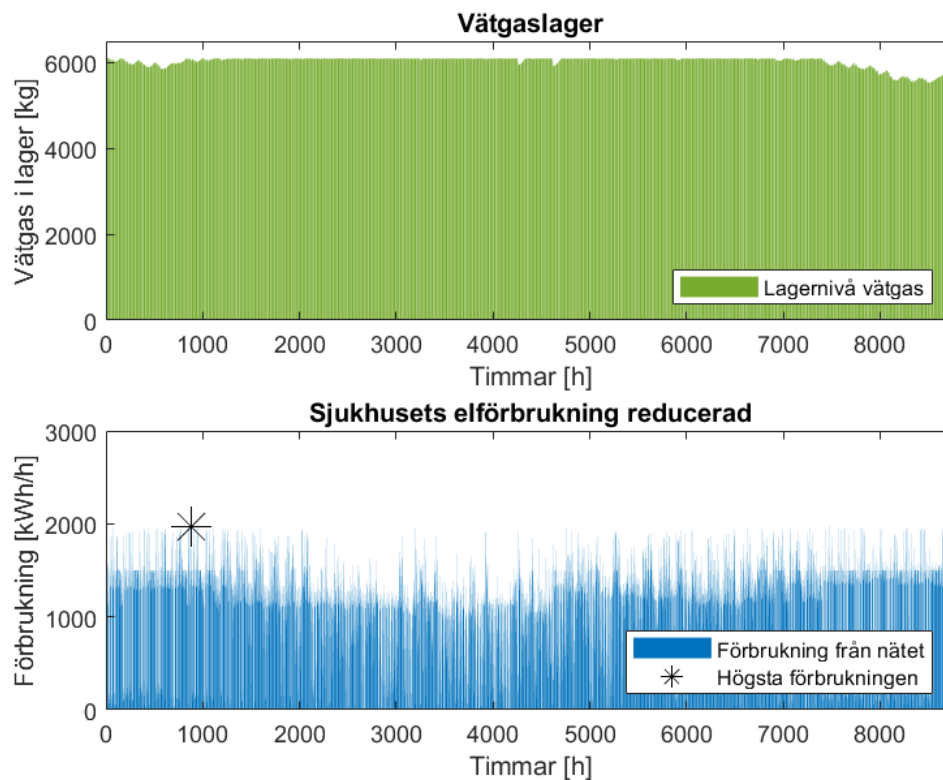
Tabell 3: Resultat från optimeringen av batterilagring för toppeffektsreducering utifrån ett lönsamhetsperspektiv.

Toppeffektsbatteri [kWh]	157	314	471
Utökad andel av batterilagret [%]	10	20	40
Ny maximal effektnivå [kW]	2480	2430	2400
Besparing per år [SEK]	24 500	49 200	62 900
Investeringskostnad [SEK]	565 000	1 130 109	1 695 163
Återbetalningstid [år]	23	23	27

6.4.2 Toppreducering med bränsleceller

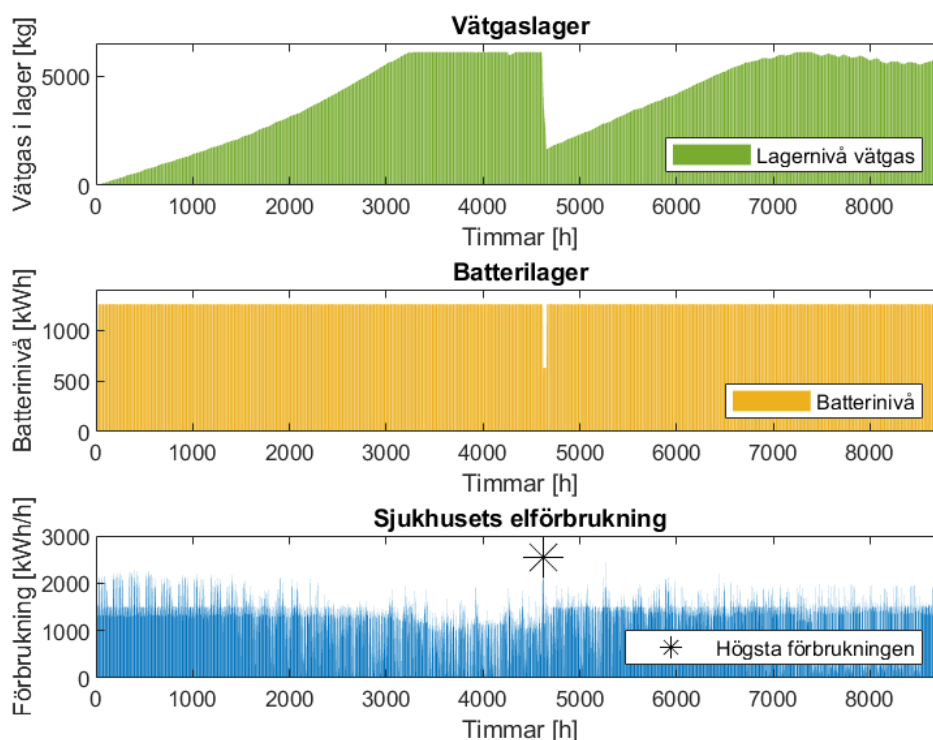
Det finns möjlighet att reducera effekttoppar med de redan installerade bränslecellerna. Eftersom systemet har sex stycken lagringstankar med kapaciteten 1016 kg per tank, totalt 6096 kg, finns det möjlighet att lagra mer vätgas än vad som krävs under reservdrift. Vätgasbehovet för strömavbrottet som systemet dimensionerats mot var 5491 kg, vilket gav ett utrymme av vätgaslagring för toppreducering på 605 kg.

Genom toppreducering med bränslecellerna, förutsatt att man laddar upp befintligt lager till full kapacitet med elektrolysören, kan alla effekttoppar över 1970 kW under året reduceras, vilket kan ses i Figur 28. Detta gäller endast under en simulering utan strömavbrott. I detta simuleringsfall kan en kostnad på ungefär 230 000 SEK per år sparas in på maxeffektuttaget genom effekttopsreducering, jämfört med sjukhuset utan ett sådant system. Eftersom bränslecellerna redan är medräknade i kostnaden för reservkraftssystemet tillkommer endast en kostnad för uppladdningen av använd vätgas till reduktionen av toppar.



Figur 28: Endast toppreducering med bränsleceller, reducerar alla effekttoppar över 1970 kW. Vätgaslagret är fullt i början av året.

Efter ett strömavbrott måste vätgaslagret fyllas på och under den tiden finns det ingen möjlighet att reducera effekttoppar eftersom reservlagret prioriteras. Stjärnan i Figur 29 visar en effekttopp efter strömavbrottet som inte kan reduceras. Under uppfyllningsfasen av energilagerna i början av året finns det heller ingen möjlighet att reducera effekttoppar. Även batterilaget är tomt i början av året men laddas upp på 6 timmar med ett maxeffektuttag på 226 kW från elnätet då batteriet inte har någon begränsad uppladdningseffekt mer än påfyllnadsgränsen.



Figur 29: Reservdrift och toppeffektsreducering med bränsleceller, försöker reducera alla effektoppar över 1970 kW.

6.4.3 Värme

Elektrolysören förbrukar totalt sett 400 MWh el när vätgaslagret laddas upp från tomt till fullt lager. Utav dessa 400 MWh blir 20 % värme enligt dess ideala värmeverkningsgrad. Den totala teoretiska värmeenergin blir då 80 MWh, vilket motsvarar knappt två dygn av NÄLs högsta värmebehov.

Skulle ett strömavbrott inträffa vid det tillfälle som systemet är dimensionerat för, med varaktigheten 48 timmar, skulle 5490 kg vätgas förbrukas. Med bränslecellens värmeverkningsgrad för användbar värme på 40 % samt vätets energiinnehåll på 33,3 kWh/kg blir den totalt genererade mängden värme vid ett strömavbrott 73,2 MWh.

För att erhålla det ungefärligt värdet av denna värmemängd multipliceras den med snittpriset för fjärrvärmen $\overline{FV}$ från Ekvation (1), vilket blir cirka 28 000 SEK.

6.4.4 Syrgas

Med en lagringskapacitet av vätgas på 6096 kg kommer det att ha tillverkats 48,8 ton syrgas när vätgaslagret fylls från tomt till fullt. Den givna mängden syrgas har ett värde på cirka 975 000 SEK räknat med de siffror som NÄL köper syrgas för.

7 Diskussion

Diskussionen syftar till att analysera resultatet och uppmärksamma eventuella förbättringar av den simulerade modellen. En diskussion om hur sjukhuset skulle kunna anpassas för att bättra lämpa sig för vätgasbaserad reservkraft kommer även att föras.

7.1 Data

En felkälla för projektet är att den prognostiserade soldatan och sjukhusets elförbrukning enbart bygger på året 2018. Eftersom att solen är starkt förknippad med den kyleffekt som krävs på sjukhuset måste därför soldatan matcha energiprofilen, något som blivit en begränsning. Med en större mängd data hade fler mönster kunnat iakttas och en mer verklighetsbaserad modell hade kunnat tas fram.

7.2 Kostnad

Kostnadskalkylerna som presenterats i rapporten bör ej användas som något mer än en indikation eftersom prissättningen på komponenter varierar kraftigt mellan olika typer och leverantörer. Priserna är endast en indikering på hårdvaran utan all kringutrustning och installation och ska därför ej ses som exakta kostnader.

Eftersom sjukhuset kräver 100 % täckningsgrad av energibehovet under strömbrottet krävs det en mycket stor energireserv. Detta medför en stor kostnad framför allt för batterier, bränsleceller och lagringstankar som har en hög investeringskostnad. En kostnadsreduktion av dessa tre komponenter i framtiden hade eventuellt skapat bättre förutsättningar för att implementera detta system som då hade kunnat konkurrera ut reservkraftsystem baserade på fossila bränslen. Startkostnaden på cirka 87 miljoner kronor bör ses som en lägsta initial kostnad som mest troligt kommer stiga med vidare studier. Kostnader för anläggningsarbete till infrastruktur eller styrsystem skulle till exempel kunna ge utökade kostnader. Ytterligare en riskkalkyl som undersöker respektive komponents risk för haveri inom dess livslängd skulle kunna komplettera den nuvarande kostnadskalkylen för att få en bättre uppfattning om vad systemet i helhet troligen skulle kosta.

7.3 Elektrolysör

I relation till bränslecellerna, både sett till effekt och kostnad, är elektrolysören mycket liten vilket förklarar den långa uppladdningstiden av vätgaslagret. Dock hade en större elektrolysör troligtvis inte kunnat ladda upp lagret mycket snabbare med tanke på 1500 kW-gränsen för att undvika att addera last under höglasttid. Det är en avvägning för sjukhuset själva att göra, om det är önskvärt att köra elektrolysören när spotpriserna är högre i utbyte mot att snabbare få ett fullt lager efter ett strömavbrott.

7.4 Batterilagring

I simuleringsmodellen läggs hela verkningsgraden vid uppladdning av batterilagren, vilket innebär att delsystemet i verkligheten kräver något större lagringskapacitet. Genom att välja ett större batterilager vid optimeringen av antal bränsleceller ökar tillförlitligheten till systemet avsevärt. Det innebär att om batterierna kan leverera upp till två gånger sin lagringskapacitet kan bränsleceller och batterier kombinerat klara av en förbrukning på upp till ungefär 4800 kW under korta stunder. Eftersom den högsta medeleffekttoppen som sjukhuset förbrukade från nätet under 2018 var 2535 kWh/h, med solkraft subtraherat, är det inte troligt att faktiska effekttoppar överstiger systemets kapacitet under strömavbrott.

Eftersom batterilagringen är förenklad i modellen används hela kapaciteten under strömavbrott utan några begränsningar i det maximala effekttuttaget, även vid låg batterinivå. Detta är något som kräver en mer sofistikerad modell av delsystemet, vilket kan resultera i att ett större batterilager krävs än vad som presenterats i resultatet.

Toppreducering med ett utökat batterilager visade sig inte vara lönsamt, med avseende på återbetalningstiden. Detta beror primärt på att lastvariationen under dygnet är för liten. Det innebär att det hade krävts betydligt större batterilager för att få ner förbrukningen under höglasttid, vilket hade genererat den största besparingen. Detta hade även genererat en betydlig ökning vad gäller investeringskostnad för batterierna. En reduktion i investeringskostnad för litiumjonbatterier hade kunnat ge ökad besparing genom effekttoppsreducering med given energiprofil.

Det finns ännu en applikation av batterierna som inte har undersökts och som är en riskavvägning utanför projektbeskrivningen, nämligen att använda lagrad energi i batterierna som enbart är avsedd för reservdrift för att dessutom reducera effekttoppar. Detta är möjligt då sjukhusets energibehov fluktuerar något över året, vilket ger utrymme till att använda reservenergi under normaldrift. Ytterligare argument för att detta är en möjlighet är batteriernas korta uppladdningstid. Det tar ungefär sex timmar att ladda upp batterierna från tomt till fullt lager, beroende på aktuell elförbrukning, årstid och tid på dygnet. Effekttoppsreducering med batterier

är teoretiskt sätt mer gynnsamt ur energisynpunkt än effekttoppsreducering med bränsleceller. Anledningen till detta är för att batterierna har högre elektrisk verkningsgrad än elektrolysör, kompressor och bärnsleceller. Batterierna ger potentiellt även möjlighet till kostnadsbesparingar baserat på spotprisvariationer under dygnet, som resultat av deras höga elektriska verkningsgrad.

7.5 Bränsleceller

Eftersom sjukhusets förbrukning är relativt jämnt fördelad över året blev optimala antalet bränsleceller högt i relation till mängden batterier. Detta är en konsekvens av att bränslecellerna lämpar sig mer åt kontinuerlig låglastdrift, medan batterierna lämpar sig bättre för höga laster under kortare tidsintervall.

Vid 24 stycken bränsleceller var kostnadsskillnaden 44 000 SEK mindre än för 23 stycken, se Figur 20 samt Tabell 1, med skillnaden att batterilagret var halverat. För att öka dynamiken och resiliensen i systemet valdes 23 bränsleceller med ett större batterilagret. Antal lagringstankar är fem stycken vid 17 bränsleceller, men sex stycken för resterande antal bränsleceller. Det innebär att vid 20 stycken bränsleceller utnyttjar man en mycket liten del av den extra tanken jämfört med 23 respektive 26 bränsleceller som ökar nyttjandegraden hos den extra lagringstanken.

Eftersom att bränslecellens verkningsgrad sjunker med ökad last samt att vätgaskonsumtionen stiger, är det önskvärt att köra bränslecellen enligt ett driftschema som tillåter den ligga på en lägre last. Detta skulle innebära att fler antal bränsleceller alternativt större lagringskapacitet för batterierna skulle krävas för att täcka sjukhusets elbehov under reservdrift. Detta skulle generera högre investeringskostnader.

Toppreduceringen med bränsleceller är ett resultat av att systemet har större lagringstankar än vad som krävs under ett strömavbrott. Detta projekt har inte undersökt kombinationen av olika storlekar och ställt den eventuella kostnadsbesparingen på investeringskostnaden jämfört med besparingen genom toppreduceringen som resultat av utökad lagringsvolym mot varandra. Det finns även möjlighet att reducera effekttoppar under normaldrift med vätgas som enbart är avsedd för reservdrift. Detta är möjligt eftersom sjukhusets elbehov fluktuerar något över året. Riskavvägningen för att göra detta ligger utanför projektets gränser och har därför inte tagits i beaktning.

7.6 Tillvaratagande av spillvärme

Att ta tillvara på spillvärmen skulle givetvis i ett hållbarhetsperspektiv vara att rekommendera, men ur ett ekonomiskt perspektiv finns inga incitament i denna modell. Bränslecellerna skulle kunna bidra med en värmemängd som generas under ett kort intervall, men den mängd värmeenergi som är beräknad i resultatet förutsätter att det scenario som systemet är dimensionerat mot inträffar, vilket sker sällan. Därför anses den eventuella ekonomiska nyttan vara försumbar, ytterligare kostnader skulle dessutom tillkomma, så som installation. Med samma argument är värmemängden från elektrolysören försumbar.

7.7 Tillvaratagande av syrgas

Genom att fylla vätgaslagret fullt tillverkas också en ansevärd mängd syrgas. Även om NÄL inte har behov av all mängd syrgas, finns det indikationer på att överbliven mängd går att sälja. Det egentliga värdet av detta lämnas till vidare studier.

7.8 Framtida förbättringar

Trots de stora utmaningar som finns med att utforma ett vätgasbaserat reservkraftsystem för sjukhusområdet NÄL är det möjligt på ett teoretiskt plan. Detta trots att ett sjukhus har en unik energiprofil samt höga krav på att kunna vara operativt i allra högst grad. Även om möjligheterna är konkreta för ett vätgassystem är detta kandidatarbetes förutsättningar ej optimala. Det finns ett antal faktorer som skulle kunna ha möjligheten att förändra förutsättningarna.

En första åtgärds punkt för att kunna förbättra helhetsbilden och systemet i dess fundament skulle vara att försöka ändra energiprofilen genom att göra NÄLs byggnader mer energisnåla. Förhoppningarna skulle då vara att minska NÄLs effektförbrukning under sommaren till följd av kylbehov. Denna åtgärd skulle sänka nettoskillnaden mellan energiförbrukningen och solkraften i strävan för att uppnå överproduktion av egenproducerad förnybar el.

En andra åtgärds punkt skulle vara att se över om det är absolut nödvändigt att ha 100 % täckningsgrad även under reservdrift. Stora delar av akutsjukhuset NÄLs drift är ej kompromissbara, men vissa delar skulle vara möjliga att se över för att minska elbehovet under reservdrift.

Även om dessa två faktorer skulle förändras finns ytterligare ett fundamentalt fel i systemet, elektrolysörer och solkraft är ett omakapar. Som tidigare lyfts i rapporten behöver en elektrolysör drivas cirka 8000 timmar om året, detta i jämförelse med Trollhättans cirka 1500-1800 timmar årliga soltimmar. Ett problem som inte skulle

lösas även om solcellspraken skulle skalas upp flera gånger till. Solcellsparken behöver kompletteras med ytterligare en intermittent elkälla. Man vill dimensionera ett vätgassystem så att varje delsystem används i så hög utsträckning som möjligt, vilket skulle innebära att inget delsystem skulle överdimensioneras. Detta skulle kunna skapa en ekonomi med vätgassystemet som motsvarar de höga investeringskostnaderna.

8 Slutsats

Att utforma ett vätgassystem som reservkraftssystem som uppfyller de krav NÄL ställer på systemet kan konstateras vara möjligt på ett teoretiskt plan och skulle kosta minst 87,33 miljoner kronor. För att erhålla detta krävs en elektrolysör med effekten 174 kW, ett lagringsutrymme som har en lagringskapacitet på 6096 kg vätgas under trycket 350 bar, en kompressor med effekten 5 kW, 23 stycken bränsleceller med effekten 100 kW vardera samt ett batterilager med lagringskapaciteten 1256 kWh.

Av de mervärden som undersökts kan slutsatsen dras att förutsättningarna för samtliga mervärden ökar desto mer systemet används. Dock, med rådande förutsättningar och vald metodik av modellering kan inte mervärdet spillvärme från systemet verifieras. Detta lämnas till vidare studier. Av mervärdena toppeffektsreducering och tillvaratagande av syrgas kan inga definitiva slutsatser dras kring huruvida de bidrar direkt till sänkt totalkostnad. Eftersom rapporten inte undersöker aspekter som slitage och degradering, lämnas detta till vidare studier.

För att förbättra förutsättningarna för ett vätgassystem som reservkraft och dess mervärden bör överproduktion av egenproducerad energi eftersträvas för att kunna ha systemet i drift mer frekvent.

Litteraturförteckning

- [1] My Fule Cell, "Framställning av vätgas," 2015. [Online]. Tillgänglig: <https://www.myfuelcell.se/framst>, (hämtad: 2021-05-12).
- [2] A. Törnfeldt, A. Nypelius, "Vätgas och energilagring," Förstudie, LRF Gotland, Gotland, Sverige, 2020. [Online]. Tillgänglig: https://www.lrf.se/globalassets/dokument/mitt-lrf/_regioner/gotland/rapport-forstudie-vatgas-och-energilagring-.pdf
- [3] S. Kesselfors, "HYBRIT bygger bergrum för storskalig vätgaslagring," Energinyheter.se, April, 7, 2021, [Online]. Tillgänglig: <https://www.energinyheter.se/20210407/23800/hybrit-bygger-bergrum-storskalig-vatgaslagring#:~:text=V>, (hämtad: 2021-05-12).
- [4] A. Alexandersson, "Solens strålar kan lagras med hjälp av vätgas," RISE RESEARCH INSTITUTES OF SWEDEN, December, 20, 2019, [Online]. Tillgänglig: <https://www.ri.se/sv/berattelser/solens-stralar-kan-lagras-med-hjalp-av-vatgas>, (hämtad: 2021-05-12)
- [5] P. Östberg, "Vätgas som energilager – Om vätgasens potential som energibärare i termiska kraftverk," Examensarbete på Civilingenjörsnivå, Institutionen för Energivetenskaper, Lunds Tekniska Högskola, Lund, Sverige, 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordId=8907926&fileId=8908328>
- [6] F. Björklund, Rapport: Mer överkomliga batteripriser inom kort", December, 30, 2020, [Online]. Tillgänglig: <https://www.nyteknik.se/energi/rapport-mer-overkomliga-batteripriser-inom-kort-7007559#:~:text=Analysf>(hämtad: 2021-05-14)
- [7] H. Kardell, Energistrateg på Västfastigheter, personlig kommunikation, Mar. 2021.
- [8] Trollhättan Energi, "Anslut dig till fjärrvärmenätet," Tillgänglig: <https://www.trollhattanenergi.se/foretag/fjarrvarme/anslut-dig-till-fjarrvarmenatet/>, (hämtad: 2021-05-11).
- [9] Preem, "Listpriser Bulk," 2021. Tillgänglig: <https://www.preem.se/foretag/kund-hos-preem/listpriser/listpriser-bulk/>, (hämtad: 2021-05-04).
- [10] Eurolab, "TSE K 292 Medicinsk syregas," 2020. Tillgänglig: <https://www.eurolab.net/sv/testler/saglik-teknolojileri-testleri/tse-k-292-medikal-oksijen-gazi/> (hämtad: 2021-05-09).
- [11] Linde, "Syrgas," 2021. Tillgänglig: https://www.linde-gas.se/sv/products_ren/bulk_gases/oxygen/index.html, (hämtad: 2021-05-09).

- [12] Preem, "CCS: Resan mot negativa utsläpp startar i Lysekil," 2021. Tillgänglig: <https://www.preem.se/om-preem/hallbarhet/ccs/>, (hämtad: 2021-05-09).
- [13] I. Sjöberg, K. Widing, "Utvärdering av vätgaslagring för att reducera elefektuttaget i en kommersiell byggnad med solcellproduktion," Examensarbete, Teknisk- naturvetenskaplig fakultet UTH-enheten, Uppsala Universitet, Uppsala, Sverige, 2020. [Online]. Tillgänglig: https://www.utn.uu.se/sts/student/wp-content/uploads/2020/02/2002_Inga_katarina.pdf (hämtad: 2021-04-20).
- [14] M. Wondollek, "Ny nationell satsning på vätgas," April, 23, 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://www.ri.se/sv/press/ny-nationell-satsning-pa-vatgas>, (hämtad: 2021-05-05).
- [15] J. Roach, "Microsoft tests hydrogen fuel cells for backup power at datacenters," Microsoft, Juli, 27, 2020. [Online]. Tillgänglig: <https://news.microsoft.com/innovation-stories/hydrogen-datacenters/>, (hämtad: 2021-05-05).
- [16] H. Alfredsson, C. Swenson, "Bränslecell jämfört med dieselgenerator: En fallstudie; ersättning av dieselgenerator på ett fartyg," Examensarbete, Institutionen för Sjöfart och marin teknik, Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg, Sverige, 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/250182/250182.pdf>, (hämtad: 2021-05-04).
- [17] C.J. Liljegren, "Därför ökar intresset för vätgas," Tidningen Energi, Oktober, 10, 2020. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energi.se/artiklar/darfor-okar-intresset-for-vatgas/>, (hämtad: 2021-05-05).
- [18] PEM Electrolyser, Oslo, Norge: Nel Hydrogen. 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://nelhydrogen.com/product/c10-c20-c30/>, Hämtad: 2021-05-12.
- [19] H-O. Nilsson, Nilsson Energy, personlig kommunikation, Mar. 2021.
- [20] US department of energy, "Hydrogen Production: Electrolysis," 2021. Tillgänglig: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>, (hämtad: 2021-02-13).
- [21] W.J. Tiktak, "Heat Management of PEM Electrolysis: A study on the potential of excess heat from medium to large scale PEM electrolysis and the performance analysis of a dedicated," Master thesis, Delft University of Technology, Amsterdam, Nederländerna, 2019. [Online]. <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3Ac046820a-72bc-4f05-b72d-e60a3ecb8c89>
- [22] J. Fjellstad. (2010). Termodynamik – Föreläsning 10, Entropi i Steady Flow, Rankinecykeln. [Power Point] <https://www3.kau.se/kurstorg/files/t/C10AE6CD1889e1AEAFwnFE657A3F/TDF10handouts.pdf>
- [23] I. Ekroth och E.Granryd, Tillämpad termodynamik, Upplaga 1:4, Lund, Studentlitteratur AB, 2006.

- [24] Dr. A. Bodén & J.Thorsson, PowerCell, personlig kommunikation, Feb. 2021.
- [25] Wang, Yun., Chen, Ken S., & Chan, Sung. (2013). PEM Fuel Cells: Thermal and Water Managment Fundamentals. New York : Momentum Press.
- [26] D. Deng, "Li-ion batteries: basics, progress, and challenges," Energy Science & Engineering, 2015, vol. 3, nr. 5, ss. 385-418. Doi: <https://doi.org/10.1002/ese3.95>
- [27] A. Nordling et al. "Energilagring, Teknik för lagring av el," KUNGL. INGENJÖRSVETENSKAPSAKADEMIEN (IVA), Stockholm, Sverige, 2015. [Online]. Tillgänglig: <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201508-iva-vagvalel-ellagring-rapport-j-ny.pdf>, (hämtad: 2021-04-21).
- [28] Tsiropoulos I. et al, "Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications," Luxembourg, Publications Office of the European Union, 2018. [Online]. doi:10.2760/87175
- [29] R. Martins et al., "Optimal Component Sizing for Peak Shaving in Battery Energy Storage System for Industrial Applications," Energies, vol 11, 2018, Art. no. 2048, [Online]. Tillgänglig: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/8/2048/htm>, (hämtad: 2021-05-04).
- [30] W. Cole & A. W. Frazier, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update," National Renewable Energy Laboratory, Denver, Colorado, USA, 2020. [Online]. Tillgänglig: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>, (hämtad: 2021-05-06).
- [31] Elavtal24, "Vad kostar 1 kWh? – Beräkna elpris per kWh," 2021. Tillgänglig: <https://elavtal24.com/elpris-kwh/>, (hämtad: 2021-04-21).
- [32] Nord Pool, "Day-ahead prices," 2021. Tillgänglig: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/SE/Hourly/?view=table>, (hämtad: 2021-04-23).
- [33] Trollhättan Energi, "Västsveriges lägsta elnätsavgifter," trollhattanenergi.se, Tillgänglig: <https://www.trollhattanenergi.se/foretag/elnat/elnatsavgiften/>, (hämtad:2021-04-21).
- [34] Trollhättan Energi, "Tillämpningsbestämmelser högspänning effekt," 2020. Tillgänglig: <https://www.trollhattanenergi.se/foretag/elnat/elnatsavgiften/>, (hämtad: 2021-04-21).
- [35] Tesla, "Powerwall Specs," 2021. Tillgänglig: <https://www.tesla.com/powerwall>, (hämtad: 2021-05-04).
- [36] SMHI, "Normal solskenstid för ett år," 2021. Tillgänglig: <https://www.smhi.se/data/meteorologi/stralning/normal-solskenstid-for-ett-ar-1.3052>, (hämtad: 2021-05-04).

- [37] Göteborgs Stad, "Vatten- och avloppstaxa,"2021. [Online]. Tillgänglig; <https://goteborg.se/wps/portal/start/vatten-och-avlopp/avgifter/vatten--och-avloppstaxa?uri=gbglnk>(hämtad 2021-05-12)
- [38] PowerCell, "Power Generation System 100," [Online] Tillgänglig: <https://powercellution.com/power-generation-system-100> (hämtad:2021-04-01)
- [39] Umoe Advanced Composites, "Transport modules for Hydrogen", Tillgänglig: <https://www.uac.no/container-transportation-solutions/hydrogen/>, (hämtad: 2021-04-23).
- [40] S. M. Saba, M. Müller, M. Rubinius, D. Stolten, The investment costs of electrolyse: A comparison of cost studies from the past 30 years", International Journal of Hydrogen Energy 43, ss. 1209-1223. Dec. 2018. Tillgänglig: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917344956>, (hämtad: 2021-05-11).
- [41] Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell System for Primary Power and Combined Heat and Power Applications,BBattelle Memorial Institute, 505 King Avenue Columbus, OH 43201, USA, DE-EE0005250, ss.116. Jan. 2017. [Online], Tillgänglig: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/02/f49/fcto_battelle_mfg_cost_analysis_100_250kw_pp_chp_fc_systems_jan2017.pdf, (hämtad: 2021-05-11).